

*Raforkusæstrengur
milli Íslands og
Bretlands, kostnaðar-
og ábatagreining*





Efnisyfirlit

Samantekt og helstu niðurstöður	8
1 Inngangur og bakgrunnur.....	16
1.1 Inngangur.....	16
1.2 Bakgrunnur.....	18
1.3 Uppbygging skýrslunnar	20
1.4 Kynning á IceLink verkefninu	20
2 Kostnaðar- og ábatagreining: Aðferðafræði og efnistöð	24
2.1 Inngangur.....	24
2.2 Yfirlit yfir aðferðafræði hermunar	24
2.2.1 Áhrif veðurs	25
2.2.2 Hermun fjárfestinga í orkuvinnslu	26
2.3 Raforkuverð á Íslandi	27
2.4 Aðferðafræði kostnaðar- og ábatagreiningarinnar	28
2.4.1 Almennt um strengi sem tengja saman tvo stundarmarkaði .	28
2.4.2 Aðferðafræði aðlöguð að IceLink verkefninu.....	30
3 Viðskiptalíkon sæstrengs	32
3.1 Yfirlit yfir viðskiptalíkon fyrir Icelink	32
3.2 Markaðslíkan	33
3.3 Útflutningslíkan.....	34
3.4 Samþætt líkan	36
3.5 Samantekt á viðskiptalíkönunum	37
4 Markaðssviðsmyndir.....	39
4.1 Yfirlit yfir þróun sviðsmynda.....	39
4.1.1 Grunn sviðsmyndir.....	39
4.1.2 Næmnigreining.....	40
4.1.3 Uppsetning hermana	41
4.2 Lykilforsendur sviðsmynda.....	42
4.2.1 Eftirspurn eftir raforku á Íslandi	42
4.2.2 Framboð raforku á Íslandi.....	44
4.2.3 Kostnaður við sæstreng	47
4.3 Raforkumarkaður í Bretlandi.....	48
4.3.1 Yfirlit yfir helstu stærðir	48
4.3.2 Markaðsskipan	49
4.3.3 Orkustefna Bretlands.....	49



4.3.4	Stuðningur við verð á kolefnislosunarheimildum.....	50
4.3.5	Aflmarkaður (e. Capacity Market).....	51
4.3.6	Mismunasamningar (e. Contract for differences)	52
4.3.7	Tekjuþak og gólf sæstrengs (e. Cap and floor)	53
5	Helstu niðurstöður markaðsspár	55
5.1	Fjárfestingar í raforkuvinnslu á Íslandi.	55
5.2	Raforkuflutningur um sæstrenginn.....	56
5.3	Orkuvinnsla á Íslandi.....	58
5.4	Spá um heildsöluverð	60
5.4.1	Spá um raforkuverð í Bretlandi.....	60
5.4.2	Spá um raforkuverð á Íslandi	62
5.5	Næmnigreiningar	63
6	Kostnaðar- og ábatagreining sæstrengs	67
6.1	Inngangur.....	67
6.2	Áhrif á velferð á Íslandi.....	67
6.3	Áhrif á velferð í Bretlandi	70
6.3.1	Útflutningslíkan: Samningsverði í mismunasamningi (e. Contract for differences)	71
6.3.2	Áhrif á velferð í Bretlandi	72
6.4	Velferðaráhrif sæstrengsins	74
6.5	Samanlögð velferðaráhrif	76
6.6	Viðskiptaleg arðsemi Icelink-verkefnisins	78
6.6.1	Innri vextir fjárfestingar (e. Internal rate of return)	78
7	Reynsla Norðmanna.....	81
7.1	Samanburður við Icelink-verkefnið.....	82
7.2	Viðskiptalíkön fyrir sæstrengi í Noregi.....	83
7.3	Áhrif raforkusæstrengja á heildsöluverð í Noregi	84
7.4	Áhrif á gjaldskrá flutningskerfisins	84
7.5	Mildun áhrifa herra raforkuverðs fyrir stórnotendur	85
7.6	Viðtökur neytenda	87
8	Löggjöf og mótvægisáðgerðir.....	88
8.1	Orkustefna Evrópusambandsins	89
8.2	Löggjöf ESB um innri orkumarkaðinn.....	90
8.2.1	Þriðji orkupakkinn.....	91
8.2.2	Reglugerð um samtengingar milli raforkumarkaða	92
8.2.3	Project of common interest	98



8.3	Tenging Íslands við innri orkumarkaðinn	98
8.4	Ríkisaðstoð við framleiðslu á endurnýjanlegri orku	100
8.4.1	Reglugerð um almenna hópundanþágu (GBER)	101
8.4.2	Leiðbeiningar um ríkisaðstoð til umhverfisverndar og orkuframleiðslu 2014-2020	103
8.4.3	Stuðningskerfi í EES-ríkjum	104
8.5	Leiðir til að niðurgreiða hækkandi raforkuverð til heimila, fyrirtækja og orkufreks iðnaðar á Íslandi	108
8.5.1	Almennar mótvægisáðgerðir vegna hækkunar raforkuverðs á íslenska orkumarkaðnum	110
8.5.2	Sérstakar mótvægisáðgerðir gegn hækkun raforkuverðs til heimila	112
8.5.3	Atriði sem þarf að hafa í huga varðandi stóriðju	115
8.5.4	Ívilnanir til heimila, fyrirtækja og stóriðju til að auka orkunýtni	118
9	Mat á þjóðhagslegum áhrifum	120
9.1	Viðfang rannsókna	120
9.2	Fyrri rannsóknir	120
9.3	Helstu forsendur	121
9.4	Þjóðhagslíkanið	123
9.5	Sviðsmyndirnar	124
9.6	Niðurstöður	125
10	Áhrif á heimili	131
10.1	Eftirspurn heimila	131
10.2	Raforkuverð til heimila fyrir almenna notkun	133
10.3	Rafmagnskostnaður til húshitunar á „köldum svæðum“	137
10.4	Samanburður á raforkuverði til heimila í Evrópu	141
10.5	Áhrif Icelink á raforkuverð til heimila	142
10.6	Mögulegar mótvægisáðgerðir í þágu heimila	144
11	Áhrif á stóriðju á Íslandi	148
11.1	Yfirlit yfir eftirspurn stóriðju	148
11.2	Áliðnaðurinn	151
11.2.1	Hnatræn þróun	151
11.2.2	Framleiðslukostnaður áls og rafmagnsverð	153
11.2.3	Álverin á Íslandi	156
12	Áhrif á aðrar atvinnugreinar en stóriðju	163
12.1	Yfirlit yfir eftirspurn	163



12.2	Samanburður við önnur Evrópulönd	164
12.3	Raforkunotkun sjávarútvegs	165
12.4	Raforkunotkun opinberrar þjónustu	167
12.5	Raforkunotkun landbúnaðar	169
12.6	Verslun og þjónusta	172
12.7	Veitur og eigin notkun framleiðenda	175
12.8	Samantekt á áhrifum Icelink á aðrar atvinnugreinar en stóriðju	176
13	Áhrif á orkuvinnslufyrirtæki á Íslandi	177
13.1	Betri nýting núverandi auðlinda	177
13.2	Kostnaður við nýja raforkuvinnslu	177
13.3	Áhrif á velferð framleiðenda	178
14	Raforkunotkun á Íslandi	180
14.1	Söguleg og núverandi notkun	180
14.2	Spá um þróun innlendrar eftirspurnar eftir raforku	182
14.2.1	Lág sviðsmynd	182
14.2.2	Há sviðsmynd	183
14.2.3	Mið-sviðsmynd	184
14.3	Eftirspurn eftir raforku á Íslandi með sæstreng	184
15	Framboð raforku á Íslandi	187
15.1	Yfirlit yfir núverandi raforkuvinnslu á Íslandi	187
15.2	Nýting núverandi kerfis með sæstreng	188
15.3	Nýjar virkjanir	191
15.3.1	Nýjar jarðhita- og vatnsaflsvirkjanir í Rammaáætlun	191
15.3.2	Smávirksvirki (e. Small Hydro Power (SHP))	193
15.3.3	Möguleikar vindorku á landi	197
16	Flutningskerfi raforku á Íslandi	202
16.1	Núverandi flutningskerfi	202
16.2	Uppbygging flutningskerfisins án Icelink	203
16.3	Hugsanlegir lendarstaðir fyrir sæstreng á Íslandi	204
16.4	Nauðsynleg endurnýjun flutningskerfisins með Icelink	205
16.5	Kostnaður við frekari styrkingu flutningskerfisins	206
17	Áhrif á umhverfi	208
17.1	Umhverfisáhrif útflutnings á endurnýjanlegri raforku til Bretlands	208
17.2	Umhverfisáhrif sæstrengs og umbreytistöðva	208
17.3	Mat á umhverfisáhrifum raforkuflutnings innlanlands	209
17.4	Mat á umhverfisáhrifum nýrrar orkuvinnslu á Íslandi	210



18	Heildarkostnaður og áhrif á afhendingaröryggi.....	213
18.1	Kostnaður við sæstreng	213
18.2	Uppitími og hætta á bilun í sæstreng.....	214
18.3	Kostnaður við nýja framleiðslu og flutningur innanlands.....	220
18.4	Spá um heildarkostnað	222
18.5	Áhrif á afhendingaröryggi á Íslandi	223
18.6	Áhrif Icelink á afhendingaröryggi á Íslandi	223
19	Tilvísanir.....	227
19.1	Bækur	227
19.2	Greinar.....	227
19.3	Löggjöf ESB.....	227
19.4	Dómafordæmi.....	228
19.5	Ákvarðanir framkvæmdastjórnarinnar	229
19.6	Ákvarðanir Eftirlitsstofnunar EFTA	229
19.7	COM-skjöl.....	231
19.8	Leiðbeiningar.....	231
19.9	Vefurinn.....	232
19.10	Skýrslur	233
20	Viðauki.....	238
20.1	Skammstafanir.....	238
20.2	Myndayfirlit.....	240
20.3	Töfluyfirlit	245
20.4	BID3 power market model	247





Samantekt og helstu niðurstöður

Helstu forsendur

Efni skýrslunnar takmarkast við útboðslýsingu Ríkiskaupa og niðurstöður verður að skoða í samhengi við þær forsendur sem eru notaðar. Lykilforsendur eru þróun eftirspurnar eftir raforku á Íslandi, möguleikar á nýrri raforkuvinnslu á Íslandi, kostnaður við verkefnið, flutningsgeta og uppítími strengs, fjármagnskostnaður, viðskiptamódel, þróun á raforkuverði í Bretlandi og mögulegur stuðningur breskra stjórnvalda. Gengið er út frá 1200 km löngum streng með 1000 MW aflgetu sem liggur frá austurströnd Íslands til Bretlands. Verkefnið er greint út frá þremur sviðsmyndum sem samsvara mismunandi sýn á þróun á efnahag í heiminum. Miðsviðsmyndin endurspeglar mat á líklegustu þróunina en háu og lágu sviðsmyndunum er ætlað að spanna svið mögulegra niðurstaðna. Við kostnaðar- og ábatagreininguna eru greind áhrif á notendur, framleiðendur og eigendur strengsins í báðum löndum.

Almennar niðurstöður

Vísbending er um að lagning sæstrengs kunni að reynast bæði Íslandi og Bretlandi þjóðhagslega hagkvæm og viðskiptalega arðsöm. Forsenda þessa virðist þó vera að bresk stjórnvöld séu reiðubúin að styðja við verkefnið líkt og þau styðja í dag þarlenda nýja endurnýjanlega raforkuvinnslu. Fyrir Ísland er nettó ábatinn um €1,4 milljarðar og árleg jákvæð áhrif á landsframleiðslu á bilinu 1,2-1,6% sem eru umtalsverð varanleg jákvæð áhrif. Tenging við Bretland myndi jafnframt auka orkuöryggi Íslands. Lagning sæstrengs kallar á framkvæmdir héraðs í bæði orkuvinnslu- og orkuflutningsmannvirkjum. Möguleikar til aukinnar orkuvinnslu á Íslandi eru takmarkaðir bæði af náttúrunnar hendi og ákvörðunum Alþingis. Í þessari greiningu eru notuð orkuvinnsluverkefni sem þegar eru í nýtingarflokki rammaáætlunar en einnig vindorka og smávirðjanir, engin verkefni í biðflokki eða verndarflokki rammaáætlunar eru notuð í greiningunni. Ekki er gert ráð fyrir framkvæmdum á hálendi Íslands, hvort sem er í virkjunum eða flutningslínnum. Greiningin leiðir í ljós að sæstrengur leiðir til herra raforkuverðs á Íslandi. Herra raforkuverð snertir mismunandi hópa raforkunotenda á ólíkan hátt og bent er á mögulegar mótvægisáðgerðir af hálfu stjórnvalda, þær leiðir eru þó háðar því að þær samræmist skuldbindingum Íslands samkvæmt EES samningnum. Vísbendingar eru um að lagning sæstrengs kunni að bæta nýtni núverandi íslensks raforkukerfis um sem nemur 1,5 TWst á ári og raforkusala um sæstreng kann að draga úr losun Breta á gróðurhúsalofttegundum sem nemur 1,0-2,9 milljónum tonna af CO² ígildi.

Um framboð og eftirspurn eftir raforku á Íslandi



Orkustofnun birtir reglulega spá um þróun almennrar eftirspurnar eftir raforku og er sú spá notuð sem grunnur í mið-sviðsmyndinni. Án sæstrengs er gert ráð fyrir að eftirspurn eftir raforku á Íslandi aukist um 5,5 TWst á næstu tuttugu árum. Það er að meðaltali 275 GWst árlegur vöxtur sem er heldur hægari vöxtur en hefur verið frá árinu 2009 og miklu minni vöxtur en var á árunum þar á undan samhliða uppbyggingu álvera.

Virkjunarkostir í nýtingarflokki rammaáætlunar um vernd og orkunýtingu landsvæða (Rammaáætlun) eru notaðir sem grunnforsenda fyrir nýrri orkuvinnslu á Íslandi. Aðrir möguleikar til orkuvinnslu sem voru utan rammaáætlunar eins og stækkun núverandi virkjana, vindorka, litlar vatnsaflsvirkjanir og lágjarðvarmavirkjanir eru einnig notaðir sem mögulegir virkjunarkostir. Enginn virkjunarkostur sem er í biðflokki, verndarflokki eða á hálendi Íslands er notaður í greiningunni. Með tilkomu raforkusæstrengs eykst eftirspurnin eftir raforku á Íslandi sem nemur nettó flæði um strenginn. Í mið-sviðsmyndinni er nettó útflutningur 7,4 TWst á ári en á móti verður hægt að bæta árlega nýtni raforkuvinnslu kerfisins um 1,5 TWst. Flæði um strenginn er niðurstaða hermana þar sem raforkuvinnslan er hermd með 20 mismunandi veðurmynstrum og verðmismun milli markaðanna á hverjum tíma.

Áhrif á raforkuverð á Íslandi

Á raforkumörkuðum Evrópu eru upplýsingar um skammtímaverð aðgengilegar þar sem viðskipti með orku fara fram í gegnum skipulagða tilboðsmarkaði. Sem stendur er enginn skipulagður tilboðsmarkaður með raforku á Íslandi og viðskipti með rafmagn á Íslandi fara að mestu leyti fram í tvíhliða rafmagnssamningum til langs tíma. Þróun heildsöluverðs til langs tíma á raforku á Íslandi ákvarðast því af langtíma jaðarkostnaði raforkuvinnslu en ekki á skipulögðum tilboðsmarkaði. Til grundvallar á útreikningi á langtíma jaðarkostnaði raforkuvinnslu á Íslandi eru notaðar kostnaðartölur sem Orkustofnun hefur gefið upp fyrir mismunandi orkukosti í rammaáætlun og niðurstöður hermunar um uppbyggingu á orkuvinnslu á Íslandi til að mæta nýrri eftirspurn með og án sæstrengs. Aukinn eftirspurn hvort heldur sem er frá innlendum aðilum eða frá streng hækkar raforkuverð vegna dýrari orkuvinnslukosta sem þarf til að fullnægja þeirri eftirspurn. Niðurstaða greiningarinnar er að áhrif tengingar til Bretlands á raforkuverð á Íslandi á árunum 2025 og 2035 umfram hækkunir á raforkuverði án strengs verði á bilinu €6-12 /MWst. eða 0,85-1,7 kr/kWst en verðáhrifin eru mismunandi eftir sviðsmyndum. Til samanburðar gerir Statnett ráð fyrir að áhrif á raforkuverð í Noregi af lagningu tveggja 1400 MW raforkustrengja til Þýskalands og Bretlands verði €4-5 /MWst til hækkunar á raforkuverði í Noregi.



Áhrif á raforkunotendur og mögulegar mótvægisáðgerðir

Raforkunotendum á Íslandi má skipta í þrennt: 79% notkunar er frá stóriðju, 5% frá heimilum og 16% frá verslun, þjónustu og öðrum iðnaði en orkufrekum iðnaði. Aukinn kostnaður notenda vegna herra raforkuverðs á Íslandi endar sem ábati fyrir orkufyrirtækin á Íslandi (sem að mestu eru í opinberri eigu) og nettast því út í þjóðhagslegri kostnaðar og ábatagreiningu, enda um tilflutning á fjármunum innan Íslands að ræða. Mótvægisáðgerðir þurfa að uppfylla kröfur regluverks Evrópska Efnahagssvæðisins. Lækkun á virðisaukaskatti úr efra þrepi 24,5% í neðra þrep 11% eyðir áhrifum af raforkuverðshækkunum fyrir 90% heimila í landinu, Þau 10% heimila sem hafa ekki aðgang að jarðvarmaveitu eru sérstaklega viðkvæm gagnvart hækkun á raforkuverði. Flutningur og dreifing raforku eru nú að fullu niðurgreidd til þessara heimila og eru þær niðurgreiðslur samkvæmt EES samningnum (e. Existing aid) sem geta verið áfram í gildi óháð sæstreng. Öll niðurgreidd raforkunotkun á Íslandi til húshitunar var um 320 GWst árið 2014. Árlegur kostnaðarauki við beina og óbeina rafhitun húsa vegna sæstrengs er um 2-4 milljónir evra eða um 275-550 milljónir íslenskra króna. Þessi hópur er viðkvæmur fyrir raforkuverðshækkunum og því frekari mótvægisáðgerðir nauðsynlegar.

Þriðja raforkutilskipun ESB kveður á um vernd neytenda, sér í lagi „viðkvæmra neytenda“. Hvert aðildarríki getur skilgreint hvaða neytendur teljast „viðkvæmir neytendur“ og hvernig þeir skuli verndaðir, einkum viðskiptavinir með lágar tekjur. Kýpur hefur t.d. tekið upp vernd fyrir viðkvæma neytendur á formi lægri gjalda raforkugjaldskrár og Ungverjaland hefur tekið upp sérstaka vernd fyrir viðkvæma neytendur. Ísland gæti skilgreint hverjir eru viðkvæmir neytendur og veitt þeim ákveðna vernd gegn snöggum hækkunum raforkuverðs vegna sæstrengs, en slík ráðstöfun væri tilkynningarskyld til ESA.

Reiknuð árleg áhrif herra raforkuverðs á aðrar atvinnugreinar en stóriðju eru 2,1-4,2 milljarðar króna eða 15-30 milljónir evra án mótvægisáðgerða. Raforkuverð til fyrirtækja á Íslandi er mismunandi í dag allt eftir magni, notkunarmynstri og mögulegum niðurgreiðslum. Hærri kostnaður innlendra fyrirtækja leiðir til hærri tekna fyrir orkufyrirtæki og er hluti af tilflutningi auðs frá notendum til orkufyrirtækja samhliða hækkun á raforkuverði. Um helmingur þessarar kostnaðarhækkunar lendir á verslunar og þjónustufyrirtækjum og sjávarútvegi sem eru stærstu hópar raforkunotenda fyrir utan heimili og stóriðju. Hlutfallslega eru áhrifin þó mest hjá þeim fyrirtækjum þar sem raforkukostnaður er stór hluti af



heildarkostnaði t.d. hjá garðyrkjubændum þar sem árleg kostnaðarhækkun er áætluð 71-142 milljónir íslenskra króna eða um 0,5-1 milljón evra.

EES-ríki mega leggja skyldur um aðgang að grunnþjónustu á fyrirtæki sem starfa í orkugeiranum á grundvelli 2. mgr. 3. gr. annarrar og þriðju raforkutilskipunarinnar til að bjóða ákveðnum hópum neytenda raforku á lægra verði í því skyni að bregðast við sérstökum aðstæðum. Slíkar skyldur um aðgang að grunnþjónustu geta tengst afhendingaröryggi, reglufestu, gæðum og verði raforku, sem og umhverfisvernd, þ.m.t. orkunýtni og loftslagsvernd. Það er mikilvægt að skilgreina nákvæmlega skylduna um grunnþjónustu og þann hóp raforkunotenda sem henni skal beint að. Dæmi um lönd sem hafa gert þetta eru Króatía, Kýpur, Frakkland, Ungverjaland, Malta og Spánn sem stýrðu raforkuverði bæði til heimila og annarra notenda árið 2014. Allar slíkar aðgerðir eru háðar samþykki ESA sem mun meðal annars horfa til þess hvort að Ísland og Bretland verða skilgreind sem einn eða tveir markaðir eftir að sæstrengur hefur verið lagður.

Raforkukostnaður er samsettur af verði og magni. Draga má úr rafmagnskostnaði heimila, fyrirtækja og stóriðju með aukinni orkunýtni. Til að mæta auknum kostnaði vegna fjárfestingar í og/eða þróunar á tækni sem ætlað er að auka orkunýtni, gætu íslensk yfirvöld sett á stofn ívilnanakerfi sem veitir styrki til heimila, fyrirtækja og stóriðju. Markmiðið með slíku kerfi væri að hvetja til minni rafmagnsnotkunar og/eða auka orkunýtni með nýrri tækni eða búnaði. Ívilnanir geta verið með mismunandi sniði, svo sem í formi niðurgreiðslu og/eða skattaundanþágu. Í Evrópu er mikil áhersla lögð á orkunýtingu og eru ívilnanakerfi tengd orkunýtingu til staðar. T.d. hefur Noregur stofnað og fjármagnað opinbert fyrirtæki ENOVA sem veitir styrki til orkusparandi fjárfestinga. Þá eru Norðmenn með CO₂-stuðningskerfi sem hefur það markmið að koma til móts við hækkun á raforkuverði sem stóriðja þar í landi þarf að greiða vegna viðskiptakerfis ESB fyrir losunarheimildir. Ísland gæti sett upp svipað kerfi ef að Ísland tengist evrópskum raforkumarkaði.

Álverin eru mikilvægir viðskiptavinir orkufyrirtækjanna, þau kaupa mikið magn af raforku og eru með stöðuga notkun. Núverandi langtímasamningar stóriðju veita tímabundið skjól fyrir hækkun raforkuverðs, en gildistími stærstu og lengstu samninganna nær fram yfir árið 2035. Við endurnýjun samninga mun raforkuverðið til núverandi stórnotenda á ráðast annars vegar af rekstrarlegri greiðslugetu þeirra og hins vegar af greiðslugetu nýrra fyrirtækja sem eru tilbúin að kaupa sama eða svipað magn af raforku. Lagning raforkusæstrengs mun ekki breyta þessu þar sem forsendurnar greiningarinnar eru að uppbygging nýrrar



orkuvinnslu á Íslandi geri kleift að fullnýta sæstrenginn samhliða því að eftirspurn á Íslandi aukist.

Orkuöryggi

Í Noregi og á Norðurlöndunum hafa tengingar við önnur lönd reynst nauðsynlegar til að viðhalda afhendingaröryggi undanfarinn áratug. Um 71% af núverandi raforkuvinnslu á Íslandi kemur frá vatnsaflsvirkjunum, en orkuvinnsla þeirra getur verið breytileg eftir veðurfari. Íslenska kerfið er einangrað og reiðir sig á innlenda orkuvinnslu til að tryggja afhendingaöryggi og þarf því að vera nægjanlega stórt til þess að þola þurr ár en jafnframt er eftirspurnarhlið háttáð þannig að við ákveðnar aðstæður er hægt að skerða afhendingu. Til að greina áhrif á afhendingaröryggið á Íslandi var framkvæmt álagspróf með og án sæstrengs. Hermd voru áhrif stöðvunar framleiðslu Kárahnjúkavirkjunar í 6 vikur í mars og apríl. Í tilviki með sæstreng minnkar útflutningur til Bretlands um leið og straumrof á sér stað. Hægt er að mæta eftirspurn á Íslandi á meðan á rofinu stendur bæði með innlendri framleiðslu og innflutningi frá Bretlandi án þess að skerða afhendingu. Í tilviki án sæstrengs eru áhrif rofs miklu meiri og framleiðslan annar ekki eftirspurn á meðan á rofinu stendur. Straumrofið veldur því skerðingu á afhendingu á raforku á meðan rofinu stendur sem hefur neikvæðar efnahagslegar afleiðingar.

Umhverfisáhrif

Núverandi og ný raforkuvinnsla á Íslandi er endurnýjanleg og með sæstreng er hægt að bæta nýtingu hennar og koma í veg fyrir sóun á 1,5 TWst af raforku á ári. Sæstrengur mun geta uppfyllt 2% af raforkunotkun í Bretlandi en árleg áhrif af tengingu á minnkun útblásturs gróðurhúsalofttegunda er metin um 1-2,9 milljónir tonna CO² ígilda. á ári. Til samanburðar var heildarlosun gróðurhúsalofttegunda á Íslandi árið 2010 um 4,5 milljónir tonna CO² ígilda.. Tenging við Bretland gæti því verið mikilvægt framlag Íslands til loftslagsmála og dæmi um samvinnu tveggja landa í þeim málum.

Framkvæmdir við uppbyggingu á nýrri endurnýjanlegri orkuvinnslu á Íslandi, styrking flutningsnets á landi og lagning sæstrengs munu hafa umhverfisáhrif. Vert er þó að nefna að umhverfisáhrif orkuvinnslu og flutningsmannvirkja eru áþekk hvort sem raforka er seld um sæstreng eða til nota heima fyrir. Ekki er hægt að fara í slíkar framkvæmdir nema að undangengnu ítarlegu mati á umhverfisáhrifum sem felur í sér samráð við almenning og hagsmunaaðila. Þeir stóru orkuvinnslukostir sem notaðir eru í hermunum utan vindorku eru í nýtingarflokki rammaáætlunar, enginn þeirra er á hálendi Íslands og enginn



orkuvinnslukostur í bið eða verndarflokki rammaáætlunar er notaður í greiningunni. Gert er ráð fyrir að styrking flutningskerfis á landi verði með hringtengingu en ekki yfir hálandi Íslands. Allir nýju stóru orkuvinnslukostirnir, viðbætur við flutningskerfið og framkvæmdir við strenginn sjálfan verða að fara í gegnum sérgreint mat á umhverfisáhrifum áður en endanleg ákvörðun um útgáfu framkvæmdaleyfis er ákveðin. Slíkt mat er ekki hluti af þessari skýrslu enda er það sértækt fyrir hverja framkvæmd fyrir sig.

Umhverfisáhrif fyrirhugaðs strengs milli Noregs og Bretlands annars vegar og Noregs og Þýskalands hinsvegar voru metin vegna leyfisumsóknar Statnett í Noregi. Niðurstaðan var að umhverfisáhrif yrðu hverfandi eftir að strengurinn hefði verið grafinn og hulinn og að gefinni góðri samvinnu við útgerðir og skipafélög á meðan að strengurinn væri lagður væri engra sérstakra áhrifa að vænta á framkvæmdatímanum. Tilvik sæstrengs milli Íslands og Bretlands getur verið frábrugðið norsku strengjunum og gæta þarf sérstakrar varúðar við mat á áhrifum á mikilvægar veiðislóðir og viðkvæm svæði í kringum Ísland og Færeyjar.

Um viðskiptalíkon

Fjárhagsleg hagkvæmni verkefnisins veltur á viðskiptalíkani, sem ákvarðar greiðslur og tekjustrauma á Íslandi og í Bretlandi og skilgreinir þá þætti sem styðja við fjárfestinguna. Skoðuð eru þrjú möguleg viðskiptalíkon fyrir sæstrenginn: Markaðslíkan byggir á því að raforkuflæðið og tekjur strengsins stjórnist af verðmuninum á milli stundarmarkaða með raforku (spot markaða) á Íslandi og Bretlandi. Útflutningslíkan byggir á sölu endurnýjanlegrar orku til Bretlands með viðbótargreiðslum frá breska ríkinu í gegnum mismunasamninga (e. Contract for Differences). Samþætt líkan gerir ráð fyrir að tekjur verði frá stundarmarkaði í Bretlandi en gerðir séu langtímasamningar um kaup á raforku frá orkuvinnsluáðilum á Íslandi.

Niðurstöður kostnaðar og ábatagreiningar

Mismunur á ábata og kostnaði framleiðenda og raforkunotenda í löndunum tveimur með og án sæstrengs er greindur auk nettó ábata sem rennur til eiganda sæstrengsins. Rétt er að veita því athygli að það er ekki einfalt að skipta kostnaði og ábata á milli þessara þriggja þátta. Útflutningslíkanið gefur mestan nettó ábata fyrir alla þrjá þættina eða um €2,9 milljarða í mið-sviðsmyndinni. Í Markaðs og Samþætta líkaninu skilar verkefnið samanlögðum nettó heildarábata upp á €0,8 milljarða í sömu sviðsmynd. Fyrir Ísland er nettó ábatinn í öllum tilvikum í mið-sviðsmyndinni €1,4 milljarðar og árleg jákvæð áhrif á landsframleiðslu á bilinu 1,2-1,6% sem eru umtalsverð varanleg jákvæð áhrif.



Á Íslandi skiptist nettó ábatinn þannig að framleiðendur njóta verulegs ávinnings en notendur sem eru að stærstum hluta álver verða fyrir kostnaði. Í útflutningslíkaninu njóta bresk stjórnvöld ávinnings í formi þess að styrkir í mismunasamningum, sem byggja á €119 samningsverði, fela í sér lægri fjárhagslegan stuðning en til annarra mögulegra verkefna. Rétt er að benda á að styrkir breskra stjórnvalda eru tímabundnir og fara lækkandi. Í útflutningslíkaninu er gert ráð fyrir 15 ára mismunasamningum við breska ríkið og 25 ára afskriftatíma á strengnum. Ekki er tekið tillit til ábata sem verður að þeim tíma liðnum sem er verulegur þar sem tæknilegur endingatími strengsins er lengri.

Viðskiptaleg arðsemi verkefnisins

Mikilvægt er að gera greinarmun á þjóðhagslegri kostnaðar og ábatagreiningu og viðskiptalegri arðsemi verkefna. Þó að heildar nettó ábati sé af verkefninu þá getur verið að sá vænti ábati sé ekki nægjanlegur til að standa undir nauðsynlegri arðsemi heildarfjármagns að teknu tillit til áhættu. Innri vextir fjárfestingar er mælikvarði á viðskiptalega arðsemi verkefnis. Til einföldunar og í samræmi við útboðslýsingu verkefnisins eru innri vextirnir reiknaðir fyrir verkefnið í heild sinni en ekki einstaka hluta þess. Markaðslíkanið gefur 2,8-3,7% innri vexti (raun), sem er of lágt fyrir fjárfestingu í verkefninu að teknu tilliti til áhættu í líkaninu. Samþætta líkanið án stuðnings frá breska ríkinu gefur innri raunvexti upp á 5,8% sem er nær lágmarks ávöxtunarkröfu heildarfjármagns en líklega of lágt að teknu tilliti til áhættu líkansins. Útflutningslíkanið gefur 7,9% innri vexti (raun), ef miðað er við samningsverðið €119 til 15 ára í mismunasamningi (e. Contract for Differences), sem ætti að vera ásættanleg ávöxtun miðað við að áhætta tekjustrauma líkansins er minni en í markaðs- og samþætta líkaninu. Niðurstaðan er því að heildarverkefnið (að gefnum forsendum) nær ekki lágmarksarðsemi nema til komi stuðningur frá breskum stjórnvöldum t.d. í formi mismunasamnings (CfD). Hægt er að hugsa sér að einstakir hlutar verkefnisins krefjist mismunandi lágmarks arðsemi sem fer eftir áhættu og arðsemikröfu fjármögnunaraðila einstakra þátta verkefnisins. Þannig hefur arðsemi heildarfjármagns í orkuvinnslu á Íslandi ekki náð 7,9% á undanförunum áratugum og Statnett hefur notað 4-6% sem lágmarksviðmið fyrir fyrirhugaða strengi til Bretlands og Þýskalands.





1 Inngangur og bakgrunnur

1.1 Inngangur

Atvinnuvega- og nýsköpunarráðuneytið fól Kviku banka hf. (Kviku) að framkvæma þjóðhagslega kostnaðar og ábatagreiningu á áhrifum raforkusæstrengs á íslenskt samfélag. Efni og niðurstöður skýrslunnar takmarkast við útboðslýsingu. Kvika réð Pöyry PLC. (Pöyry), alþjóðlegt ráðgjafar- og verkfræðifyrirtæki sem undirverktaka til að framkvæma kostnaðar- og ábatagreininguna, BBA Legal slf. (BBA Legal) til að greina lagaleg áhrif og Analytica ehf. (Analytica) til að gefa ráð um greiningu efnahagslegra áhrifa á Íslandi.

Í stýrihóp verkefnisins sátu eftirfarandi aðilar:



Sigurður Atli Jónsson, forstjóri Kviku. Hann er einn af stofnendum ALFA Securities og starfaði sem forstjóri þess árin 2004-2011. Fram að því var hann forstjóri Landsbréfa og framkvæmdastjóri hjá Landsbanka Íslands. Hann hefur setið í stjórnnum nokkurra fyrirtækja, þ.á m. Kauphallar Íslands og Icelandair Group. Hann hefur M.A.-gráðu í hagfræði frá Queens University í Kanada og B.Sc.-gráðu í hagfræði frá Háskóla Íslands.



Magnús Bjarnason, framkvæmdastjóri fyrirtækjaráðgjafar Kviku. Hann er með MBA-gráðu frá Thunderbird School of Global Management. Bakgrunnur hans er á sviði endurnýjanlegrar orku, fjárfestingarbankastarfsemi, sjávarútvegs og opinberrar þjónustu. Áður var hann forstjóri Icelandic Group, framkvæmdastjóri markaðs- og viðskiptaþróunar hjá Landsvirkjun þar sem hann stýrði samningaviðræðum og samningagerð við viðskiptavini, framkvæmdastóri alþjóðasviðs Íslandsbanka / Glitnis þar sem hann bar ábyrgð á starfsemi bankans á sviði endurnýjanlegrar orku og sjávarútvegs. Magnús var sendifulltrúi og staðgengill sendiherra Íslands í Kína, viðskiptafulltrúi og aðalræðismaður í New York.. Hann situr í stjórn American Scandinavian Foundation og Viðskiptaráði Íslands



Dr. Sigurður Hannesson, framkvæmdastjóri Eignastýringar hjá Kvikú frá janúar 2013. Hann starfaði sem forstjóri Júpiter rekstrarfélag hf., dótturfélags Kvikú, árin 2010-2013. Áður starfaði hann hjá Straumi fjárfestingarbanka á Markaðsviðskiptasviði, m.a. sem yfirmaður afleiðudeildar. Sigurður hefur starfað sem ráðgjafi ríkisstjórnar Íslands við tvö verkefni, losun gjaldeyrishafta og almennri niðurfærslu á skuldum heimilanna. Sigurður er með Dr.phil.-gráðu í stærðfræði frá Háskólanum í Oxford og er löggiltur verðbréfamiðlari.



Dr. Gareth Davies, forstöðumaður hjá Pöyry, stýrir verkefninu fyrir hönd Pöyry. Hann hefur yfir 17 ára reynslu af greiningu orkustefnu og hagfræði orkumarkaða. Gareth hefur haft umsjón með mörgum kostnaðar- og ábatagreiningum í raforkugeiranum í Bretlandi og Evrópu. Gareth er með doktorspróf í hagfræði.



Michel Martin, ráðgjafi hjá Pöyry, verkefnisstjóri fyrir hönd Pöyry. Hann hefur mikla reynslu af hermun orkumarkaða, og hefur stýrt rannsóknum og greiningu á áhrifum sæstrengja á orkumarkaði sem og umfangsmiklum rannsóknum á raforkumörkuðum.

Í vinnuhópurinn á vegum Kvikú og fulltrúar undirverktakanna í starfinu voru eftirtaldir aðilar:

Lilja Jensen, yfirlögfræðingur Kvikú

Rósant Mór Torfason, verkefnisstjóri hjá fyrirtækjaráðgjöf Kvikú

Thomas Skov Jensen, forstöðumaður áhættustýringar Kvikú

Martin Michel, ráðgjafi hjá Pöyry

Baldvin Björn Haraldsson, meðeigandi, BBA Legal

Hulda Kristín Magnúsdóttir, fulltrúi, BBA Legal

Yngvi Harðarson, hagfræðingur, Analytica

Kvikú er sérhæfður fjárfestingabanki sem sinnir þörfum viðskiptavina á afmörkuðum syllum með fagþekkingu og sérhæfðu vöruframboði. Kvikú leggur áherslu á eignastýringu, verðbréfamiðlun, fyrirtækjaráðgjöf og sérhæfðar lánveitingar. Hjá bankanum starfar hópur sérfræðinga sem stuðlar að velgengni hans með fjölbreyttri menntun, þekkingu og víðtækri reynslu.

Pöyry er alþjóðlegt ráðgjafa- og verkfræðifyrirtæki. Það þjónar viðskiptavinum á heimsvísu í orku og iðnaði og veitir staðbundna þjónustu á helstu mörkuðum.



Pöyry býður stjórnunarráðgjöf og verkfræðipjónustu sem hvílir á grunni sérþekkingar og getu til að koma verkefnum í framkvæmd. Pöyry starfar aðallega á sviðum orkuvinnslu, orkuflutnings og -dreifingar, skógariðnaðar, efnaiðnaður, námu- og málmvinnslu, samgöngur og veitustarfsemi. Pöyry hefur skrifstofur vítt og breitt um heiminn þar sem starfa um 6.000 sérfræðingar. Tekjur Pöyry árið 2014 voru 571 milljónir evra og hlutabréf félagsins eru skráð í NASDAQ OMX kauphöllinni í Helsinki.

BBA Legal var fyrsta lögmannsstofa landsins til að sníða þjónustu sína einungis að þörfum atvinnulífsins og er leiðandi í ráðgjöf tengdri samrunum og yfirtökum, fjármálamörkuðum, bankarétti, fjármögnun fyrirtækja, gjaldþrotarétti og almennri fyrirtækja- og fjármálaráðgjöf. BBA Legal veitir jafnframt ráðgjöf á sviði orkuréttar og hefur á undanförunum árum öðlast mikla þekkingu sem og reynslu á því sviði, bæði hérlendis sem erlendis, og þá einkum í tengslum við löggjöf er varðar endurnýjanlega orku sem og kolefnavinnslu.

Analytica er ráðgjafarfyrtæki sem veitir óháða og virðisaukandi ráðgjöf á sviði fjármála. Fyrirtækið sérhæfir sig í efnahagsspám og greiningu á efnahagsstefnu og fjármálamörkuðum auk þess að veita þjónustu á sviði fjárstýringar og áhættustýringar til fagfjárfesta. Sérstaða fyrirtækisins byggir á áratuga reynslu og sérþekkingu starfsmanna á sviði gjaldeyrismála og áhættustýringar auk hagrannsókna og hagrænni líkanagerð og ýmissi annarri fjármálaráðgjöf.

1.2 Bakgrunnur

Hugmyndin um að tengja íslenska raforkukerfið við Evrópu með sæstreng er ekki ný, hún hefur verið rædd reglulega í meira en 60 ár. Árið 1958 var möguleikinn á að flytja rafmagn frá Íslandi til Skotlands nefndur í skýrslu Orkustofnunar.¹

Árið 1975 fól Orkustofnun Londwatt Consultants Ltd. í samstarfi við Virki verkfræðiráðgjöf í Reykjavík að framkvæma hagkvæmniathugun á lagningu sæstrengs milli Íslands og Norður-Skotlands. Hún tók til verkefnis sem fólst í lagningu 6 raforkustrengja, samtals 2.000 MW, til að flytja allt að 16 TWst á ári frá Íslandi til Bretlands². Athugunin frá árinu 1975 var endurskoðuð með ítarlegri greiningu árið 1980 með sömu forsendum, þ.e. 2.000 MW og 16 TWst árlegum

¹ Staða orkumála á Íslandi og nýting umframorkuauðlinda í mars 1958.

<http://www.os.is/gogn/Skyrslur/1958/OS-1958-Energy-situation-Iceland.pdf>

² Orkustofnun. Skýrsla um háspennuflutning með jafnstraumi í apríl 1975.

<http://www.os.is/gogn/Skyrslur/1975/OS-ROD-7510.pdf>



útflutningi. Niðurstaðan athugunarinnar var að arðsemi verkefnisins væri of lág til að vera áhugaverð.³

Á árunum 1986-1988 kannaði Landsvirkjun hugsanlega tengingu við Evrópu í samvinnu við verkfræðiráðgjafa á Íslandi. Ein af niðurstöðum könnunarinnar var að verkefnið væri tæknilega framkvæmanlegt.⁴ Árið 1991 réð Landsvirkjun Pirelli Cavi SpA í Mílanó til að framkvæma forathugun á 1.100 MW sæstreng. Niðurstaðan var sú að ekkert virtist standa því í vegi að hægt væri að leggja og reka strenginn, sem mætti þar með leggja með mikilli vissu.⁵

Á tímabilinu 1992-2002 voru nokkrar skýrslur og athuganir unnar um hugsanlegan sæstreng í samvinnu við erlenda hagsmunaaðila. Mjög lítið var aðhafst á tímabilinu 2003-2008. Frá árinu 2009 hefur Landsvirkjun sett fjármagn og vinnu í vinnslu á ítarlegri greiningar á hugmyndinni.⁶

Árið 2012 var viljayfirlýsing undirrituð á milli ríkisstjórna Íslands og Bretlands um samstarf á sviði orkumála, þ.á m. á könnun um möguleika á sæstreng. Árið 2012 skipaði iðnaðarráðherra þverpólitíska nefnd til að greina verkefnið. Í júní 2013 skilaði nefndin skýrslu sinni, þ.á m. skýrslu um hagkvæmni sæstrengs. Iðnaðar- og viðskiptaráðherra kynnti þá skýrslu á Alþingi í október 2013. Í kjölfar umræðna á Alþingi fór skýrslan til atvinnuveganefndar þingsins, sem komst að þeirri niðurstöðu í janúar 2014 að greina þyrfti nánar tiltekna þætti verkefnisins, á vegum ríkisins, áður en hægt yrði að taka ákvörðun um það hvort ráðast skyldi í verkefnið. Eftir það kom atvinnuvega- og nýsköpunarráðherra á fót nokkrum verkferlum til að greina frekar þau atriði sem nefnt voru í niðurstöðum atvinnuveganefndar Alþingis. Í lok árs 2014 stofnaði ráðherrann stýrihóp til að fylgjast með hinum ýmsu verkferlum. Gerð kostnaðar- og ábatagreiningar var boðin út og Kvikú falið verkið í maí 2015.

³ Orkustofnun. Skýrsla um háspennuflutning með jafnstraumi, fyrsta endurskoðaða útgáfa, maí 1980. <http://www.os.is/gogn/Skyrslur/1980/OS-80012-ROD06.pdf>

⁴ 400 kV jafnstraums sæstrengur milli Íslands, Færeyja og Skotlands, Landsvirkjun janúar 1988.

⁵ For-hagkvæmnisathugun. Lokaskýrsla. Pirelli, nóvember 1992.

⁶ Landsvirkjun. <http://www.landsvirkjun.is/rannsoknirogtthroun/throunarverkefni/saestrengur>



1.3 Uppbygging skýrslunnar

Í skýrslunni eru 18 kaflar sem skipta má í sex meginhluta sem hver um sig snýst um tiltekið meginatriði sem tengist greiningunni.

1. Inngangur, bakgrunnur, aðferðafræði og viðskiptalíkan, kaflar 1-3
2. Helstu forsendur, spár og kostnaðar- og ábatagreining, kaflar 4-6
3. Reynsla Norðmanna, löggjöf og mótvægisáðgerðir, kaflar 7-8
4. Mat á áhrifum á Ísland og á mismunandi hagsmunaaðila, kaflar 9-13
5. Raforkukerfið á Íslandi, eftirspurn, framboð og flutningur, kaflar 14-16
6. Heildarkostnaður verkefnisins, afhendingaröryggi og umhverfisáhrif, kaflar 17-18

Fyrsti hlutinn geymir almenna kynningu á skýrslunni auk hugtakalegs yfirlits yfir aðferðafræði kostnaðar- og ábatagreiningarinnar og viðskiptalíkananna sem notuð eru í greiningunni. Annar hlutinn geymir helstu forsendur, spár og kostnaðar- og ábatagreiningu. Í þriðja hluta er skoðuð reynsla Norðmanna af sæstrengsverkefnum og yfirlit yfir lagalegar hliðar tengingar og hugsanlegar mótvægisáðgerðir á Íslandi. Í fjórða hluta er farið yfir mat á áhrifum á Íslandi, heildarmat efnahagslegra áhrifa, mat á áhrifum á orkugeirann á Íslandi og sundurliðun á áhrifum á mismunandi raforkunotendur. Í fimmta hluta koma fram ítarlegri upplýsingar um orkuframboð og eftirspurn á Íslandi, þ.m.t. þróun hennar og spá um framtíðarþróun sem eru notaðar sem forsendur við greiningu á kostnaði og ábata. Sjötti og síðasti hluti skýrslunnar geymir upplýsingar og yfirlit yfir heildarkostnað, afhendingaröryggi og umhverfisáhrif sæstrengs.

1.4 Kynning á IceLink verkefninu

Í þessari skýrslu verður IceLink notað sem heiti á mögulegum raforkusæstreng milli Íslands og Bretlands. Hugtakið „IceLink-verkefnið“ er notað um verkefnið í heild, þ.e. sæstrenginn, styrking flutningskerfis á Íslandi og uppbyggingu nýrrar orkuvinnslu á Íslandi.

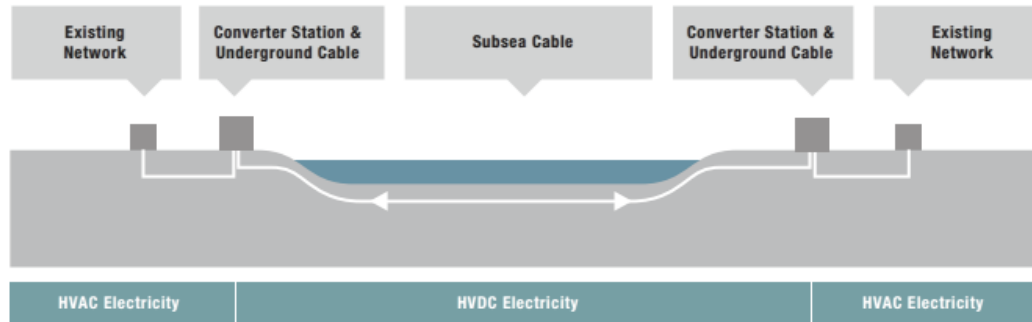
Heildarfjárfestingunni má skipta í þrjá megin-fjárfestingarþætti:

1. Sæstrengur og umbreytistöðvar
2. Orkuvinnsla á Íslandi, uppbyggingar nýrrar orkuvinnslugetu og betri nýting á núverandi kerfi.
3. Flutningskerfið á Íslandi



Raforkusæstrengur er samsettur úr þremur meginþáttum: streng (e. Subsea Cable) og umbreytistöðvum (e. Converter station) á sitthvorum enda strengsins. Mynd 1 sýnir þessa meginþætti

Mynd 1 - Helstu þættir sæstrengskerfis



HVAC = High Voltage Alternating Current
 HVDC = High Voltage Direct Current

Heimild: National Grid

Til að flytja rafmagn og lágmarka flutningstöp um svo langan sæstreng þarf að nota jafnstraum á hárrí spennu (e. High Voltage Direct Current „HVDC“). Ein helsta forsendan í þessari skýrslu er aflgeta strengsins, sem er áætluð 1.000 MW. Flestar fyrri athuganir hafa gert ráð fyrir 700-1.000 MW. Forsendan um 1.000 MW var ákveðin eftir viðræður við þróunaraðila sæstrengja, skoðun á öðrum sæstrengjum sem nú er verið að vinna að og smæð íslenska raforkukerfisins. Næmnigreining var einnig framkvæmd á áhrifum strengs með minni afkastagetu, þ.e. 800 MW.

Hentug tækni fyrir raforkusæstreng til Íslands er tveir eins kjarna strengir með pappírseinangrun sem er gegndreypt með sérstakri olíu undir hita og þrýstingi (e. Mass Impregnated „MI“) sem flytja hvor um sig 500 MW við 400-450 kV í tvíþóla hringrás. Sú lausn eykur áreiðanleika og eyðir segulsviði. Mælt er með að nota koparleiðara á grunnsævi og ál á meira dýpi vegna aukinnar spennu við lagningu strengsins. Mælt er með því að grafa strenginn á a.m.k. 2 metra dýpi þar sem það er hægt til að vernda hann gegn utanaðkomandi skemmdum.⁷

Spennusviðið 450-500 kV er talið hentugast fyrir tengingu til Íslands þar eð strengurinn verður mjög langur og hærri spenna leiðir til minna orkutaps. Gerð strengs (MI) er valin þar sem hún vel þekkt tækni sem mikil reynsla er af í löngum



sæstrengjum og á miklu dýpi. MI strengur er eini valkosturinn í boði í dag fyrir 400-450 kV spennusviðið.⁷

Lengd strengsins er einn stærsti þátturinn í kostnaði verkefnisins. Stysta fjarlægðin milli Íslands og Bretlands er tæpir 900 km, en sæstrengur milli landanna verður óhjákvæmilega lengri þar eð sneiða verður hjá mestu hættusvæðunum. Því verður sæstrengur milli landanna a.m.k. 1.000 km langur⁸. Val á landingarstöðum hefur áhrif á lengd strengsins. Með því að velja landingarstað á Suðurlandi þarf strengurinn að vera allt að 400 km lengri en ef hann væri látinn koma á land á Austurlandi. Með því að velja landingarstað í Bretlandi suður með vesturströndinni eða á austurströndinni gætu líka nokkur hundruð kílómetrar bæst við hann. Í þessari skýrslu er gert ráð fyrir að lengd strengsins verði 1.200 km. Það er ekki stysta mögulega leið en heldur ekki sú lengsta og er ámóta löng og sú sem miðað var við í öðrum nýlegum athugunum. 1.200 km langur strengur gæti legið á milli austurstrandar Íslands og austurstrandar Bretlands. Mynd 2 sýnir dæmi um hvernig strengur gæti legið milli Íslands og Bretlands. Þetta er aðeins dæmi og hvorki leiðin né landingarstaðirnir verða ákveðnir fyrr en eftir ítarlegt mat og samanburð á hagkvæmstu valkostum.

⁷ Svandís Hlín Karlsdóttir 2013.

http://skemman.is/stream/get/1946/15487/37516/1/Experience_in_transporting_energy_through_subsea_power_cables_The_case_of_Iceland.pdf

⁸ Ársskýrsla Landsvirkjunar 2014



Mynd 2 - Dæmi um hugsanlega leið og lendingarstaði Icelink



Heimild: Kvika

Niðurstaðan um hagkvæmni Icelink er háð því viðskiptalíkani sem valið er fyrir sæstrenginn. Viðskiptalíkanið ákvarðar tekjustraumana og alla aðra þætti sem þörf er á til að styðja fjárfestinguna, hvort sem er í Bretlandi eða á Íslandi. Þrjú mismunandi viðskiptalíkön fyrir sæstrenginn eru metin í kostnaðar- og ábatagreiningunni á grundvelli mismunandi tekjustrauma í Bretlandi og orkuöflunar á Íslandi.

Viðskiptalíkönunum er lýst nánar í Kafla 3. Sæstrengurinn mun hafa mismunandi áhrif á hagsmunaaðila í báðum löndum, bæði raforkuvinnsluaðila og rafmagnsnotendur. Þau eru greind fyrir mismunandi viðskiptalíkön samkvæmt þremur mismunandi efnahagslegum sviðsmyndum, lágri, mið- og hárrí.



2 Kostnaðar- og ábatagreining: Aðferðafræði og efnistöð

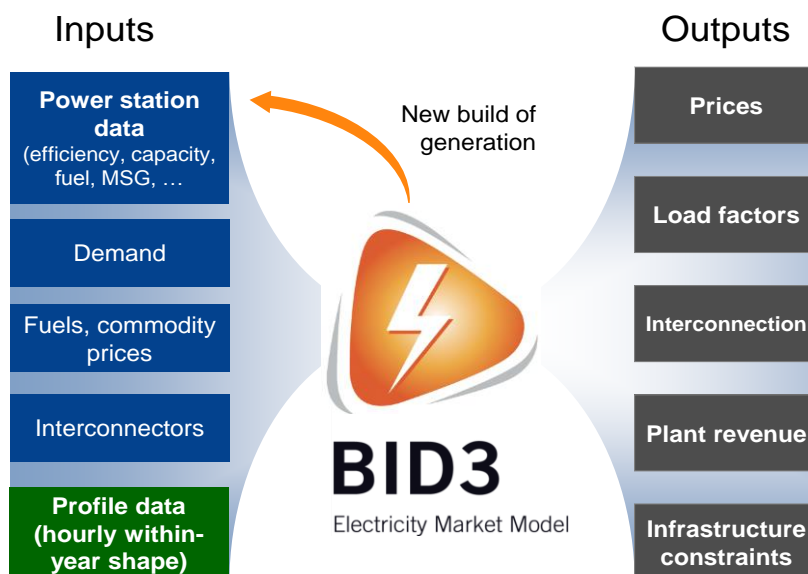
2.1 Inngangur

Til að meta efnahagsleg rök fyrir raforkutengingar milli landa, þarf að greina áhrif þess á notendur, framleiðendur og eigendur strengsins í báðum löndum. Fyrir þessa greiningu og áhrifin á mismunandi aðila hefur Pöyry notað líkan (þar sem framboð og eftirspurn eru hermd á klukkutímagrunni) til að herma raforkumarkaðina á Íslandi og í Bretlandi -með og án sæstrengs. Pöyry hefur þróað efnahagslíkan sem er notað til að meta helstu efnahagslegu áhrif sæstrengsverkefnisins. Í þessum kafla kemur fram yfirlit yfir það hvernig við nálgumst hermuna og kynning á þeirri aðferðafræði sem við notuðum til að meta áhrif sæstrengsins.

2.2 Yfirlit yfir aðferðafræði hermunar

BID3 er raforkumarkaðalíkan Pöyry sem notað er til að herma alla raforkuvinnslu í evrópska kerfinu. Við hermdum allar 8.760 klukkustundir ársins, með mismunandi veðurmynstrum. Niðurstaðan er heildsöluverð fyrir hvern klukkutíma fyrir hvort land um sig fyrir hvert framtíðarár og framleiðslumynstur og tekjur fyrir hvert orkuver í Evrópu. Ílög og frálög líkansins eru tekin saman í Mynd 3 og fyllri lýsingu er að finna í viðauka 20.4

Mynd 3 - Yfirlit yfir BID3



Heimild: Pöyry



Í þessari greiningu mælir Pöyry kostnað og ábata af Icelink verkefninu með áherslu á:

- Heildararðsemi verkefnisins
- Áhrif á velferð neytenda í Bretlandi og á Íslandi
- Áhrif á velferð við raforkuvinnslu í Bretlandi og á Íslandi

Greiningin verður framkvæmd með eftirfarandi viðmiðum:

- Fyrir árin 2025 og 2035
- Þrjár verðssviðsmyndir (há, mið- og lág)
- Mismunandi veðurskilyrði sem hafa áhrif bæði í Bretlandi og á Íslandi
- Mismunandi viðskiptalíkön fyrir Icelink
- Næmniforsendur (stærð og fyrirkomulag sæstrengs)

Til að meta áhrif sæstrengs á samfélagið framkvæmdum við kostnaðar- og ábatagreiningu (KÁG) með samanburði á hreinu núvirði árlegrar velferðar í 25 ár með og án sæstrengs. Við núvirðinguna er notast við 4% árlega vexti í samræmi við ENTSO-E viðmið⁹) Til að sýna áhrif sæstrengsins var öllum öðrum þáttum haldið föstum milli keyrslna.

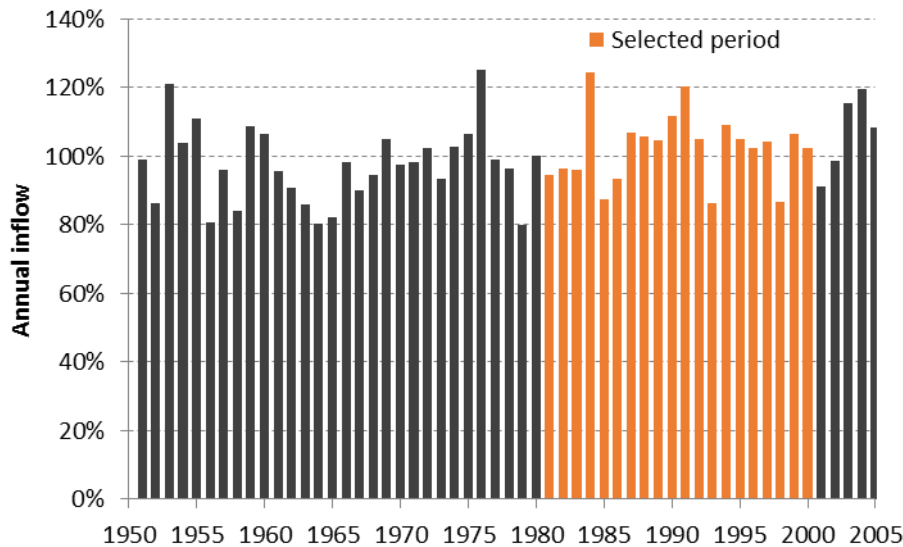
2.2.1 Áhrif veðurs

Einn af mikilvægu þáttunum greiningar á áhrifum sæstrengs á Íslandi er veðrið. Íslenska raforkukerfið er einangrað kerfi sem hannað er til að virka bæði þegar úrkoma er lítil og mikil og þar af leiðandi er ákveðin orkusóun nauðsynleg í venjulegum árum til að tryggja að það sé næg orka í þurrum árum. Ábatinn af Icelink tengist að hluta til möguleikanum á að nýta þessa orku sem fer til spillis. Mynd 4 sýnir árlegt innstreymi yfir 55 úrkomuár í röð. Fyrir hvort „fram tíðarár“ (annaðhvort 2025 eða 2035) og fyrir hverja sviðsmynd var líkanið keyrt yfir 20 þessara úrkomumynstra frá 1981 til 2000, merkt appelsínugulum lit á myndinni.

⁹ Heimild: <http://tinyurl.com/pzn33ch>



Mynd 4 - Veðurmynstur sem notuð voru í greiningunni



Heimild: Landsvirkjun

Hermanirnar voru keyrðar í röð: fyrir tiltekið framtíðarár, fylgdu öll 20 úrkomumynstrin hvert öðru í tímaröð og upphafs-lónsstaða hvers árs var jöfn lokalónsstöðu fyrra árs. Þetta þýðir að vatnafræðileg áhrif yfir margra ára tímabil komu fram sem hluti af aðferðafræði hermunar.

Einnig er tekið tillit til vindhraða og eftirspurnarmynsturs í Bretlandi (og Evrópu) og á Íslandi, en vegna skorts á tiltækum gögnum hefur annað tímabil verið valið.

2.2.2 Hermun fjárfestinga í orkuvinnslu

Fjárfestingar í orkuvinnslu á Íslandi eru lykilatriði í þessari athugun því þær ákvarða hversu mikil orka er flutt út um strenginn, hversu mikill kostnaður og ábati verður til á Íslandi sem og orkuverð á landinu.

Fjárfestingarnar í líkaninu voru ákveðnar með því að nota ítrunartækni: virkjanir voru settar inn í íslenska kerfið um leið og skammtímaverð á Íslandi sem hermt var í BID3 var hærra en langtímajaðarkostnaður. Skammtímaverðið er rætt í Kafla 2.3, það endurspeglar grunnorkuverð á klukkutímagrundvelli, í samhengi við kostnað annarra valkosta. Gert var ráð fyrir að þessi ákjósanlega niðurstaða næðist án tillits til þess hvaða viðskiptalíkan væri valið: með þessu er í raun gert ráð fyrir að viðskiptalíkanið sem valið er þyrfti að endurspeglja þá hvata sem markaðslausn myndi skapa.



2.3 Raforkuverð á Íslandi

Á raforkumörkuðum Evrópu eru oft aðgengilegar upplýsingar um skammtímaverð sem er helsta vísbendingin um raforkuverð á hverjum tíma. Næsta-dags-markaðsuppboð (á klukkutímagrundvelli) er algengasti vísirinn og kallað „stundar“-heildsöluverð. Þessi næsta-dags-uppboð eru grundvöllur margra viðskipta í Evrópu og mynda einnig grundvöll fyrir flæði um raforkustrengi milli markaða (e. market coupling principle)¹⁰. Næsta-dags-stundarverðið er sérstaklega mikilvægt fyrir evrópskar samtengingar, ekki aðeins vegna þess að það ákvarðar flæðið um strengina (frá svæði með hærri verði til svæðis með lægra verði), en einnig vegna þess að það ákvarðar þær tekjur sem falla í skaut eigenda strengsins. Tekjur eigenda strengsins á hverri klukkustund ráðast af flæðinu margfölduðu með verðmuninum að frádregnum kostnaði við orkutap í strengnum.

Sem stendur er enginn opinber stundarmarkaður með raforku á Íslandi þar sem að verðmyndun getur átt sér stað. Rafmagn á Íslandi er að stórum hluta selt og keypt í langtíma tvíhliða rafmagnssamningum. Þetta þýðir að hver markaðsaðili selur og kaupir raforku mögulega á mismunandi verði, annaðhvort föstu verði út samningstímamann, eða verðtryggðu verði á grunni mismunandi vara eða vísa sem þurfa ekki að tengjast skammtíma framboði og eftirspurn eftir raforku á Íslandi. Þar af leiðandi er erfitt að skilgreina eitt „heildsöluverð“ á Íslandi.

Fyrir þessa greiningu er hugtakið orkuverð á Íslandi nauðsynlegt til að meta þjóðfélagslegan kostnað og ábata sæstrengsins, viðskiptalega arðsemi hans og flutning fjár frá neytendum til framleiðenda. Í meginatriðum má skilgreina verðið sem jaðarverðmæti raforku, eða m.ö.o. það verð sem greitt er fyrir auka MWst af raforku ofan á „raun“ framboð og eftirspurn. Verðið er þannig vísbending um hæsta kostnað við raforkuvinnslu en ekki meðalkostnað við raforkuvinnslu í öllum virkjunum.

Það eru tvær leiðir til að skilgreina heildsöluverð raforku á Íslandi, þ.e. sem stundar-jaðarverðmæti raforku eða sem verð í nýjum langtíma-rafmagnssamningum.

Orkumarkaðalíkan Pöyry, BID3, ákvarðar verð fyrir hverja klukkustund, sem samsvarar „næsta-dags“-verði á evrópskum mörkuðum. Á Íslandi ræðst það af fórnarkostnaði vatns og raforkuverði í Bretlandi við tengingu. Þetta verð myndar

¹⁰ Skjölun reikniritis yfir samtengingu markaða í Evrópu:
<http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-documentation.pdf>



grundvöllinn fyrir mati okkar í markaðslíkaninu þar sem við gerum ráð fyrir að næsta-dags stundarmarkaður hafi þróast á Íslandi.

Í þeim tilvikum þar sem við gerum ráð fyrir að verðmyndun verði áfram í gegnum langtíma rafmagnssamninga á Íslandi verður langtíma jaðarkostnaður dýrustu fjárfestingarinnar á Íslandi notaður sem heildsöluverð í greiningu okkar. Það verð táknað verðmæti síðustu MWst sem keypt er á Íslandi.

Í báðum tilvikum ætti að hafa í huga að tilkoma verðs (annaðhvort stundar-næsta-dags eða langtíma-rafmagnssamnings) þýðir ekki að allir neytendur borgi sama verð fyrir rafmagn. Í þeim tilvikum þar sem stundarverð myndast á markaði á Íslandi geta einhverjir rafmagnssamningar (eða framvirkir samningar) einnig verið til samhliða þessum markaði: Stundarverðið getur verið viðmiðunargildi fyrir þessa rafmagnssamninga og leið til að auka rafmagnsviðskipti í kringum þessa samninga. Í því tilviki þar sem tvíhliða langtíma samningar eru áfram helsta leiðin við að kaupa rafmagn á Íslandi þurfa þeir ekki að miðast við sama verð. Að síðustu er einnig innifalið í kostnaði við raforku til endanlegra neytenda flutnings- og dreifingargjöld, sölukostnaður, skattar og niðurgreiðslur sem helgast að hluta til af pólitískum ákvörðunum.

2.4 Aðferðafræði kostnaðar- og ábatagreiningarinnar

Icelink-verkefnið er einstakt á margan hátt. Í því skyni að varpa ljósi á þeirri aðferðafræði sem er notuð við kostnaðar- og ábatagreininguna lýsum við fyrst almennri aðferðafræði við mat á því að tengja saman tvo lönd með virkum stundarmarkaði og svo því hvernig aðferðafræðin er löguð að Icelink verkefninu.

2.4.1 Almenn um strengi sem tengja saman tvo stundarmarkaði

Til að meta efnahagsleg áhrif samtengingar markaða, þarf að greina áhrif þess á neytendur, framleiðendur og eigendur strengsins í báðum löndum. Þar sem áður voru tveir aðskildir rafmagnsmarkaðir mun, miðað við skilvirkan rekstur, rafmagn streyma á grundvelli verðmunarins á milli markaðanna og mynda tekjur af verðmismun fyrir eigendur strengsins.

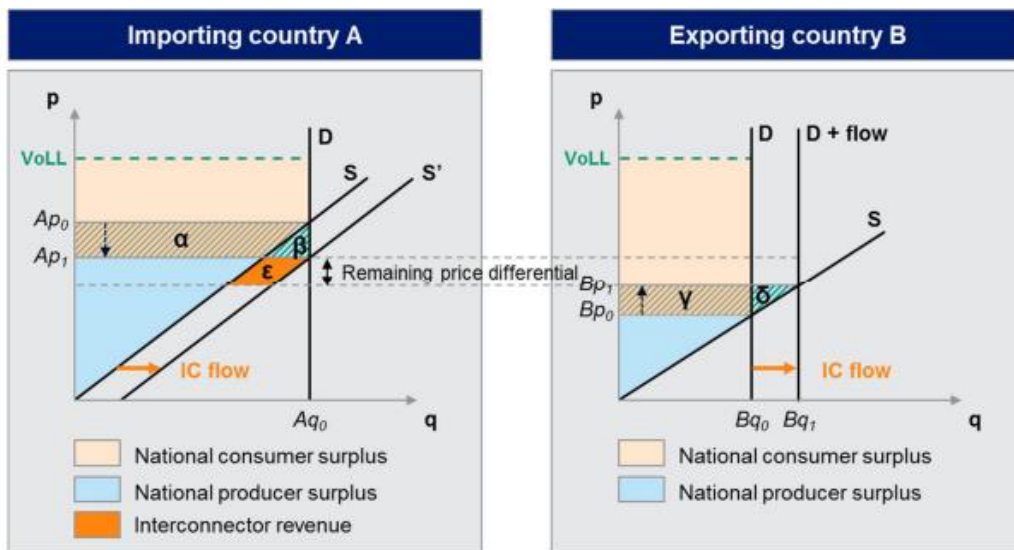
Samtenging getur falið í sér mikinn ábata fyrir eigendur strengs, orkuvinnsluaðila, neytendur og stjórnvöld. Hinsvegar, um leið og hann færir tilteknum aðila ábata mun hann valda öðrum kostnaði, eftir því í hvora áttina rafmagnið streymir á gefnu tímabili. Af þeim sökum mælum við hreinan ábata, þ.e. summu ábata að frádregnum summu kostnaðarins fyrir tiltekinn aðila eða mengi aðila. Tekið skal fram að flokka má efnahagslegan kostnað og ábata af tengingu á mismunandi vegu



og það er engin „rétt“ leið til að skipta gildum á milli undirflokka. Sumir þættir skapa ábata báðum megin við sæstreng (svo sem hagræðið af því að nota skilvirkara orkuver til að framleiða í landi A í staðinn fyrir minna skilvirkt orkuver í landi B). Rétt er að líta á aðra flokka ábata þannig að þeir flytji verðmæti milli hagsmunahópa (svo sem sæstrengur sem fær aflgreiðslur (e. Capacity payments) í stað framleiðanda þannig að ábati flyst frá framleiðendum til eigenda sæstrengsins).

Uppspretta efnahagslegs verðmætis raforku sem streymir um samtengingu frá landi B til lands A á tiltekinni klukkustund eru sýndar á Mynd 5. Ávinningur neytenda (ljósappelsínugult svæði) er sýndur sem heildareftirspurn eftir raforku í landi sínum mismun söluverðs rafmagns og verðmætis tapaðs álags (VoLL). Ávinningur framleiðenda (ljósbláa svæðið) er sýndur sem mismunur söluverðs hvorrar einingar af raforku sem framleidd er og jaðarkostnaðarins við að framleiða þá einingu sem er táknaður með framboðsferlinum sem hallar upp á við. Tekjur sæstrengsins (dökkappelsínugult svæði) er eftirstæður verðmunur eftir að rafstraumur er kominn á milli markaðanna, sínum streymið um sæstrenginn.

Mynd 5 - Mynd af ávinningi neytenda og framleiðenda



Heimild: Pöyry

Eftirfarandi liðir er hluti af kjarnakostnaðar- og ábatagreiningar, skipt eftir helstu flokkum hagsmunaaðila. Þetta eru stærstu kostnaðarliðirnir og hagsbæturnar sem endurspegla horfur fyrir verðmætasköpun nýs sæstrengs.

**Hrein breyting á velferð neytenda:**

- Hækkun eða lækkun á raforkukostnaði neytenda vegna breytinga á heildsöluverði raforku eftir tilkomu sæstrengs.
- Greiðslur til eða frá neytendum vegna einhvers beins stuðningskerfis. Til dæmis ef tekjur sæstrengs eru undir lágmarki í „cap & floor“ kerfi, á sér stað flutningur á verðmætum frá neytendum til eigenda sæstrengsins. Rétt er að athuga að, að því marki sem greiðslur eiga sér stað, kunna þær að felast í verðmætaflutningi á milli landa (þ.e. frá/til neytenda til/frá sæstrengseign þar sem velferð skiptist í grundvallaratriðum jafnt á milli landa).

Hrein breyting á velferð framleiðenda:

- Aukin afkastageta tengingar hefur áhrif á verga framlegð raforkuframleiðenda, þ.e. auknar tekjur þeirra frá raforkuframleiðslu að frádregnum auknum kostnaði við framleiðslu þar sem það á við t.d. eldsneytis- og kolefniskostnaði. Þetta getur verið aukning á vergri framlegð vegna aukins útflutnings og/eða hærra verðs á þeim klukkutímum þegar þeir framleiða eða lækkun verðs vegna aukins innflutnings og/eða lægra verðs

Hrein breyting á velferð eiganda sæstrengs:

- Beinar tekjur af verðmismun milli markaða sem fara til eiganda sæstrengsins (og þar með ekki til orkuvinnsluáðila). Við gerum ráð fyrir í kostnaðar- og ábatagreiningu þar sem viðskiptalíkanið er markaðslíkan að sæstrengurinn fái allar greiðslu vegna verðmismunar beint.
- Kostnaður vegna lagningar og reksturs sæstrengsins, þ.m.t. flutningstap þegar orka streymir á milli markaða
- Greiðslur sem framkvæmdar eru eða sem berast samkvæmt einhverju beinu stuðningskerfi.

2.4.2 Aðferðafræði aðlöguð að IceLink verkefninu

IceLink er einstakt sæstrengsverkefni í Evrópu af tveim meginástæðum:

- Það er ekkert skammtíma „stundarverð“ á Íslandi byggt á reglulegum viðskiptum og meirihluti allrar raforku er seldur með langtíma rafmagnssölusamningum; og



- Ein hinna sterku röksemda fyrir verkefninu er útflutningur endurnýjanlegrar orku til Bretlands, sem hjálpar til við að ná markmiðum um minnkun kolefnislosunar við orkuvinnslu.

Mynd 6 sýnir mismunandi þætti kostnaðar- og ábatagreiningar - skilja ber alla þætti sem mun á hermunarniðurstöðum með og án Icelink (hið síðarnefnda er „staðleysutilvik“). Sumir þættir gilda aðeins um sum viðskiptalíkönin sem skoðuð eru (og kynnt í Kafla 3).

Mynd 6 – Þættir í kostnaðar- og ábatagreiningar Icelink

Hagaðili	Áhrif á
Sæstrengur	Fjárfestingar (e. Capex) Rekstrarkostnað (e. Opex) Tekjur (Verðmismunur)
Orkuvinnsla í Bretlandi	Fjárfestingar (e. Capex) Rekstrarkostnað (e. Opex) Tekjur af orkusölu
Neytendur í Bretlandi (þar af tengt stjórnvöldum)	Breyting á raforkuverði Breyting á styrktargreiðslum (CfD)
Orkuvinnsla á Íslandi	Fjárfestingar (e. Capex) Rekstrarkostnaður (e. Opex) Tekjur af raforkusölu
Neytendur á Íslandi	Breyting á raforkuverði

Breyting á fjárfestingarkostnaði (e. CAPEX) og rekstrargjöldum (e. OPEX) í Bretlandi og á Íslandi jafngildir breytingu á kostnaði með tilkomu sæstrengs. Þær breytingar geta verið jákvæðar (t.d. aukin raforkuvinnsla á Íslandi) eða neikvæðar (t.d. minni raforkuvinnsla með jarðefnaeldsneyti og/eða minni endurnýjanleg orkuvinnsla á Bretlandi).

Skilgreining ávinnings neytenda og framleiðenda útheimtir notkun markaðsverðs. Í tilviki Íslands er verðið skilgreint sem langtíma jaðarkostnaður nýs orkuvers sem byggt er á Íslandi til að mæta staðbundinni eftirspurn og útflutningi til Bretlands.



3 Viðskiptalíkön sæstrengs

3.1 Yfirlit yfir viðskiptalíkön fyrir Icelink

Fjárhagsleg hagkvæmni Icelink verkefnisins veltur að miklu leyti á vali á viðskiptalíkani, sem ákvarðar greiðslur og tekjustrauma á Íslandi og í Bretlandi og skilgreinir þá þætti sem þörf er á til að styðja við fjárfestinguna. Í þessum kafla er lýst þremur líkönum fyrir sæstrenginn: markaðslíkani (ML), útflutningslíkan (ÚL) og samþættu líkani (SL). (Tafla 1 á bls. 33). Ábati og áhætta fyrir hvert líkan eru metin í kostnaðar- og ábatagreiningunni í kafla 6.

Mikilvægt er að rugla þessum þrem viðskiptalíkönunum sem skoðuð er í þessari skýrslu ekki saman við líkön sem skilgreind eru út frá lagaumgjörð og eignarhaldi strengsins, þ.e. reglugerðaleið (e. Regulated) á móti markaðsleið (e. Full Merchant). Gert er ráð fyrir að rekstur og eignarhald sæstrengsins verði í samræmi við kröfur evrópskra reglugerða um raforkuinnviði yfir landamæri, annaðhvort að öllu leyti eða með undanþágum (á grundvelli reglugerðar 714/2009) frá einni eða fleiri af þeim kröfum sem fram koma í þriðju raforkutilskipuninni. Til dæmis er fyrirhugaður sæstrengur milli Noregs og Bretlands frá lagalegu og eigendasjónarhorni í samræmi við reglugerðarleiðina (e. Regulated) en útfrá skilgreiningunni á viðskiptalíkönunum í þessari greiningu fellur sá strengur undir markaðslíkan enda er stíflurentan háð verði á stundarmörkuðum á báðum endum sæstrengs.

Flest evrópsk verkefni þar sem tveir raforkumarkaðir hafa verið tengdir saman hafa byggst á sömu meginreglunum. Almennt tengir raforkustrengur saman tvo markaði sem hafa verið gefnir frjálssir þar sem markaðsverð er til - yfirleitt sem stundarverð - og markaðir eru til staðar fyrir viðskipti og áhættuvarnir yfir mismunandi tímalengd. Munurinn á stundarverði milli hinna tengdu markaða er notaður til að reikna tekjur strengsins eða svokallaða stíflurentu af strengnum.

Þar sem að breski og íslenski raforkumarkaðirnir eru ólíkir þá þarf viðskiptalíkanið að tilgreina hvernig orkuvinnsluáðilum á Íslandi verður greitt fyrir rafmagnið, hvernig sæstrengnum sjálfum verður umbunað, svo og hvernig neytendur í Bretlandi munu greiða fyrir raforkuna sem flutt verður um strenginn.

Í viðskiptalíkönunum þremur er mögulegt að greiða fyrirtækjum í orkuvinnslu á Íslandi á tvo mismunandi vegu fyrir raforkuna. Annarsvegar á grundvelli stundarverðs á Íslandi. Hinsvegar með orkusölusamningi beint við þriðja aðila þar sem verðið endurspeglar væntan langtíma jaðarkostnað við að byggja upp nýja orkuvinnslugetu. Notendur (og stjórnvöld) í Bretlandi geta einnig greitt á tvo vegu



fyrir raforkuna. Annarsvegar á grundvelli heildsöluverðs að viðbættum aflgreiðslum (e. Capacity Payments), í tilviki markaðslíkans, með eða án þak-og-gólf-fyrirkomulags (e. Cap and Floor). Hinsvegar á grundvelli heildsöluverðs með viðbótarstyrkjum t.d. með samningum um mismunagreiðslur (e. Contract for Differences) fyrir raforkuvinnslu án útblásturs gróðurhúsalofttegunda.

Tafla 1 sýnir þessa valkosti sem þrjú möguleg viðskiptalíkon fyrir Icelink. Líkönin eru útfærð í eftirfarandi undirköflum:

Tafla 1 - Samantekt á viðskiptalíkonunum sem greind eru í skýrslunni

	Markaðslíkan	Útflutningslíkan	Samþætt líkan
Umbun framleiðenda á Íslandi	Stundar-verð	Orkusölu-samningur	Orkusölu-samningur
Uppspretta tekna frá Bretlandi	Heildsöluverð + aflgreiðslur	Heildsöluverð + mismunagreiðslur	Heildsöluverð + aflgreiðslur

Heimild: Pöyry og Kvika

Sæstrengsverkefni geta verið háð fleiri hvötum til að verða áhugaverð fjárfesting. Einn mögulegur hvati felst í að nýta svokallað þak-og-gólf-kerfi (e. Cap and Floor). Slíkt kerfi kemur til greina í markaðslíkaninu og samþætta líkaninu. Með slíku fyrirkomulagi er markaðskröftum í verkefninu viðhaldið, en mildun við lækkun raforkuverðs er bætt við, tekjugólfi. Tekjuþak er einnig sett sem takmarkar möguleikana á ávinningi af mikilli hækkun raforkuverðs. Þannig flyst hluti markaðsáhættunnar frá eiganda sæstrengsins til raforkunotenda: í árum þar sem að tekjur strengsins eru lágar greiða raforkunotendur viðbótargreiðslur til strengsins í formi hærri flutningsgjalda til að tryggja tekjugólfið, en í árum þar sem að tekjur strengsins eru háar fá raforkunotendur allar tekjur fyrir ofan tekjuþakið greitt til baka í formi lægri flutningsgjalda. Þetta minnkar fjárfestingaráhættu fjárfesta með því að deila tekjum bæði í hæðum og lægðum með notendum. Viðmið tekjuþaks og gólfs eru byggð á áætluðum uppgæfnum kostnaði verkefnisins (sem má ekki víkja verulega frá) og áætluðum fjármagnskostnaði, þ.e. eiginfjáarkostnaði sem viðmiði fyrir þak og kostnaði lánsfjár sem viðmið fyrir gólf. Þak-og-gólf-kerfi á Bretlandsmarkaði hafa verið veitt einstökum sæstrengsverkefnum til 25 ára.

3.2 Markaðslíkan

Í þessu viðskiptalíkani byggist raforkuflæðið á verðmuninum á milli stundarmarkaða á Íslands og Bretlands. Í Bretlandi er viðmiðunarverðið



heildsöluverðið sem myndast á markaði og á Íslandi er gert ráð fyrri að það hafi þróast á móta viðmiðunarverð á grundvelli stundarverðs á skipulögðum raforkumarkaði. Þessu er lýst í kafla 2.3.

Stíflurenta er hinn hefðbundni tekjustraumur fyrir sæstreng í markaðslíkani. Stíflurentan (€) á klukkustund er orkan sem streymir (MWst) sinnum verðmunurinn (€/MWst) að frádregnu verðgildi orkutaps.

Í þessu líkani fjárfesta fyrirtæki í raforkuvinnslu í nýrri framleiðslugetu þegar hún verður arðbær. Sæstrengsfélagið er óháð allri uppbyggingu orkuvinnslugetu og verður að vera arðbært á eigin spýtur á grunni stíflurentu tengingarinnar og aflgreiðslna (e. Capacity Payments) frá Bretlandi. Þetta líkan er einnig í grundvallaratriðum heppilegt fyrir innleiðingu þak-og-gólfs-kerfis (e. Cap and Floor) til að draga úr áhættu fyrir fjárfesta.

Á Íslandi ákvarðast jaðarverðmæti raforku af jaðarkostnaði á nýrri uppbyggingu vatnsorku, jarðvarma eða vindorku eftir sviðsmyndum. Í háu sviðsmyndinni er verðmunur milli Bretlands og Íslands mjög mikill þar sem verð í Bretlandi er mjög hátt. Í lágu sviðsmyndinni dugar verðið aðeins til að styðja við uppbyggingu jarðvarmaorku sem getur keppt við raforkuverð í Bretlandi.

Þessi valkostur felur í sér verulega magn- og verðáhættu fyrir sæstrenginn þar sem að strengurinn og ný orkuvinnslugeta á Íslandi eru ósamhæfð: ef það bregst að ný framleiðslugeta byggist upp á Íslandi yrði verðmunur milli Bretlands og Íslands lítill og raforkuflæði yrði einnig lítið, sem leiddi til mjög lágrar stíflurentu fyrir strenginn.

3.3 Útflutningslíkan

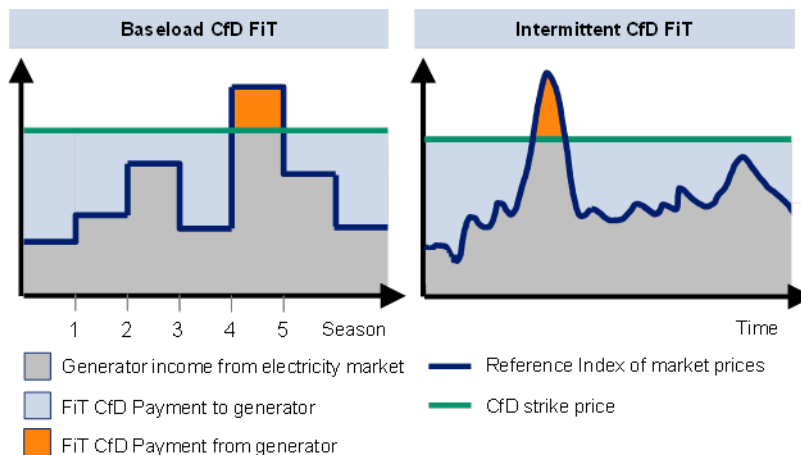
Útflutningslíkan er samhæft núverandi markaðsskipan á raforkumarkaði á Íslandi. Það byggist á sérstöku tækifæri til að selja endurnýjanlega orku til Bretlands með viðbótargreiðslum frá breska ríkinu í gegnum mismunasamninga (e. Contract for Differences). Í þessu líkani er uppspretta tekna í Bretlandi greiðslur úr mismunasamningi til viðbótar við heildsöluverð, þessum greiðslum er síðan skipt milli sæstrengsins og nýju orkuvinnslunnar á Íslandi. Nákvæm útfærsla á samningssambandi milli mismunandi aðila er ekki tilgreint hér því það hefur ekki áhrif á heildar þjóðhagslegan ávinninginn. Meginreglan er sú að lagning sæstrengs þarf að haldast í hendur við samsvarandi uppbyggingu orkuvinnslugetu á Íslandi, en henni má ná með viðeigandi orkusölusamningum milli aðila.



Með umbótum á raforkumarkaði (e. Electricity Market Reform) í Bretlandi hafa verið kynntir til sögunnar mismunasamningar (e. Contracts for Differences) til að styðja við uppbyggingu á orkuvinnslu án útblásturs gróðurhúsalofttegunda. Mismunasamningakerfinu er ætlað að virka sem örugg og stöðug uppspretta styrkja til vinnslu á endurnýjanlegar raforku og jafnframt að verja notendur gegn háum stuðningsgreiðslum til framleiðenda þegar heildsöluverðið er einnig hátt.

Kerfið er sýnt á Mynd 7. Með mismunasamningi er raforkuvinnslu greiddur mismunur viðmiðunarverðs á markaði og þess samningsverðs sem mismunasamningurinn kveður á um. Viðmiðunarverðið sem skal vera mælikvarði á meðalverð raforku í Bretlandi og samningsverðið skal taka mið af kostnaði við uppbyggingu á orkuvinnslunni. Mismunasamningar eru almennt gerðir til 15 ára en þó hefur Hinkley Point kjarnorkuverið fengið slíkan samning í 35 ár¹¹. Fyrir samanburð við kostnað við vindorkuver á landi og sjó gengur kostnaðar- og ábatagreiningin í þessari skýrslu út frá því að mismunasamningur sé gerður til 15 ára, nema annað sé tekið fram.

Mynd 7 – Mismunasamningar fyrir endurnýjanlega orku



Heimild: Pöyry

Óvissa ríkir um framtíðarfjármögnun mismunasamningskerfisins og því einnig um það hversu mikil raforkuvinnslugeta verður styrkt með því kerfi. Fyrsta uppboðið fyrir mismunasamning í Bretlandi var haldið í febrúar 2015. Búist er við að ráðuneyti orku- og loftslagsbreytinga í Bretlandi (e. Department of Energy and Climate Change, DECC) haldi annað uppboð á árinu 2016 en enn er ekki vitað hversu mikil uppbygging verður studd, á þessu ári eða í heild fram til ársins 2020. Þessi óvissa stafar meðal annars af því að Bretar eru á góðri leið með að uppfylla

¹¹ Heimild: <http://tinyurl.com/pcy9qg3>



markmið sín um endurnýjanlega orku (RES) til ársins 2020 sem og þróun á öðrum aðferðum t.d. tækninni við að „fanga kolefni og geyma“ (e. Carbon Capture and Storage) og nýrri kjarnorkuvinnslu. Í öllum tilvikum væri mismunasamningur við aðila utan Bretlands í fyrsta lagi í boði árið 2018 eftir að innlendri innleiðingu er lokið og slíkir samningar eru orðnir virkir. Ný markmið munu svo taka við en ESB hefur enn fremur sett sérstök orkumarkmið sem stefnt er að að ná árin 2030¹² og 2050¹³:

Annað sem þarf að hafa í huga að nokkrar undanþágur frá núverandi kerfi þarf til að innleiða mismunasamninga fyrir Icelink verkefnið, þ.á m. eru ýmis lögfræðileg úrlausnarefni. Útflutningslíkanið útheimtir því sterkan pólitískan stuðning. Nauðsynlegar undanþágur eru m.a.:

- Mótaðili mismunasamnings: mismunasamningur er venjulega gefinn út til raforkuvinnslu í Bretlandi. Í þessu tilviki verður framleiðandinn staðsettur á Íslandi og líklegt er að hann verði einnig tengdur með samningssambandi aðilanum sem leggur sæstrenginn til að tryggja samræmi í framkvæmd verkefnisins.
- Ákvörðun samningsverðs: samningsverð Icelink verður að byggjast á heildarkostnaði bæði sæstrengs- og orkuvinnsluverkefna.
- Ákvörðun markaðs-viðmiðunarverðs: Icelink-verkefnið fellur hvorki undir „grunnorkuvinnslu“ (e. Baseload) eða „óstýranlega orkuvinnslu“ (e. Intermittent) flokkinn sem nú eru notaðir. Með því að nota sama markaðs-viðmiðunarverð og grunnorku framleiðendur í Bretlandi væri hægt að afhenda orku með góðri verðsvörun.
- Áhætta verkefnis: mismunasamningur fyrir Icelink fæli í sér að nokkur orkuvinnsluverkefni þyrftu að fara af stað, sæstrengurinn lagður og einnig væri fjárfest í flutningskerfum, bæði á Íslandi og í Bretlandi. Skilmálar mismunasamningsins þurfa að taka til allra áhættuþátta.
- Mismunasamningur hefur ennþá aldrei verið veittur til verkefnis sem tengist sæstreng.

3.4 Samþætt líkan

Samþætt líkan er samþætt núverandi markaðsskipan á Íslandi. Í þessu líkani er tekjulindin í Bretlandi heildsöluverðið á markaði, en framleiðandanum á Íslandi

¹² Framkvæmdastjórnin, „Rammi um loftslags- og orkustefnu árin 2020-2030“ COM (2014) 15 loka og framkvæmdastjórnin, „Parísarbókunin - Áætlun um að taka á hnattrænum loftslagsbreytingum fram yfir árið 2020“ COM (2015) 81 loka.

¹³ Framkvæmdastjórnin, „Vegvísir í orkumálum til ársins 2050“ COM (2011) 0885 loka.



er umbunað með orkusölusamningi við þriðja aðila, þ.e. eiganda sæstrengsins. Líkanið er einfalt en leggur mesta áhættu á herðar eiganda strengsins.

Einfaldleiki er helsti kostur líkansins: það útheimtir ekki að markaður með „stundarverð“ myndist á Íslandi og það er ekki háð mismunasamningi um framleiðslu endurnýjanlegrar orku. Öðruvísi en gildir í markaðslíkaninu verður orkusölusamningur til staðar milli eiganda sæstrengsins og framleiðandans. Það veldur því að framleiðslugeta verður byggð upp sérstaklega í tilgangi útflutnings endurnýjanlegrar orku.

Aðalgalli þessa líkans er að eigandi sæstrengsins ber mestalla áhættuna. Aðallega er um að ræða tvennskonar áhættu. Verðáhættu í Bretlandi, þar sem tekjur sæstrengsins tengjast beint heildsöluverðinu (sem verður fyrir áhrifum af allri uppbyggingu nýrrar framleiðslugetu, t.d. kjarnorku) og greiðslu fyrir framleiðslugetu. Það er einnig framboðsáhætta á Íslandi því sæstrengurinn er háður uppbyggingu framleiðslugetu til útflutnings. Framleiðandanum verður umbunað með orkusölusamningi og ber litla áhættu af verkefninu. Áhættuna mætti milda með því að hafa sæstrenginn og nýja framleiðslugetu undir sama hatti eða með samningum milli aðila sem kveða á um uppskiptingu ábata og áhættu.

Milda má hluta heildaráhættunnar með því að innleiða afbrigði þaks-og-gólfs-stýringar (e. Cap and Floor). Það þak og gólf væru örlítið óhefðbundin því það þyrfti að reikna þau á grundvelli viðskiptatekna af raforkusölu í Bretlandi en ekki stíflurentu.

3.5 Samantekt á viðskiptalíkönunum

Það eru kostir og gallar við öll líkönin sem lýst er hér að ofan. Markaðslíkanið útheimtir breytingar á núverandi markaðsskipan á Íslandi. Það mun þurfa að innleiða markaðsgrundvallaða verðviðmiðun til að skapa hvata fyrir nýja framleiðslugetu á Íslandi og það kallar á meiriháttar breytingar á íslenskum raforkumarkaði. Líkanið felur einnig í sér mikla áhættu þar sem uppbygging framleiðslugetu á sér ekki endilega stað um leið og lagning sæstrengs og þróun markaðsverðs á Íslandi og í Bretlandi er óviss.

Samþætt líkan er samhæft núverandi markaði enda byggist það á orkusölusamningi milli eiganda sæstrengs og orkuvinnsluaðila til að skapa hvata til að byggja upp nýja framleiðslugetu. Aðalgalli þessa líkans er samþjöppun áhættu á strengnum sem mætir bæði framboðsáhættu á Íslandi og verðsáhættu í Bretlandi. Draga má úr þessari áhættu með þak-og-gólf- fyrirkomulagi (e. Cap and Floor) og samningum milli aðila um skiptingu áhættu, uppbyggingu



orkuvinnslugetu og sæstrengshluta verkefnisins. Líkanið hefur líka í för með sér úrlausnarefni hvað snertir regluverk og undanþágur þar sem það er ekki staðlað evrópskt líkan.

Útflutningslíkanið er einnig samhæft núverandi markaðsskipan á Íslandi. Engar breytingar á markaðsskipan eru nauðsynlega á Íslandi, en þörf er á sterkum pólitískum vilja og stuðningi til að fá nauðsynlegar undanþágur við gerð mismunasamnings og frá evrópsku regluverki. Tekjuáhættan er minnst af líkönunum þremur þar sem mismunasamningskerfið tryggir ákveðið samningsverð sem þar með tryggir tekjuflæðið frá Bretlandi.

Forðast ber að rugla viðskiptalíkönunum þrem sem lýst er hér að framan saman við lagalega umgjörð sæstrengsins eða eignarhald, þ.e. regluverks-(e. Regulated) eða markaðslíkan (e. Merchant).



4 Markaðssviðsmyndir

Í þessum hluta er lýst markaðsþróun í hinum mismunandi hermunum sem kynntar eru í þessari skýrslu. Eftir lýsingu á sviðsmyndunum og forsendum þeirra verða í þessum kafla kynntar helstu niðurstöður hermanna fyrir Íslandi, Bretlandi og sæstrenginn.

4.1 Yfirlit yfir þróun sviðsmynda

Hver og ein þeirra markaðshermanna sem greindar eru í þessari skýrslu er blanda af grundvallarsviðsmynd og afbrigði sem er sérstakt fyrir Icelink. Grunn sviðsmyndirnar fela í sér sýn á mismunandi þróun í heiminum sem leiðir til samsvarandi lýsingar á Bretlandsmarkaði meðan afbrigði sem eru sérstök fyrir Icelink verkefnið og fela í sér þætti sem hafa meginþýðingu fyrir viðskiptalíkönin.

4.1.1 Grunn sviðsmyndir

Icelink-verkefnið hefur verið greint útfrá þremur grunn sviðsmyndum sem samsvara mismunandi „sýn á þróun í heiminum“. Tafla 2 dregur saman helstu drifhvata markaðssviðsmynda okkar. Við höfum búið til þrjár markaðssviðsmyndir sem saman skapa innbyrðis samkvæm mengi niðurstaðna fyrir heildsöluverð í framtíðinni. Í mið-sviðsmyndinni fylgir heildsöluverð raforku „væntri“ leið en háu og lágu sviðsmyndunum var ætlað að spanna svið mögulegra niðurstaðna.

Tafla 2 - Yfirlit forsendna fyrir sviðsmyndir (meðaltal 2015-2025, m.v. verðlag 2014)

	Há	Mið-	Lág
Hagvöxtur (í heiminum)	5%	4%	3%
ARA kolaverð (\$/tonn)	126	76	45
Brent olíuverð (\$/fat)	150	76	43
Gasverð (p/vme)	82	50	32
Kolefnisverð (€/tCO ₂)	26	14	4

Heimild: Pöyry

Eldsneytis- og kolefnisverð eru fengin úr líkönum Pöyry fyrir einstaka jarðefnaeldsneytismarkaði og markaði með losunarheimildir ESB (e. EU ETS). Ítranir voru gerðar á milli rafmagns-, gas- og kolefnisverðslíkananna til að tryggja að gas- og kolefnisverð væri í samræmi við eftirspurn eftir gasi og losun kolefnis úr orkumarkaðslíkunum.

- Miðsviðsmyndin endurspeglar mat okkar á líklegustu þróun eftirspurnar, eldsneytisverði, endurnýjanlegra fjárfestinga og þróun sæstrengja. Í henni



er gert ráð fyrir miðlungi miklum (4%) hagvexti á heimsvísu ásamt miðlungs miklum samdrætti í kolefnislosun, sem felur í sér tiltölulega hátt hrávöruverð. Búist er við að hagvöxtur í ESB verði aftur tiltölulega lágur eins og fyrir fjármálakreppuna. Gert er ráð fyrir að endurnýjanleg (RES) markmið ESB náist ekki að fullu í öllum löndum.

- Í háu sviðsmyndinni gerum við ráð fyrir meiri vexti eftirspurnar, hærra eldsneytisverði, meiri tengingum milli markaða og meiri eftirspurn eftir rafmagni miðað við miðsviðsmyndina. Þess er vænst að vöxtur eftirspurnar eftir orku verði knúinn áfram af meiri hnattrænni eftirspurn eftir byggingarefni, sem eflir málmframleiðslu. Gert er ráð fyrir að vöxtur eftirspurnar verði meiri en ella vegna aukinnar rafvæðingar, sérstaklega í samgöngum, samanborið við miðsviðsmyndina í kjölfar stærra átaks í átt að minni kolefnislosun og hærra verðs fyrir losunarkvóta. Þar að auki er gert ráð fyrir að markmið um endurnýjanlega orku (RES) ESB náist að fullu.
- Í lágu sviðsmyndinni er reiknað með litlum vexti eftirspurnar, lágu eldsneytisverði og minni fjárfestingu í sæstrengjum og endurnýjanlegri framleiðslugetu (í Evrópu) samanborið við miðsviðsmyndina, sem þýðir að markmið ESB um endurnýjanlega orku (RES) náist ekki. Gert er ráð fyrir að aðaldrifhvatarn þessa verði lítill alþjóðlegur hagvöxtur og lítil eftirspurn eftir hrávörum. Gert er ráð fyrir að hagvöxtur ESB verði áfram minni en fyrir fjármálakreppuna. Gert er ráð fyrir þessi litli hagvöxtur leiði til minnkunar á framleiðslu evrópsks iðnaðar, sem leiðir til lágs verðs á losunarkvótum.

4.1.2 Næmnigreining

Greining sem Landsvirkjun hefur látið vinna bendir til þess að 1.000 MW sæstrengur með 65% útflutningshlutfalli væri ákjósanlegur frá sjónarhóli breska kerfisins. 65% útflutningshlutfall fæli í sér 65% nettóútflutning, en einnig flæði í öfuga átt frá Bretlandi til Íslands þegar nóg er af raforku í Bretlandi og hún er ódýr (t.d. mikil vindorka og lítil eftirspurn). Þessi greining tók til þátta sem tilheyra ekki þessari greiningu, einkum styrking flutningskerfisins í Bretlandi.

Greining á næmni niðurstaðna við nettó 65% útflutningi var unnin sem liður í þessari greiningu. Það var gert með því að minnka fjárfestingu á Íslandi niður fyrir ákjósanlegt gildi í miðsviðsmynd Pöyry þar til nettóútflutningur Icelink jafngildi 65%.



Ein röksemdanna fyrir 65% nettó útflutningshlutfalli fyrir Icelink er að möguleikar á nýrri framleiðslugetu á Íslandi eru takmarkaðir og að veruleg aukning framleiðslugetu er ekki endilega talin aðlaðandi valkostur á Íslandi, m.a. af umhverfisástæðum. Til að taka þessa röksemd með í reikninginn var einnig unnin næmnigreining á kostnaðar- og ábataniðurstöðu minni sæstrengs eða 800 MW.

4.1.3 Uppsetning hermana

Eins og lýst er í Kafla 3 fjallar þessi skýrsla einkum um þrjú möguleg viðskiptalíkön:

- Útflutningslíkan, þar sem Icelink (sæstrengur og ný framleiðsla á Íslandi) er studd af mismunasamningi (CfD) við stjórnvöld í Bretlandi;
- Markaðslíkan, þar sem stundarmarkaður með raforku verður til á Íslandi og þar sem sæstrengurinn treystir á verðmismunatekjur milli markaða (stíflurentu) og þar sem lagning sæstrengs helst ekki endilega í hendur við uppbyggingu nýrrar framleiðslugetu á Íslandi;
- Samþætt líkan, þar sem Icelink (sæstrengur og ný framleiðsla á Íslandi) treystir á heildsöluverð og aflgreiðslur í Bretlandi án aukalegs stuðnings.

Í þessum þrem tilvikum er mismunandi mikil orkuvinnsla byggð upp í Bretlandi:

- Í tilviki útflutningslíkans koma stuðningsgreiðslur vegna mismunasamnings sem veittur er Icelink verkefninu í stað stuðningsgreiðslna sem veitt væri annars til uppbyggingar á vindorkuverum undan ströndum Bretlands, fyrir jafnmargar TWst. Þar sem að Icelink verkefnið er hagkvæmari leið til að ná sama takmarkinu um endurnýjanlega orkuvinnslu.
- Bæði í markaðslíkaninu og samþætta líkaninu þarf Icelink að treysta á gangverk markaðarins og kemur ekki í staðinn fyrir neina stuðningsgreiðslur í Bretlandi: Icelink bætist við þá orku sem unnin er af vindorkuverum undan ströndum Bretlands sem reiknað er með í grunn sviðsmyndum okkar.

Búist er við að vindorka undan ströndum (e. Offshore Wind) verði jaðarlind innlendrar endurnýjanlegrar raforku í Bretlandi. Tafla 3 sýnir samsetningu hermananna sem notaðar voru í greiningunni.

Tafla 3 sýnir samsetningu hermananna sem notaðar voru í greiningunni



Tafla 3 - Samsetning hermana

Viðskiptalíkan	Grunn Sviðsmynd	Icelink kemur í stað Vindorku í Bretlandi
Útflutnings	Há	Já
	Mið	Já
	800 MW	Já
	65% útflutningur	Já
Markaðs-	Há	Nei
	Mið	Nei
	Lág	Nei

Heimild: Pöyry, Kvika

Vissar samsetningar grunn sviðsmynda, næmnigreininga og viðskiptalíkana eru ekki samræmanlegar og eru því ekki kynntar í þessari skýrslu. Það eru:

- Lága sviðsmyndin er ekki samræmanleg í tilviki útflutningslíkans þar sem ekki er næg endurnýjanleg framleiðslugeta byggð upp í lágu sviðsmyndinni í Bretlandi eftir árið 2015 sem að Icelink gæti komið í staðinn fyrir;
- 65% næmnitilvikið í útflutningslíkaninu er ekki samræmanlegt markaðslíkaninu því að með markaðslíkani er leitast við að hámarka verðmæti verkefnisins með hærra útflutningshlutfalli; og
- 800 MW næmnitilvikið fyrir Icelink (800 MW sæstrengur) var einungis greint í Útflutningslíkani með forsendum mið-sviðsmyndarinnar.

4.2 Lykilforsendur sviðsmynda

4.2.1 Eftirspurn eftir raforku á Íslandi

Orkustofnun birtir reglulega spá um þróun eftirspurnar eftir raforku á Íslandi. Þessi spá (orkuspá)¹⁴ tekur ekki til eftirspurnar orkufreks iðnaðar, aðeins annarrar eftirspurn eftir raforku á Íslandi sem verður kölluð „breytileg eftirspurn“ í þessari skýrslu. Þróun breytilegrar eftirspurnar eftir raforku í mið-sviðsmyndinni er byggð á þessari spá. Fyrir háu og lágu sviðsmyndina er gert ráð fyrir 2,4% og 1,0% ársvexti eftirspurnar annarrar en stóriðju.

¹⁴ Orkustofnun, Raforkuspá 2014 – 2015- Endurreikningur á spá frá 2010.

<http://os.is/gogn/Skyrslur/OS-2014/OS-2014-01.pdf>

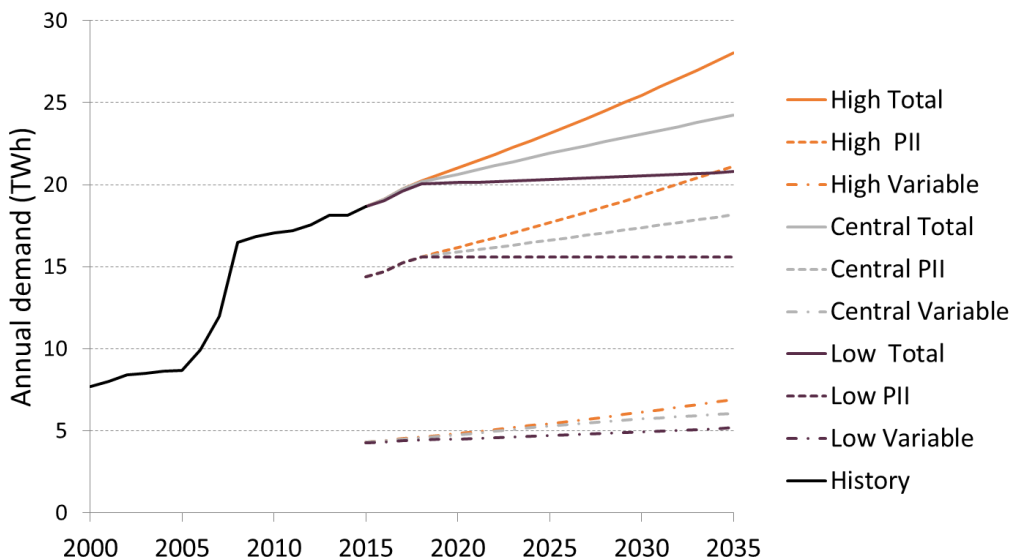


Þar sem eftirspurn frá stóriðju nemur tæpum 80% núverandi eftirspurnar er hún mikilvægasti drifkraftur heildareftirspurnar á Íslandi. Þrjár spár um framtíðareftirspurn frá stóriðju á Íslandi voru unnar fyrir háu, lágu og miðsviðsmyndirnar. Í öllum sviðsmyndum eiga kísilvinnslurnar tvær sem eru í byggingu, þ.e. PCC Bakki og United Silicon í Helguvík, þátt í aukinni eftirspurn fram til ársins 2018. Eftir árið 2018 er þróunin ólík í sviðsmyndunum þrem.

Í miðsviðsmyndinni eykst innlend eftirspurn um 5,5 TWst fram til ársins 2035, þar af eykst eftirspurn stóriðju um tæpar 4 TWst. Í háu sviðsmyndinni nær heildar innlend eftirspurn á Íslandi um 28 TWst á árinu 2035, sem er aukning um rúmar 9 TWst frá árinu 2014. Í háu sviðsmyndinni er gert ráð fyrir að vöxtur eftirspurnar á árunum 2009-2018 haldi áfram línulega fram til ársins 2035. Í lágu sviðsmyndinni, þar sem hagvöxtur og eldsneytis- og hrávöruverð er lágt, er gert ráð fyrir að ekki verði nein frekari uppbygging á stóriðju á Íslandi eftir árið 2018.

Miðsviðsmyndin stendur fyrir „bestu ágiskun“ um þróun eftirspurnar, en háa og lága sviðsmyndirnar eru ætlaðar til að spanna hæfilega breitt svið niðurstaðna. Telja ber mið-sviðsmyndina líklegri en þá háu eða lágu.

Mynd 8 - Eftirspurnarspá fyrir Ísland.



Heimild: Pöyry, Kvika

Myndin hér að ofan sýnir heildar eftirspurnar spá og sundurbrot á stóriðju (PII) og aðra eftirspurn (variable) fyrir háa, mið- og lágu sviðsmyndirnar.



4.2.2 Framboð raforku á Íslandi

Vöxtur eftirspurnar eftir raforku á Íslandi og möguleikinn á útflutningi til Bretlands mun leiða til uppbyggingar nýrrar orkuvinnslu. Helsta uppspretta upplýsinga um mögulega nýja orkuvinnslu er rammaáætlun um vernd og orkunýtingu landsvæða (Rammaáætlun). Helsta forsendan fyrir uppbyggingu nýs framboðs á Íslandi er „Nýtingarflokkur“ rammaáætlunarinnar með nokkrum leiðréttingum vegna óvissu um stærð og leyfisveitingar vegna jarðvarma auðlindarinnar. Fyrir sviðsmyndir með sæstreng hefur verið gert ráð fyrir viðbætur við þær virkjanir sem nú eru í rekstri sem geti gefið verulega viðbótarorku. Aðrar uppsprettur nýrrar orku sem voru ekki í 2. rammaáætluninni hafa einnig verið taldar með, svo sem litlar vatnsaflsvirkjanir og lágjarðvarmavirkjanir. Þar eð framleiðslugetan sem fram kemur í nýtingarflokki rammaáætlunar er ófullnægjandi frá sjónarhóli markaðarins í sviðsmyndunum með mikilli innlendri eftirspurn og útflutningi, hefur vindorku á landi verið bætt við til að fylla upp í skarðið í tilgangi líkanagerðar.

Forsendur um kostnað vegna nýrra orkuvinnslu verkefna á Íslandi eru mikilvægar fyrir greininguna. Í rammaáætlun er öllum verkefnum raðað niður á kostnaðarflokka eftir áætluðum framkvæmdakostnað á kWst á ári. Kostnaðartölur í 2. rammaáætlun voru uppfærðar í skýrslu sem Orkustofnun gaf út til undirbúnings þriðja áfanga rammaáætlunar.¹⁵ Uppfærðu kostnaðartölurnar eru notaðar í þessari skýrslu, en þar eð kostnaður vegna tenginga var ekki uppfærðar í skýrslunni var tengikostnaður tekinn úr öðrum áfanga rammaáætlunar og uppfærður m.v. verðlag á árinu 2014.

Tafla 4 - Framkvæmdakostnaður fyrir verkefni sem talin eru upp fyrir 3. rammaáætlun.

Kostnaðarflokkur	Framkvæmdakostnaður kr./(kWst/ári)
1	<33
2	33-40
3	40-48
4	48-64
5	64-80
6	80-96

Heimild: Orkustofnun.

¹⁵ Orkustofnun 2015. Virkjunarkostir til umfjöllunar í 3. áfanga rammaáætlunar.

<http://os.is/gogn/Skyrslur/OS-2015/OS-2015-02-Skyrsla.pdf>



Tafla 5 sýnir forsendurnar fyrir efnahagslegan líftíma, rekstrarkostnað og veginn meðalfjármagnskostnað fyrir nýja framleiðslu. Forsendurnar byggjast á gögnum frá IRENA¹⁶, DECC¹⁷ og Landsvirkjun¹⁸.

Tafla 5 - Efnahagslegar forsendur um nýja framleiðslu

	Líftími (ár)	Rekstrarkostnaður	(WACC) Veginn meðalfjármagnskostnaður (raun)
Jarðvarmi	35	3,0%	7,9%
Vatnsafl	50	1,5%	7,9%
Vindorka á landi	25	4,0%	7,9%

Heimildir: IRENA, Landsvirkjun og DECC

Vegni meðalfjármagnskostnaðurinn (WACC) sem notaður er getur verið mismunandi eftir tækni og áhættu tekjustrauma. DECC hefur notað mismunandi lágmarks ávöxtunarkröfu fjármagns til að meta kostnað við uppbyggingu á orkuvinnslu, þ.e. viðmið DECC um lágmarks ávöxtun fjármagns að raungildi fyrir skatta fyrir vatnsaflsvirkjanir er 6,7% en lágmarks ávöxtun fjármagns að raungildi fyrir skatta fyrir jarðvarma er miklu hærri. Í þessari skýrslu notum við 7,9% að raungildi fyrir skatta fyrir hverskyns tækni sem er sama gildi og DECC hefur notað fyrir vindorku á landi.¹⁹ IRENA hefur notað raun veginn meðalfjármagnskostnað upp á 7,5% fyrir verkefni í OECD-löndum²⁰ sem er örlítið lægra en notað er í þessari skýrslu. Með þessum forsendum má reikna langtíma jaðarkostnað raforku (e. Long run marginal cost) fyrir hin mismunandi orkuvinnslu verkefni. Þetta gefur framboðsferil fyrir nýja orkuvinnslugetu á grundvelli langtíma jaðarkostnaðar, eins og sýnt er á Mynd 9.

¹⁶ Alþjóðleg endurnýjanleg orka. Kostnaður við endurnýjanlega orkuframleiðslu árið 2014.
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf

¹⁷ Ráðuneyti orkumála og loftslagsbreytinga. Raforkuframleiðslukostnaður árið 2013.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf

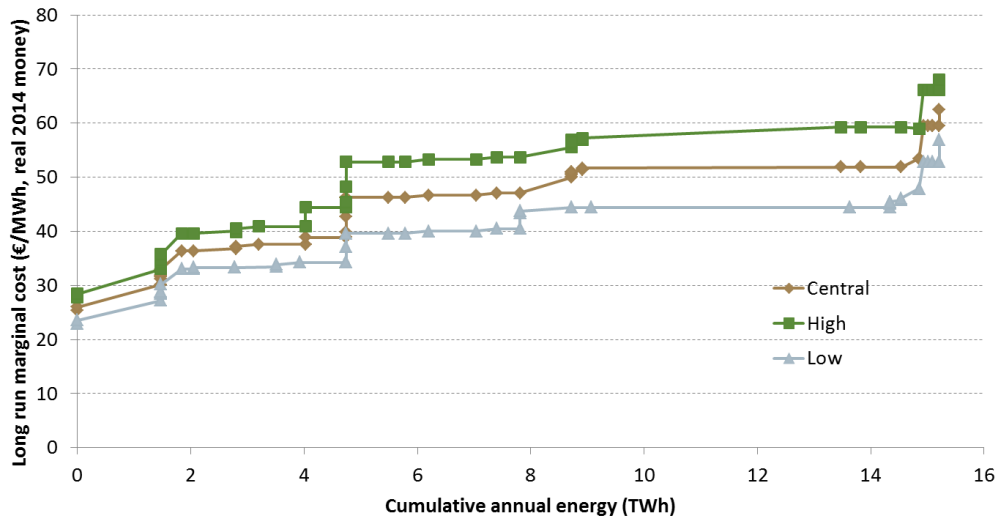
¹⁸ Landsvirkjun. Ársfundur 2013.
http://www.landsvirkjun.is/Media/Landsvirkjun_Arsfundarkynning2013_HordurArnarson.pdf

¹⁹ Ráðuneyti orkumála og loftslagsbreytinga. Raforkuframleiðslukostnaður árið 2013.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf

²⁰ Alþjóðastofnunin um endurnýjanleg orku (International Renewable Agency). Kostnaður við endurnýjanlega orkuframleiðslu árið 2014.
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf



Mynd 9 - Framboðsferill fyrir nýja framleiðslugetu á Íslandi á grundvelli langtíma-jaðarkostnaðar (Evrur/MWst)



Heimild: Pöyry og Kvika

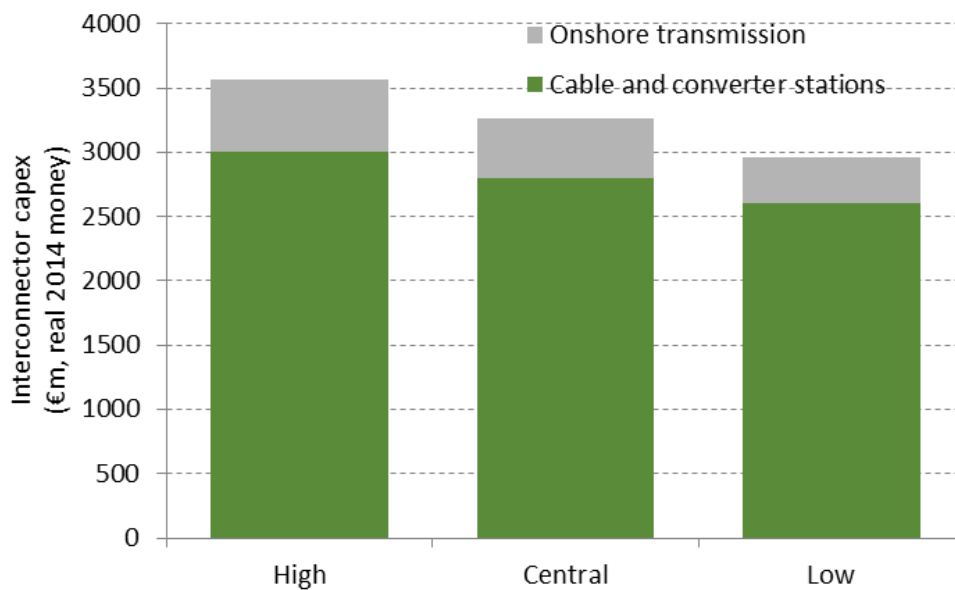
Farið er í fjárfestingar á Íslandi eins lengi og heildsöluverð í landinu er hærra en langtíma-jaðarkostnaður verkefnisins. Meiri upplýsingar um forsendur um orkuverð á Íslandi má finna í kafla 2.3 og aðferðafræði fjárfestinga er lýst í kafla 2.2.2. Nánari upplýsingar um orkuvinnslu á Íslandi má finna í kafla 15.



4.2.3 Kostnaður við sæstreng.

Mat á kostnaði sæstrengs byggist á samanburði við önnur verkefni og upplýsingum frá þróunar og rekstraraðilum sæstrengsverkefna. Helstu kostnaðarbreytur eru lengd, kostnaður strengs á km, aflgeta og þörf fyrir fjárfestingu í flutningskerfinu á Íslandi. Gert er ráð fyrir að meðal uppitími sæstrengsins verði 92% yfir 25 ára líftíma strengsins. Frekar er fjallað um forsendur um uppitíma strengs í kafla 18.2

Mynd 10 – Kostnaður sæstrengs fyrir 1.200 km langan streng með 1.000 MW aflgetu.



Heimild: Kvika og Pöryr

Flutningskostnaður á landi byggist á mati Landsnets á hugsanlegum kostnaði af viðbótarstyrkingu flutningskerfisins á Íslandi með 1.000 MW tengingu. Kostnaður við strenginn og umbreytistöðvar var ákvarðaður eftir viðræður við þróunaraðila og með samanburði við önnur verkefni. Nánari upplýsingar um kostnað við sæstrenginn er að finna í kafla 18.



4.3 Raforkumarkaður í Bretlandi

Í þessum kafla er stutt yfirlit yfir raforkumarkað í Bretlandi sem og nokkur atriði sem mikilvæg eru til breiðari skilnings á Icelink verkefninu

4.3.1 Yfirlit yfir helstu stærðir

Tafla 6 sýnir yfirlit yfir helstu stærðir breska raforkumarkaðarins.

Tafla 6 – Helstu stærðir raforkumarkaðar í Bretlandi árið 2014.

Texti	Gildi (2014)	Sundurliðun
Eftirspurn eftir rafmagni á landsvísu	332 TWst	34% Iðnaður 30% Heimili 28% Þjónusta 1% Flutningar 8% Tap í flutningi og dreifingu
Rafmagnsframleiðsla á landsvísu	311 TWst	29% Gas 28% Kol 17% Kjarnorka
Inn og útflutningur raforku	Nettó innflutningur 20,5 TWst	23,2 TWst innflutningur 2,7 TWst útflutningur
Hámarks eftirspurn afl	58,1 GW	
Uppsett afl	91,0 GW	20% Gas 20% Kol 15% Vindorka 11% Kjarnorka

Heimildir: DECC, National Grid²¹.

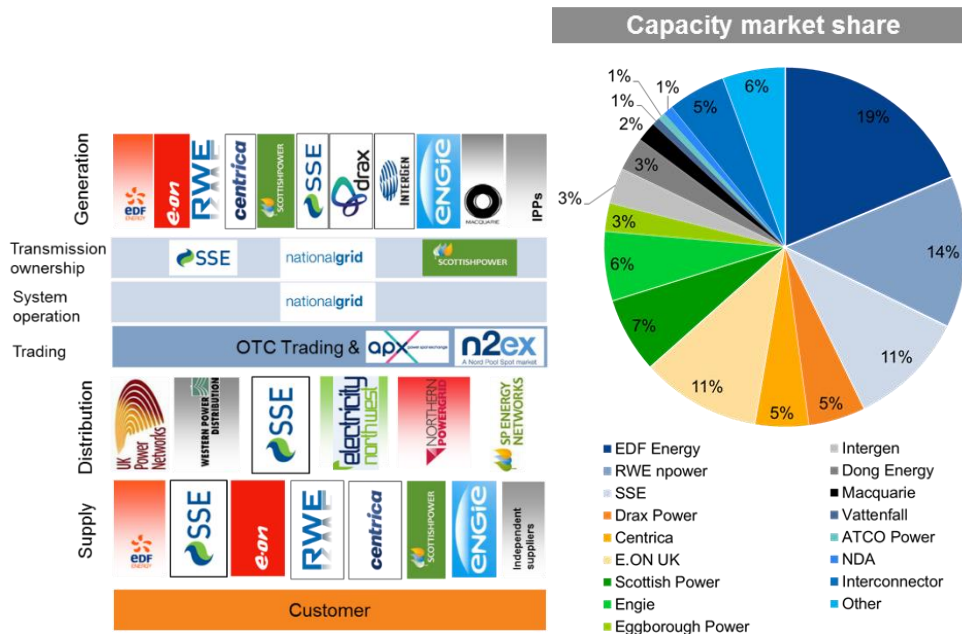
²¹ DECC, National Grid. Uppsett afl miðað við TEC-gögn frá National Grid. Hámarkseftirspurn miðað við INDO-gögn National Grid, uppfærð þannig að þau taki tillit til yfir helstu stærðir eftirspurnar án tengingar við flutningskerfið.



4.3.2 Markaðsskipan

Mynd 11 sýnir hvernig breski raforkumarkaðurinn skiptist á milli fyrirtækja.

Mynd 11 - Skipan breska raforkumarkaðarins og skipting afls



Heimild: Pöyry

Þróunin hefur verið í átt til lóðréttar samþættingar undanfarin fimmtán ár sem hefur verið að miklu leyti knúin áfram af breytingum á reglum markaðarins. Skortur á öruggum dreifileiðum inn á raforkumarkaðinn hefur gert það að verkum að markaðsaðilar hafa fært sig inn í orkuvinnslu til að tryggja kaup og inn í smásölu til að tryggja raforkusölu. Samþjöppun í smásölu hefur verið veruleg og hefur stórum smásöluvyrirtækjum (í Englandi og Wales) fækkað úr 12 í 6 („hinir sex stóru“) auk nokkurra sjálfstætt starfandi raforkusala með litla markaðshlutdeild. Frekari vísbending um þessa þróun er samruni GDF Suez og International Power, sem lauk í febrúar 2011. Undanfarin ár hafa hinsvegar EDF og E.ON losað sig við flutningsfyrirtæki sín þannig að Scottish Power og Scottish and Southern Energy (SSE) eru nú einu fyrirtækin meðal hinna stóru 6 með rekstur á öllum þrem sviðum, orkuvinnslu, orkuflutningi og smásölu.

4.3.3 Orkustefna Bretlands

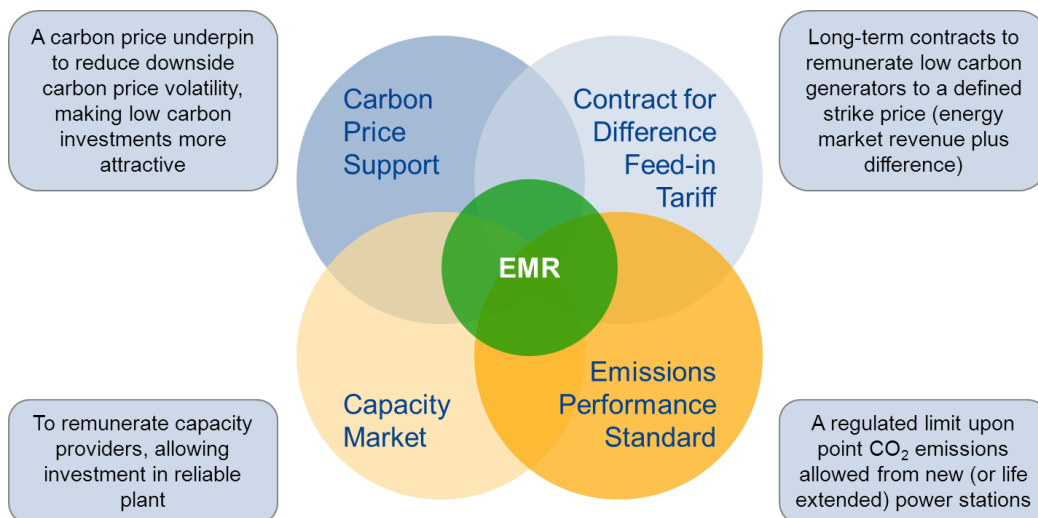
Ríkisstofnanir á sviði orkumála og loftslagsbreytinga hafa verið færðar undir hatt í ráðuneyti orkumála og loftslagsbreytinga (e. Department of Energy and Climate Change, DECC). Stofnun gas- og raforkumarkaða (e. Office of Gas & Electricity Markets, Ofgem) hefur eftirlit með orkugeiranum.



Á Bretlandsmarkaði hefur raforka löngum aðallega verið unnin með brennslu á jarðefnaeldsneyti, svo sem kolum og jarðgasi. Hinsvegar hafa Bretar, undir áhrifum frá stefnu ESB, sett sér það markmið að 15% af allri orkunotkun komi frá endurnýjanlegum orkugjöfum árið 2020. Ríkisstjórnin hefur lagt til að 31% af raforkuvinnslu komi frá endurnýjanlegum orkugjöfum árið 2020, en áætlað er að mikill meirihluti þess verði vindorka. ESB hefur enn fremur sett sérstök orkumarkmið sem stefnt er að að ná árin 2030²² og 2050²³:

Núgildandi markaðsreglur voru settar fyrst og fremst til að auka samkeppni og lækka rafmagnsverð til neytenda. Hinsvegar hefur umræða um orkumál breyst á síðustu tíu árum (áhyggjur af umhverfinu hafa aukist vegna loftslagsbreytinga) einnig hafa áhyggjur af afhendingaröryggi aukist (vegna aukins innflutnings á gasi), og lægra raforkuverð hefur stöðugt færst ofar á stefnuskrá stjórnmalamanna. Því samþykkti þingið stóran umbótapakka sem kallaður er umbætur á raforkumarkaði (Electricity Market Reform, EMR), sem samanstendur af þeim þáttum sem lýst er í Mynd 12.

Mynd 12 - Yfirlit yfir umbætur á raforkumarkaði í Bretlandi (e. Electricity Market Reform)



Heimild: Pöryry

4.3.4 Stuðningur við verð á kolefnislosunarheimildum

Verðgólf á losunarheimildir (e. Carbon price support) er framkvæmt með „viðbótar“-skatti á notkun á jarðefnaeldsneyti við raforkuvinnslu. Upprunalega

²² Framkvæmdastjórnin, „Rammi um loftslags- og orkustefnu árin 2020-2030“ COM (2014) 15 loka og framkvæmdastjórnin, „Parísarbókunin - Áætlun um að taka á hnattrænum loftslagsbreytingum fram yfir árið 2020“ COM (2015) 81 loka.

²³ Framkvæmdastjórnin, „Vegvisir í orkumálum til ársins 2050“ COM (2011) 0885 loka.



stóð til að auka heildarkostnað við losun gróðurhúsalofttegunda við raforkuvinnslu í £30/tCO₂ árið 2020 og 70£/tCO₂ árið 2030 (á verðlagi ársins 2009) og að verðgólfið verði ákveðið þannig að það styðji þessa þróun. Hinsvegar hyggjast stjórnvöld nú ekki hækka gólfið umfram £18/tCO₂ á árunum 2017-2020. Sjá Tafla 7.

Tafla 7 – Verðgólf á losunarheimildir (e. Carbon Price Support) (£/tCO₂)

Financial Year	CPS rates (£/tCO ₂)	
	Legislated	Indicative rates
2013/14	4.94	
2014/15	9.55	7.28 ¹
2015/16	18.08	9.86 ²
2016/17	18.00	21.20 ³
2017/18		18.00 ⁴
2018/19		18.00 ⁴

Heimild: Breska fjármálaráðuneytið²⁴

4.3.5 Aflmarkaður (e. Capacity Market)

Innleiðing aflmarkaðar (e. Capacity Market) er lykilþáttur í umbótunum á raforkumarkaði (e. Electricity Market Reform). Markmiðið með aflmarkaði er að tryggja að fullnægjandi afl sé til staðar á hverjum tíma. Markaðurinn býður orkuvinnsluaðilum fastar greiðslur fyrir að vera með afl til staðar fyrir markaðinn þegar á þarf að halda og skuldbinda sig þannig til að afhenda orku inn á markaðinn þegar kerfið er undir álagi eða sæta viðurlögum ella.

Samningum er úthlutað með uppboðum sem ætlað er að tryggja að nægjanlegt afl sé til staðar sem uppfylli áreiðanleikastaðal sem stjórnvöld skilgreina. Jafnvægisverð uppboðsins myndar grundvöll aflgreiðslu til þeirra þátttakenda uppboðsins sem ná samningum.

Aflmarkaðurinn virkar með því að bjóða öllum framleiðendum (nýjum og gömlum orkuverum, geymsluaðilum rafmagns og aðilum sem búa yfir getu til að draga úr notkun sinni sjálfviljugir) stöðugt, fyrirsjáanlegt tekjuflæði sem þeir geta byggt fjárfestingar sínar á. Í skiptum fyrir þær tekjur (aflgreiðslur) verða þeir að afhenda orku eða draga úr notkun þegar þarf, eða sæta viðurlögum. Kostnaður neytenda af þessum aflgreiðslum er lágmarkaður vegna samkeppni í uppboðsferlinu sem ákvarðar hversu háar aflgreiðslurnar verða.

²⁴ Breska fjármálaráðuneytið. 1 - Leiðbeinandi hlutfall tilkynnt í fjárlögum ársins 2011; 2 – 2012 Fjárlög; 3 – 2013 Fjárlög; 4 – 2014 Fjárlög;



Samningar um slíkar afgangslur til 15 ára verða í boði. Þetta gefur nægilega vissu til að tryggja fjárfestingar (t.d. í nýjum gasorkuverum) sem við gerum ráð fyrir að komi fótunum undir allmarga nýja sjálfstæða framleiðendur.

Fyrsta útboðið var haldið í desember 2014 vegna afhendingar á afli frá 1. október 2018 til 30. september 2019 (þ.e. fjögur ár fram í tímann). Auk þess verða uppboð haldin einu ári á undan afhendingu fyrir þátttakendur á eftirspurnarlið. Sæstrengjum verður heimilt að bjóða inn á aflmarkaðinn á 2. uppboðinu í desember 2015²⁵, en aflið verður aðlagð niður á við til að endurspegla líkurnar á innflutningi til Bretlands á álagstímum.

4.3.6 *Mismunasamningar (e. Contract for differences)*

Með mismunasamninga er ætlunin að draga úr áhættu fyrir þá sem fjárfesta í raforkuvinnslu án útblásturs gróðurhúsalofttegunda, draga þannig úr fjármagnskostnaði þeirra og hvetja til aukinnar fjárfestinga. Þær endurspegla einnig hugarfarsbreytingu þar sem vikið er frá þeirri aðferðarfræði að veita fastan stuðning yfir í samkeppnisuppboð sem leiða til verðmyndunar á stuðningnum.

Greiðslur í gegnum mismunasamninga til orkuvinnsluaðila munu verða tengdar raforkuverði á markaði, þar sem orkuvinnslufyrirtækið fær tekjur af heildsölumarkaði fyrir raforkuna líkt og önnur orkuvinnsla en fær svo til viðbótar greiðslur (eða þarf að inna af hendi greiðslur) sem nemur muninum á viðmiðunarverði markaðar og samningsverðinu í mismunasamningnum. Greiðslur verða inntar af hendi á grundvelli mældrar orkuvinnslu (leiðréttrar vegna tapa) en þak verður á greiðslum til framleiðenda sem samsvarar samningsverðinu. Hið samningsbundna orkuver verður eftir sem áður að fá tekjur af orkusölu fyrir framleiðslu sína.

Tveir flokkar viðmiðunarverðs fyrir mismunasamninga eru í boði sem eiga að endurspegla mismunandi eiginleika mismunandi orkuvinnslutækni: grunnálags- (e. Base load) og ósamfellda (e. Intermittent). Fyrir mismunasamninga í flokki grunnálags miðast viðmiðunarverðið við framvirkt verð næsta tímabils á eftir, en fyrir ósamfellda samninga er miðað við næsta dags stundarverð á markaði.

Öll verkefni byggð á sömu tækni sem eru samþykkt fyrir mismunasamning á tilteknu afhendingarári munu fá sama samningsverði, en það er það verð sem dýrasta verkefnið bauð og samþykkt var fyrir það afhendingarár. Þak verður sett á tilboð í samningsverð á uppboðunum sem stjórnvöld hafa ákveðið fyrir hverja

²⁵ Þegar þetta er ritað er ekki komin endanleg niðurstaða í þetta uppboð



tækni, en búist er við að samningsverðin verði lægri vegna samkeppni við uppboðin.

Á fyrsta uppboði mismunasamninga (niðurstöður birtar í febrúar 2015) var samningum úthlutað fyrir 2,1 GW af nýju afli (27 samningum að virði rúmlega £315m) með samningsverðum vel undir því verði sem stjórnvöld höfðu ákveðið sem þak.

Mismunasamningar hafa einnig verið gerðir á á grundvelli sértilvika, þar sem sérstaklega er samið um samningsverð, eins og í tilviki Hinkley Point kjarnorkuversins. Orkuverðið fór ekki í gegnum uppboð og hefur verið veittur 35 ára sérsniðinn mismunasamningur.²⁶

4.3.7 Tekjupak og gólf sæstrengs (e. Cap and floor)

Sæstrengur fær tekjur sínar frá verðmun á stundarverði á tveimur samtengdum raforkumörkuðunum. Svokallað tekjupaks-og-gólf-kerfið sem Bretar hafa sérsniðið fyrir sæstrengi veitir tekjutryggingu fyrir strenginn við fyrirfram skilgreint gólf í tekjum í skiptum fyrir allar tekjur sem eru hærra en fyrirfram skilgreint þak tekna. Ef tekjur sem sæstrengurinn aflar er umfram skilgreint tekjupak flyst fé til raforkunotenda (í gegnum lækkan á gjaldskrá flutningskerfis). Ef tekjurnar sem strengurinn aflar er aftur á móti lægri en tekjugólfið, flyst fé frá raforkunotendum til sæstrengsins í formi hækkunar á gjaldskrá flutningskerfis.

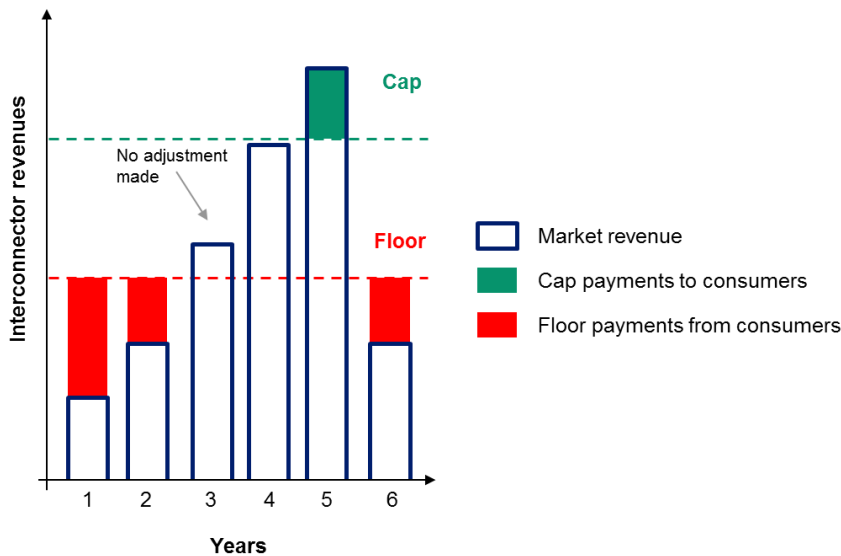
Dæmi um tekjustreymi sæstrengs sem lýtur tekjupaks-og-gólfs-kerfi eru sýnd á Mynd 13.

²⁶ Ákvörðun framkvæmdastjórnar ESB 2014 .

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251157/251157_1615983_2292_4.pdf



Mynd 13 - Skýringarmynd af breska tekjuþaks-og-gólfs-kerfi fyrir sæstrengi (e. Cap and floor)



Heimild: Pöyry

Þak-og-gólf-viðmiðin eru ákveðin á grundvelli framlagðra kostnaðartalna verkefnisins og áætlaðs fjármagnskostnaðar (eiginfjáarkostnaðar sem viðmiðun fyrir þak, lánsfjáarkostnaðar fyrir gólf). Fyrirkomulagið er þá háð því að verkefnið uppfylli í stórum dráttum þessar kostnaðaráætlanir og er veitt til 25 ára. Á grundvelli nýlegrar reynslu væri raunarðsemi (IRR) verkefnis sem fær aðeins tekjugólfið á hverju ári um 2% og þakið gæfi raunarðsemi (IRR) í kringum 8,5%²⁷.

Greiðslur reiknast þá sem hér segir:

- Ef „markaðs“-tekjur strengs falla milli þaks og gólfs (ár 3-4 á mynd) er engin leiðrétting gerð;
- Ef tekjur fara yfir þakið (ár 5 á mynd) eru þær tekjur sem eru umfram þakið endurgreiddar neytendum; og
- Ef tekjur eru undir gólfinu fær sæstrengurinn uppbótartekjur frá neytendum (ár 1,2 og 6 á mynd)

Tekjuþaks-og-gólf-kerfið gefur kost á að strengur sé háður tekjumörkum (e. Regulated) um leið og haldið er í vissa þætti markaðshvata (e. Merchant) innan þess ramma sem tekjumörkin heimila.

²⁷ Heimild: <http://tinyurl.com/hzqqbap>

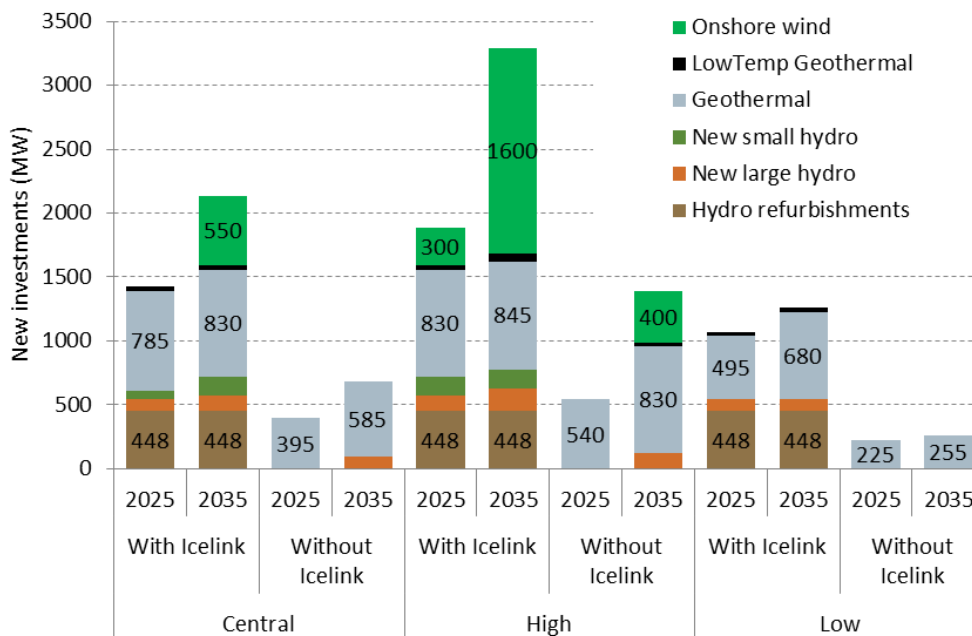


5 Helstu niðurstöður markaðsspár

5.1 Fjárfestingar í raforkuvinnslu á Íslandi.

Mynd 14 sýnir fjárfestingar í nýrri raforkuvinnslu á Íslandi fyrir háu, mið- og lágu sviðsmyndina, með og án sæstrengs. Fjárfest er í samræmi við framboðsferilinn á Mynd 9. Mið-sviðsmyndin með sæstreng útheimtir samtals 2.137 MW af nýju uppsettu afli árið 2035, sú háa 3.287 MW og sú lága 1.225 MW. Nýfjárfestingar eru knúnar áfram af aukinni eftirspurnar á Íslandi sem og af útflutningsmöguleikum sæstrengsins.

Mynd 14 - Nýfjárfestingar á Íslandi (MW)



Heimildir: Pöyry og Kvika

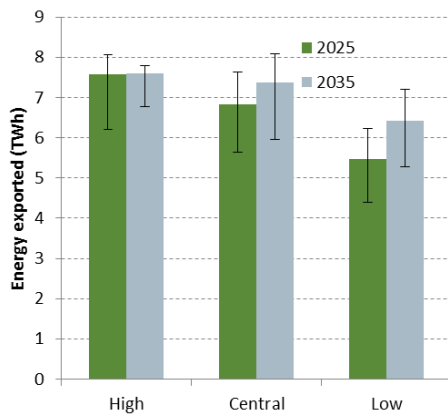
Sviðsmyndirnar með sæstreng gera ráð fyrir að núverandi vatnsaflsvirkjanir verði stækkaðar sem nemur um 448 MW (brún súla). Þessi stækkun er stærstur hluti allra nýfjárfestinga í vatnsafl. Hin nýju verkefni á sviði jarðvarma- (ljósblá súla) og vatnsaflsvirkjana (appelsínugul súla) falla öll undir nýtingarflokk í 2. hluta rammaáætlunarinnar sem Alþingi hefur samþykkt. Möguleikar vindorku á landi (ljósgræn súla), lítilla vatnsaflsstöðva (mosagræn súla), lágjarðvarma (svört súla) og endurbóta á núverandi vatnsaflsvirkjunum (brún súla) voru ekki metnir í 2. hluta rammaáætlun. Nánari upplýsingar um orkuvinnslu og fjárfestingar á Íslandi má finna í Kafla 15. Ekki er gert ráð fyrir að virkjanakostir í biðflokki eða verndarflokki rammaáætlunar verði nýttir.



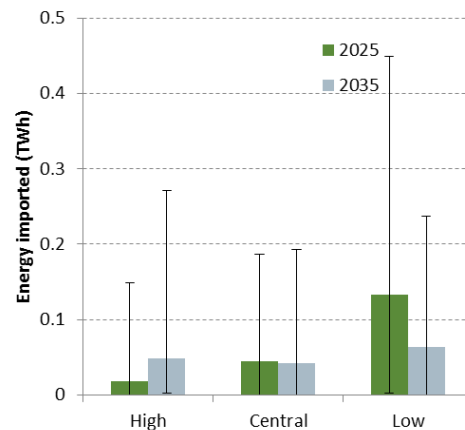
5.2 Raforkuflutningur um sæstrenginn

Þar sem raforkuvinnsla á Íslandi er mjög háð veðri er hvert ár hermt með 20 mismunandi veðurmynstrum til að fá sæmilega breidd í niðurstöðurnar. Sviðsmyndir með mikilli uppbyggingu vind- og vatnsafls eru sérstaklega háð veðri. Það hefur því mikil áhrif á það hve mikla orku er hægt að flytja út til Bretlands á hverju ári. Útflutningur í háu, mið- og lágu sviðsmyndunum er sýndur á Mynd 15. Bilið í kringum meðalútflutning tákna breytileika vegna mismunandi veðurmynstra. Innflutningur frá Bretlandi er sýndur á Mynd 16. Þótt Ísland verði nettóútflytjandi raforku, nýtur landið þess sveigjanleika að geta geymt vatnsorku og flytja inn þegar verð er lágt, t.d. þegar mikil vindorka er framleidd utan álagstíma í Bretlandi.

Mynd 15 - Orka flutt frá Íslandi (TWst)



Mynd 16 - Orka flutt til Íslands (TWst)



Heimild: Pöyry

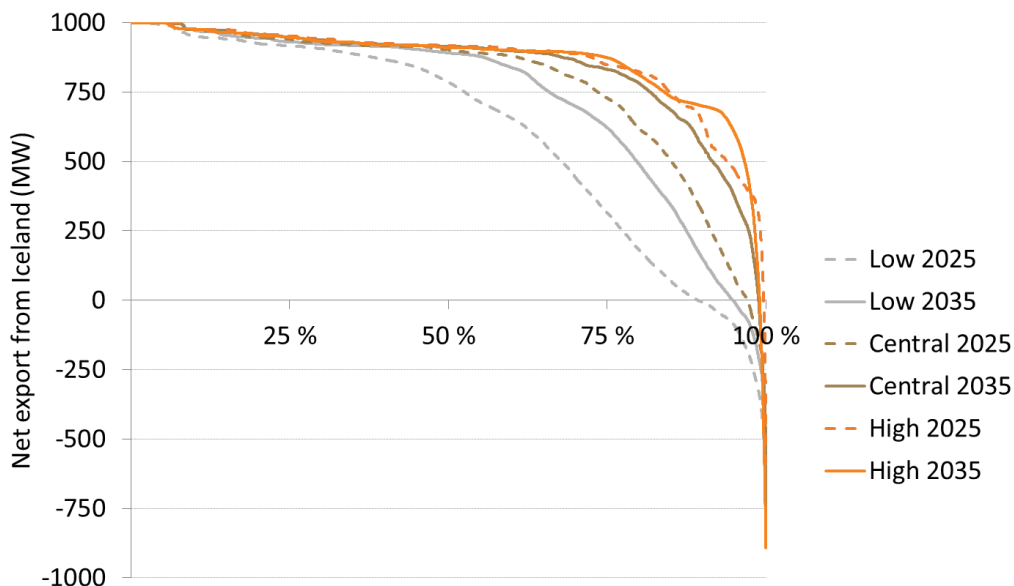
Aðstæður fyrir raforkuflutning frá Bretlandi til Íslands er sjaldan og því ekki um að ræða mikið magn í heildina yfir árið sem flutt er inn til Íslands. Innflutningur raforku frá Bretlandi til Íslands verður aðeins þegar íslenska kerfið hefur möguleika á að geyma orku og verðmismunurinn er nægjanlegur til að vinna upp tapið við flutninginn fram og til baka. Á meðan orkuvinnsla á Íslandi er með mjög lágum breytilegum kostnaði (t.d. jarðvarma) og með rennslisvirkjunum (stjórnlaust vatnsafl) mun kerfið ekki þola mikla minnkun útflutnings eða innflutning á aukaorku frá Bretlandi miðað við núverandi geymslugetu lóna. Auk þess, þegar íslenska kerfið getur tekið við orku frá Bretlandi, þarf skammtímaverðmunur (t.d. innan viku) að nægja til að bæta tap á raforkuflutningi í báðar áttir: í raun má segja að orkan sem flutt er inn er flutt út síðar og verðhvatí þarf að vera nógu öflugur til að bæta orkutap. Í sviðsmyndum Pöyry eru fá tímabil



með mjög lágu verði í Bretlandi og sæstrengurinn er mjög vel nýttur, sem skýrir hversvegna flæði til Íslands verður svo sjaldan.

Mynd 17 sýnir langægislínu á klukkutímagrundi fyrir nettóútflutning frá Íslandi til Bretlands - þetta er nettóútflutningur á klukkutímagrundi flokkaður frá þeim mesta til þess minnsta yfir árið. Gildin sýna meðaltal yfir veðurmynstrin 20. Ferlarnir sýna að nýting sæstrengsins er mikil flesta klukkutíma í öllum sviðsmyndum. Athugið að forsendan um áætlaði 92% meðaluppítími strengsins takmarkar streymið í allmarga klukkutíma fyrir sum veðurmynstrin.

Mynd 17 - Meðal- lestun strengs sem fall af tíma (e. Duration curve) Sýnd eru meðaltöl ferlanna fyrir tuttugu veðurmynstur.

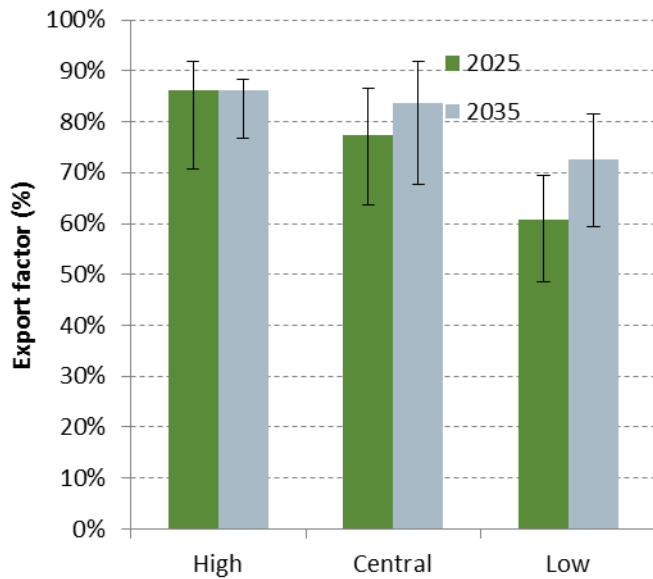


Heimild: Pöyry

Fyrir allar sviðsmyndir er nýting sæstrengsins fyrir nettóútflutning yfir 60% að meðaltali. Sé lága 2025 sviðsmyndin tekin út er hann nýttur 73% eða meira að meðaltali. Fyrir mið-sviðsmyndina er nýtingin á bilinu 62-88% árið 2025 og 65% -91% árið 2035. Sjá Mynd 18.



Mynd 18 - Nýtingarhlutfall sæstrengsins við útflutning raforku



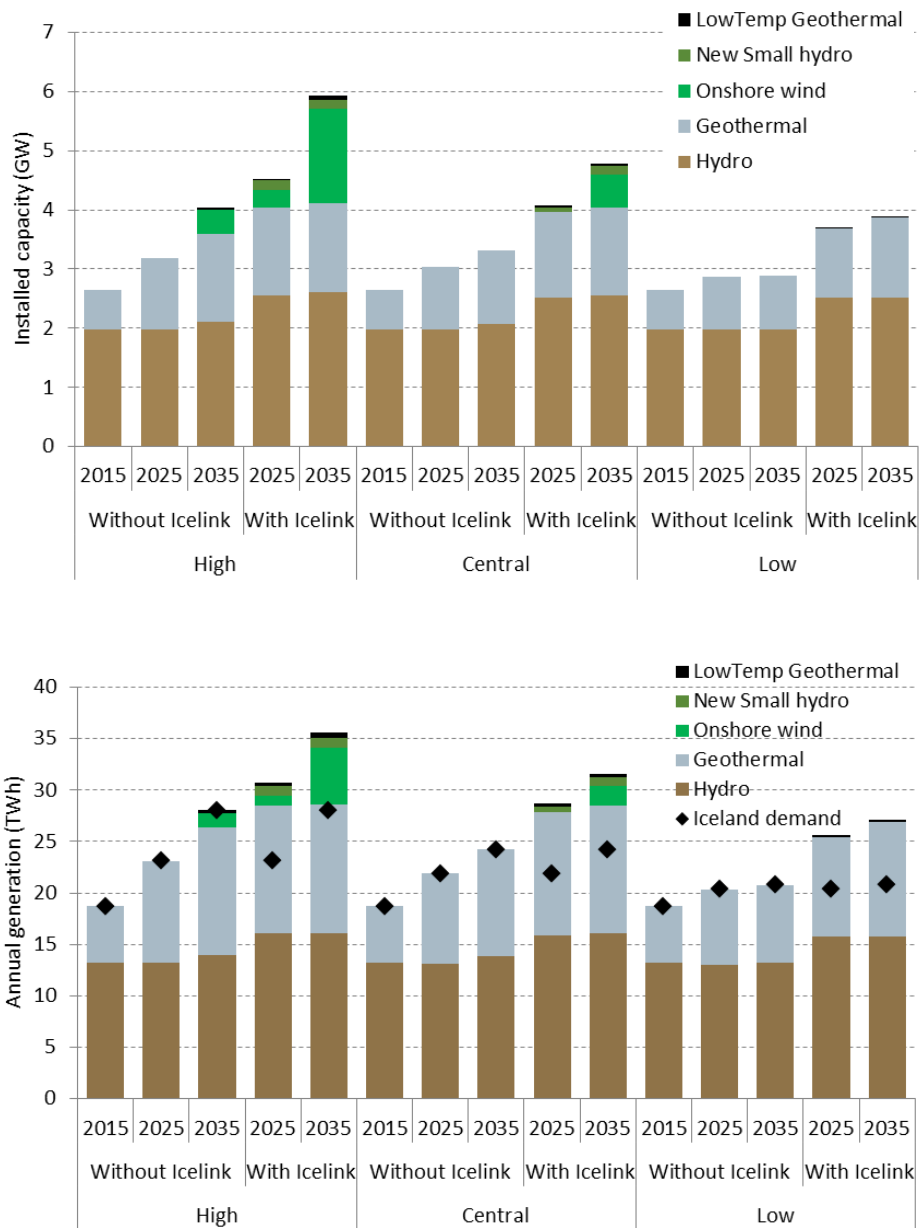
Heimild: Pöyry

5.3 Orkuvinnsla á Íslandi

Mynd 19 á næstu blaðsíðu sýnir annars vegar heildar uppsett afl fyrir allar sviðsmyndir (efri mynd) og hinsvegar árlega meðal orkuvinnslu auk heildareftirspurnar á Íslandi (neðri mynd) með og án sæstrengs. Vitaskuld jafngildir heildareftirspurn heildarorkuvinnslu fyrir sviðsmyndir án sæstrengs þar sem að enginn orka er flutt úr landi. Fyrir sviðsmyndir með Icelink er sá hluti orkuvinnslunnar sem er umfram eftirspurn á Íslandi flutt út til Bretlands.



Mynd 19 – Uppsett afl (GW) og árleg raforkuvinnsla á Íslandi (TWst) skipt eftir orkuvinnslutækni með og án sæstrengs



Heimildir: Pöyry og Kvika

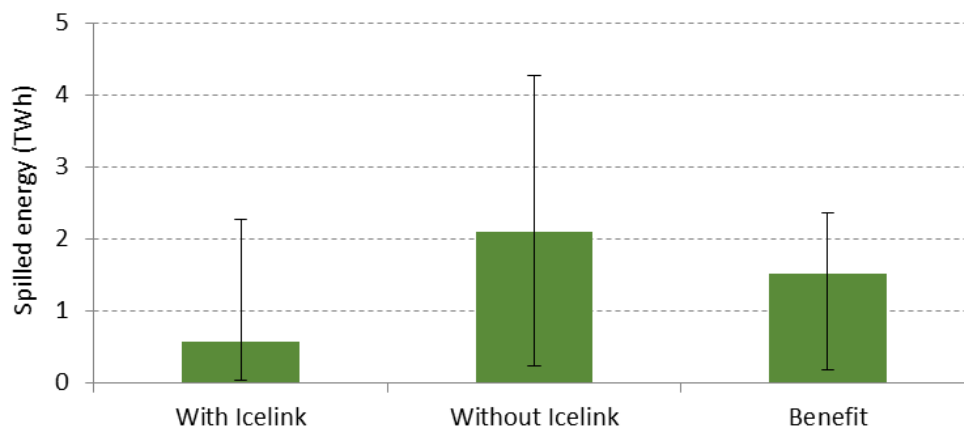
Það skal tekið fram að vatnsaflshluti grafsins tekur bæði til nýrra virkjana og stækkunar núverandi virkjana.

Raforkukerfi Íslands er einangrað vatnsaflskerfi og því fer umtalsverð orka til spillis í blautum árum. Vinnuhópur á vegum Orkustofnunar hefur staðfest að um 2 TWst af orku að meðaltali fara til spillis á ári í núverandi kerfi. Í þurrum árum er



sóunin nánast engin en í blautum ár getur hún verið allt að 4 TWst.²⁸ Fyrir sviðsmyndir án sæstrengs er reiknað með að áfram verði einhver sóun sem er nauðsynlegt að tryggja afhendingaröryggi og forðast skerðingar til kaupenda í árum þegar vatnsinnstreymi er mjög lítið. Með sæstreng má hinsvegar tryggja framboð á raforku á Íslandi með innflutningi í gegnum sæstrenginn frá Bretlandi. Einnig mun sæstrengurinn gera kerfið sveigjanlegra þar eð Ísland getur flutt út rafmagn til að forðast að vatn fari til spillis þegar snjóá leysir. Eins og sést á Mynd 20 næst ekki að koma algjörlega í veg fyrir sóun, ekki einu sinni með sæstreng. Ástæðan er tímasetning innstreymis í vatnsárum með mjög miklu innstreymi. Hins vegar er að meðaltali mjög dregið úr sóuninni með streng.

Mynd 20 - Orka sem fer til spillis á Íslandi í mið-sviðsmynd (TWst, meðaltal áranna 2025 og 2035)



Heimildir: Pöyry og Orkustofnun.

Nánari upplýsingar um orkuvinnslu og sóun má finna í Kafla 15.

5.4 Spá um heildsöluverð

5.4.1 Spá um raforkuverð í Bretlandi

Verðspár Pöyry eru næmar fyrir mörgum þáttum, þ.á m. eldsneytis- og kolefnisverði, meiri skilvirkni orkuvera í framtíðinni og skiptingu jaðar orkuvinnslu milli kola- og gasknúinna orkuvera yfir árið (innlendra og erlendra gegnum strengi).

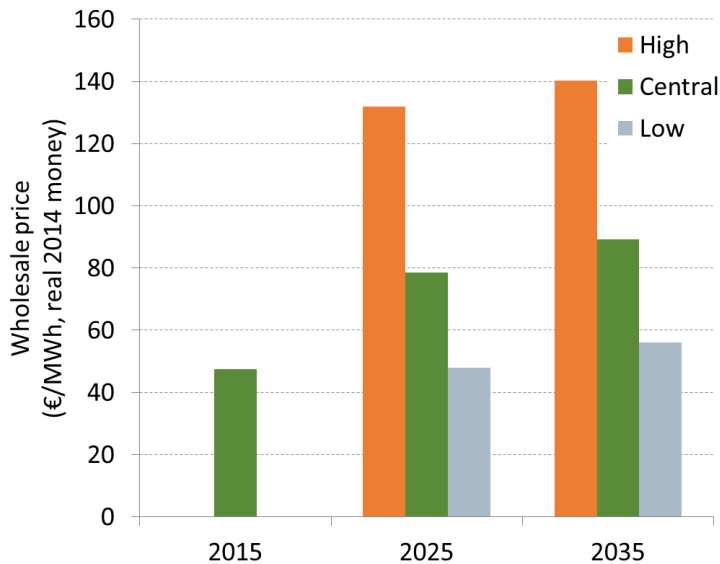
Þessir þættir leggjast saman á mismunandi vegu við mismunandi aðstæður. Í háu sviðsmyndinni eru helstu þættirnir hærra kolefnis- og eldsneytisverð, sér í lagi

²⁸ Orkustofnun 2015



gasverð, sem rís hratt með olíuverði. Í mið-sviðsmyndinni er kolefnisverð áfram helsti drifkraftur heildsöluverðs til langs tíma og nýtur stuðnings af væntri hækkun á gasverði. Í lágu sviðsmyndinni fellur heildsöluverðið í fyrstu en hækkar svo aftur og nýtur þar stuðnings af herra gasverði.

Mynd 21 - Heildsöluverð í Bretlandi (€/MWst á verðlagi ársins 2014).



Heimild: Pöyry

Í mið-sviðsmyndinni hækkar heildsöluverðið í €80/MWst árið 2025 og allt að €90/MWst árið 2035 og nýtur stuðnings af hækkandi gas- og kolaverði sem og kolefnisverði.

Í lágu sviðsmyndinni leiðir lítil eftirspurn eftir raforku ásamt lágu eldsneytisverði til viðvarandi lágs orkuverðs. Við teljum að kolefnisverð í Bretlandi geti ekki farið mikið yfir verðið á losunarheimildum í Evrópu (EU-ETS) í þessari sviðsmynd. Hinsvegar, þar eð verðgólfið (e. Carbon Price Support) hefur þegar verið lögfest í Bretlandi þá höldum við því stöðugu við £18/tCO₂ frá árinu 2021 og áfram.

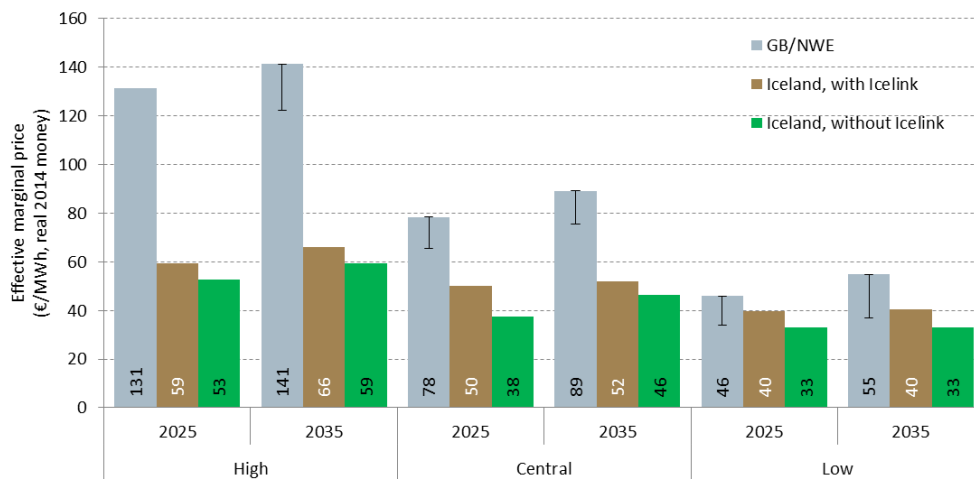
Í háu sviðsmyndinni eru skoðuð áhrif hás eldsneytisverðs sem er að mestu leyti knúið áfram af háu olíuverði sem hækkar í \$160/BBL árið 2020. Hátt olíuverð keyrir líka upp gasverðið. Gasverð hækkar úr 66p/therm árið 2014 í 123p/therm árið 2035 í þessari sviðsmynd. Kolaverð hækkar í yfir \$130/tonn árið 2019 og helst yfir því öll árin fram til 2035. Þessi sviðsmynd einkennist einnig af háu kolefnisverði, sem hækkar úr £17/tCO₂ árið 2014 í £82/tCO₂ árið 2035, sem endurspeglar háan kostnað vegna mikillar eftirspurnar eftir raforku. Veruleg uppbygging nýrra varmaorkuverka, þar á meðal kolaorkuver sem fanga útblástur, binda hann og geyma, á sér stað í þessari sviðsmynd.



5.4.2 Spá um raforkuverð á Íslandi

Þróun heildsöluverðs til langs tíma á raforku á Íslandi ákvarðast af langtíma jaðarkostnaði raforkuvinnslu til að þjóna nýrri eftirspurn, eins og lýst er í kafla 2.3. Í lágu sviðsmyndunum án tengingar vex eftirspurn eftir raforku hægt því eftirspurn frá nýrri stóriðju er mjög lítil og eftirspurn frá Bretlandi í gegnum streng er engin. Þess vegna eru aðeins ódýrustu orkuvinnslu valkostir virkjaðir og raforkuverð á Íslandi er því einnig lágt. Í háu sviðsmyndinni með sæstreng vex bæði innlend eftirspurn hratt og til viðbótar kemur eftirspurn frá Bretlandi í gegnum strenginn. Þetta leiðir af sér hærra rafmagnsverð á Íslandi vegna virkjunar dýrari valkosta til að mæta eftirspurninni. Mið-sviðsmyndin liggur á milli þessara tveggja þar sem rafmagnsverð hækkar minna en í háu sviðsmyndinni en helst hærra en í þeirri lágu. Sjá Mynd 22 og í Mynd 23. Bilið í flokknum Bretland/Norðvestur-Evrópa sýnir verðbilið í Norðvestur-Evrópu.

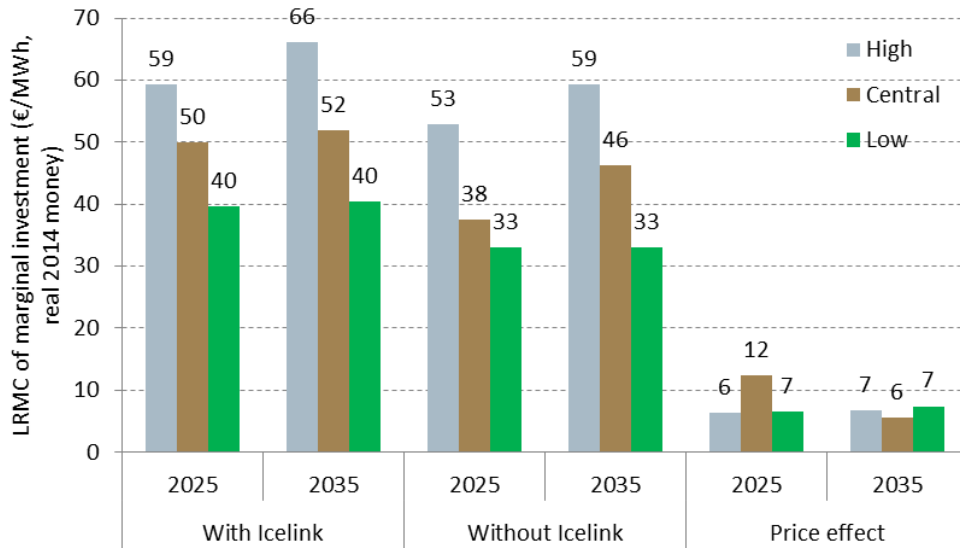
Mynd 22 – Jaðarverð raforku á Íslandi (€/MWst, á verðlagi ársins 2014)



Heimild: Pöyry



Mynd 23- Jaðarverð á Íslandi og verðáhrif sæstrengs (€/MWst, á verðlagi ársins 2014)



Heimild: Pöyry

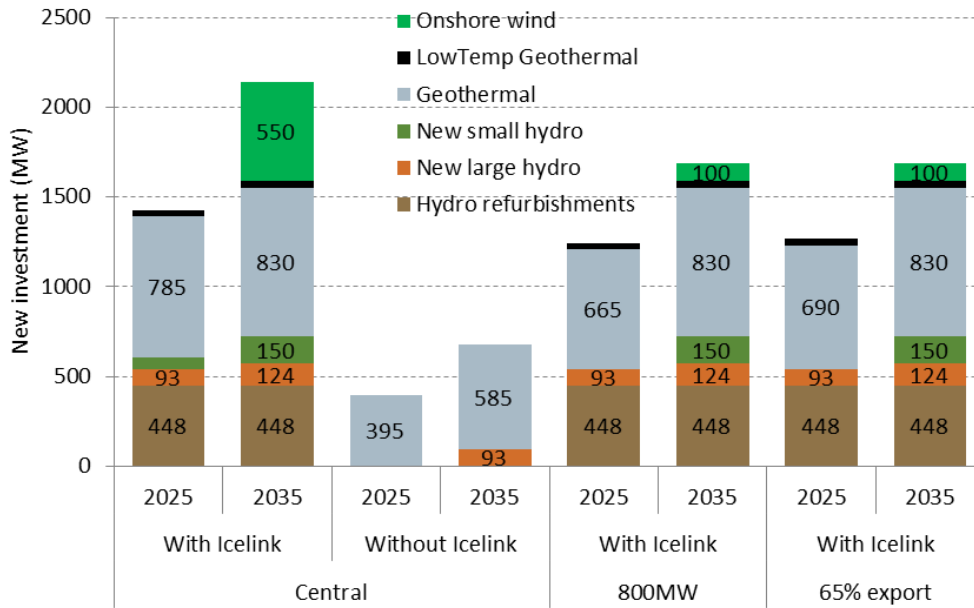
5.5 Næmnigreiningar

Með 800 MW-næmnigreiningu var sú staða könnuð þar sem minni sæstrengur er lagður í stað 1.000 MW. Í tilviki 65% næmnigreiningu eru fjárfestingar í nýrri orkuvinnslu á Íslandi takmarkaðar í því skyni að stilla af nettó útflutning í gegnum Icelink í 65%, meðan möguleikanum á láta orkuna streyma í öfuga átt frá Bretlandi til Íslands er haldið.

Mynd 24 sýnir nýjar fjárfestingar fyrir 800 MW og 65% tilvikin. Fjárfestingar fara fram samkvæmt sömu meginreglum og í háu, mið- og lágu sviðsmyndunum.



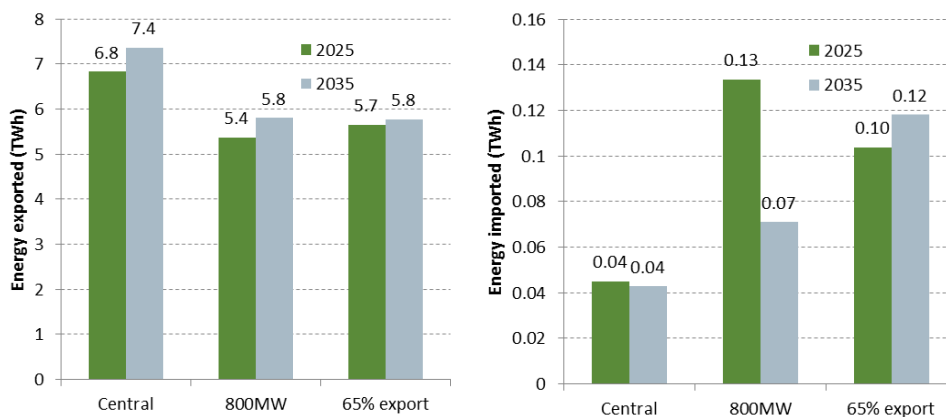
Mynd 24 - Nýjar fjárfestingar á Íslandi fyrir 800 MW og 65% tilvikin.



Heimild: Pöyry

Fjárfestingarnar í tilviki 800 MW sæstrengs- og 65% tilviksins eru þau sömu árið 2035 og mjög svipuð árið 2025. Munurinn á mið-sviðsmyndinni árið 2035 er að aðeins er þörf á 100 MW af vindorku á landi í stað 550 MW. Mynd 25 sýnir útflutning til Bretlands og innflutning til Íslands með sæstreng.

Mynd 25 – Út- og innflutningur raforku til og frá Íslandi með sæstreng



Heimild: Pöyry

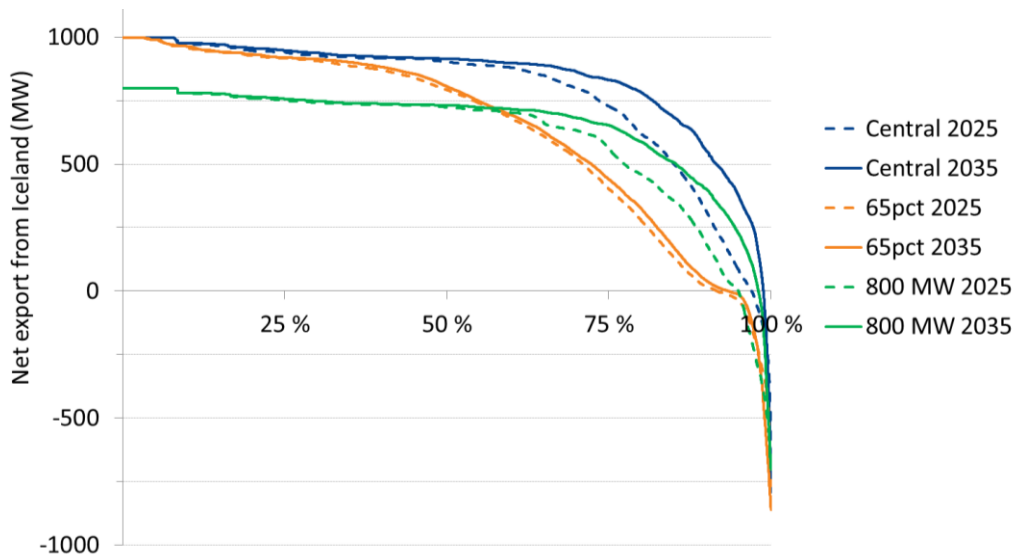
Líkindin með þeirri nýju orkuvinnslu sem þarf fyrir næmnilvikin tvö endurspeglast einnig í nettóútflutningi til Bretlands. Í 65% tilvikinu er meðal nettóútflutningur 5,4 TWst árið 2025 og 5,8 TWst árið 2035 en í 800MW næmnilvikinu eru 5,7 TWst flutt út árið 2025 og 5,8 TWst árið 2035.



Innflutningur raforku í tilvikunum tveim er hærra en í mið-sviðsmyndinni en samt mun minna en útflutningurinn.

Nettóútflytningur til Bretlands er svipaður fyrir 65% útflutnings- og 800 MW næmmitilvikið, en útflutningsmynstrið er ólíkt. Þetta má sjá af á grafinu hér að neðan þar sem að ferill lestunar strengsins sem fall af tíma er sýnt fyrir nettóútflytning (Nettóútflytningur er flokkaður frá mesta til minnsta, meðaltöl yfir 20 veðurmynstur).

Mynd 26 – Meðal lestun strengs, meðaltöl yfir 20 veðurmynstur



Heimild: Pöyry

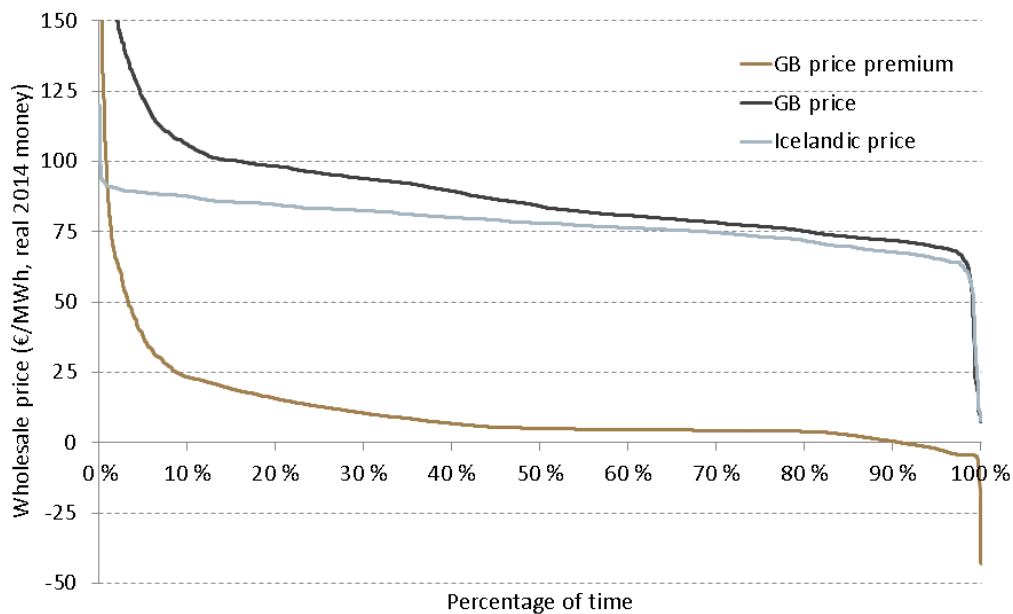
Þar sem 65% tilvikið býr yfir sveigjanleika 1.000 MW sæstrengs er meiri orka flutt út á færri klukkustundum en í 800 MW næmmitilvikinu. Ein leið til að túlka þessa niðurstöðu er að 1.000 MW sæstrengur er færari um að fanga hæsta verðið og starfar þá við fulla 1.000 MW afkastagetu í stað 800 MW. Tekjur á hverja útflutta MWst eru 5% hærri í 65% útflutningsnæmmitilvikinu en í mið-sviðsmyndinni.

Hinn tiltölulega litli innflutningur frá Bretlandi til Íslands sýnir að sveigjanleiki sæstrengsins er aðallega notaður til að draga úr framleiðslu á tímum gnóttar (og lágs verðs) í Bretlandi frekar en flytja inn orku til Íslands til að flytja hana aftur út síðar og hagnast á verðmismun. Athuga ber að gert hefur verið ráð fyrir takmörkun í formi 400 MW/klst uppkeyrsluhraða (e. Ramp rate) á flutningskerfi á landi og í streng í greiningunni, sem takmarkar möguleika á því hversu hratt er hægt að breyta útflutningi í innflutning.



Mynd 27 sýnir verð á Íslandi og í Bretlandi. Það sýnir verðferil fyrir hvern klukkutíma innan árs (þar sem verð er flokkað frá hæsta til lægsta frá hægri til vinstri) fyrir Bretland og Ísland sem og feril verðmunarins með klukkutímaverðgildum (e. GB price premium). Verðið sem sýnt er fyrir Ísland er það sem fullkominn stundarmarkaður myndi geta af sér ef uppbygging orkuvinnslu er takmörkuð við 65% útflutningsmagn.

Mynd 27 – Verðferill raforku yfir árið þar sem að stundum ársins er raðað eftir raforkuverði (65% útflutnings-sviðsmynd, 2035, eitt veðurmyndur)



Heimild: Pöyry

Hugmyndin um stundarverð á Íslandi er rædd í kafla 2.3. Það væri skilgreinanlegt aðeins við sérstök skilyrði á Íslandi. Verðið sem sýnt er í Mynd 27 er útkoman úr hermun á jaðarverðmæti raforku. Gert er ráð fyrir mjög litlum innflutningi á raforku frá Bretlandi til Íslands í þessu dæmi.

Heildsöluverðið sem fram kemur í Mynd 27 er tiltölulega hátt í samanburði við Bretland vegna takmarkaðrar uppbyggingu nýrrar orkuvinnslu á Íslandi: Í þessu tilviki er uppbygging nýrrar orkuvinnslu takmörkuð við 65% nýtingu á streng og því myndu íslenskir orkuvinnsluaðilar verðleggja sig nálægt breska verðinu við fullkomið stundarverðskerfi. Þegar til er meiri orka til að flytja út myndu íslenskir orkuvinnsluaðilar verðleggja sig lægra til að tryggja meiri útflutning, eins og t.d. í mið-sviðsmynd okkar. Í stöðu þar sem engin viðbótarorka umfram innlenda eftirspurn er til að dreifa til að flytja út væri heildsölu-„stundar“-verðið á Íslandi mjög nálægt breska verðinu.



6 Kostnaðar- og ábatagreining sæstrengs

6.1 Inngangur

Eins og lýst er í kafla 2 var kostnaðar- og ábatagreining unnin þannig að skoðuð voru þjóðhagsleg áhrif Icelink-verkefnisins bæði á Íslandi og í Bretlandi, þ.á m. mismun á ábata og kostnaði framleiðenda og raforkunotenda í löndunum tveim með og án sæstrengs, sem og þess nettó ábata sem rennur beint til sæstrengsins.

Í eftirfarandi köflum verður gerð sérstaklega grein fyrir kostnaði og ábata fyrir Ísland, Bretland og sæstrenginn í hinum mismunandi tilvikum, áður en heildaráhrifin eru ákvörðuð. Rétt er að veita því athygli að það er ekki alveg einfalt að skipta kostnaði og ábata á milli þessara þriggja þátta: t.d. gæti ný framleiðslugeta á Íslandi tengst íslenska kerfinu eða sæstrengnum.

Viðskiptaleg arðsemi sæstrengsins verður einnig skoðuð út frá innri vöxtum verkefnisins (e. Internal rate of return).

6.2 Áhrif á velferð á Íslandi

Áhrif á velferð á Íslandi er skipt upp í áhrif á velferð neytenda og orkuvinnsluaðila.

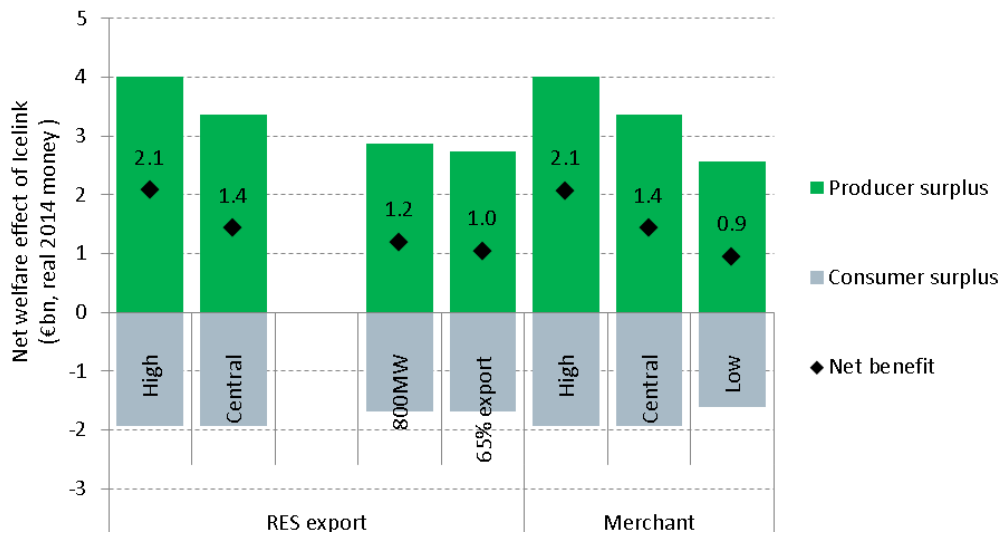
Mynd 28 sýnir summu ábata og kostnaðar neytenda og orkuvinnsluaðila. Áhrif á velferð orkuvinnsluaðila af sæstreng má skipta í eftirfarandi fjóra þætti:

- Ábati vegna meiri orkuframleiðslu á Íslandi;
- Ábati vegna betri nýtingar núverandi auðlinda (minni „sóun“);
- Ábati vegna hærra raforkuverðs á Íslandi; og
- Kostnaður vegna nýrra fjárfestinga og fastur kostnaður nýrrar framleiðslugetu.

Áhrifin taka ekki tillit til mildandi áhrifa af núgildandi orkusölusamningum sem skýla stóriðju fyrir verulegum verðhækkunum á meðan samningarnir eru í gildi og takmarka á móti ábata orkuvinnslufyrirtækja. Áhrifin af hærra raforkuverði á Íslandi og af orkusölusamningunum eru rædd í lok þessa kafla.



Mynd 28 – Áhrif sæstrengs á velferð á Íslandi



Heimild: Pöyry

Nettó þjóðhagslegur ábati af Icelink verkefnum fyrir Ísland er €1,4 milljarðar (á verðlagi ársins 2014, núvirt til ársins 2014 með 4% ávöxtunarkröfu) í miðsviðsmyndinni, bæði fyrir Útflutningslíkanið (RES export) og Markaðslíkanið (Merchant). Í öllum samsetningum tilvika og sviðsmynda helst þessi ábati jákvæður og fer ekki niður fyrir €0,9 ma. Háa sviðsmyndin gefur €2,1 ma. ábata. Þjóðhagslegur ábati fyrir Ísland var ekki marktækt ólíkur milli útflutningslíkans og markaðslíkans enda eru verð og raforkumagn á Íslandi svipuð í báðum tilvikum þar sem að uppbygging orkumannvirkja er svipuð.

800 MW og 65% útflutnings-næmnitilvikin gefa örlítið minni nettó ábata fyrir íslenskt samfélag vegna minni uppbyggingar orkuvinnslu á Íslandi.

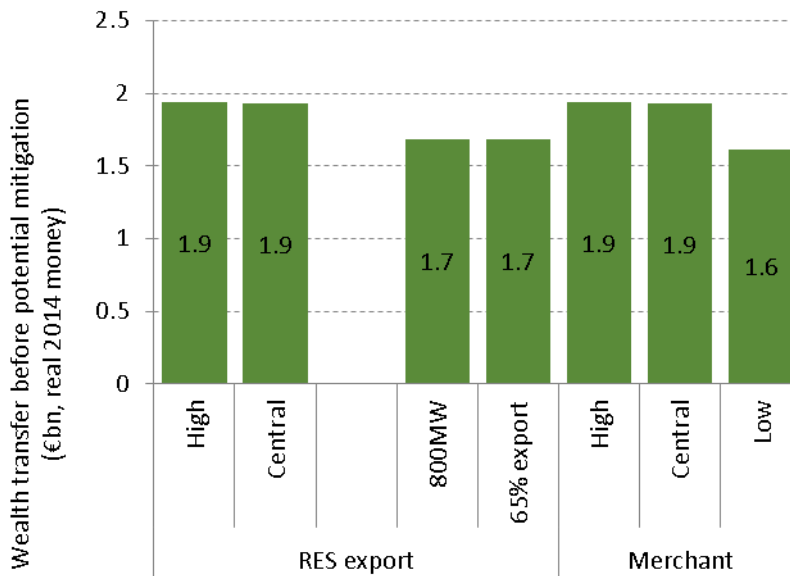
Íslenskir framleiðendur uppskera einnig frekari ábata vegna hærra verðs á Íslandi: með dýrari virkjunarvalkostum verður verðmæti raforku meira (sjá kafla 5.4.2). Í þeirri stöðu glata notendur jafnmiklu með því að borga hærra verð fyrir rafmagnið. Ef ekkert er að gert til að draga úr þessum áhrifum leiðir þetta til verulegs tilflutnings auðs, um €1,6-1,9 milljarða árin 2025-2050 frá raforkunotendum til orkufyrirtækja, sjá Mynd 29. Þessi tilflutningur tengist muninum á langtíma-jaðarkostnaði síðasta orkuversins sem fer inn í kerfið með og án Icelink.

Stóriðjan legði mest til þessa tilflutnings auðs enda stendur hún á bak við um 80% allrar eftirspurnarinnar. Það skal þó tekið fram að mótvægisáðgerðir gætu verið mögulegar eins og lýst er í kafla 8 og núverandi langtímasamningar hafa veruleg mildunaráhrif á þessar tölur þar sem að þeir veita skjól fyrir verðhækkunum. Hinsvegar, á þessu stigi kostnaðar- og ábatagreiningarinnar er þessi tilflutningur



auðs hvorki talinn jákvæður né neikvæður, heldur hlutlaus. Yfirleitt er hægt að draga úr áhrifum tilflutnings auðs með mismunandi aðferðum (svo sem skattlagningu), og eins og rætt er áttar í þessum kafla hafa gildandi samningar (t.d. orkusölusamningar) einnig mikil áhrif á hann.

Mynd 29 - Tilflutningur auðs frá notendum til orkuvinnslu áður en tekið er tillit til mildunaráhrifa núverandi langtímasamninga og hugsanlegra mótvægisáðgerða

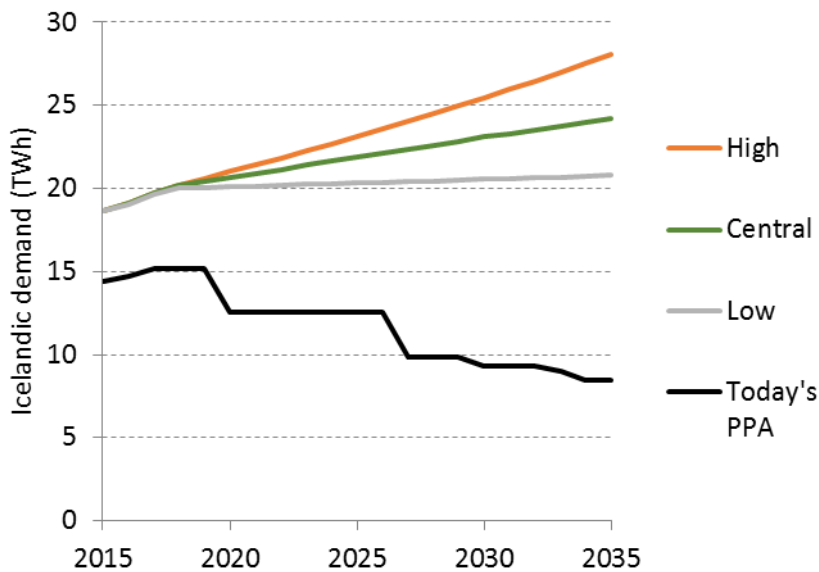


Heimild: Pöyry

Miðað við núverandi stöðu íslensks raforkumarkaðar er ekki víst að ofangreind áhrif verði að veruleika strax: gildandi langtíma-orkusölusamningar verja bæði raforkunotendur og orkuvinnslufyrirtæki gegn hluta kostnaðarins og ábatans af Icelink. Í raun væri orkufrekur iðnrekandi sem gerði orkusölusamning um fast verð við framleiðanda í dag til 25 ára ósnortinn af Icelink þar til orkusölusamningurinn rennur út, nema samið verði upp á nýtt. Mynd 30 sýnir þróun eftirspurnar í grunn sviðsmyndunum þremur sem og þá orkusölusamninga sem þekktir eru í dag.



Mynd 30 - Eftirspurn og þekktir gildandi orkusölusamningar á Íslandi



Heimild: Pöyry á grundvelli opinberra upplýsinga

Það skal tekið fram að núverandi orkusölusamningar eru ekki opinberir. Samningstími þeirra gæti því verið frábrugðið því sem gert er ráð fyrir í Mynd 30 og þeir gætu einnig innihaldið óþekkt viðaukaákvæði og/eða tímapunnta þar sem semja má um verðið upp á nýtt.

Árið 2035 munu gildandi orkusölusamningar enn ráða þriðjung eftirspurnarinnar: ef ekki verður samið um efni þeirra á nýjan leik er líklegt að þeir endurspegli ekki nýja þróun í raforkuverði með Icelink. Engu síður skilar kostnaðurinn og ábatinn af Icelink sér að hluta:

- nýta má þá orku sem fer ekki lengur til spillis og selja hana nýjum viðskiptavinum eða flytja út;
- nýir framleiðendur gera orkusölusamninga á „nýja“ verðinu sem dugar fyrir langtíma-jaðarkostnaði; og
- Núverandi neytendur sem falla ekki undir orkusölusamninga (t.d. íbúðar- og atvinnuhúsnæði) gætu þurft að greiða hærra verð fyrir rafmagn.

6.3 Áhrif á velferð í Bretlandi

Fyrsta skrefið í að ákvarða áhrifin á velferð í tilviki Útflutningslíkansins er að ákvarða samningsverði í mismunasmunungi (e. Contract for Differences) sem þarf fyrir Icelink verkefnið í heild. Það ákvarðar þá hve mikil verðmæti flytjast frá neytendum til orkuvinnsluaðila í gegnum styrki.



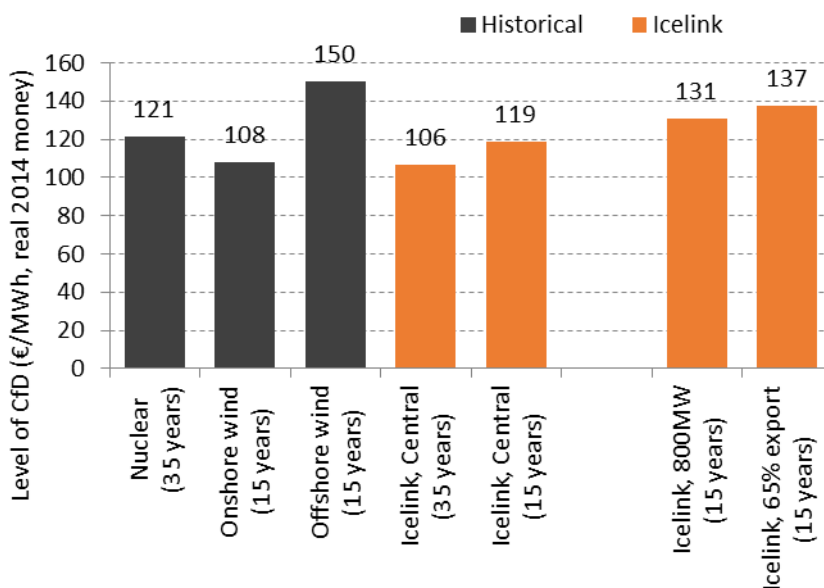
6.3.1 Útflutningslíkan: Samningsverði í mismunasamningi (e. Contract for differences)

Þess er vænst að samningsverð (e. Strike price) mismunasamnings dugi fyrir öllum kostnaði við Icelink-verkefnið í víðari skilgreiningu sinni:

- Fjárfestinga- og rekstrarkostnaður sæstrengsins sjálfs;
- Styrking flutningskerfisins á Íslandi; og
- Fjárfestinga- og rekstrarkostnaður nýrrar orkuvinnslu á Íslandi.

Mynd 31 sýnir nauðsynlegt samningsverð til að Icelink-verkefnið í heild skili 7,9% innri ávöxtun (að raungildi, fyrir skatta). Ef lægri ávöxtunarkrafa er notuð verður samningsverðið lægra og ef hærri ávöxtunar er krafist þarf samningsverðið að vera herra. Mismunandi hlutar verkefnisins geta haft mismunandi arðsemiskröfu, þ.e. sæstrengurinn sjálfur og flutningur á landi gæti haft aðra arðsemiskröfu en orkuvinnslan. Til að reikna út samningsverðið í þessari skýrslu er ein ávöxtunarkrafa upp á 7,9% notuð fyrir allt verkefnið.

Mynd 31 - Nauðsynlegt samningsverð fyrir Icelink-verkefnið



Heimild: Pöyry, breska ríkið

Samningsverðið sem þarf til að skila 7,9% ávöxtun er €119/MWst í miðsviðsmyndinni á grundvelli 15 ára mismunasamnings. Þetta verð er á milli viðmiðunarverðs fyrir samningsverð á vindorku á landi og vindorkuvera á sjó²⁹. Samningsverðið væri €106/MWst m.v. 35 ára mismunasamning, sem er lægra

²⁹ Heimild: <http://tinyurl.com/pulon33> (Nearth na Gaoithe, Clocaenog-skógar-vindbúið)



verð en það sem Hinkley Point kjarnorkuverinu var veitt. Eftir að mismunasamningurinn rennur út fengi sæstrengurinn aftur tekjur á viðskiptagrunni svipað og í samþætta líkaninu eða markaðslíkaninu.

Í 800 MW tilvikinu er fjárfestingakostnaður sæstrengsins 7,5% minni en í 1.000 MW tilvikinu Þar sem að stór hluti fjárfestingarinnar í strengnum er óháður afli strengsins minnkar kostnaður við strenginn ekki hlutfallslega með aflinu og þarf samningsverðið því að duga til að greiða kostnað með minni orkuflutningi, sem leiðir til herra samningsverðs upp á €131/MWst. Í 65% næmnilvikinu er nettóútflutningur svipaður og í 800 MW næmnilvikinu en fjárfestingakostnaður sæstrengsins er sá sami og í mið-sviðsmyndinni sem leiðir til samningsverðs upp á €137/MWst (€18/MWst herra en í mið-sviðsmyndinni).

6.3.2 Áhrif á velferð í Bretlandi

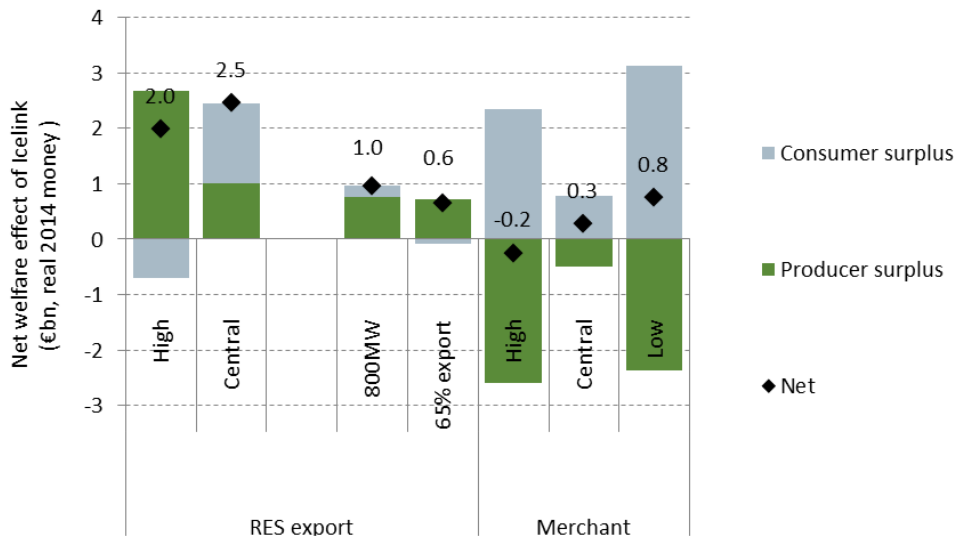
Í Bretlandi má skipta velferðaráhrifum sæstrengs upp í eftirfarandi þætti:

- Breyting á kostnaði og ábata neytenda, þ.m.t.
 - „Skammtíma“-breyting í ávinningi neytenda eins og útskýrt er í kafla 2.4.1
 - Mismunasamningsgreiðslur sem sparast vegna Icelink (eða ávinningur „ríkisins“)
- Breyting á kostnaði og ábata orkuvinnsluaðila, þ.m.t.
 - „Skammtíma“-frávik í ávinningi framleiðenda eins og útskýrt er í kafla 2.4.1
 - Minni fjárfestingar í orkuverum í Bretlandi sem sparast

Mynd 32 sýnir áhrif Icelink á notendur og orkuvinnsluaðila fyrir Bretland



Mynd 32 - Velferðaráhrif Icelink í Bretlandi



Heimild: Pöyry

Í tilviki útflutningslíkans (RES export) kemur sæstrengur í stað byggingar nokkurra vindorkuvera undan ströndum Bretlands. Icelink verkefni er veitt lægra samningsverð í mismunasamningi en vindorkuverin myndu fá sem leiðir til ávinnings fyrir neytendur og á stóran þátt í jákvæðri heildarvelferð upp á €2,5 ma. í mið-sviðsmyndinni (á verðlagi ársins 2014, núvirt aftur til ársins 2014 með 4% ávöxtunarkröfu).

Umfang og dreifing heildarábatans er verulega ólík á milli háa og mið-tilviks útflutningslíkans (e. RES export): þetta stafar af breytingum á orkuverði í Bretlandi vegna tilkomu strengsins. Í stuttu máli skilar Icelink minni orku á veturna en vindorkuverin sem hann kemur í staðinn fyrir (vindorku á sjó) sem almennt leiðir til hærra verðs þegar eftirspurn er mikil yfir vetrartímann. Þetta er mest áberandi í háu sviðsmyndinni þar sem sparnaður í samningsverði mismunasamnings nægir ekki til að vega upp á móti hærra verði á veturna hvað snertir ábata neytenda í Bretlandi. Orkuvinnsluaðilar í Bretlandi njóta samt góðs af verðhækkuninni, sem gefur háa velferð í hinni háu sviðsmynd útflutningslíkansins.

Ábatinn í Bretlandi er verulega minni ef miðað er við 800 MW streng eða 1.000 MW streng með 65% útflutningshlutfalli. Í báðum tilvikum minnkar orkuinnflutningur sem leiðir til minni sparnaðar. Auk þess kallar hærri kostnaður á MWst í þessu fyrirkomulagi á hærra samningsverð í mismunasamningi: fyrir hverja MWst sem leyst er af hólmi og er sparnaðurinn því minni en með streng sem afkastar fullum 1.000 MW. Það skal tekið fram að í þessa mynd vantar þá



styrkingu flutningskerfis sem kann að vera nauðsynleg í Skotlandi til að mæta verkefninu.

Í markaðslíkaninu kemur Icelink til viðbótar við vindorkuver á sjó sem við gerum ráð fyrir að verði byggð í Bretlandi. Í þeim tilvikum lækkar verð í Bretlandi lítillega sem skapar ábata fyrir neytendur og tap fyrir orkuvinnslufyrirtækin. Nettóáhrifin ákvarðast af tímasetningu eftirspurnar og framleiðslu sem og innflutningi og útflutningi til annarra landa. Þessi áhrif eru hóflega jákvæð í miðsviðsmyndinni þ.e. €0,3 ma. og í lágu sviðsmyndinni €0,8 ma., en örlítið neikvæð í þeirri háu, þ.e. -€0,2 ma. Í þessari tölu er ekki tekið tillit til neinna áhrifa tekjupaks-og-gólf-kerfis fyrir streng.

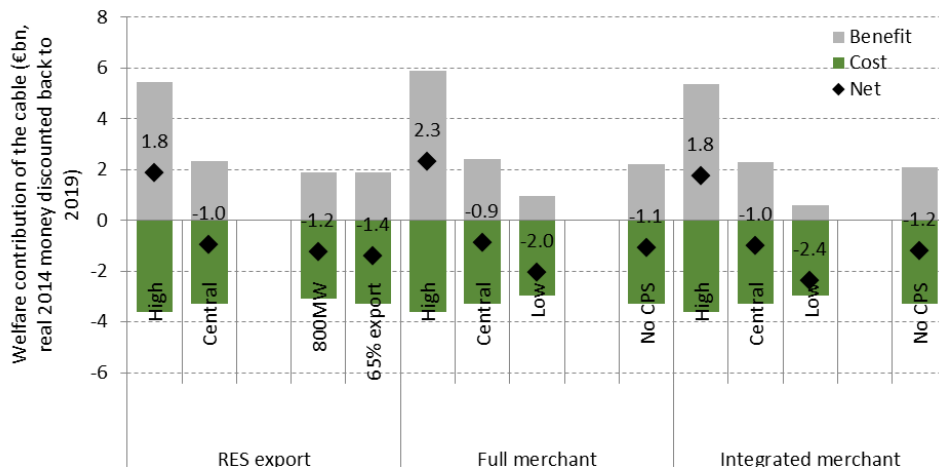
6.4 Velferðaráhrif sæstrengsins

Sæstrengurinn hefur samfélagslegt hlutverk sem er að minnka stíflur í raforkukerfinu og auka þar með notkun bestu úrræða á markaðnum. Þessi samfélagslegi ábati er mældur sem „stíflurenta“ sem er grunnverðmunur milli markaðanna sinnum streymið mínus kostnaður við orkutap. Það er mikilvægt að greina á milli viðskiptatekna sæstrengs og hins samfélagslega ábata af honum: Icelink fær stíflurentuna beint aðeins í tilviki markaðslíkansins en í öðrum tilvikum taka viðskiptatekjurnar á sig aðra mynd. Annarskonar greiðslur (t.d. aflgreiðslur í Bretlandi, mismunasamningsgreiðslur) eru ekki teknar með í þessari mynd.

Mynd 33 sýnir kostnað og ábata af Icelink strengsins sérstaklega. Í kostnaðinum er meðtalinn allur fjárfestinga- og rekstrarkostnaður sæstrengsins sem og styrking flutningskerfisins á Íslandi, meðan ábatinn er stíflurentan, reiknuð út með orkumarkaðarlíkaninu BID3.



Mynd 33 – Velferðaráhrif sæstrengsins



Heimild: Pöyry

Samfélagslegur ábati af strengnum einum og sér er minni en kostnaður fyrir flestar sviðsmyndir og viðskiptalíkön sem greind voru. Í mið-sviðsmyndinni fyrir markaðslíkan (e. Full Merchant) og útflutningslíkanið (e. RES export) er hreinn kostnaður af strengnum um u.þ.b. €1 ma. (á verðlagi ársins 2014, núvirt m.v. 2014 með 4% ávöxtunarkröfu). Þetta endurspeglar þá staðreynd að ef horft er á sæstrenginn í einangrun þá hefur hann neikvæð samfélagsleg áhrif.

Það eru tvær leiðir til að reikna út stíflurentuna, eftir því hvort stundarmarkaður verður til á Íslandi eða ekki:

- Án stundarmarkaðar (tilvik útflutningslíkans eða Samþætts líkans) er áætlað að verð á Íslandi sé flatt yfir árið og samsvari langtíma-jaðarkostnaði jaðarfjárfestingar; og
- Með stundarmarkaði (Markaðslíkan) er hægt að reikna verð á hverjum klukkutíma á Íslandi með orkumarkaðslíkani Pöyry, BID3.

Útreikningur ábata stíflurentunnar nýtur lítilla góðs af tilkomu stundarmarkaðar, en ekki verulega í mið-sviðsmyndinni: það er aðeins €0,1 ma. meiri ábati í tilviki markaðslíkans (e. Full Merchant) en samþætts líkans (e. Integrated Merchant).

800 MW tengingin hefur örlítið lægri fjárfestingakostnað, en hlutfallslegur munur er minni en sem nemur minnkun raforkuflutnings: Hrein áhrif þessara tveggja niðurstaðna minnkar ábatann um €0,26 ma. Í tilviki 65% útflutnings er fjárfestingakostnaður sá sami og í mið-sviðsmyndinni en orkuflutningurinn er svipaður og í 800 MW tilvikinu: tilvikið leiðir til €0,43 ma. minni ábata en mið-sviðsmyndin.

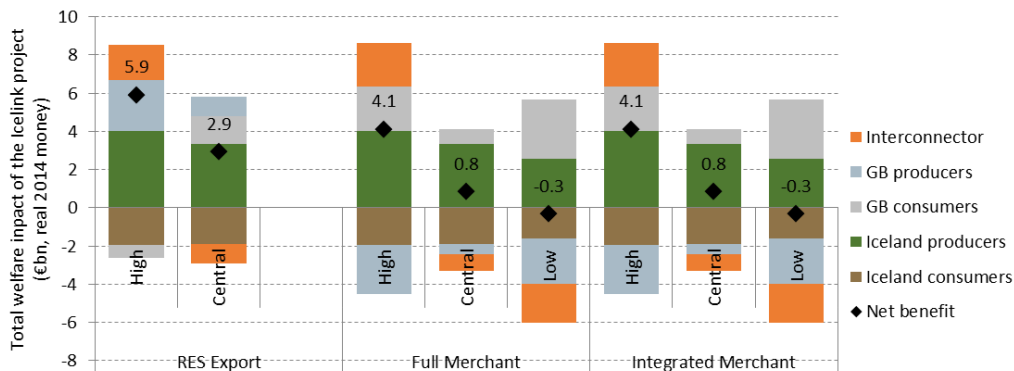


Það skal tekið fram að í þessari mynd er ekki tekið tillit til kostnaðar við styrkingu flutningskerfis á landi sem þörf er á í Bretlandi til að mæta sæstrengnum. Ef 65% útflutningur leiðir til minni kostnaðar vegna styrkingar, kann ábatinn af slíkum valkosti að veða þyngra en ábatamissirinn. Þetta var ekki skoðað sérstaklega í þessu verkefni.

6.5 Samanlögð velferðaráhrif

Heildar-velferðaráhrif Icelink-verkefnisins er summan af áhrifum þess á velferð á Íslandi, í Bretlandi og fyrir sæstrenginn sjálfan. Mynd 34 sýnir heildarkostnað og ábata af Icelink-verkefninu í öllum viðeigandi tilvikum og sviðsmyndum. Það skal tekið fram að í Mynd 34 er ekki tekið tillit til áhrifa af færslum vegna tekjupaks-og-gólfs- kerfi á streng (e. Cap and floor)

Mynd 34 – Samanlögð velferðaráhrif Icelink-verkefnisins



Heimild: Pöyry

Útflutningslíkanið (e. RES export) gefur af sér mestan samfélagslegan ábata eða um €2,9 ma. ábata í mið-sviðsmyndinni (á verðlagi ársins 2014, núvirt til 2014 með 4% ávöxtunarkröfu) og allt að €5,9 ma. í háu sviðsmyndinni.

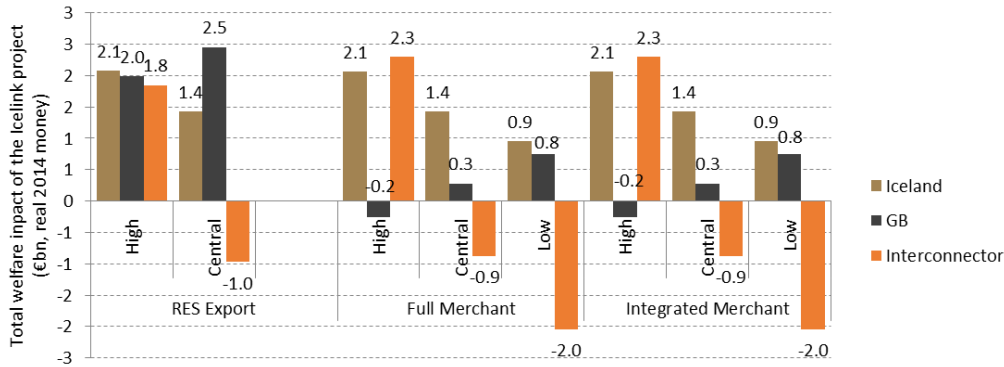
Í markaðslíkaninu (e. Full Merchant) er ábatinn í Bretlandi minni en í útflutningslíkaninu, en Icelink skilar samt ábata upp á €0,8 ma. í mið-sviðsmyndinni, €4,1 í háu sviðsmyndinni og neikvæðum €0,3 ma. ábata í þeirri lágu. Við útreikning á kostnaði og ábata í markaðslíkaninu er ekki tekið tillit til fleiri gerða ábata hvað varðar minni CO₂-losun og endurnýjanlega framleiðslu þar eð Icelink kemur til viðbótar við vindorkugarða á sjó sem byggðir verða upp í Bretlandi.

Mynd 35 sýnir sérgreint summu ávinnings orkufyrirtækja og raforkunotenda í Bretlandi og á Íslandi og fyrir sæstrenginn. Hún sýnir að ábati er jákvæður fyrir Bretland og Ísland, nema í háu sviðsmyndinni fyrir markaðslíkanið (e. Full



Merchant) og samþætta líkanið (e. Integrated Merchant) í Bretlandi. Ef horft er á strenginn einan og sér þá er hann bara með jákvæð samfélagsleg áhrif í háu sviðmyndinni.

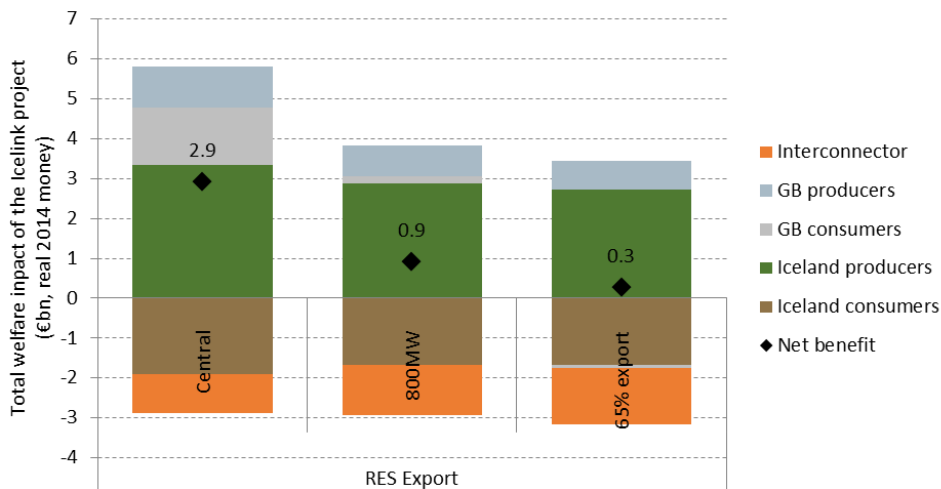
Mynd 35 – Skipting samfélagslegur ábati Icelink verkefnis



Heimild: Pöyry

Mynd 36 og Mynd 37 sýnir velferðaráhrifin í næmnilvikunum.

Mynd 36 - Heildar-velferðaráhrif af verkefni í næmnilvikum

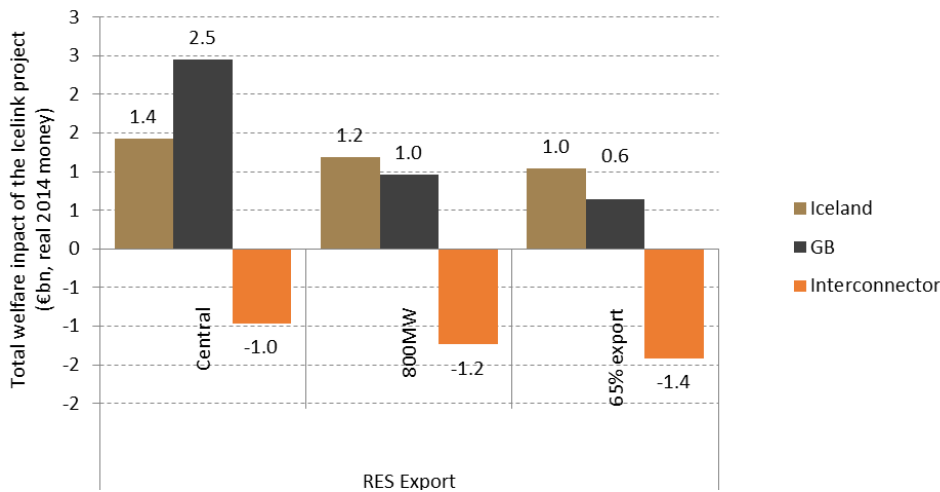


Heimild: Pöyry

800 MW og 65% útflutnings-næmnilvikin skila miklu minni ábata en miðsviðsmyndin fyrir útflutningslíkanið, aðallega vegna minni ávinnings neytenda í Bretlandi: Þetta leiðir af herra samningsverði í mismunarsamningi fyrir Icelink sem og minni orkuafhendingu í Bretlandi. Sjá Mynd 37 sem sýnir heildar samfélagslegan ábata í Bretlandi og á Íslandi. Heildarábatinn fer úr €2,9 ma. í mið-tilviki útflutningslíkans í €0,9 ma. og €0,3 ma. í 800 MW og 65% útflutnings-næmnilvikunum.



Mynd 37 - Samfélagslegur ábati í Bretlandi og á Íslandi og fyrir sæstrenginn í næmnitilvikum.



Heimild: Pöyry

6.6 Viðskiptaleg arðsemi Icelink-verkefnisins

Það er nauðsynlegt að áætla viðskiptalega arðsemi Icelink verkefnisins svo hægt sé að meta hagkvæmni hvers valkosti. Í markaðslíkaninu er ólíklegt að verkefnið verði þróað ef að innri vextir verkefnis ná ekki lágmarks ávöxtun. Í tilfalli útflutningslíkans er valkostur sem krefst háss samningsverðs í mismunasamningi síður líklegur til að vera aðlaðandi fyrir bresk stjórnvöld en valkostur sem krefst lágs samningsverðs.

6.6.1 Innri vextir fjárfestingar (e. *Internal rate of return*)

Innri vextir fjárfestingar er mælikvarði á viðskiptalega arðsemi verkefnis. Ef hún er yfir lágmarkskröfu fjárfesta getur verkefnið haldið áfram. Athuga ber að innri vextir fjárfestingar eru reiknaðir fyrir verkefnið í heild, þ.e. framleiðslu, flutning á landi og sæstreng.

Forsendur og þættir sem notaðir eru í útreikningum á innri vöxtum fjárfestingar má sjá í Tafla 8.

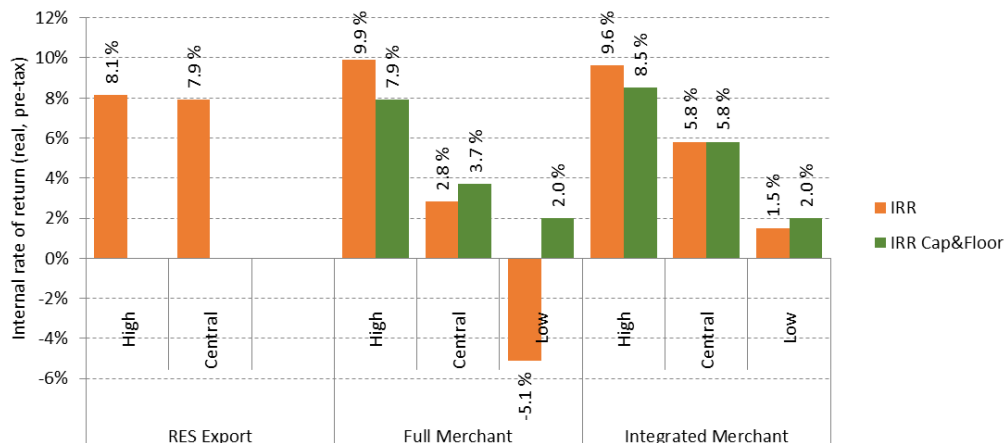


Tafla 8- Þættir notaðir til útreiknings á innri vöxtum verkefnis

Category	Item	Business model
Interconnector	Investment (cable and onshore)	All
	Fixed opex	All
New generation (Iceland)	Capex	RES export and Integrated merchant
	Fixed Opex	RES export and Integrated merchant
Revenues	Contract for Differences (strike price)	RES export case
	or	
	Wholesale revenues - <i>price x export</i>	Integrated merchant
	Capacity payment revenues	Integrated merchant
	or	
	Congestion rent	Full merchant
	Capacity payment revenues	Full merchant

Mynd 38 sýnir innri vexti (raungildi, fyrir skatt) mismunandi sviðsmynda og tilvika.

Mynd 38 - Innri arðsemi alls Icelink-verkefnisins



Heimild: Pöyry

Samkvæmt forsendum jafngilda innri vextir í mið-tilviki útflutningslíkans (e. RES Export) 7,9% sem er sama gildi er notað til að reikna út samningsverð í mismunasamningi, €119/MWst (sjá kafla 6.3.1). Með sama samningsverði aukast innri vextir í 8,1% í háu sviðsmyndinni, aðallega vegna mikilla tekna eftir að mismunasamningurinn rennur út eftir 15 ár.

Án tekjupaks-og-gólfs-stýringar (e. Cap and floor) í mið-sviðsmyndinni gefur markaðslíkanið (e. Full Merchant) 2,8% innri vexti (raun), sem er of lágt fyrir fjárfestingu í verkefninu. Ef verkefninu væri sett í tekjupaks-og-gólfs-kerfi (e. Cap and floor) hækka væntir innri vextir í 3,7 % (raun) - sem er ennþá of lágt



fyrir viðskiptamiðuð verkefni. Í lágu sviðsmyndinni eru innri vextir fjárfestingar um 2% með þaks-og-gólfs-kerfinu. Í háu sviðsmyndinni myndi „markaðs“-innri vextir upp á 9,9% lækka niður í 7,9% þar sem „þakið“ lækkar viðskiptatekjur lítillega.

Sambætta líkanið (e. Intergrated Merchant) gefur innri vexti upp á 5,8% sem er nær lágmarksávöxtunarkröfu fjárfesta (en í lægri kantinum) án stuðnings frá breska ríkinu. Ef þaks-og-gólfs-kerfi (e. Cap and floor) væri sett á tekjuflæðið frá sambætta líkaninu yrði minnsta og mesta arðsemi á bilinu, þ.e. 2-8,5%. (raun)

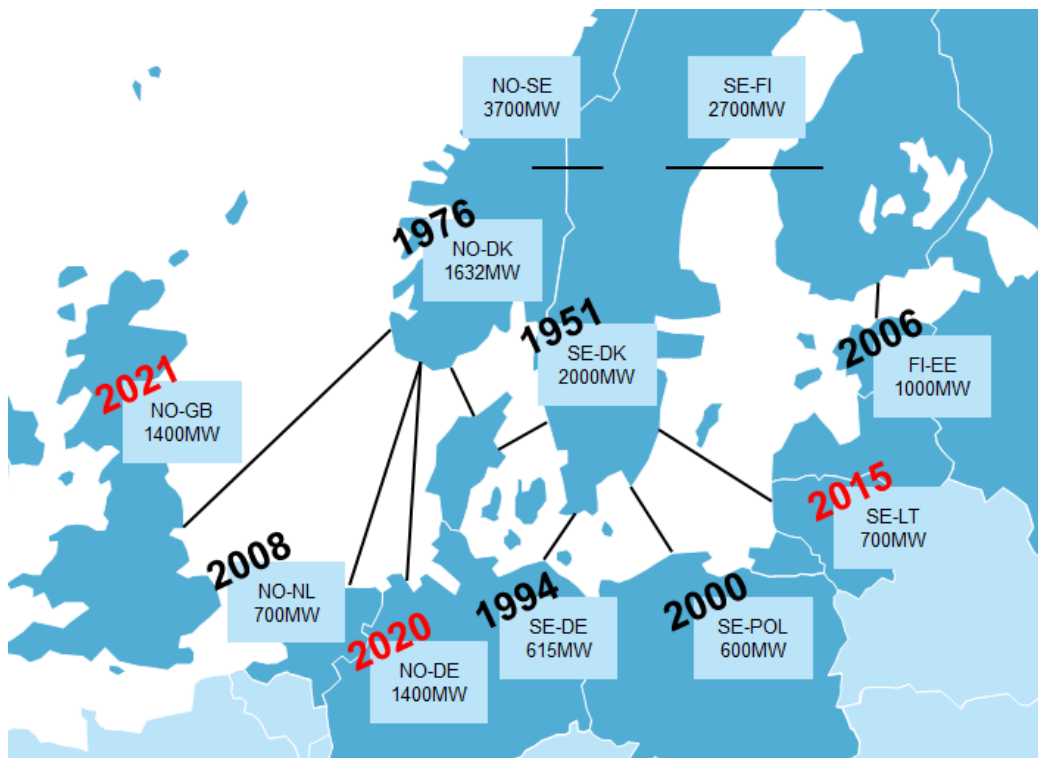
Innri vextir fjárfestingarinnar eru reiknaðir fyrir verkefnið í heild. Lágmarksávöxtunarkrafa fjármagnseigenda kann að vera önnur, allt eftir áhættu hvers hluta verkefnisins. Mismunandi hlutar verkefnisins, þ.e. framleiðsla, fjárfesting í flutningum á landi og sæstrengnum geta falið í sér mismunandi áhættu eftir viðskiptalíkani og sammings fyrirkomulagi milli aðila og því mismunandi lágmarksávöxtun.



7 Reynsla Norðmanna

Reynsla Norðmanna getur haft nokkurt gildi þegar metinn er ábati og kostnaður af sæstreng fyrir Ísland. Eins og á Íslandi er vatnsafl helsta uppspretta raforku í Noregi. Það jafngildir u.þ.b. 95% af allri raforkuvinnslu sem gerir norska kerfið mjög veðurháð. Í þurrum árum þarf að flytja inn raforku og öfugt í blautum árum. Í Noregi og á Norðurlöndum hafa sæstrengir reynst nauðsynlegir til að viðhalda afhendingaröryggi undanfarinn áratug. Raforkustrengir milli Noregs og annarra landa hafa nú u.þ.b. 6.000 MW aflsetningu með tengingu við Danmörku og Holland og tengingum á landi til Svíþjóðar. Auk þess eru tvö önnur sæstrengsverkefni í gangi: Þess er vænst að NordLink sæstrengurinn til Þýskalands verði gangsettur árið 2020 og NSN Link-sæstrengurinn til Bretlands árið 2021. Áætluð aflsetning hvors strengs fyrir sig er 1.400 MW.

Mynd 39 - Kort af núverandi og fyrirhuguðum raforkustrengjum frá Norðurlöndum (ártal sýnir fyrsta ár í rekstri)



Heimild: Nordpool Spot, Maximum NTC, ágúst 2015; Pöyry Management Consulting.

Það verða ýmsar mikilvægar breytingar á norrænum raforkumarkaði á komandi áratug. Gert er ráð fyrir að eftirspurn aukist aðeins hóflega, en orkuvinnsla aukist meira, ekki síst fyrir tilstuðlan vindorkuverkefna sem fjármögnuð eru að hluta til með grænum styrkjum auk nýs kjarnorkuvers í Finnlandi. Þetta mun leiða til umfram orkuvinnslu á Norðurlöndum, jafnvel þó tekið sé tillit til fyrirhugaðrar



lokunar fjögurra sænskra kjarnakljúfa fram til ársins 2020. Tvö helstu sæstrengsverkefni sem eru í vinnslu hjá Statnett (í Noregi) gefur kost á auknum útflutningi frá Norðurlöndum til háverðs-markaða í Bretlandi og Þýskalandi.

7.1 Samanburður við Icelink-verkefnið

Það eru ákveðin líkindi með íslensku og norrænu raforkukerfunum. Bæði byggjast á næstum 100% endurnýjanlegri orku; í Noregi eru uppsprettur vatnsafl og vindur, á Íslandi vatnsafl og jarðvarmi. Þessi endurnýjanlega orkuvinnsla hefur mjög lágan eða næstum því engan skammtíma breytilegan vinnslukostnað þar sem eldsneytið (vatn, vindur, jarðhitaorka) er ókeypis. Einnig búa flestir íbúanna í báðum löndum samþjappað í nokkrum borgum meðan orkuvinnslan er dreifð sem gerir sterkt flutningskerfi nauðsynlegt fyrir stöðugan rekstur kerfisins.

Kerfin eru mjög ólík að öðru leyti, svo sem varðandi uppsett afl og það hversu tengd þau eru við aðra markaði, sem torveldar samanburð. Norska raforkukerfið hefur uppsett afl upp á u.þ.b. 33.500 MW og heildar samtengingar-flutningsgetu til annarra landa upp á u.þ.b. 6.000 MW. Noregur tengist meginlandinu með NorNed-sæstrengnum til Hollands (1994) og Skagerrak-sæstrengjunum til Danmerkur. Einnig eru sterkar tengingar við Svíþjóð og þaðan til Finnlands og þessi Norðurlönd virka að einhverju leyti sem einn markaður með sameiginlegri orkuframleiðslu. Tengingar við Svíþjóð og Finnland til Þýskalands, Póllands og Eystrasaltsríkjanna skipta því máli fyrir Noreg. Séu aðeins skoðaðar tengingar til Noregs er flutningsgeta samtenginga sem hlutfall af uppsettu afli um 18% (7,5% ef tengingin við Svíþjóð er undanskilin). Sæstrengsverkefni sem nú eru í vinnslu munu auka flutningsgetuna upp í u.þ.b. 8.800 MW sem svarar til u.þ.b. 26% af uppsettu afli. Því má segja að tenging norska kerfisins við aðra markaði hafi verið stigvaxandi yfir langan tíma.

Til samanburðar er íslenska kerfið miklu minna og engar tengingar við önnur lönd. Núverandi kerfi hefur u.þ.b. 2.700 MW uppsett afl og með uppbyggingu í mið-sviðsmyndinni með sæstreng verður hún um 4.700 MW. Fyrirhugaður 1.000 MW sæstrengur verður fyrsta tenging Íslands við annan markað. Afsetning strengsins jafngildir u.þ.b. 37% af núverandi uppsettu afli í kerfinu og 21% af uppsettu afli í framtíð með sæstreng í mið-sviðsmyndinni. Tenging íslenska markaðarins við aðra markaði væri því ekki stigvaxandi yfir langan tíma heldur myndi verða strax mikil í einu skrefi.

Frekari munur á milli Norðurlandanna og Íslands er að á Norðurlöndum er hefðbundin raforkuvinnsla með brennslu jarðefnaeldsneytis til staðar (gas) til að jafna út vatns- og vindorkuvinnsluna. Þetta þýðir að það myndast skammtímaverð



á markaði sem markast af breytilegum kostnaði við raforkuvinnslu með gasi á Norðurlöndum jafnvel þó ekki fara nein viðskipti fram um sæstrengi við meginland Evrópu.

7.2 Viðskiptalíkön fyrir sæstrengi í Noregi

Núverandi strengir frá Noregi eru í sameiginlegri eigu Statnett (Landsnet Noregs) og rekstraraðila flutningskerfis tengda landsins. Eins og gildir um aðrar eignir rekstraraðila flutningskerfa eru tekjumörk á stíflurentu af tengingunni. Viðskiptalíkanið fyrir samtengingu í eigu rekstraraðila flutningskerfa er að flutningsfyrirtækin, þ.e. notendur, fjármagna sæstrenginn. Tekjum sem fara yfir þau tekjumörk sem eru í gildi er skilað aftur til neytenda með lægri gjöldum í öðrum hlutum flutningskerfisins. Megninu af 6.000 MW flutningsgetunni er úthlutað á næsta-dags markaði; aðeins 100 MW eru skilin eftir fyrir jöfnunarþjónustu á Skagerrak 4-sæstrengnum við Vestur-Danmörku (sem hefur litla sem enga jöfnunarmöguleika).

Til þess að umsókn um leyfi til að leggja og reka sæstreng fái stamþykkt í Noregi þarf aðstandandi verkefnisins að sýna fram á að verkefnið skili samfélagslegum ábata. Með öðrum orðum er skilyrðið fyrir því að ný sæstrengsverkefni í Noregi verði að veruleika að niðurstaða úr kostnaðar og ábatagreiningu sýni jákvæða niðurstöðu. Sem stendur leyfa lög aðeins rekstraraðila flutningskerfis að eiga og reka sæstrengi til og frá Noregi.

Samkvæmt sérleyfisumsókn Statnett ³⁰ fyrir sæstrengjum til Þýskalands og Bretlands eru helstu ástæður fyrir því að leggja þá eftirfarandi:

- Sæstrengsverkefnin hafa öflugan og háan samfélagslegan ábata. Ávinningurinn tengist aðallega betri nýtingu á orkulindum vegna streymis raforku frá markaði með lægsta verðið til markaðar með hæsta verðið og þar af leiðandi minni þörf fyrir fjárfestingu í orkuvinnslu.
- Aukið afhendingaröryggi þegar orkuvinnsla er lítil í Noregi, þ.e. í þurrum árum, vegna aukinna tækifæra til innflutnings á lægra verði.
- Aukin verðmætasköpun fyrir Noreg vegna betri nýtingar á stýranlegum endurnýjanlegum orkulindum með útflutningi á tímum gnóttar.
- Framlag til loftslagsvænnar orkuvinnslu til framtíðar með því að auðvelda aukna orkuvinnslu og notkun endurnýjanlegrar orku í Noregi og þeim löndum sem Noregur tengist.

³⁰ Sérleyfisumsókn Statnett fyrir strengi til Þýskalands og Bretlands (aðeins á norsku):

<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Media/Nyheter%202013/150513%20Konsesjonss%20knad%20Mellomlandsforbindelser.pdf>



- Minni óvissa um raforkuframboð og verð allt árið og milli ára.

7.3 Áhrif raforkusæstrengja á heildsöluverð í Noregi

Nýju sæstrengirnir munu stuðla að hærra raforkuverði í Noregi, samkvæmt leyfisumsókn Statnett. Statnett reiknar með að verðhækkunin verði u.þ.b. €5/MWst sé horft til ársins 2020 og €4/MWst miðað við árið 2030 vegna nýju sæstrengjanna til Þýskalands og Bretlands. Hins vegar verða þessi verðáhrif vegna aukinnar tengingar minni ef umframframleiðsla á Norðurlöndum verður minni en búist er við.

Greining Statnett byggist á eftirfarandi röksemdafærslu: Vatnsorka, eldsneyti sem er í raun ókeypis, er ekki boðin inn á markaðinn á skammtíma breytilegu jaðarkostnaðarverði sínu á sama hátt og hefðbundin raforkuvinnsla með bruna jarðefnaeldsneytis. Heldur er hún boðin á fórnarkostnaðarverði sínu – sem samsvarar kostnaði hefðbundnu raforkuframleiðslunnar sem hún kemur í staðinn fyrir í verðleikaröð. Ef vatnsorka getur komið í staðinn fyrir dýra orkuvinnsla á meginlandinu í fleiri klukkustundir á ári hækkar meðalverð raforkunnar yfir árið.

Samtímis er búist við að eftirspurn frá norskum iðnaði aukist, sem mun stuðla að hækkun orkuverðs í Noregi. Raunáhrif nýju sæstrengjanna á raforkuverð verður því minni en ella.

7.4 Áhrif á gjaldskrá flutningskerfisins

Í Noregi er gjaldskrá flutningskerfisins stillt þannig að tekjur - þ.m.t. stíflurenta og aðrar tekjur – eiga að vera jafnar þeim tekjumörkum sem Norska vatnsauðlinda- og orkustofnunin (n. Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE) kveður á um. Öllum tekjum umfram leyfileg tekjumörk skal skilað til notenda norska flutningsnetsins. Þetta er gert með því að lækka gjaldskrá flutningskerfisins. Tímabundinn munur á rauntekjum og tekjumörkunum er jafnaður út með tímanum samkvæmt sérstöku kerfi. Það þýðir að viðskiptavinir landsnetsins bæði borga fyrir sæstrenginn og njóta góðs af tekjunum af honum. Svipað líkan gildir um alla sæstrengi frá Noregi. Tekjur af stíflurentu gefa kost á lækkun helstu gjaldskrárgjalda flutningskerfisins í Noregi þegar vel gengur.

Súluritið á Mynd 40 sýnir umframtekjur Statnett undanfarin fimm ár.



Mynd 40 - Árlegar og uppsafnaðar umframtekjur Statnett, 2010-2014 (milljónir norskra kr.)



Heimild: Statnett (<http://2014.statnett.no/en/financial-framework-conditions>)

Til að lækka umframtekjur var gjaldskrá flutningskerfisins lækkuð fyrir tímabilið 2010-2012. Hins vegar varð stíflurenta af sæstrengjum meiri en búist var við á sama tímabili á móti lækkun gjaldskrárinnar sem olli því að hinar uppsöfnuðu tekjur jukust enn meira. Því var gjaldskráin lækkuð verulega fyrir árið 2013. Það ásamt lægri stíflurentu af sæstrengjum en reiknað var með olli því að uppsöfnuðu tekjurnar voru lægri það ár. Hin lágu gjaldskrárgjöld voru áfram í gildi árið 2014. Á næstu árum er fyrirhugað að hækka gjaldskrána aftur til að fjármagna stórfellda fjárfestingu í flutningskerfinu og fyrirhuguðum sæstrengi.

7.5 Mildun áhrifa hærra raforkuverðs fyrir stórnotendur

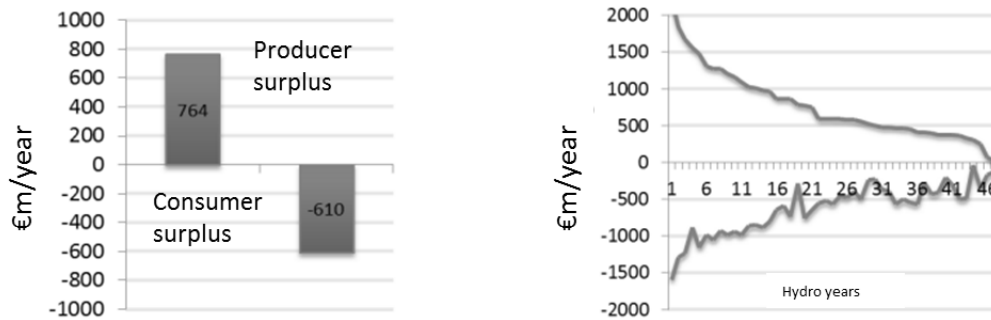
Með því að hækka raforkuverð munu nýju sæstrengirnir auka ábata orkuvinnslufyrirtækja og minnka ábata notenda fram til ársins 2030. Það hversu mikill tilflutningurinn verður frá notendum til orkufyrirtækja veltur á þróun á verði á raforkumarkaði. Statnett hefur reiknað verðmæti þessa tilflutnings³¹ frá neytendum til framleiðenda vegna nýju strengjanna tveggja sem u.þ.b. €610m á ári í grunn-sviðsmynd þeirra með væntum orkuafgangi á Norðurlöndum.

³¹ Greining Statnett á félags- og efnahagslegum ábata af strengjunum (aðeins á norsku): <http://www.statnett.no/PageFiles/7245/Dokumenter/Andre%20dokumenter/2013-05-13%20Analyserapport%20samfunns%20ekonomisk%20nytte%20ved%20spothandel.pdf>



Mynd 41 er tekin úr skýrslu Statnett. Súluritið vinstra megin sýnir aukningu á árlegum ávinningi framleiðenda og árlegri minnkun á ávinningi neytenda. Línritið hægra megin sýnir tilflutning árið 2020 fyrir 47 hermd vatnafræðileg ár sem flokkuð eru eftir ávinningi framleiðenda.

Mynd 41 - Bein tilflutningsáhrif frá neytendum til framleiðenda



Heimild: Sérleýfisumsókn Statnett (2013)

Í fráviksdæmi þar sem Noregur og Norðurlöndin eru í jafnvægi í venjulegu ári er árlegur meðaltilflutningur tæplega €300m. (Ávinningur neytenda er jákvæður í mjög þurrum árum). Ef 2.500 MW af sænskri kjarnorku verða tekin úr rekstri á næstu árum, er tilflutningur frá neytendum til framleiðenda reiknaður sem €85m á ári að meðaltali. Ef 12 TWst skortir í norræna orkureikninginn, þar af 6 TWst í Noregi, verður meðalávinningur neytenda jákvæður um €50m á ári. Heildarniðurstaða greiningar Statnett er að líklegast sé að nýju sæstrengirnir tveir muni valda verulegum tilflutningi auðs frá neytendum til framleiðenda.

Umtalsverður tilflutningur frá neytendum til framleiðenda mun hafa áhrif á stórnotendur svo sem iðnað. Hins vegar valda gildandi gangverk og styrkjakerfi því að orkuverð til iðnaðar helst sanngjarnt. Iðngreinar sem þurfa að kaupa losunarheimildir en eru skilgreindar sem svokallaðar „kolefnisleka-iðngreinar“ (e. Carbon-leakage industries) - sem ættu að geta flust þangað sem losun kostar ekki neitt - fá styrki til að leysa þetta vandamál. Norska stóriðjan fær því kolefnisverðbætur í formi ókeypiss losunarkvóta samkvæmt skilgreindum reglum í CO₂ rammanum. Þá er raforkuskattur til stóriðju einnig lægri. Að auki hafa margir stórnotendur langtíma orkukaupasamninga til að tryggja stöðugt orkuverð og eru þannig varðir með gildandi samningum gegn verðhækkunum. (Þeir munu þó þurfa að greiða herra verð þegar orkusölusamningarnir annað hvort renna út eða eru endurnýjaðir.)

Burtséð frá auknum kostnaði færa auknar tengingar stórnotendum einnig ávinning. Sæstrengir stuðla að auknu afhendingaröryggi og gera þar með ólíklegra



að það þurfi að skammta orku. Þvingaðar lokanir vegna orkuskorts geta verið stórnotendum gríðarlega kostnaðarsamar. Ennfremur hafa sæstrengir haft áhrif til lækkunar á hinni miðlægu flutningsgjaldskrá ef þeir skapa tekjur umfram tekjumörkin.

7.6 Viðtökur neytenda

Sæstrengir eru tiltölulega óvinsælir á meðal almennings. Algengustu rökin gegn nýrri tengingu er að hún hækki orkuverð til neytenda. Samtök iðnaðarins í Noregi, fyrir hönd stóriðju, hafa lýst andstöðu sinni við lagningu nýrra sæstrengja með þeim rökum að hærra orkuverð dragi úr samkeppnishæfni iðngreina sem keppa nú þegar við litla framlegð.

Í svari samtaka iðnaðarins³² í samráðsferli leyfisumsóknar Statnett segir að þau „vilji fjölbreytta þróun á raforkumarkaði, þ.m.t. byggingu fjárhagslega arðbærra strengja til að skiptast á orku við útlönd“. Þetta er svo jafnvel þótt greining Statnett sýni fram á verulegan tilflutning á auði frá neytendum til framleiðenda. Hins vegar kemur einnig fram í svari Samtakanna eftirfarandi: „kostnaðaraukning í miðlæga flutningskerfinu veldur þátttakendum í iðnaði sem keppa á heimsmarkaði eðlilega áhyggjum“. Þau segja enn fremur: „íhuga ber afleiðingar tilflutningsins vandlega sem hluta af leyfisferlinu, bæði hvað varðar gjaldskrá flutningskerfisins og raforkuverð“ og: „hugsanlega röskun verður að leiðrétta“. Eins og er hefur þó engum nýjum bóta-eða styrkjakerfum fyrir stórnotendur raforku vegna áhrifa hinna nýju sæstrengja verið komið á fót í Noregi.

³² Svar Samtaka iðnaðarins í Noregi í samráðsumferð við sérleyfisumsókn Statnett: https://www.regjeringen.no/contentassets/7aead16f20fd47be90a4bb779466190f/norsk_indus tri.pdf



8 Löggjöf og mótvægisáðgerðir

Atvinnuvega- og nýsköpunarráðuneytið hefur óskað eftir því að metið verði sem hluti af kostnaðar- og ábatagreiningunni, hvort og þá hvernig mögulegt sé að koma til móts við hugsanlega hækkun á raforkuverði til heimila, fyrirtækja og stóriðju á Íslandi vegna sölu á raforku til Bretlands um sæstreng.

Samkeppni hefur ríkt á raforkumarkaðnum á Íslandi allt frá gildistöku raforkulaga nr. 65/2003 þann 1. júlí 2003.³³ Af því leiðir að allar áðgerðir sem gripið er til og ætlað er að hafa áhrif á raforkuverð þurfa að vera í fullu samræmi við íslensk samkeppnislög sem og skuldbindingar Íslands samkvæmt EES-samningnum, einkum regluverki er snýr að raforku, samkeppni og ríkisaðstoð.³⁴ Í samræmi við útboðslýsingu fyrir kostnaðar- og ábatagreininguna hefur verið lögð sérstök áhersla á skuldbindingar Íslands samkvæmt EES-samningnum.

Raforkuverð til notenda samanstendur af þremur þáttum; (i) heildsöluverði raforku sem endurspeglar kostnað framleiðslufyrirtækja sem skila orku inn á flutningskerfið, (ii) flutnings- og dreifikostnaði sem endurspeglar kostnaðinn við að flytja raforkuna til fyrirtækja og neytenda og (iii) sköttum og gjöldum sem lögð eru á rafmagnsverð. Ofan á þessa verðþætti leggja svo framleiðendur, rekstraraðilar flutningskerfa og raforkusalar álag til þess að standa straum af sínum rekstri. Til þess að hafa áhrif á raforkuverð þarf því að breyta, setja hámark eða niðurgreiða eitthvað af þessum þáttum.³⁵ Þá er jafnframt hægt að lækka raforkukostnað með því að veita ívilnanir sem hafa það að markmiði að auka orkunýtni.

Hér fyrir neðan munum við velta upp mögulegum mótvægisáðgerðum gegn hækkandi raforkuverði til heimila, fyrirtækja og stóriðju ásamt því að meta áðgerðirnar í ljósi skuldbindinga Íslands skv. EES-samningnum. Umfjöllunin sem hér fylgir getur á engan hátt talist tæmandi enda eru flestar þær áðgerðir sem ætlað er að koma til móts við hækkandi raforkuverð tilkynningarskyldar til ESA. Það er því æskilegt að unnið verði að undirbúningi allra mótvægisáðgerðir í nánu samstarfi við ESA strax frá fyrsta degi.

Í þessum kafla munum við fyrst gera stuttlega grein fyrir orkustefnu ESB sem og tengingu Íslands við innri orkumarkaðinn í Evrópu og að hve hve miklu leyti löggjöf á sviði raforku hefur verið samræmd innan EES. Þá munum við gera grein

³³ 1. mgr. 27. gr Raforkulaga.

³⁴ Ákvæði samkeppnislaga nr. 44/2005 í samræmi við samkeppnisreglum EES-samningsins.

³⁵ Commission, “Communication on energy prices and costs in Europe” COM (2014) 21 /2.



fyrir regluverki ESB er snýr að tengingu raforkumarkaða sem og þeim reglum sem gilda um ríkisaðstoð til framleiðslu á endurnýjanlegri raforku svo unnt sé að meta markaðsaðstæður endurnýjanlegrar orku innan EES. Að lokum munum við velta upp og fjalla um mótvægisáðgerðir til að milda áhrif mögulegrar hækkunar á raforkuverði til heimila, fyrirtækja og stóriðju á Íslandi vegna sölu á raforku til Bretlands í gegnum sæstreng milli landanna tveggja.

8.1 Orkustefna Evrópusambandsins

Meginmarkmið orkustefnu ESB er að setja á stofn innri orkumarkað um leið og unnið er að því að varðveita og bæta umhverfið. Orkustefnan samanstendur af fimm undirmarkmiðum:

- að tryggja virkni hins innri orkumarkaðar;
- að tryggja öryggi í orkuafhendingu innan ESB;
- að stuðla að orkunýtni og orkusparnaði sem og
- þróun nýrra og endurnýjanlegra orkugjafa; og
- stuðla að tengingu milli flutningskerfa.³⁶

Orkustefna ESB er í dag fyrst og fremst útfærð í; (i) þriðja orkupakkanum³⁷ þar sem markmiðið er að styrkja og auka enn frjálst flæði á innri orkumarkaðinn og (ii) loftslagsbreytingapakkanum³⁸ þar sem markmiðið er að stuðla að því að ESB

³⁶ 194. gr. Samnings um um starfshætti Evrópusambandsins (e. Treaty on the Functioning of the European Union). Sjá ennfremur A Johnston og G Block, *EU Energy Law* (1. útg., OUP 2012), bls. 4.

³⁷ Sjá umfjöllun hér að neðan.

³⁸ Loftslagsbreytingapakinn samanstendur af eftirfarandi gerðum: (i) tilskipun 2009/29/EB frá 23. apríl 2009 um breytingu á tilskipun 2003/87/EB um að endurbæta og framlengja kerfi Bandalagsins fyrir viðskipti með heimildir til losunar gróðurhúsalofttegunda [2009] OJ L 140/63; (ii) ákvörðun nr. 406/2009/EB frá 23. apríl 2009 um átak aðildarríkjanna til að draga úr losun sinni á gróðurhúsalofttegundum til að uppfylla skuldbindingar bandalagsins um minnkun á losun gróðurhúsalofttegunda fram til ársins 2020 [2009] OJ L 140/136; (iii) tilskipun 2009/28/EB frá 23. apríl 2009 um að auka notkun orku frá endurnýjanlegum orkugjöfum [2009] OJ L 140/16; (iv) tilskipun 2009/31/EB frá 23. apríl 2009 um geymslu koltvísýrings í jörðu [2009] OJ L 140/114; (v) tilskipun 2009/30/EB frá 23. apríl 2009 um breytingu á tilskipun 98/70/EB að því er varðar tilgreiningu bensíns, dísilólú og gasólú og innleiðslu kerfis til að fylgjast með og draga úr losun gróðurhúsalofttegunda og um breytingu á tilskipun ráðsins 1999/32/EB að því er varðar tilgreiningu eldsneytis sem skip á skipgengum vatnaleiðum nota [2009] OJ L 140/88; (vi) reglugerð (EB) nr. 443/2009 frá 23. apríl 2009 um setningu árangursstaðla um losun fyrir nýja fólksbíla sem lið í samþættri nálgun bandalagsins um minnkun CO₂-losunar frá léttum ökutækjum [2009] OJ L 140/1.



uppfylli loftslags- og orkumarkmið sín fyrir árið 2020. ESB hefur enn fremur sett sérstök orkumarkmið sem stefnt er að að ná árin 2020³⁹, 2030⁴⁰ og 2050⁴¹:

Tafla 9 - Loftslags- og orkumarkmið ESB

Markmið	2020	2030	2050
Minnkun útblásturs gróðurhúsa-lofttegunda frá árinu 1990 um	20%	40%	80-95%
Hlutfall orku frá endurnýjanlegum orkugjöfum	20%	27%	
Aukin orkunýting	20%	27-30%	
Tenging flutningskerfis	10%	15%	

Framkvæmdastjórnin kynnti Orkusambandið (e. Energy Union Strategy) í febrúar 2015, en Orkusambandið byggir í grunninn á orkustefnu ESB og er ætlað að vinna að loftslags- og orkumarkmiðum ESB.⁴² Með öðrum orðum er markmið Orkusambandsins að vinna að því að ná tilskildum loftslags- og orkumarkmiðum fyrir árið 2030 auk þess að tryggja að ESB verði leiðandi í vinnslu á endurnýjanlegri orku í heiminum. Stefna Orkusambandsins samanstendur af fimm undirmarkmiðum sem öll miða að því að markmiðum orkustefnu ESB verði náð, þ.e: (i) afhendingaröryggi, (ii) innri orkumarkaður, (iii) orkunýtni, (iv) minnkun á losun, (v) rannsóknir og nýsköpun. Framkvæmdastjórnin birti samhliða stefnu Orkubandalagsins umræðuskjal um það hvernig ná mætti markmiðinu um 10% tengingu milli flutningskerfa árið 2020.⁴³ Í umræðuskjalinu kemur fram að samtengd flutningskerfi skipti sköpum fyrir afhendingaröryggi innan ESB auk þess sem slík tenging eykur samkeppni á orkumörkuðum á meðan verið er að draga úr losun gróðurhúsalofttegunda.

8.2 Löggjöf ESB um innri orkumarkaðinn

Þriðji orkupakkinn hefur ekki verið tekinn upp í EES-samninginn þar sem enn hefur ekki verið ákveðið hvort EES/EFTA ríkin muni taka þátt í Samstarfsstofnun

³⁹ Commission, “Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy” COM (2010) 0639 final.

⁴⁰ Commission, “A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030” COM (2014) 15 final og Commission, “The Paris Protocol – A blueprint for tackling global climate change beyond 2020” COM(2015) 81 final.

⁴¹ Commission, “Energy Roadmap 2050” COM (2011) 0885 final.

⁴² Commission, “A Framework for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy” COM (2015) 80 final.

⁴³ Commission, “Achieving the 10% electricity interconnection target. Making Europe’s electricity grid fit for 2020” COM (2015) 82 final.



eftirlitsaðila á orkumarkaði (*e. Agency for the cooperation of energy regulators*).⁴⁴ Hins vegar, í ljósi þess tíma sem það tekur að leggja sæstreng, höfum við aðallega skoðað lög og reglur sem eru í gildi í ESB enda er það aðeins tímaspursmál hvenær þessar reglugerðir og tilskipanir verða teknar upp í EES-samninginn, með fyrirvara um mögulega aðlögun eins og rætt er hér að neðan.

8.2.1 Þriðji orkupakkinn

Þriðji orkupakkinn samanstendur af eftirfarandi gerðum:

- Tilskipun 2009/72/EB um sameiginlegar reglur um innri raforkumarkað („**Þriðju raforkutilskipuninni**“);⁴⁵
- Tilskipun 2009/73/EB um sameiginlegar reglur um innri jarðgasmarkað („**Þriðju gastilskipuninni**“);⁴⁶
- Reglugerð (EB) nr. 713/2009 um að koma á fót stofnun um samstarf orkueftirlitsaðila („ACER-reglugerðinni“)⁴⁷
- Reglugerð (EB) nr. 714/2009 um skilyrði fyrir aðgangi að neti fyrir raforkuviðskipti yfir landamæri („**Reglugerð nr. 714/2009**“);⁴⁸ og
- Reglugerð (EB) nr. 715/2009 um skilyrði fyrir aðgangi að flutningskerfum fyrir jarðgas („**Reglugerð nr. 715/2009**“).⁴⁹

Meginmarkmið þriðja orkupakkans er að bæta virkni innri orkumarkaðarins. Löggjöf sem fellur undir pakkann nær yfir fimm meginvið: (i) aðskilnað eignarhalds, þ.e. aðskilnað á eignarhaldi orkuvinnslufyrirtækja og flutningsfyrirtækja (*e. unbundling*), (ii) efla sjálfstæði orkueftirlitsaðila, (iii) stofnun Samstarfsstofnunar eftirlitsaðila á orkumarkaði, (iv) að auðvelda samvinnu rekstraraðila flutningskerfa milli landa og (v) neytendavernd.

Eitt þeirra atriða sem oft eru nefnd í tengslum við fyrirhugaða innleiðingu þriðju raforkutilskipunarinnar í EES-samninginn er aðskilnaður eignarhalds rekstraraðila flutningskerfa frá seljendum og raforkuvinnslufyrirtækjum. Þriðja

⁴⁴ Ályktun 44. fundar EES-ráðsins dags. 17. nóvember 2015. Aðgengilegt hér:

<<http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-1607-2015-REV-1/en/pdf>>.

⁴⁵ Tilskipun 2009/72/EB frá 13. júlí 2009 um sameiginlegar reglur um innri markað fyrir raforku [2009] OJ L 211/55.

⁴⁶ Tilskipun 2009/73/EB frá 13. júlí 2009 um sameiginlegar reglur um innri markað fyrir raforku [2009] OJ L 211/94.

⁴⁷ Reglugerð (EB) nr. 713/2009 frá 13. júlí 2009 um að koma á fót Samstarfsstofnun eftirlitsaðila á orkumarkaði [2009] OJ L 211/1.

⁴⁸ Reglugerð (EB) nr. 714/2009 frá 13. júlí 2009 um skilyrði fyrir aðgangi að neti fyrir raforkuviðskipti yfir landamæri [2009] OJ L 211/15.

⁴⁹ Reglugerð (EB) nr 715/2009 frá 13. júlí 2009 um skilyrði fyrir aðgangi að flutningskerfum fyrir jarðgas [2009] OJ L 211/36



raforkutílskipunin kveður á um undanþágu frá kröfunni um aðskilnað á eignarhaldi fyrir "lítil, einangruð kerfi".⁵⁰ Lítið einangrað kerfi er skilgreint sem kerfi þar sem notkun er innan við 3000 GWst á árinu 1996 og þar sem innan við 5% ársnotkunar er fengin með samtengingu við önnur kerfi.⁵¹ Aðildarríki ESB sem geta sýnt fram á að lítil einangruð kerfi þeirraglími við veruleg vandamál geta sótt til framkvæmdastjórnarinnar um undanþágur frá viðeigandi ákvæðum kafla IV (rekstur flutningskerfa), VI (rekstur dreifikerfa), VII (sundurgræining og gagnsæi reikninga) og VIII (skipulagning aðgangs að kerfinu). Í stuttu máli þá er um að ræða undanþágur frá kröfu um aðgreiningu á eignarhaldi orkuvinnsluaðila frá rekstraraðilum flutnings- og dreifikerfa sem og að tryggja aðgang þriðju aðila að flutnings- og dreifikerfum á grundvelli birtrar gjaldskrár (e. *third party access*).

8.2.2 Reglugerð um samtengingar milli raforkumarkaða

Um flutning á raforku yfir landamæri innan ESB gildir reglugerð nr. 714/2009. Markmið reglugerðarinnar er að setja sanngjarnar reglur um flutning á raforku milli landa og greiða fyrir myndun virks og gagnsæs heildsölumarkaðar þar sem afhendingaröryggi raforku er tryggt.⁵²

Í samræmi við tilgang þessarar skýrslu höfum við tekið saman stutt yfirlit yfir viðeigandi ákvæði reglugerðarinnar hér fyrir neðan. Samtenging (e. Interconnector) er skilgreind í reglugerðinni sem flutningslína sem fer yfir eða liggur á landamærum aðildarríkja og sem tengir saman innlend flutningskerfi aðildarríkjanna.⁵³ Á grundvelli reglugerðarinnar skulu gjöld sem rekstraraðilar flutningskerfa setja upp fyrir aðgang að flutningskerfi yfir landamæri vera gagnsæ og taka með í reikninginn þörfina fyrir kerfisöryggi og endurspegla raunverulegan kostnað að því leyti sem þau samsvara gjöldum skilvirks rekstraraðila flutningskerfis með sambærilega uppbyggingu og eru sett upp án mismununar. Gjöldin skulu ekki vera fjarlægðartengd.⁵⁴ Samkvæmt reglugerðinni skulu flutningskerfisstjórar setja upp kerfi til samræmingar- og upplýsingaskipta til að tryggja öryggi flutningskerfa með tilliti til viðbragða við kerfisöng (e. *congestion management*).⁵⁵ Hvað snertir viðbrögð við⁵⁶ kerfisöng, er kerfisöng í

⁵⁰ 1. mgr. 44. gr.

⁵¹ 26. mgr. 2. gr. þriðju raforkutílskipunarinnar.

⁵² 1. gr. reglugerðar 714/2009.

⁵³ 1. mgr. 2. gr. reglugerðar 714/2009.

⁵⁴ 1. mgr. 14. gr. reglugerðar 714/2009.

⁵⁵ 15. og 16. gr. reglugerðar 714/2009.

⁵⁶ Kerfisöng er skilgreind aðstæður þar sem samtengilína, sem tengir saman innlend flutningsnet, getur ekki ráð- ið við allt raunverulegt flæði vegna innlendra viðskipta, sem markaðsaðilar hafa óskað eftir, vegna skorts á flutningsgetu samtenglanna og/ eða hlutaðeigandi innlendra flutningskerfa í c-lið 2. mgr. 2. gr. reglugerðar 714/2009.



flutningskerfi helst leyst með aðferðum sem byggjast ekki á viðskiptum (e. Non transaction based methods), þ.e. aðferðum sem fela ekki í sér að valið sé milli samninga einstakra markaðsaðila.

Tekjur sem koma til af flutningi raforku í gegnum sæstrengi skal ráðstafað í eitt eða fleira af eftirtöldu; (a) til þess að tryggja að uppsett aflgeta strengsins sé aðgengileg; og/eða (b) viðhalda eða auka flutningsgetu samtenginga með fjárfestingum í flutningskerfum, einkum lagningu nýrra samtenginga.⁵⁷

Eigendur nýrra samtenginga⁵⁸ geta óskað eftir undanþágu í takmarkaðan tíma frá tilteknum ákvæðum þriðju raforkutilskipunarinnar;⁵⁹ þ.e. (i) reglum um úthlutun tekna frá samtengingum,⁶⁰ (ii) aðskilnað á eignarhaldi og rekstraraðila flutningskerfa sem og orkuvinnsluaðila,⁶¹ (iii) aðgangi þriðju aðila,⁶² (iv) skilyrðum sem eftirlitsstofnanir setja varðandi tengingar og aðgang að innlendum flutningskerfum (þ.m.t. gjaldskrár fyrir flutnings- og dreifikostnað) til viðbótar við ákvæði um jöfnun og aðgengi að sæstreng⁶³ og (v) heimildum eftirlitsyfirvalda til að krefja rekstraraðila flutnings- og dreifikerfa um að breyta skilmálum sínum til að tryggja að gætt sé meðalhófs og þeim sé beitt án mismununar.⁶⁴

Slíkar undanþágur eru ekki veittar nema eftirfarandi skilyrði séu uppfyllt: (a) fjárfestingin stuðli að aukinni samkeppni á framboði raforku; (b) áhættan sem fylgir fjárfestingunni sé þannig að fjárfestingin ætti sér ekki stað nema undanþágan væri veitt; (c) samtenging sé í eigu manns eða lögaðila sem er aðgreindur, a.m.k. hvað varðar rekstrarform, frá flutningskerfisstjóra þess kerfis sem samtengill er lagður í; (d) gjöld séu lögð á notendur samtengingar; (e) síðan innri orkumarkaðurinn var stofnaður hafi enginn hluti fjármagns- eða rekstrarkostnaðar samtengilsins verið endurheimtur með gjöldum fyrir notkun flutnings- eða dreifikerfanna sem samtengillinn tengir saman, og (f) undanþágan verði ekki á kostnað samkeppni eða skilvirkni innri markaðarins á sviði raforku eða skilvirkni þess eftirlitsskylda kerfis sem strengurinn tengist.

⁵⁷ 6. mgr. 16. gr. reglugerðar 714/2009.

⁵⁸ Nýir samtengla eru skilgreindir sem samtenglar sem hafa ekki verið kláraðir 4. ágúst 2003.

⁵⁹ 1. mgr. 17. gr. reglugerðar 714/2009.

⁶⁰ 6. mgr. 16. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar.

⁶¹ 9. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar.

⁶² 32. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar.

⁶³ 6. mgr. 37. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar.

⁶⁴ Umsóknarferlið kemur fram í reglugerð 714/2009. Þar sem þriðji orkupakkinn hefur ekki verið tekinn upp í EES-samninginn og það er enn óljóst hvort Samstarfsstofnun eftirlitsaðila á orkumarkaði mun fara með hlutverk sitt eins og því er lýst í reglugerðinni í tengslum við ákvarðanir sem varða EES/EFTA-ríkin eða hvort því hlutverki verður ráðstafað til annars yfirvalds, svo sem Eftirlitsstofnunar EFTA.



Ef þessi skilyrði eru skoðuð með hugsanlegan sæstreng milli Íslands og Bretlands í huga þarf að huga að ýmsu. Í fyrsta lagi, hvað varðar aukna samkeppni á raforkumarkaði, er íslenski raforkumarkaðurinn, án sæstrengs, landfræðilega einangraður og hefur Samkeppniseftirlitið skilgreint hann sem einn landfræðilegan markað þar sem flutningskerfið nær yfir allt landið.⁶⁵ Með sæstreng kann þetta að breytast þannig að landfræðilegi markaðurinn teygji sig jafnframt til Bretlands, það fer þó allt eftir flutningsgetu sæstrengsins. Samkvæmt viðtekinni veltu framkvæmdastjórnarinnar hefur flutningsgeta samtengingar sem nemur 13% heildarneyslu verið talin ónóg til að álykta að viðkomandi landfræðilegur markaður nái út fyrir landamærin, en 25% hafa verið talin nægja.⁶⁶ Þessi mögulega breyting á skilgreiningu landfræðilegs markaðar fyrir raforku á Íslandi getur þar með haft áhrif á beitingu samkeppnislaga á íslenska raforkumarkaðinum.

Undanþága verður ekki veitt ef ljóst er að hún er óþarfi og umfangsmeiri en þörf er á til að verkefnið verði að veruleika. M.ö.o. það þarf að sýna fram á að án undanþágu verði ekki ráðist í fjárfestinguna.

Að því er varðar eignarhald á sæstrengnum vekjum við athygli á að rekstraraðili flutningskerfisins á Íslandi, Landsnet, hefur einkarétt á að reisa flutningsmannvirki, þ.e. rafmagnslínu og tengdan búnað til flutnings á raforku.⁶⁷ Enn fremur verður Landsnet að vera í meirihlutaeigu íslenska ríkisins, íslenskra sveitarfélaga og/eða fyrirtækja sem framangreindir aðilar eiga að fullu.⁶⁸ Landsnet er í eigu fjögurra orkuframleiðenda: Landsvirkjunar (64,73%), RARIK (22,51%), Orkuveitu Reykjavíkur (6,78%) og Orkubús Vestfjarða (5,98%).

Raforkulög segja ekkert um það hvort einkaréttur Landsnets til að reisa flutningsmannvirki nái einnig til lagningar sæstreng til að tengjast öðrum flutningskerfum.⁶⁹ Ef einkaréttur Landsnets til að reisa flutningsmannvirki nær einnig til sæstrengja til að tengja íslenska flutningskerfið við önnur flutningskerfi,

⁶⁵ “Capacity for Competition – Investing for an Efficient Nordic Electricity Market” (2007).

Skýrsla frá norrænum samkeppnisyrðum nr. 1/2007, bls.

<[http://www.samkeppni.is/media/skyrslur95-](http://www.samkeppni.is/media/skyrslur95-07/Nordic_report_capacity_for_competition_2007.pdf)

07/Nordic_report_capacity_for_competition_2007.pdf> opnað 1. desember 2015.

⁶⁶ Christopher Jones (ritstj), *Orkulög ESB II. bindi (Samkeppnislög ESB og orkumarkaðir)* (3. útg. *Claeys & Casteels 2011*), bls. 50.

⁶⁷ 9. gr. raforkulaga.

⁶⁸ 8. gr. raforkulaga.

⁶⁹ Hér vekum við athygli á að reglugerð 1228/2003, forveri reglugerðar 714/2009, hefur verið innleidd í íslenskan rétt með reglugerð 284/2010 um innleiðingu reglugerðar 1228/2003 frá 29. mars 2010. Það eru hinsvegar engin tengsl milli reglugerðar 284/2010 og raforkulaga önnur en að reglugerðin á sér lagagrundvöll í raforkulögum. Er því ekki ljóst hvaða hlutverki Landsnet þjónar í tengslum við reglugerð 1228/2003.



getur það skapað vandamál hvað snertir kröfuna um aðskilið eignarhald samtengingar frá staðbundnum rekstraraðilum flutningskerfa. Þar af leiðandi getur þurft að gera ákveðnar breytingar á íslenskum lögum þannig að öðrum aðilum verði leyft að leggja og reka sæstreng, hvort sem það eru opinberir aðilar eða einkaaðilar.

Til samanburðar höfum við útbúið yfirlit yfir eignarhald á samtengingum sem fengið hafa undanþágu samkvæmt reglugerð 714/2009 sem og reglugerðinni sem gildi áður, 1228/2003,⁷⁰ þegar umsóknur var skilað. Sjá í Tafla 10 og Tafla 11.

⁷⁰ Reglugerð (EB) nr. 1228/2003 frá 26. júní 2003 um skilyrði fyrir aðgangi að neti fyrir raforkuviðskipti yfir landamæri [2003] OJ L 176/1.



Tafla 10 - Undanþágur fyrir samtengingar milli raforkumarkaða

Nafn strengs	Eignarhald
EstLink⁷¹ 350 MW HVDC sæstrengur sem tengir saman flutningskerfi Finnlands og Eistlands	AS Nordic Energy Link (NEL) leiddi verkefnið. NEL var í 39,9% eigu As Eesti Energia (Eistlandi), 25% eigu State JSC Latvenergo (Lettlandi), 25% eigu AB Lietuvos Energija (Litáen) og 10% eigu Finestlink Oy (Finnlandi). Eesti Energia var að fullu í eigu eistneska ríkisins og var aðalframleiðandi, sölu- og dreifingaraðili raforku í Eistlandi. State JSC Latvenergo var að fullu í eigu lettenska ríkisins og var aðalframleiðandi, sölu- og dreifingaraðili raforku í Lettlandi. AB Lietuvos Energija var einnig að öllu leyti í eigu litháíska ríkisins. Finestlink Oy var í eigu Powest Oy (60%) og Helsingin Energia (40%). Powest Oy var að fullu í eigu Pohjolan Voima Oy, orkuframleiðanda og söluvyrirtæki. Helsingin Energia var orkuvyrirtæki í eigu sveitarfélaga fyrir raforku og hita.
BritNed⁷² 1000 MW HVDC strengur sem tengir saman flutningskerfi Bretlands og Hollands	BritNed var lagður og rekinn af BritNed Development Ltd. og var fyrirtæki í samrekstri til jafns í eigu National Grid International Ltd. og Nlink International B.V. National Grid International Ltd. var að 100% í eigu National Grid plc. sem átti einnig National Grid Electricity Transmission plc. (rekstraraðila breska flutningskerfisins). Nlink International B.V. var að 100% í eigu Tennet Holding B.V., eiganda Tennet TSO B.V. (rekstraraðila hollenska flutningskerfisins). Tennet á einnig 75% í APX, spot markaðar í Hollandi og Bretlandi.
East-West Cable⁷³ 700 MW HVDC strengur sem átti að tengja saman flutningskerfi Írlands og Bretlands	IMERA er félag sem stofnað var sérstaklega til að setja á stofn tengingu milli flutningskerfa Írlands og Bretlands á viðskiptalegum grundvelli (þ.e. ekki sem hluta af flutningskerfinu). IMERA var eignarhaldsfélag og átti tvö dótturfélög, East West Cable One Ltd. og East West Cable Two Ltd.
Elec Link⁷⁴ 1000 MW HVDC strengur sem tengir saman flutningskerfin í Bretlandi og Frakklandi í gegnum Ermarsundsgöngin.	ElecLink Limited vann verkið en það er að 51% í eigu STAR Capital og 49% í eigu Groupe Eurotunnel. STAR Capital var sjóður með óskráðum hlutabréfum og Groupe Eurotunnel sér um og rekur Ermarsundsgöngin á grundvelli sérleyfissamnings sem gildir til ársins 2086. Groupe Eurotunnel var skráð í kauphöllinni í París; almennum hlutum félagsins var að fullu dreift á milli einstaklinga, vörsluaðila og fyrirtækja.
SI-IT samtengill⁷⁵ Tveir neðanjarðar-riðstraums-strengir sem báðir tengja saman flutningskerfið í Slóveníu og Ítalíu.	„Redipuglia-Vrtojba“ og „Dekani-Zaule“-strengirnir voru báðir lagðir og reknir sameiginlega af ítalska fyrirtækinu Adria Link s.r.l. og slóvensku fyrirtækjunum Holding Slovenske Elektranne d.o.o. (HSE d.o.o.) og Energetika, Ekologija, Economija d.o.o. (E3 d.o.o.). Ítölsku og slóvensku meðeigendurnir áttu að skipta kostnaðinum og ábatanum jafnt á milli sín (50% fyrir ítalska meðeigandann Adria link s.r.l. og 25% fyrir hvorn slóvenska meðeigandann HSE d.o.o. og E3 d.o.o.). Adria link s.r.l. var í eigu Enel produzione (33,3%); Acegas-Aps (33,3%); Tei Energy (33,3%). Holding Slovenske Elektranne d.o.o. var

⁷¹ EstLink (Mál TREN D (2005) 108708) dags. 4. apríl 2005.

⁷² BritNED (Mál CAB D (2007) 1258) dags. 18. október 2007.

⁷³ East-West Cable (Mál C (2008) 8851 og SG-Greffe (2008) 208583) dags. 19. desember 2008.

⁷⁴ ElecLink (Mál C (2014) 5475) dags. 28. júlí 2014.

⁷⁵ SI-IT strengirnir (Mál C (2014) 9904 og C (2015) 2136) dags. 17. desember 2014.



	orkuframleiðslufyrirtæki í eigu ríkisins í Slóveníu. Félagið átti og rak vatnsaflsvirkjanir á grunni Drava, Sava og Soča áнна og kolakynt orkuver í Brestanica, Šoštanj og Velenje. E3 (energetika ekologija ekonomija) d.o.o. var smásali sem seldi bæði heimilum og öðrum.
--	--

Tafla 11 - Yfirlit yfir undanþágur fyrir samtengingar milli landa

Nafn strengs	Undanþága
EstLink	Undanþága fram til 31. desember 2013 frá eftirtöldum skilyrðum: <ul style="list-style-type: none"> - aðgangi þriðja aðila; - takmörkunum á ráðstöfunum tekna sem koma til af samtengli og - reglum um gjaldskrár. Eignarhald strengs átti að flytjast til Fingrid Oy (í eigu finnskra fyrirtækja á sviði framleiðslu og sölu raforku og upphitunar) og rekstraraðila flutningskerfa í Eyrstrasaltsríkjunum í síðasta lagi 31. desember 2013.
BritNed	25 ára undanþága frá aðgangi þriðja aðila. Þó skal endurskoða undanþáguna eftir 10 ár til þess að tryggja að flutningsgeta samtengilsins hafi ekki verið vanmetin.
East-West Cable	25 ára undanþága frá aðgangi þriðja aðila, takmörkun á ráðstöfun tekna sem koma til af samtengli og gjaldskrá þó með eftirtöldum skilyrðum: <ul style="list-style-type: none"> - markaðsráðandi aðili (á markaði fyrir framleiðslu eða flutning á þeim mörkuðum sem strengurinn tengir) fær að hámarki að nýta 40% af flutningsgetu sæstrengsins - ekki þarf að innleiða sérstakt kerfi til að stýra kerfisöngum - mat innlendra eftirlitsstofnana á skilvirkni auðveldaðs eftirmarkaðar og UIOLI-verkferlum Imeria.
ElecLink	Undanþágur: <ul style="list-style-type: none"> - Takmörkuð undanþága frá aðgangi þriðja aðila í 20 ár. - Takmörkuð undanþága frá kröfum um ráðstöfun tekna sem koma til af strengi í 25 ár. - Skilyrði um aðskilnað á eignarhaldi (<i>e. full ownership unbundling</i>).
SI-IT strengur	Undanþága frá kröfu um aðskilnað á eignarhaldi og takmörkunum á heimildum er varða ráðstöfun á tekjum strengs: <ul style="list-style-type: none"> - í 10 ár frá upphafsdegi viðskipta (<i>e. beginning of commercial operations</i>) (Dekani-Zaule interconnector) - Í 16 ár frá upphafsdegi viðskipta (<i>e. beginning of commercial operation</i>) (RedipugliaVrtojba interconnector).



8.2.3 Project of common interest

Hinn 18. nóvember 2015 gaf framkvæmdastjórnin út annan lista sinn yfir verkefni sem þjóna sameiginlegum hagsmunum (e. *Project of Common Interest* („**PCI**“)).⁷⁶ Sæstrengur milli Íslands og Bretlands (IceLink) var með á þessum lista yfir PCI verkefni.⁷⁷ PCI eru mikilvæg orkuinnviðaverkefni sem styrkja evrópska flutningskerfið, tengja orkumarkaði aðildarríkja ESB og gera aðildarríkjunum þannig kleift að auka fjölbreytni í orkulindum sínum og stuðla þannig að því að ESB mæti markmiðum sínum um aðgerðir í loftslags- og orkumálum fyrir árið 2020.⁷⁸ Verkefni á PCI-listanum njóta flýtimeðferðar þegar kemur að leyfisveitingum og unnt er að sækja um styrk úr Sjóði fyrir samtengda Evrópu (e. Connecting Europe Facility („**CEF**“)).⁷⁹ Úr CEF sjóðnum hefur verið úthlutað 5,35 ma. evra til samevrópskra orkuinnviða fyrir árin 2014-2020. NSN-sæstrengurinn milli Bretlands og Noregs hlaut til að mynda 30 milljóna evra styrk úr CEF sjóðnum fyrir „*tæknilegar hönnunarathuganir*“ (e. *technical design studies*)“.⁸⁰

8.3 Tenging Íslands við innri orkumarkaðinn

Ísland er aðili að innri orkumarkaðinum með aðild sinni að EES-samningnum. Þetta þýðir að raforkulöggjöf í EES/EFTA-ríkjunum (Íslandi, Noregi og Liechtenstein) hefur að miklu leyti verið samræmd innan EES ríkjanna.⁸¹ Bein og óbein skattlagning fellur þó utan gildissviðs EES-samningsins og því hefur löggjöf ESB sem kveður á um samræmingu skattlagningar á raforku ekki verið tekin upp inn í EES-samninginn.⁸²

⁷⁶ Commission, “Commission delegated Regulation EU .../... of 18.11.2015 amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the council as regards the Union list of projects of common interest” C(2015) 8052 final.

⁷⁷ PCI verða að uppfylla almenn skilyrði sem fram koma í 4. gr. reglugerðar 347/2013 frá 17. apríl 2013 um viðmiðunarreglur um samevrópska orkuinnviði og niðurfellingu á ákvörðun nr. 1364/2006/EB og um breytingu á reglugerðum (EB) nr. 713/2009, (EB) nr. 713/2009, (EB) nr. 714/2009 og (EB) nr. 715/2009 [2013] OJ L 115/39 („**TEN-E reglugerðin**“). Þar sem Icelink lægi yfir landamæri a.m.k. eins aðildarríkis ESB og EES/EFTA-ríkis uppfyllir sæstrengurinn viðmiðin sem fram koma í 4. gr. reglugerðarinnar.

⁷⁸ 1. gr. TEN-E reglugerðarinnar.

⁷⁹ Reglugerð (ESB) nr. 1316/2013 frá 11. desember um að koma á fót sjóði fyrir samtengda Evrópu, um breytingu á reglugerð (ESB) nr. 913/2010 og um niðurfellingu á reglugerð um að koma á fót sjóði fyrir samtengda Evrópu („**CEF-reglugerðin**“)

⁸⁰ Sjá: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf.

⁸¹ Nánara yfirlit má finna í Carl Baudenbacher (ritstj.), *The Handbook of EEA* (Springer 2015), bls. 789-793.

⁸² Sama rit, bls. 722. Á sviði skattlagningar á raforku hefur ESB tekið upp tilskipun ráðsins 2003/96/EB frá 27. október 2003 um endurskipulagningu ramma bandalagsins um skattlagningu orkuframleiðslu og rafmagns [2003] OJ L 283/5. Virðisaukaskattur á rafmagni hefur einnig verið samræmdur innan ESB á grundvelli tilskipunar ráðsins 2006/112/EB frá 28. nóvember 2006 um sameiginlegt kerfi virðisaukaskatts [2006] OJ L347/1.



Löggjöf ESB er tekin upp í EES-samninginn með ákvörðunum sameiginlegu EES-nefndarinnar en ákvörðunin breytir viðaukum EES-samningsins.⁸³ Í sameiginlegu EES-nefndinni sitja fulltrúar EES/EFTA-ríkjanna og framkvæmdastjórnarinnar.⁸⁴ Þegar verið er að taka reglugerðir og tilskipanir upp í EES-samninginn þarf í ákveðnum tilvikum að gera sérstakar aðlaganir fyrir EES/EFTA-ríkin vegna; (i) ólíkrar stöðu EES/EFTA-ríkja gagnvart ESB-ríkjum⁸⁵; og/eða (ii) sérstakar aðstæður kalla á slíka aðlögun fyrir tiltekin eða öll EES/EFTA-ríkin. Þessar aðlaganir eru háðar samningaviðræðum innan sameiginlegu EES-nefndarinnar. Viðaukar við EES-samninginn ásamt þeim aðlögunum sem gerðar hafa verið eru óaðskiljanlegur hluti EES-samningsins.⁸⁶ Þegar reglugerð eða tilskipun hefur verið felld inn í EES-samninginn er það hlutverk EES/EFTA-ríkjanna að taka gerðina upp í lög síns heimaríkis. Reglugerðir ESB sem þannig eru teknar upp skulu mynda hluta landslaga „*sem slíkar*“, hins vegar mega EES/EFTA-ríkin velja hvernig og á hvaða formi þau innleiða tilskipanir sem teknar eru upp.⁸⁷

Ísland var undanþegið kröfunum um aðskilnað á eignarhaldi þegar önnur raforkutilskipunin var felld inn í EES-samninginn því Ísland var skilgreint „lítið einangrað kerfi“.⁸⁸ Skilgreiningin á „litlu einangruðu kerfi“ var sú sama í annarri raforkutilskipuninni og þeirri þriðju.⁸⁹ Raforkunotkun á Íslandi var 5.100 GWst árið 1996.⁹⁰ Samkvæmt því er Ísland ekki lítið kerfi. Enn fremur, ef sæstrengur er lagður milli Íslands og Bretlands verður kerfið ekki lengur einangrað.

Hvort Ísland verður talið lítið einangrað kerfi þegar þriðja raforkutilskipunin verður tekin upp á eftir að koma í ljós. Hins vegar hefur Ísland, samkvæmt upplýsingum frá Atvinnuvega- og nýsköpunarráðuneytinu, verið undanþegið kröfunni um aðskilnað á eignarhaldi sem kveðið er á um í tilskipuninni.⁹¹ Ákvörðun sameiginlegu EES-nefndarinnar þar sem þessi undanþága er tilgreind fyrir Ísland hefur ekki verið birt.

⁸³ 102. gr. EES-samningsins. Í sumum tilvikum eru ákvarðanir sameiginlegu EES-nefndarinnar háðar samþykki þjóðþings, sbr. 103. gr. EES-samningsins.

⁸⁴ 93. gr. EES-samningsins.

⁸⁵ Algengasta aðlögunin er að skipta framkvæmdastjórninni út fyrir Eftirlitsstofnun EFTA.

⁸⁶ 119. gr. EES-samningsins.

⁸⁷ 7. gr. EES-samningsins.

⁸⁸ Tilskipun 2003/54/EB frá 26. júní 2003 um sameiginlegar reglur um innri markað fyrir raforku og um niðurfellingu á tilskipun 96/92/EB [2003] OJ L 176/37 var felld inn í EES-samninginn með ákvörðun sameiginlegu EES-nefndarinnar nr. 146/2005 frá 2. desember 2005.

⁸⁹ 26. mgr. 2. gr. annarrar raforkutilskipunarinnar.

⁹⁰ Jóhanna Jónsdóttir, *Europeanization and the European Economic Area: Iceland's partition in the EU's policy process* (Routledge, 2013), bls. 85.

⁹¹ Atvinnuvega- og nýsköpunarráðuneytið, „Skýrsla um eignarhald Landsnets“ <<https://www.atvinnuegaraduneyti.is/idnadar-og-vidskiptamal/frettir/nr/8595>> skoðað 28. nóvember 2015.



8.4 Ríkisaðstoð við framleiðslu á endurnýjanlegri orku

Yfir 99% allrar raforku sem unnin er á Íslandi er unnin með endurnýjanlegri orkuvinnslu.⁹² Því hefur hingað til ekki verið talin þörf á því að veita ríkisaðstoð til framleiðslu á endurnýjanlegri raforku, enda er markmiðið með ríkisaðstoð að taka á markaðsbrestum sem eru ekki til staðar á íslenska raforkumarkaðinum.

Ein mikilvægasta stoð innri markaðarins eru reglur um samkeppni og ríkisaðstoð til að tryggja jöfn samkeppnisskilyrði á öllu Evrópska efnahagssvæðinu. Beiting orkulöggjafar innan EES-ríkjanna verður samkvæmt því að vera í fullu samræmi við reglurnar um ríkisaðstoð. Markmið þessa kafla er að gera stuttlega grein fyrir þeim reglum sem gilda um ríkisaðstoð sem aðildarríki ESB hyggst veita til vinnslu á endurnýjanlegri raforku, þó ber að hafa í huga að (i) sú stutta lýsing sem hér fylgir á eftir er á engan hátt tæmandi og (ii) það verður að meta í hverju tilviki fyrir sig hvort tiltekin ráðstöfun teljist ríkisaðstoð og/eða sé í samræmi við markmiðið um innri markað.

Ríkisaðstoð er skilgreind í 107. gr. sáttmálans um starfshætti Evrópusambandsins sem: „*hvers kyns aðstoð, sem aðildarríki veitir eða veitt er af ríkisfjármunum og raskar eða er til þess fallin að raska samkeppni með því að ívilna ákveðnum fyrirtækjum eða framleiðslu ákveðinna vara, [er] ósamrýmanleg innri markaðnum að því leyti sem hún hefur áhrif á viðskipti milli aðildarríkjanna.*“⁹³ Ráðstöfun telst ríkisaðstoð í skilningi 1. mgr. 107. gr. sáttmálans um starfshætti Evrópusambandsins, ef eftirfarandi skilyrði eru öll uppfyllt: ráðstöfunin (i) er veitt af ríkinu eða af ríkisfjármunum, (ii) færir einu eða fleiri fyrirtækjum fjárhagslegan ávinning, (iii) ívilnar ákveðnum fyrirtækjum eða framleiðslu ákveðinna vara og (iv) er líkleg til að hafa áhrif á viðskipti milli aðildarríkjanna og raska samkeppni innan EES. Samkvæmt viðtekinni dómaframkvæmd dómstóls Evrópusambandsins („**Dómstólsins**“) tekur hugtakið aðstoð ekki aðeins til beinnar greiðslu heldur einnig til ráðstafana sem lækka þann kostnað sem fyrirtæki þurfa venjulega að bera, án þess að vera niðurgreiðslur í strangri merkingu orðsins en eru svipaðar í eðli sínu og hafa sömu áhrif.⁹⁴ Í meginatriðum er það ólöglegt fyrir aðildarríki ESB að veita ríkisaðstoð, enda raskar aðstoðin samkeppni á innri markaðnum og hefur áhrif á viðskipti milli þeirra. Það geta þó verið til aðstæður þar sem réttlæta má veitingu aðstoðar, þ.e. þar sem jákvæð áhrif aðstoðarinnar

⁹² U.þ.b. 2 GWst af 18.000 GWst heildarframleiðslu raforku á Íslandi kemur úr eldsneyti. Það er miklu minna en 1% af allri orkuframleiðslu. Frekari upplýsingar má finna í Orkustofnun, „Orkutölur 2014“ <http://os.is/gogn/os-onnur-rit/orkutolur_2014-enska.pdf> skoðað 28. nóvember 2015.

⁹³ 61. gr. EES-samningsins er samhljóða 107. gr. sáttmálans um starfshætti Evrópusambandsins.

⁹⁴ Sjá t.d. mál C-200/97 *Ecotrade* [1998] ECR I-7907, 34. mgr.



vega þyngra en hugsanleg neikvæð áhrif á samkeppni. Aðildarríki ESB geta ekki veitt fyrirtæki ívilnun án þess að tilkynna það til framkvæmdastjórnarinnar fyrst og fá samþykki hennar.⁹⁵

Með tilskipuninni um endurnýjanlega orku kom ESB á sameiginlegri umgjörð um vinnslu endurnýjanlegrar orku innan sambandsins. Samkvæmt tilskipuninni um endurnýjanlega orku ber aðildarríkjum ESB að ná landsbundnu markmiði um hlutfall endurnýjanlega orku af heildar raforkuframleiðslu fyrir árið 2020. Til að auðvelda aðildarríkjum að ná markmiðum sínum um hlutfall endurnýjanlegrar orku fyrir árið 2020 tók framkvæmdastjórnin upp reglugerð um almenna hópundanþágu (e. *General Block Exemption Regulation* („**GBER**“)),⁹⁶ sem gerir aðildarríkjum ESB kleift að veita ákveðna aðstoð til vinnslu endurnýjanlegrar orku án tilkynningar til framkvæmdastjórnarinnar. Fyrir verkefni sem hljóta hærra ívilnunarhlutfall en sem heimilt er skv. GBER birti framkvæmdastjórnin leiðbeinandi reglur um ívilnanir sem veita á til umhverfisverndar og orkuframleiðslu fyrir tímabilið 2014-2020 (e. *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020* („**EEAG**“))⁹⁷.

8.4.1 Reglugerð um almenna hópundanþágu (GBER)

Framkvæmdastjórnin samþykkti endurskoðaða GBER fyrir ríkisaðstoð í júní 2014. Nýja GBER er hluti af „nútimavæðingu ríkisaðstoðar“,⁹⁸ áætlun framkvæmdarstjórnarinnar um að einfalda reglur um ríkisaðstoð og þar með tryggja að framkvæmdastjórnin muni beina sjónum sínum á framkvæmd verkefna sem hafa mest áhrif á innri markaðinn. Í samræmi við það gerir hin nýja GBER aðildarríkjunum kleift að veita ákveðnar tegundir af ívilnun upp að viðmiðunarmörkum án þess að fá samþykki framkvæmdarstjórnarinnar fyrst. Aðildarríki ESB mega veita fjárfestingaraðstoð til eflingar vinnslu á endurnýjanlegum orkugjöfum. Endurnýjanleg orka er skilgreind í GBER sem „orkugjafi sem er ekki jarðefnaeldsneyti: vindorka, sólarorka, loftvarmi, jarðhita- og haforka, vatnsorka og orka úr lífmassa, hauggas, gas frá

⁹⁵ Þetta er þekkt sem kyrrstöðuskylda, sbr. 3. gr. reglugerðar ráðsins (ESB) 2015/1589 um ítarlegar reglur um beitingu 108. gr. sáttmálans um starfshætti Evrópusambandsins [2015] OJ L248 / 9. Hið sama gildir um EES/EFTA-ríkin sem skulu tilkynna áform sín um að veita aðstoð til Eftirlitsstofnunar EFTA áður en aðstoðin er veitt, sbr. 3. mgr. 1. gr I. hluta bókar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjanna um stofnun eftirlitsstofnunar og dómstóls.

⁹⁶ Reglugerð framkvæmdastjórnarinnar (ESB) nr. 651/2014 frá 17. júní 2014 þar sem tilgreindir eru tilteknir flokkar aðstoðar sem samrýmast innri markaðnum við beitingu á 107. og 108. gr. sáttmálans [2014] OJ L 187/1.

⁹⁷ OJ C 200/1.

⁹⁸ Commission, “State Aid Modernisation (SAM)” COM (2012) 209 final.



skólphreinsunarstöðvum og lífgas“.⁹⁹ Að sama skapi er orka frá endurnýjanlegum orkugjöfum skilgreind sem „orka sem framleidd er í orkuverum sem nota aðeins endurnýjanlega orkugjafa, sem og sá hluti orku, mældur í varmagildi, sem framleidd er úr endurnýjanlegum orkugjöfum í fjölknúnum orkuverum sem nota einnig hefðbundna orkugjafa. Þar með telst endurnýjanleg raforka sem notuð er til að fylla geymslukerfi, en ekki raforka sem unnin er úr geymslukerfum“.¹⁰⁰

Aðildarríki ESB mega aðeins veita aðstoð sem hefur hvatningaráhrif (*e. incentive effect*),¹⁰¹ sem þýðir að ríkisaðstoðin ætti aðeins að veita upp aukakostnaðinn við að taka þátt í fjárfestingu og rökstyðja verður að án ríkisaðstoðarinnar hefði fjárfestirinn ekki ráðist í fjárfestinguna. Í samræmi við það hefur ákveðið þak verið sett á hinar mismunandi gerðir aðstoðar sem veita má. Hvað snertir ríkisaðstoð til að efla orkuvinnslu frá endurnýjanlegum orkugjöfum má aðstoðin ekki fara yfir 30-45% af styrkhæfum kostnaði, þar sem styrkhæfur kostnaður er sá aukafjárfestingarkostnaður sem tengist framleiðslunni úr endurnýjanlegum auðlindum.¹⁰² Hlutfall ívilnana má hækka um 20% af styrkhæfum kostnaði fyrir aðstoð sem veitt er litlum fyrirtækjum og 10% styrkhæfs kostnaðar fyrir aðstoð sem veitt er meðalstórum fyrirtækjum.¹⁰³ Hámarkshlutfall ívilnana er 15 milljónir evra á fyrirtæki á verkefni. Aðstoð sem veitt er til eflingar orkuvinnslu úr endurnýjanlegum orkugjöfum má aðeins veita til nýrrar orkuvera.¹⁰⁴

Það er meginregla í ríkisaðstoð að aðildarríki megi ekki veita svo-kallaða rekstraraðstoð (*e. operating aid*), þ.e. aðstoð til greiða niður kostnað sem að jafnaði er hluti af daglegum rekstrarkostnaði fyrirtækis eða hluti af eðlilegri starfsemi þess.¹⁰⁵ Hins vegar heimilar GBER aðildarríkjum ESB að veita rekstraraðstoð til að efla framleiðslu rafmagns úr endurnýjanlegum orkugjöfum.¹⁰⁶ Slík aðstoð skal einungis veitt í útboðsferli þar sem skilyrði útboðsins eru skýr, gagnsæ og tryggir jafna aðkomu allra. Útboðsferlið skal vera opið öllum framleiðendum sem framleiða rafmagn úr endurnýjanlegum

⁹⁹ 110. mgr. 2. gr. GBER.

¹⁰⁰ 109. mgr. 2. gr. GBER.

¹⁰¹ 6. gr. GBER.

¹⁰² Í 6. mgr. 41. gr. GBER er styrkhæfur kostnaður við eflingu endurnýjanlegrar orku skilgreindur.

¹⁰³ Lítil og meðalstór fyrirtæki eru skilgreind hér að neðan.

¹⁰⁴ 5. mgr. 41. gr. GBER. Aðstoð til vatnsaflsvirkjana verður að vera í samræmi við tilskipun 2000/60/EB frá 23. október 2000 um að koma á fót aðgerðaramma Bandalagsins um stefnu í vatnsmálum [2000] OJ L 327/1 sbr. 4. mgr. 41. gr. GBER.

¹⁰⁵ Sjá t.d. málin C-86/89 *Ítalía gegn framkvæmdastjórninni* [1990] ECR I-3891, 18. mgr.; mál C-301/87 *Frakkland gegn framkvæmdastjórninni* [1990] ECR I-307, 50. mgr.; mál T-459/93 *Siemens gegn framkvæmdastjórninni* [1995] ECR II-1675, 48. mgr.

¹⁰⁶ 1. mgr. 42. gr. GBER.



orkugjöfum á jafnræðisgrundvelli.¹⁰⁷ Aðstoðina má veita í formi álags ofan á markaðsverð sem framleiðendur fá fyrir að selja raforku sína á markaði.¹⁰⁸ Hámarksfjárhæð rekstraraðstoðar til einstakra verkefna sem ætlað er að efla framleiðslu rafmagns frá endurnýjanlegum orkugjöfum er 15 milljónir evra. Ef aðstoðin er veitt á grundvelli útboðsferlis er heimilt að veita allt að 150 milljónum evra til verkefnisins á ári.

8.4.2 Leiðbeiningar um ríkisaðstoð til umhverfisverndar og orkuframleiðslu 2014-2020

Í tilvikum þar sem aðildarríki ESB hyggst veita ríkisaðstoð til framleiðslu á endurnýjanlegri orku sem er ekki í samræmi við skilyrði GBER, annað hvort hvað varðar hlutfall ívilnunar eða tegund, þarf að tilkynna framkvæmdastjórninni það til skoðunar og samþykkis. Framkvæmdastjórnin mun þá meta hvort ívilnunin samræmist EEAG.¹⁰⁹ Markmið leiðbeiningarreglnanna er að aðstoða aðildarríkin við að rækja skyldur sínar samkvæmt tilskipuninni um endurnýjanlega orku um leið og þau taka á markaðsröskun sem kann að leiða af styrkveitingum til endurnýjanlegrar orkuframleiðslu. Með þessum nýju leiðbeiningarreglum er lögð meiri áhersla á það en áður að ívilnanir til framleiðslu á endurnýjanlegri orku taki mið af markaðsaðstæðum, með því að t.d. greiða álag á markaðsverð (*e. feed-in premium*) í stað þess að greiða fast verð fyrir orkuvinnsluna (*e. feed-in tariff*). Eins og fram kemur í EEAG er gert ráð fyrir að á tímabilinu 2020-2030 verði endurnýjanleg orka samkeppnishæf í almennri sölu, svo smám saman verði ekki þörf fyrir ríkisaðstoð. Meginmarkmiðið með þeirri aðstoð sem orkugeiranum er veitt er að tryggja að samkeppnishæfa, sjálfbæra og örugga raforku á virkum orkumarkaði. Því einungis heimilt að veita ívilnanir til að taka á markaðsbrestum sem ekki er hægt að taka á með öðrum hætti, svo sem stefnubreytingu.

Aðeins er heimilt að veita ívilnun samkvæmt EEAG ef hún hefur hvatningaráhrif, þ.e. án aðstoðarinnar hefði ívilnunarþeginn ekki farið í viðkomandi fjárfestingu. Ívilnunin verður jafnframt að vera hæfileg, þ.e. hún má ekki vera ríflegri en nauðsynlegt er til að ná því markmiði sem stefnt er að. Ívilnanir sem nema hærri fjárhæð en 15 milljónir evra fyrir hvert einstakt fyrirtæki þarf að tilkynna skv. EEAG sem og í þeim tilvikum þar sem um er að ræða rekstraraðstoð skal uppsett afl nema meira en 250 MW. Almennt eru ívilnanakerfi sett á stofn til 10 ára.

¹⁰⁷ 2. mgr. 42. gr. GBER. Ef uppsett rafafli er minna en 1 MW má veita aðstoð án útboðs, sbr. 9. mgr. 42. gr.

¹⁰⁸ 5. mgr. 42. gr. GBER.

¹⁰⁹ Nánari upplýsingar um EEAG má finna í Conor Quigley QC, *European State Aid Law and Policy* (Bloomsbury 3. útg. 2015), 12. kafli.



Eins og áður hefur komið fram skulu ívilnanir sem veittar eru samkvæmt EEAG taka mið af markaðsaðstæðum. Í samræmi við það skal frá 1. janúar 2016 ívilnun einungis veitt í því formi að um sé að ræða framlag ofan á markaðsverð. Ívilnunarþegi skal frá og með þeim degi taka á sig þá áhættu sem fylgir markaðssveiflum. Frá 1. janúar 2017 skulu ívilnanir veittar með útboðsferli og á skýrum, gagnsæjum og jafnræðislegum grundvelli. Í því tilviki að (i) eitt eða mjög fá verkefni uppfylla skilyrði fyrir styrkveitingu eða (ii) útboð myndi leiða til herra hlutfalls ívilnana eða (iii) útboð myndi leiða til þess að verkefnum yrði síður lokið, eru útboð ekki áskilin.

8.4.3 Stuðningskerfi í EES-ríkjum

Auk ívilnana sem veittar eru til einstakra verkefna á grundvelli GBER og EEAG hefur framkvæmdastjórnin einnig birt leiðbeinandi tilmæli um hvernig aðildarríki ESB geti hannað stuðningskerfi fyrir endurnýjanlega raforkuvinnslu.¹¹⁰ Markmið tilmælanna er að veita aðildarríkjum ESB leiðsögn um hvernig þau skuli byggja upp stuðningskerfi sín fyrir endurnýjanlega raforkuframléiðslu með sem hagkvæmustum hætti og tryggja að ívilnanir taki mið af markaðsaðstæðum. Leiðbeinandi tilmælin byggja á fjórum grunnreglum: (i) fjárstuðningur skal takmarkast við það sem nauðsynlegt er, (ii) stuðningskerfi skulu vera sveigjanleg gagnvart nýrri tækni og laga sig að lækkandi framleiðslukostnaði, (iii) kerfin þurfa að vera áreiðanleg og veita fjárfestum öryggi og (iv) aðildarríki skulu samræma fjárfestingarstefnu sína til að tryggja lægra verð fyrir neytendur. Aðstoðarkerfi skulu sett á stofn til 10-15 ára og helst vera opin fjárfestum frá öðrum aðildarríkjum.

Til að gefa dæmi um hvernig stuðningskerfi eru uppbyggð í EES-ríkjum munum við gera stuttlega grein fyrir stuðningskerfunum í Bretlandi og Noregi.

8.4.3.1 Mismunasamningur (e. *Contract for Differences*)

Nýtt stuðningskerfi fyrir endurnýjanlega raforkuvinnslu var kynnt til sögunar í Bretlandi árið 2014 sem hluti af heildar umbótum sem gerðar voru á orkumarkaðnum þar í landi. Kerfið er kallað Mismunasamningur (e. *Contract for Differences*) og hlaut samþykki framkvæmdastjórnarinnar í júlí 2014.¹¹¹ Markmið

¹¹⁰ Commission, “European Commission guidance for the design of renewables support schemes” SWD (2013) 439 final.

¹¹¹ Electricity Market Reform — Contract for Difference for Renewables (Case SA.36196) [2014] OJ C 393/2. The scheme is part of the UK Electricity Market Reform in addition with the nuclear power plant at Hinkly Point C (case SA.34947) [2014] OJ C 69/60 og [2015] OJ L 109/44 og Capacity Markets (case SA.35980) [2014] OJ C 348/5.



kerfisins er að draga úr losun gróðurhúsalofttegunda við orkuvinnslu í Bretlandi ásamt því að tryggja nægjanlega raforku.

Stuðningskerfi fyrir endurnýjanlega raforkuvinnslu er tvíþætt í Bretlandi. Innmötunargjaldskrár eru í boði fyrir verkefni þar sem uppsett afl endurnýjanlegrar orkuvinnslu er undir 5 MW (2 kW for micro combined heat and power) á meðan mismunasamningar standa verkefnum með meiri orkuvinnslugetu til boða. Mismunasamningskerfið er opið fyrir öllum gerðum af tækni til endurnýjanlegrar raforkuvinnslu svo sem vindorku á sjó, vindorku á landi, hauggasi, lífmassa, jarðhita og rafmagni framleiddu með vatnsafla. Ívilnunin sem veitt er samkvæmt mismunasamningskerfinu er veitt með útboðsferli sem opið er öllum verkefnum um nýja vinnslu endurnýjanlegrar raforku á jafnræðisgrundvelli. Veita má aðstoð til einstakra verkefna í 15 ár. Sem stendur afmarkast mismunasamningskerfið landfræðilega af Bretlandi, en fyrirséð er að til lengri tíma litíð gætu mismunasamningar verið gefnir út til raforkuframleiðanda utan Bretlands.

Aðstoð sem veitt er samkvæmt mismunasamningskerfinu er breytilegt yfirverð sem reiknað er sem munur á samningsverði (*e. strike price*) og viðmiðunarverði (*e. reference price*). Viðmiðunarverðið er verð sem tekur mið af heildsölumarkaðsverði raforku á tilteknu tímabili. Viðmiðunarverðið er því ekki endilega sama og það verð sem framleiðendurnir fá fyrir þá raforku sem þeir selja á markaðnum. Ef að viðmiðunarverð raforku er lægra en samningsverðið fá raforkuframleiðendur viðbótargreiðslu frá mótaðila mismunasamningsins, Low Carbon Contracts Company Ltd. („LCCC“) sem nemur muninum á viðmiðunar og samningsverðinu. Raforkuframleiðendur bera eftir sem áður áhættu á að ná ekki viðmiðunarverðinu á markaði og magnáhættu á að ná ekki áætluðu sölumagni. Hámarksaðstoð sem unnt er að fá í kerfinu er samningsverðið. Í samræmi við það, ef viðmiðunarverðið fer yfir samningsverðið þarf raforkuframleiðandinn að greiða LCCC mismuninn á samningsverðinu og viðmiðunarverðinu til þess að tryggja að hann fá ekki ofgreitt fyrir raforkuna.

Heildarfé til úthlutunar í mismunasamningskerfinu er 15 milljarðar GBP. LCCC verður fjármagnað með skatti sem lagður verður á alla leyfisskylda raforkunotkun. Raforkuframleiðendur þurft að standa skil á sínum skuldbindingum en er heimilt að velta kostnaðnum yfir á neytendur sína sem hluta af verðstefnu þeirra.

Þótt mismunasamningskerfið sé núna landfræðilega takmarkað við starfsemi í Bretland hefur mismunasamningur verið gerður við orkuframleiðanda í Frakklandi vegna starfsemi í Bretlandi. Bresk stjórnvöld gerðu mismunasamning



við 3200 MW franskt kjarnorkuver sem fyrirhugað er að byggja í Bretlandi (Hinkley Point C) sem tryggir félaginu stöðugar tekjur næstu 35 árin. Rekstraraðili orkuversins á einnig að njóta góðs af ríkisábyrgð á þeim lánum sem taka þarf vegna fjármögnunar byggingar orkuversins. Það er hins vegar rétt að taka fram að samningurinn sem gerður var við Hinkley Point var ekki gerður undir mismunasamningskerfinu sem samþykktur hafði verið af framkvæmdarstjórninni, heldur var um að ræða stakan samning sem tilkynna þurfti sérstaklega og var hann sérstaklega metinn af framkvæmdarstjórninni sem *sérniðin* aðstoð. Upphaflega taldi framkvæmdastjórnin aðstoðina sem Hinkley Point C var veitt ekki samrýmast markmiðum innri markaðarins.¹¹² Í kjölfar breytinga á ívilnunum samþykkti framkvæmdastjórnin hana með þeim rökum að án aðstoðarinnar hefði verkefnið ekki gengið eftir. Breytingin fól í sér að annars vegar var rekstraraðilanum gert skylt að greiða ábyrgðagjald og hins vegar var gerð breyting á því hvernig hagnaðinum af verkefninu skyldi deilt með þeim sem veitti stuðninginn.¹¹³ Austurríki og Greenpeace Energy hafa kært ákvörðunina um að samþykkja aðstoðina til Almenna dómstóls ESB (*e. General Court*).¹¹⁴

Enda þótt umrætt mismunasamningskerfið einskorðist við Bretland landfræðilega, er samt möguleiki á að Bretar myndu gera mismunasamning vegna Icelink á grundvelli Hinkley Point-fordæmisins. Bretar hafa einnig látið NSN-link sæstrenginn milli Bretlands og Noregs fá aðgang að aflgreiðslum (*e. Capacity payments*) úr svokölluðu „Capacity Mechanism Support Scheme“ sem er stuðningskerfi sem ætlað er að tryggja nægjanlegt framboð raforku á álagstímum með því að bjóða greiðslu til viðbótar við markaðsverð.¹¹⁵

8.4.3.2 Norsk stuðningskerfi

ESA samþykkti stuðningskerfi fyrir Noreg árið 2011 („**Enova**“).¹¹⁶ Samþykkið gildir til enda ársins 2016. Markmið kerfisins er að styðja notkun og framleiðslu umhverfisvænnar orku. Orkusjóðskerfið samanstendur af fjórum aðskildum áætlunum:

- Áætlun um endurnýjanlega orkuvinnslu;

¹¹² [2014] OJ C 69/60.

¹¹³ [2015] OJ L 109/44.

¹¹⁴ Málin T-356/15 *Austurríki gegn framkvæmdastjórninni* og T-382/15 *Greenpeace Energy og aðrir gegn framkvæmdastjórninni*.

¹¹⁵ Breska ríkisstjórnin, „Interconnectors to participate in the Capacity Market from 2015“ <<https://www.gov.uk/government/news/interconnectors-to-participate-in-the-capacity-market-from-2015>> opnað 12. desember 2015.

¹¹⁶ Ákvörðun nr. 248/11/COL frá 18. júlí 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um norska Orkusjóðskerfið.



- Samvinnslu raf- og varmaorku og áætlun um orkunýtna húshitun og -kælingu;
- Orkusparnaðaráætlun; og
- Nýja orkutækniáætlun.

Markmið áætlunarinnar um endurnýjanlega orkuvinnslu er að búa til hvata til að auka hlut endurnýjanlegrar raforku. Framleiðsla endurnýjanlegrar raforku, bæði til innanlandsnotkunar og sölu til útlanda, er styrkhæf samkvæmt kerfinu. Fljótandi lífoldsneyti, sólarorka, vindorka, sjávarfallaorka, ölduorka og vatnsorka teljast endurnýjanlegir orkugjafar samkvæmt áætluninni. Hámarks hlutfall aðstoðar við endurnýjanlega orkuvinnslu er 80% styrkhæfs kostnaðar fyrir lítil fyrirtæki, 70% fyrir meðalstór fyrirtæki og 60% fyrir stór fyrirtæki.¹¹⁷

Enova lýtur stjórn opinbers fyrirtækis (Enova sf.) sem er í eigu norska ríkisins í gegnum Olú- og orkuráðuneytið. Enova er fjármögnuð með: (i) framlögum úr fjárlögum, (ii) með úthlutunum sem byggjast á skattatengdum álögum á gjaldskrá raforkukerfisins (0,01 NOK/kWst frá lokanotanda) og (iii) með vöxtum sem verða til í sjóðum Enova.

Hvað varðar stóriðju hefur Enova lagt áherslu á að auka orkunýtni frekar heldur en að greiða niður raforkuverð. Þetta sýna tvær nýlegar ákvarðanir ESA þar sem aðstoð sem Enova veitti á *sérsniðnum* grunni var samþykkt. Árið 2013, veitti Enova Elkem 350 milljónir NOK til að þróa kerfi til að endurheimta orku.¹¹⁸ Markmið tækninnar sem verið er að þróa er að beisla orku sem losnar við framleiðslu kísils og örkísils og breyta í gufu til að knýja hverfil sem framleiðir rafmagn. Búið er við að árleg raforkunotkun Elkem dragist saman um 300 GWst á ári. Árið 2015 veitti Enova svo Hydro Aluminium AS 1.486 m NOK (u.þ.b. 165 milljónir evra) til að byggja verksmiðju í sveitarfélaginu Karmoy. Tilgangur aðstoðarinnar er að prófa nýja tækni. Í ljósi rannsókna er þess vænst að hin nýja tækni leiði til lækkunar bæði á raforkunotkun og beinni losun gróðurhúsalofttegunda.¹¹⁹

Þá eru Norðmenn einnig með CO₂-stuðningskerfi sem hefur það að markmiði að koma til móts við þá hækkun á raforkuverði sem stóriðja þar í landi þarf að greiða

¹¹⁷ Styrkhæfur kostnaður er skilgreindur í 68. mgr. ákvörðunarinnar sem „*auka fjárfestingarkostnaður sem styrkþegi ber samanborið við hefðbundið orkuver eða hitakerfi með sömu afkastagetu hvað snertir skilvirka framleiðslu orku*“.

¹¹⁸ Ákvörðun nr. 304/13/COL frá 10. júlí 2013 Eftirlitsstofnunar EFTA um aðstoð við Elkem AS vegna orkuendurheimtarkerfis.

¹¹⁹ Ákvörðun nr. 37/15/COL frá 4. febrúar 2015 Eftirlitsstofnunar EFTA um aðstoð í þágu Hydro Aluminium AS vegna byggingar Karmoy sýningarorkuversins



vegna viðskiptakerfis ESB fyrir losunarheimildir (e. EU Emission Trading Scheme „ETS“). ETS setur þak á losun gróðurhúsalofttegunda frá verksmiðjum, orkuverum og öðrum mannvirkjum. Til að tryggja að ekki sé farið upp fyrir hámarkið er fyrirtækjum sem falla undir viðskiptakerfi ESB úthlutað losunarheimildum fyrir reksturinn, eða verða að kaupa þær. Í samræmi við það er markmið norska kerfisins, sem og kerfa í öðrum EES-ríkjum, að tryggja að fyrirtæki innan EES flytji rekstur sinn ekki út fyrir svæðið vegna kostnaðarins sem kemur til af ETS (e. *carbon leakage*). Með aðstoðinni er verið að mæta auknum kostnaði sem kemur til af ETS og þannig tryggja samkeppnishæfni fyrirtækja sem staðsett eru innan EES gagnvart fyrirtækjum sem starfa í löndum utan EES. Fyrirtæki sem framleiða ál er eitt af mörgum fyrirtækjum sem sótt geta um aðstoð í CO₂-stuðningskerfi Norðmanna. Til að geta átt rétt á aðstoð samkvæmt kerfinu þarf árleg raforkunotkun til framleiðslu á styrkhæfum vörum að vera yfir 10 GWst á ári fyrir hvert viðmiðunartímabil. Hámarks hlutfall aðstoðar samkvæmt kerfinu er 85% af óbeinum losunarkostnaði árin 2013-2015, 80% árin 2016-2018 og 75% árin 2019-2020. Norska ríkið fjármagnar áætlunina.¹²⁰

8.5 Leiðir til að niðurgreiða hækkandi raforkuverð til heimila, fyrirtækja og orkufreks iðnaðar á Íslandi

Eins og fram kemur hér að ofan, felast mótvægisáðgerðir gegn hugsanlegri hækkun raforkuverðs í því að breyta, setja þak á eða niðurgreiða einn eða fleiri af þeim þáttum sem mynda verðið. Þörfin fyrir slíka íhlutun, sem og eðli íhlutunarinnar, veltur á því hver mun eiga og reka sæstrenginn, þ.e. hvort rekstraraðili flutningskerfis kemur að lagningu og rekstri hans eða einkafjárfestir.¹²¹

Í þessum kafla veltum við fyrir okkur ákveðnum leiðum til þess að milda áhrif hækkunar raforkuverðs sem hlýst af lagningu og rekstri sæstrengs milli Íslands og Bretlands.

Við bendum á að hugsanleg hækkun sem hlýst af lagningu og rekstri sæstrengs stafar ekki aðeins af (i) tengingu við nýjan raforkumarkað og gildandi orkuverði

¹²⁰ Ákvörðun nr. 355/13/COL frá 25. september 2013 Eftirlitsstofnunar EFTA um norskt kerfi til að bæta óbeinan losunarkostnað.

¹²¹ Það er mikilvægt að hafa í huga að íslenska ríkið hefur þegar tekið upp aðferðir við að niðurgreiða raforkuverð til fólks sem býr á kaldari svæðum eins og fram kemur hér að neðan. Ennfremur kveða lög nr. 98/2004 á um jöfnun kostnaðar við dreifingu raforku til almennra notenda sem búa á tilteknum svæðum sem Orkustofnun tilgreinir. Í greinargerð með lagafrumvarpinu eru almennir notendur skilgreindir sem rafmagnsnotendur aðrir en iðnaðarnotendur. Niðurgreiðslan til að jafna kostnað við dreifingu raforku er fjármögnuð með jöfnunargjaldi samkvæmt 3. gr. (a) laganna.



á þeim markaði (tenging milli tveggja landa kann að skapa einn markað fyrir raforku í báðum löndum í skilningi samkeppnislaga), en einnig (ii) þeirri staðreynd að nýting þeirra orkulinda sem eftir eru á Íslandi er almennt talin dýrari en þeirra sem þegar hafa verið virkjaðar. Að því er varðar lið (ii) hér að framan má búast við slíkri verðhækkun óháð því hvort sæstrengur kemur til þegar fleiri orkulindir verða virkjaðar. Lagning og rekstur sæstrengs mun þó án efa leiða til skarpari hækkunar raforkuverðs vegna þess hversu hratt nýir virkjanakostir eru teknir í notkun en án sæstrengs væru þeir virkjaðir á lengra tímabili.

Vegna ofangreinds þyrfti að beina hugsanlegum mótvægisáðgerðum að því að (a) koma algjörlega í veg fyrir skarpa hækkun rafmagnsverðs á Íslandi sem kemur til vegna mismunar á verði á Íslandi og í Bretlandi og (b) tryggja að hækkun orkuverðs vegna dýrari virkjanakosta á Íslandi gerist smám saman en ekki skyndilega.

Til að koma í veg fyrir skarpa hækkun raforkuverðs vegna liðar (a) hér að ofan skiptir það höfuðmáli hver kemur að rekstri sæstrengsins sem og með hvaða hætti, til þess að útiloka hættuna á því að ESA og/eða Samkeppniseftirlitið komist á einhverjum tímapunkti að þeirri niðurstöðu að íslenska orkuframleiðendur séu annaðhvort að raska samkeppni eða verið sé að veita íslenskum fyrirtækjum ólögmetta ríkisaðstoð með sölu á rafmagni á lægra verði en á breska markaðnum. Grundvöllur mats eftirlitsaðila er skilgreiningin á „viðeigandi markaði“, þ.e. hvort skilgreina megi íslenska raforkumarkaðinn sem sjálfstæðan markað eða hvort Ísland og Bretland verða skilgreind sem sami markaður.¹²² Þó líta megi á landfræðilegu markaðina sem samþætta, má færa rök fyrir því að vörumarkaðirnir ættu að teljast tveir aðskildir markaðir.¹²³ Þetta byggist á þeirri staðreynd að rafmagn sem flutt væri um sæstreng er ætlað að þjónar þörf Bretlands til að sjá breska markaðinum fyrir endurnýjanlegri orku meðan því rafmagni sem framleitt er og dreift til heimila og fyrirtækja á Íslandi er ætlað að þjóna almennri þörf

¹²² Markmiðið með því að skilgreina „viðkomandi markað“ í samkeppnislögum er að finna og skilgreina mörk samkeppni milli fyrirtækja sem starfa á sama markaði. Viðkomandi markaður ákvarðast af landfræðilega markaðnum sem „það svæði þar sem hlutaðeigandi fyrirtæki bjóða fram og spyrja eftir vörum eða þjónustu, þar sem samkeppnisskilyrði eru nægilega einsleit og sem unnt er að greina frá nærliggjandi svæðum vegna þess að samkeppnisskilyrði eru greinilega öðruvísi á þeim svæðum“ og viðkomandi vörumarkaður: „allar þær vörur og/eða þjónusta sem neytandinn telur jafngildar eða hliðstæðar vegna eiginleika varanna, verðs eða fyrirhugaðrar notkunar“. Frekari upplýsingar má sjá í tilkynningu framkvæmdastjórnarinnar um skilgreiningu á viðkomandi markaði í skilningi samkeppnislaga Bandalagsins [1997] OJ C 372/5.

¹²³ Íslenska Samkeppniseftirlitið hefur skilgreint íslenskan raforkumarkað þannig að hann samanstandi af fjórum mörkuðum, (i) framleiðslu og heildsölu, (ii) flutningi, (iii) dreifingu og (iv) afhendingu. Afhendingarmarkaðurinn skilgreinist svo sem tveir aðskildir markaðir; (i) almenn afhending og afhending til orkufreks iðnaðar, sbr. ákvörðun Samkeppniseftirlitsins nr. 49/2009 frá 15. desember 2006.



markaðarins fyrir orku. Ekki þarf að taka fram að engin fordæmi eru til fyrir slíkri skilgreiningu á markaði. Allar tilraunir til að ná fram slíkri niðurstöðu væru háðar viðræðum við ESA og/eða Samkeppniseftirlitið.

Óháð því hvort hægt er að ná fram slíkri niðurstöðu eru mótvægisáðgerðir nauðsynlegar til að draga úr áhrifum verðhækkunar vegna dýrari virkjunarkosta, sjá lið (b) að ofan.

Raforkukostnað má einnig lækka með því að auka orkunýtni, þ.e. draga úr raforkunotkun. Fjárfesting í og/eða þróun orkunýttinnar tækni krefst hinsvegar verulegs fjármagns til að geta orðið að veruleika.

8.5.1 Almennar mótvægisáðgerðir vegna hækkunar raforkuverðs á íslenska orkumarkaðnum

Grípa má til ákveðinna almennra áðgerða varðandi markaðinn í heild, í þágu heimila, fyrirtækja og orkufreks iðnaðar. Til að taka af allan vafa merkja „fyrirtæki“ í þessum kafla lítil og meðalstór fyrirtæki („LMF“) sem skilgreinast á eftirfarandi hátt:¹²⁴

Tafla 12 - Skilgreining ESB á litlum og meðalstórum fyrirtækjum (LMF)

Fyrirtæki	Starfsmenn	Velta	eða	Stærð efnahags
Meðalstór	< 250	≤ € 50 m		≤ € 43 m
Lítill	< 50	≤ € 10 m		≤ € 10 m
Örsmá	< 10	≤ € 2 m		≤ € 2 m

8.5.1.1 Skattlagning raforku samkvæmt EES-samningnum

Ein af þeim mótvægisáðgerðum sem unnt væri að grípa til og hefur áhrif á raforkumarkaðinn í heild sinni er að lækka virðisaukaskatt á raforku. Lækkun virðisaukaskatts myndi leiða til lækkunar raforkuverðs á Íslandi en sú lækkun kæmi á móti hækkandi raforkuverði sem hlýst af virkjun dýrari virkjunarkosta. Þar sem skattlagning fellur almennt fyrir utan gildissviðs EES-samningsins er EES/EFTA-ríkjunum frjálst að ákvarða skattlagningu raforku og raforkuviðskipta með lögum, að því gefnu að sú skattlagning feli ekki sér mismunun gagnvart

¹²⁴ Viðauki I við GBER.



erlendum vörum.¹²⁵ Þá er rétt að hafa í huga að þar sem skattar teljast til rekstrarkostnaðar sem fyrirtæki þurfa almennt að bera í rekstri, þarf skattlagning raforku að vera í samræmi við reglur um ríkisaðstoð sem fram koma í EES-samningnum.¹²⁶ Lækkun á virðisaukaskatti á raforku þyrfti að ná jafnt til allra raforkunotenda, þ.m.t. fyrirtæki og stóriðju, þar sem halda mætti því fram að lægra virðisaukaskattsþrepi fyrir tiltekin hópi raforkunotenda jafngilti ríkisaðstoð í skilningi EES-samningsins.¹²⁷

Virðisaukaskattur á rafmagn er 24% á Íslandi í dag en virðisaukaskattur á sölu á raforku til húshitunar er 11%. Til samanburðar hefur virðisaukaskattur fyrir raforku verið ákveðinn 25% í Noregi.¹²⁸ Neytendur í Norður-Noregi, þ.e. Finnörku, Troms og Nordland, eru hinsvegar undanþegnir virðisaukaskatti á raforku.¹²⁹ Innflutningur á raforku er einnig undanþeginn reglum um virðisaukaskatt.¹³⁰ Enda þótt virðisaukaskattur á raforku hafi verið samræmdur í ESB er viðeigandi virðisskattshlutfall raforku mjög mismunandi milli aðildarríkja. Virðisaukaskattur á raforku er t.d. 5% í Bretlandi og 19% í Þýskalandi.¹³¹

8.5.1.2 Niðurgreiðsla flutnings- og dreifingarkostnaðar með tekjum af sölu raforku um sæstreng

Ein þeirra aðgerða sem skoðuð hefur verið til þess að greiða niður raforkuverð til heimila, fyrirtækja og stóriðju er að leggja útflutningsskatt á raforku sem flutt er úr landi og nota tekjurnar af þeirri skattlagningu til að niðurgreiða flutnings- og dreifingagjöld á Íslandi.

Í fjarveru dómafordæma Evrópudómstólsins um þetta mál er það álit okkar að einfaldur útflutningsskattur á raforku verði mögulega almennt ekki talinn samrýmanlegur EES-samningnum í þeim tilvikum þar sem sá skattur væri aðeins lagður á raforku sem er flutt út. Tollar á innflutning og útflutning og öll gjöld sem hafa svipuð áhrif eru bönnuð samkvæmt 10. gr. EES-samningsins. Útflutningsskattur á raforku getur talist jafngilda gjaldi sem hefur svipuð áhrif og sérsniðinn tollur á útflutning þar sem hann er lagður á vöru eingöngu vegna þess

¹²⁵ 14. og 15. gr. EES-samningsins.

¹²⁶ Ákvörðun nr. 193/14/COL frá 8. maí 2014 Eftirlitsstofnunar EFTA um ákveðnar breytingar á lögum nr. 50/1988 um virðisaukaskatt sem gilda um viðskiptavinum íslenskra gagnavera, 47. mgr. og ákvarðanir sem vitnað er til þar.

¹²⁷ Ákvörðun nr. 193/14/COL, 58. mgr.

¹²⁸ Skatteetaten, „Merverdiavgift“ <<http://www.skatteetaten.no/no/Bedrift-og-organisasjon/Merverdiavgift/>> skoðað 22. október 2015.

¹²⁹ Merverdiavgiftsloven § 6-5.

¹³⁰ Merverdiavgiftsloven § 7-7.

¹³¹ Commission, “VAT Rates Applied in the Member States of the European Union” Taxud.c.1(2015).



að hún fer yfir landamæri.¹³² Evrópudómstóllinn hefur úrskurðað að álagning útflutningsskatts á vörur hafi sömu takmarkandi áhrif á frjálsa flutninga innan EES og tollur.¹³³ Ennfremur hefur Evrópudómstóllinn úrskurðað að gjald *af verðmæti* sem beitt er eingöngu á útfluttar afurðir en ekki vörur sem seldar eru á innlendum markaði jafngildi gjaldi sem hefur svipuð áhrif og tollur.¹³⁴

Það skyldi hinsvegar ekki útilokað að skattur með ákveðnu sniði eða eðli á raforku sem flutt er um IceLink gæti talist samrýmanleg ákvæðum EES-samningsins, hvort sem hann væri aðeins lagður á útflutning eða bæði innflutning og útflutning, eða sérstaklega á rekstur kaupsýsluaðilans.

8.5.2 Sérstakar mótvægisáðgerðir gegn hækkun raforkuverðs til heimila

8.5.2.1 Ríkisafskipti af raforkuverði til viðkvæmra viðskiptavina

Eins og fram kemur hér að framan kveður þriðja raforkutilskipunin á um vernd neytenda, sér í lagi „viðkvæmra neytenda“.¹³⁵ Hvert aðildarríki fyrir sig skilgreinir hvaða hópur neytenda telst „viðkvæmir neytendur“ og hvernig þeir skuli verndaðir, einkum viðskiptavinir með lágur tekjur.¹³⁶ Kýpur hefur t.d. tekið upp vernd fyrir viðkvæma neytendur á formi lægri gjalda raforkugjaldskrár og Ungverjaland hefur tekið upp frestaðar greiðslur og fyrirframgreiðslumöguleika fyrir viðkvæma neytendur (á félags- og heilsutengdum grundvelli).¹³⁷ Ef Ísland skilgreindi viðkvæma neytendur og veitti þeim ákveðna vernd gegn snöggum hækkunum raforkuverðs vegna sæstrengs væri slík ráðstöfun tilkynningarskyld til ESA.¹³⁸

8.5.2.2 Ríkisafskipti af raforkuverði - skylda um grunnþjónustu

Ennfremur mega EES-ríki leggja skyldur um aðgang að grunnþjónustu á fyrirtæki sem starfa í orkugeiranum á grundvelli 2. mgr. 3. gr. annarrar og þriðju raforkutilskipunarinnar til að bjóða ákveðnum hópum neytenda raforku á lægra

¹³² C-355/00 *Freskot AE gegn Elliniko Dimosio* [2003] ECR I-5263, 42. mgr. og sameinuð mál C-441/98 og C-442/98, *Kapniki Michailidis AE gegn Idryma Koinonikon Asfaliseon* [2000] ECR I-714, 15. mgr.

¹³³ Mál 7/68 *Framkvæmdastjórnin gegn Lýðveldinu Ítalíu*. Úrskurðað er í málinu samkvæmt 16. gr. stofnsáttmála Efnahagsbandalags Evrópu (Rómarsamningsins). Greinin svarar til 10. gr. EES-samningsins í þeim skilningi að hún bannar tolla á útflutning og hverskyns gjöld sem hafa samsvarandi áhrif, sbr. Mál T-115/94 *Opel Austria GmbH* [1997] ECR II-39, 111. mgr.

¹³⁴ Sameinuð mál C-441/98 og C-442/98, *Kapniki Michailidis AE gegn Idryma Koinonikon Asfaliseon* [2000] ECR I-7145, 26. mgr.

¹³⁵ 7. mgr. 3. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar.

¹³⁶ Johnston og Block, *EU Energy Law*, bls. 180-185.

¹³⁷ Commission, “Country Reports - Progress towards completing the Internal Energy Market” SWD (2014) 311 final.

¹³⁸ 15. mgr. 3. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar.



verði í því skyni að bregðast við sérstökum aðstæðum. Slíkar skyldur um aðgang að grunnþjónustu geta tengst afhendingaröryggi, reglufestu, gæðum og verði raforku, sem og umhverfisvernd, þ.m.t. orkunýtni og loftslagsvernd. Tilskipunin áskilur að slíkar skyldur séu skýrt skilgreindar, gegnsæjar, jafnræðislegar og sannprófanlegar og að þær tryggi jafnan aðgang rafmagns- og gasfyrirtækja í ESB að landsbundnum neytendum.¹³⁹ Allar slíkar ráðstafanir skulu jafnframt beinast eingöngu að því að bregðast við slíkum sérstökum aðstæðum og mega ekki gera meira en taka á þeim aðstæðum sem réttlæta íhlutunina.

Evrópudómstóllinn hefur staðfest þennan skilning í máli C-265/08 *Federutility*.¹⁴⁰ Málið varðaði túlkun á 2. mgr. 3. gr. tilskipunar 2003/55/EB um innri markað fyrir gas („**tilskipun 2003/55**“) sem er eins og 2. mgr. 3. gr. annarrar raforkutilskipunarinnar.¹⁴¹ Samkvæmt ítölskum lögum ákvað ítalska Gas- og rafmagnsstofnunin viðmiðunarverð fyrir gassölu til tiltekins viðskiptavinar. Gassali mótmælti þessari reglu sem hélt því fram að þessi verðíhlutun væri andstæð tilskipun 2003/55. Dómstóllinn úrskurðaði að 2. mgr. 3. gr. tilskipunar 2003/55 banni ekki löggjöf sem heimilar ákvörðun verðs fyrir afhent jarðgas að því tilskildu að íhlutunin: (i) sé í þágu almennra efnahagslegra hagsmuna af að jarðgasverð sé haldið sanngjörnu fyrir neytendur, (ii) sé takmörkuð í tíma (iii) sé skýrt skilgreind, gegnsæ, jafnræðisleg og sannprófanleg, og (iv) tryggi gasfyrirtækjum í ESB jafnan aðgang að neytendum.

Evrópudómstóllinn ítrekaði nýlega þessi skilyrði í máli C-36/14, *Framkvæmdastjórnin gegn Póllandi*.¹⁴² Málið varðaði verð fyrir sölu jarðgass í Póllandi sem Orkueftirlitsstofnunin í Póllandi þurfti að samþykkja. Framkvæmdastjórnin höfðaði sanningsbrotamál gegn Póllandi fyrir að hafa ekki uppfyllt skyldur sínar samkvæmt tilskipun 2009/73 sem tók við af tilskipun 2003/55. Dómstóllinn ítrekaði skilyrðin sem aðildarríkin þurfa að uppfylla til að mega hlutast til um raforkuverð og komst svo að þeirri niðurstöðu að Pólland hefði ekki staðið við skuldbindingar sínar samkvæmt tilskipuninni þar eð skyldan um aðgang að grunnþjónustu (i) hefði ekki verið takmörkuð í tíma og (ii) hefði gilt um alla hópa raforkunotenda óháð þörf.

Það leiðir af þessari dómaframkvæmd að það er mikilvægt að skilgreina nákvæmlega skylduna um grunnþjónustu og þann hóp raforkunotenda sem henni

¹³⁹ Jones (ritstj.), *EU Energy Law Volume II (EU Competition Law and Energy Markets)* bls. 858.

¹⁴⁰ [2010] ECR I-3377.

¹⁴¹ Tilskipun 2003/55/EB frá 26. júní 2003 um sameiginlegar reglur um innri markaðinn fyrir jarðgas og um niðurfellingu á tilskipun 98/30/EB [2003] OJ L 176/57-78.

¹⁴² NYR.



skal beint að. Ennfremur skal slíkt inngríp takmarkast í tíma því það er markaðsröskun og því ekki í samræmi við grundvallarreglur þriðja orkupakkans.¹⁴³ Til samanburðar má þó geta þess að Króatía, Kýpur, Danmörk, Frakkland, Ungverjaland, Malta og Spánn stýrðu enn raforkuverði bæði til heimila og annarra notenda árið 2014 þrátt fyrir að hafa innleitt þriðja orkupakkann.¹⁴⁴

Það á enn eftir að koma í ljós hvort Ísland gæti gripið til ríkisafskipta af raforkuverði til að vernda heimili á Íslandi gegn skarpri hækkun raforkuverðs sem hlytist af tilkomu sæstrengs til Bretland. Öll slík íhlutun stjórnvalda myndi þurfa að uppfylla framangreindar kröfur og vera tilkynnt til ESA, helst áður en hún kæmi til framkvæmda.¹⁴⁵ Á sama hátt er umdeilanlegt hvort ríkisafskipti gætu náð til lítilla og meðalstórra fyrirtækja.

8.5.2.3 Niðurgreiðsla raforkuverðs til heimila á köldum svæðum

Mikill meirihluti íbúðarhúsa á Íslandi er hitaður með jarðvarma. Þau íbúðarhús sem upp á vantar eru hituð með rafmagni eða olíu. Þar sem kostnaður við að hita upp íbúðarhúsnæði með rafmagni eða olíu er mun hærri en með jarðhita, er hann niðurgreiddur af íslenska ríkinu á grundvelli laga nr. 78/2002 um niðurgreiðslu húshitunarkostnaðar. Samkvæmt lögnum skal niðurgreiðsla fyrir hitun íbúðarhúsnæðis með rafmagni jafngilda kostnaði við flutning og dreifingu raforku frá orkuverinu til neytandans, sem þýðir að flutningskostnaður raforkunnar er nú að fullu niðurgreiddur.¹⁴⁶

Þessar niðurgreiðslur eru eldri en EES-samningurinn og teljast sem slíkar gildandi aðstoð.¹⁴⁷ Ef þessum styrkjum verður ekki umbreytt úr samþykktri aðstoð (*e. existing aid*) yfir í nýja aðstoð (*e. new aid*) sem er tilkynningarskyld til Eftirlitsstofnunar EFTA gætu þeir verið áfram í gildi óháð sæstreng. Breytingar á samþykktri aðstoð sem eru ekki aðeins formlegs eða stjórnsýslulegs eðlis telst ný

¹⁴³ Í þessu samhengi er rétt að geta þess að framkvæmdastjórnin höfðaðir brotamál gegn Frakklandi árið 2006 varðandi verðstýringu á gasi til annarra notenda en heimila. Málinu er ólokið. Sjá nánar „The EU gas market: the Commission calls on France to revise its system of regulated prices for non-household users” <http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-542_en.htm> skoðað 3. janúar 2016.

¹⁴⁴ Commission, “Country Reports - Progress towards completing the Internal Energy Market” SWD (2014) 311 final.

¹⁴⁵ Samkvæmt 15. mgr. 3. gr. þriðju raforkutilskipunarinnar skulu aðildarríkin við innleiðingu tilskipunarinnar tilkynna framkvæmdastjórninni um allar ráðstafanir sem gripið er til til að uppfylla skyldu um opinbera þjónustu. Eftir það á tveggja ára fresti skal upplýsa framkvæmdastjórnina um allar breytingar á gildandi kerfi án tillits til þess hvort þau þurfa undanþágu frá tilskipuninni eður ei. Álagning skyldu um opinbera þjónustu á íslenska raforkuframleiðendur skyldi því skoðuð þegar þriðji orkupakkinn er innleiddur í íslenskan rétt.

¹⁴⁶ Alþt. 2014-2015, A-deild, skjal 1172 - 698. mál.

¹⁴⁷ i-liður b-mgr. 1. gr. hluta II bókunar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjanna um stofnun eftirlitstofnunar og dómstóls.



aðstoð.¹⁴⁸ Það hvort samþykkt aðstoð hefur verið breytt, og þar með tekið á sig mynd nýrrar aðstoðar, ber að meta á grundvelli lagarammans sem kveður á um breytinguna á hinni veittu aðstoð.¹⁴⁹ Ekki skal litið svo á að allar breytingar á samþykkttri aðstoð breyti henni yfir í nýja aðstoð, heldur: „*Aðeins ef breytingin hefur áhrif á efni upprunalega kerfisins umbreytist hin síðarnefnda yfir í nýja aðstoð. Ekki getur verið um slíka efnislega breytingu að ræða ef nýi þátturinn er greinilega aðskiljanlegur frá upphaflega kerfinu.*“¹⁵⁰

8.5.3 Atriði sem þarf að hafa í huga varðandi stóriðju

Helstu álitaeftir tengd lagningu sæstrengs fyrir stóriðju eru (i) hvort og þá hvaða áhrif sæstrengur kann að hafa á gildistíma orkusölusamninga, (ii) hvort skilmálar slíkra orkusölusamninga kunni mögulega að breytast og (iii) hverjar markaðsaðstæður verða þegar orkusamningarnir renna út.

ESB hefur viðurkennt að ákveðið jafnvægi þarf að ríkja milli afhendingaröryggis og opins orkumarkaðar.¹⁵¹ Samkvæmt því eru langtíma orkusölusamningar almennt samþykktir að því tilskyldu að þeir séu í samræmi við samkeppnislög og reglur um ríkisaðstoð.¹⁵² Mat á því hvort orkusölusamningar samræmist samkeppnislögum byggir á því hvort þeir tengjast tiltekinni fjárfestingu eður ei.¹⁵³ Framkvæmdastjórnin hefur heimilað orkusölusamninga til 15 ára ef þeir tengjast fjárfestingu. Ef orkusölusamningar eru ekki tengdir fjárfestingu er gildistími þeirra yfirleitt takmarkaður við fimm ár.¹⁵⁴

Stærri orkusölusamningar sem gerðir eru á Íslandi tengjast almennt fjárfestingu. Þetta má sjá af þeim orkusölusamningum sem tilkynntir hafa verið til og samþykktir af ESA frá árinu 1998.¹⁵⁵ Gildistími orkusölusamninganna sem

¹⁴⁸ Ákvörðun nr. 38/11/COL frá 9. febrúar 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um viðeigandi ráðstafanir við fjármögnun íslenska Ríkisútvarpsins (RÚV).

¹⁴⁹ Mál C-44/93 *Namur-Les Assurances du Crédit SA gegn Office National du Ducroire og belgíska ríkinu* [1994] ECR I-3829.

¹⁵⁰ Mál T-195/01 og T-207/01 *Ríkisstjórn Gíbraltar gegn framkvæmdastjórninni* [2002] ECR II-2309.

¹⁵¹ Johnston og Block, *EU Energy Law*, bls. 221.

¹⁵² 1-liður 1. mgr. 37. gr þriðju orkutilskipunarinnar.

¹⁵³ Johnston og Block, *EU Energy Law*, bls. 223.

¹⁵⁴ Sama rit, bls. 225.

¹⁵⁵ Ákvörðun nr. 174/98/COL frá 8. júlí 1998 Eftirlitsstofnunar EFTA um íhlutun ríkisins í samninga um byggingu og rekstur álvers á Grundartanga, Ákvörðun nr. 40/03/COL frá 14. mars 2003 Eftirlitsstofnunar EFTA um fyrirhugaða fjármögnun og skattaávilnanir vegna byggingar álvers í Fjarðabyggð, Ákvörðun nr. 344/09/COL frá 23. júlí 2009 um álver í Helguvík, Ákvörðun nr. 391/11/COL frá 14. desember 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um orkusölusamning milli Landsvirkjunar og Alcan vegna álvers í Straumsvík, Ákvörðun nr. 392/11/COL frá 14. desember 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um orkusölusamning milli Landsvirkjunar og Íslenska kísilfélagsins ehf., Ákvörðun nr. 207/15/COL frá 20. maí 2015 Eftirlitsstofnunar EFTA um sölu



tilkynntir hafa verið til ESA eru frá því að vera 15 ár í nýjustu samningum allt upp í 40 ár í elstu samningunum. Hér er einnig vert að veita því athygli að ESA hefur samþykkt orkusölusamning til 24 ára sem kom í stað fyrri orkusölusamnings sem gildi til u.þ.b. 48 ára. Í athugasemdum íslenskra stjórnvalda var gildistími nýja orkusölusamningsins réttlættur með vísan til þess að í gildandi orkusölusamningi var ákvæði sem kvað á um framlengingu samningsins um 10 ár, í samræmi við það bætti nýi orkusölusamningurinn aðeins 12 árum við upphaflega samninginn en ekki 24 árum. Ennfremur tóku íslensk stjórnvöld fram að langtíma orkusölusamningar séu nauðsynlegir til að „lágmarka hættu á offjárferðingu og tryggja tekjur nýrra virkjana“.¹⁵⁶ Í nýjustu ákvörðunum ESA kemur fram að í athugasemdum íslenskra stjórnvalda að það sé stefna Landsvirkjunar að stytta gildistíma orkusölusamninga í 15-18 ár til þess að verð í samningum verði lagað að verðþróun á virkari raforkumörkuðum.¹⁵⁷

Þótt gildistími orkusölusamninga sé ekki grundvöllur rannsóknar ESA á mögulegri ríkisaðstoð sem felst í samningnum sem tilkynntir eru til stofnunarinnar þá er hann hafður til hliðsjónar.¹⁵⁸ Í fjarveru markaðsverðs raforku til stóriðju á Íslandi hefur grundvöllur athugunar ESA verið að meta hvort orkusölusamningur sem fyrirtæki í opinberri eigu gerir hafi skilmála sem eru viðunandi fyrir fjárfesti á almennum markaði og salan á raforku gefi af sér ávöxtun sem er ásætlanleg fyrir einkaaðila.¹⁵⁹ Í þeim tilvikum þar sem raforkan kemur frá virkjunum sem þegar hafa verið byggðar hefur ESA fyrst og fremst skoðað hvort verð sem orkusölusamningurinn kveður á sé ásætlanlegur með hliðsjón af því sem fram kemur í öðrum gildandi orkusölusamningum. Í þeim tilfellum raforkan kemur úr nýrri virkjun er grundvöllur athugunar ESA hvort raforkuframleiðandinn muni fá viðunandi arð af nýfjárfestingunni, þ.e. virkjuninni.¹⁶⁰

Að undanskildum einum orkusölusamningi hefur ESA, að lokinni athugun sinni, komist að þeirri niðurstöðu að tilkynntir orkusölusamningar sem gerðir hafa verið

á raforku til PCC á Bakka, Ákvörðun nr. 67/15/COL frá 25. mars 2015 Eftirlitsstofnunar EFTA um sölu og flutning raforku til United Silicon hf.

¹⁵⁶ Ákvörðun nr. 391/11/COL frá 14. desember 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um orkusölusamning milli Landsvirkjunar og Alcan vegna álvers í Straumsvík.

¹⁵⁷ Sjá 23. lið í Ákvörðun 392/11/COL og 57. lið í Ákvörðun nr. 543/14/COL.

¹⁵⁸ Sjá 89.-107. mgr. Ákvörðunar nr. 543/14/COL frá 10. desember 2014 Eftirlitsstofnunar EFTA um að hefja formlega rannsókn varðandi orkusölusamning og orkuflutningssamning vegna kísilmálmverksmiðju PCC á Bakka.

¹⁵⁹ Þetta er oft kallað „market economy investor principle“. Hugmyndin er útskýrð nánar í leiðbeiningum Eftirlitsstofnunar EFTA um beitingu ríkisaðstoðar til opinberra fyrirtækja í framleiðslugeiranum.

¹⁶⁰ Sjá t.d. Ákvörðun 391/11/COL.



á Íslandi feli ekki í sér ríkisaðstoð í skilningi 61. gr. EES-samningsins.¹⁶¹ Með öðrum orðum hefur ESA komist að þeirri niðurstöðu að allir tilkynntir orkusölusamningar sem gerðir hafa verið á Íslandi hafi verið gerðir á markaðskjörum.¹⁶²

Þetta þýðir að gildandi orkusölusamningar sem tilkynntir hafa verið til og samþykktir af ESA teljast samþykkt aðstoð.¹⁶³ Gildistími og verðfyrirkomulagið sem fram kemur í þeim orkusölusamningum ætti því að haldast óbreytt eins lengi og hver samningur er í gildi, að því tilskildu að engar breytingar verði gerðar á verði og/eða gildistíma. Ef slíkar breytingar eru gerðar eru þær yfirleitt tilkynningarskyldar til ESA.¹⁶⁴ Nýja orkusölusamninga sem opinber orkufyrirtæki gera eftir að gildandi orkusölusamningar renna út ber einnig að tilkynna til ESA til skoðunar og samþykktar. Slíkir samningar skulu gerðir með þeim markaðsskilmálum sem gilda þegar þeir eru gerðir eða í fjarvist slíkra markaðskjara, með skilmálum sem eru svipaðir þeim sem einkaaðili myndi samþykkja.

Að því sögðu kunna, eins og fram kom hér að framan, markaðsaðstæður á íslenskum raforkumarkaði að vera háðar breytingum ef sæstrengur er talinn stækka landfræðilega markaðinn út fyrir Ísland (og að því gefnu að raforka í gegnum sæstrenginn sé ekki skilgreind sem sérstakur vörumarkaður). Í samræmi við það getur það gerst þótt ESA hafi ekki talið orkusölusamningana fela í sér ríkisaðstoð í skilningi EES-samningsins, verði þeir síðar háðir endurskoðun stofnunarinnar sem samþykkt aðstoð sem háð er breytingum á markaðsskipan. Aðstoð er talin samþykkt aðstoð m.a. ef hægt er að sýna fram á þegar henni var komið á hafi hún ekki talist aðstoð í skilningi 61. gr. EES-samningsins en hafi síðar orðið að aðstoð vegna þróunar innri markaðarins.¹⁶⁵ Þróun innri markaðarins þýðir breytingar á efnahagslegum og lagalegum ramma viðkomandi geira.¹⁶⁶

¹⁶¹ ESA hóf formlega rannsókn á orkusölusamningnum sem Landsvirkjun og PCC Bakki ehf. gerðu sín á milli í desember 2014 með Ákvörðun nr. 543/14/COL í kjölfar forathugunar. Rannsókninni lauk með Ákvörðun nr. 238/15/COL eftir að orkusölusamningnum hafði verið rift. Nýr orkusölusamningur milli Landsvirkjunar og PCC Bakka ehf. hlaut í millitíðinni samþykki Eftirlitsstofnunar EFTA með Ákvörðun nr. 207/15.

¹⁶² Fyrstu ákvarðanir Eftirlitsstofnunar EFTA hafa verið gagnrýndar fyrir að hafa ekki tekið tillit til ríkisábyrgðar við útreikning sinn á innri ávöxtun orkusölusamninganna, sbr. Haukur Logi Karlsson, „Twenty Years of Icelandic State Aid Enforcement” (2014) 13 EStAL, bls. 470.

¹⁶³ b-mgr. 1. gr. II. hluta bóknar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjanna um stofnun eftirlitsstofnunar og dómstóls.

¹⁶⁴ 3. mgr. 1. gr. I. hluta bóknar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjanna um stofnun eftirlitsstofnunar og dómstóls.

¹⁶⁵ v-liður b-mgr. 1. gr. II. hluta bóknar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjanna um stofnun eftirlitsstofnunar og dómstóls.

¹⁶⁶ Sjá Quigley, *European State Aid Law and Policy*, bls. 510-512.



ESA getur ekki fyrirskipað endurgreiðslu á samþykktri aðstoð.¹⁶⁷ Hinsvegar, ef ESA kemst að þeirri niðurstöðu eftir viðræður við íslensk stjórnvöld að skilmálar orkusölusamninganna samræmist ekki lengur EES-samningnum getur stofnunin gefið út tilmæli um að gildandi orkusölusamningum skuli breytt eða þeir felldir úr gildi.¹⁶⁸

Það er því mikilvægt að hafa í huga hugsanlegar breytingar á skilgreiningu viðkomandi markaðar. Hverskyns viðbætur við eða endurnýjanir á gildandi orkusölusamningum verður almennt að tilkynna til ESA til skoðunar og þær viðbætur eða endurnýjanir tryggja ekki að sama verðskipan gildi út framlengdan eða endurnýjaðan gildistíma þeirra, einkum ef þeir eru framlengdir þegar ákvörðun hefur verið tekin um að leggja sæstreng milli Íslands og Bretlands.

Að lokum, eins og áður hefur komið fram, telst niðurgreiðsla raforkuverðs ríkisaðstoð í skilningi 1. mgr. 61. gr. EES-samningsins þar sem hún lækkar þann kostnað sem fyrirtæki almennt að bera í daglegum rekstri sínum. Ríkisaðstoð sem veitt er orkufrekum iðnaði á Íslandi hefur ekki verið veitt á formi lægra orkuverðs heldur skattaívilnana, hafnarbygginga o.s.frv., þ.e. byggðaaðstoðar til að efla efnahagsþróun og atvinnu á tilteknum svæðum sem standa höllum fæti.¹⁶⁹ Í samræmi við það, ef fyrirtæki væri veitt ríkisaðstoð á formi lægra raforkuverðs, væru hvatar samkvæmt svæðisbundna aðstoðarkerfinu minni.¹⁷⁰

8.5.4 Ívilnanir til heimila, fyrirtækja og stóriðju til að auka orkunýtni

Þó aukin orkunýtni hafi ekki bein áhrif á raforkuverð, má draga úr rafmagnskostnað heimila, fyrirtækja og stóriðju með aukinni orkunýtni. Til að mæta auknum kostnaði vegna fjárfestingar í og/eða þróunar á tækni til sem ætlað er að auka orkunýtni, gætu íslensk yfirvöld sett á stofn ívilnanakerfi sem veitir slíka styrki til heimila, fyrirtækja og stóriðju. Markmiðið með slíku kerfi væri að hvetja heimili, fyrirtæki og stóriðju til að draga úr rafmagnsnotkun og/eða auka orkunýtni með nýrri tækni eða búnaði. Ívilnanir geta verið með mismunandi sniði, svo sem í formi beinna niðurgreiðslu og/eða skattaundanþágu. Til þess að slíkt kerfi þjóni þeim tilgangi sem því er ætlað verður það að vera nægilega vel fjármagnað.

¹⁶⁷ 14. gr. II. hluta 14 bókunar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjana um stofnun eftirlitstofnunar og dómstóls.

¹⁶⁸ 17. og 18. gr. II. hluta bókunar 3 við Samninginn milli EFTA-ríkjana um stofnun eftirlitstofnunar og dómstóls.

¹⁶⁹ Ákvörðun nr. 111/14/COL frá 12. mars 2014 Eftirlitsstofnunar EFTA um fjárfestingaraðstoð við PCC Bakka.

¹⁷⁰ Leiðbeiningar Eftirlitsstofnunar EFTA um byggðaaðstoð 2014-2020.



Ívilnanakerfið þyrfti að samræmast ríkisaðstoðarreglum EES-samningsins og væri háð samþykki ESA. Það er mikilvægt að hafa í huga að ekki mætti veita neins konar ívilnanir samkvæmt slíku kerfi án þess að þær hefðu hvatningaráhrif, þ.e. aðstoðin yrði að skapa hvata fyrir ívilnunarþegann til að auka orkunýtni. Þannig ef ívilnunarþeginn væri fús til að taka á sig aukinn kostnað við fjárfestingu í orkunýtingu með nýrri tækni eða búnaði, óháð því hvort niðurgreiðslan væri veitt, mætti ekki veita ívilnana.



9 Mat á þjóðhagslegum áhrifum

9.1 Viðfang rannsóknar

Rannsókninni er ætlað að meta þjóðhagsleg áhrif tengingar íslenska rafmagnsmarkaðarins við markaðinn í Bretlandi með 1000 MW sæstreng. Þjóðhagsleg áhrif eru fyrst og fremst tvennskonar: (1) Tímabundin atvinnustarfsemi vegna byggingar virkjana og styrkingar flutningskerfis raforku („dreifikerfisins“, „landsnetsins“) á Íslandi. (2) Tekjur af útflutningi raforku hafa langtíma- eða jafnvel varanleg áhrif meðan á rekstri samtengilsins standur.¹⁷¹ Hluti fjárfestingarinnar felst í innfluttum vörum og vélum og til rekstrar og viðhalds virkjana og háspennulínur eru gerðar úr innfluttum efnum.

Einnig er nauðsynlegt að nefna fórnarkostnað auðlindanýtingar, þ.e. hagnað af besta notkunarvalkostinum sem ekki var valinn. Slík önnur tækifæri kunna að leynast annaðhvort í fjarlægri framtíð eða í náinni framtíð. Önnur nýting hefur einnig áhrif á þjóðarbúskapinn þannig að ein leið til að framkvæma rannsóknina væri að gera samanburðargreiningu á þjóðhagsáhrifum. Því miður liggja ekki fyrir upplýsingar um mörg önnur vænleg not. Slík samanburðargreining þjóðhagsáhrifa er því ekki framkvæmanleg. Í þessu samhengi er helsta áhyggjuefnið að hin íhugaða auðlindanotkun gæti verið ósjálfbær eða spillt öðrum viðskiptatækifærum og/eða umhverfinu. Þessi rannsókn nær hins vegar aðeins til nýrra stórra valkosta á sviði vatnsafls- og jarðhitavirkjana sem hafa verið valdir úr orkunýtingarflokki rammaáætlunar (annars áfanga).¹⁷² Þessi galli á greiningunni er því ekki talinn alvarlegur í núverandi samhengi.

Mat á þjóðhagsáhrifum nær til tímabilsins 2016-2035. Gert er ráð fyrir að upphaf orkuflutnings um sæstreng verði árið 2025, að bygging virkjana hefjist árið 2021 og ljúki árið 2024. Styrking íslenska flutningskerfisins mun hefjast árið 2020. Matið nær því til fyrsta áratugarins í rekstri sæstrengsins.

9.2 Fyrri rannsóknir

Árið 2013 vann Hagfræðistofnun Háskóla Íslands úttekt á þjóðhagslegum áhrifum sæstrengs með svipaðri flutningsgetu og Icelink.¹⁷³ Sumar forsendur þeirrar

¹⁷¹ Jafnvel þótt samtengillinn væri tekinn úr notkun væru áfram virkjanir sem framleiddu raforku til annarra nota.

¹⁷² Sjá Kafla 15.3. Vindorka á landi sem er hluti af forsendunum eru utan Rammaáætlunar (annars áfanga).

¹⁷³ Hagfræðistofnun Háskóla Íslands 2013, Þjóðhagsleg áhrif sæstrengs, <https://www.atvinnuvegaraduneyti.is/media/saestregur-til-evropu/Skyrsla-HHI-26-juni-2013.pdf>



úttektar eru verulega frábrugðnar þeim sem við gefum okkur hér. Það gildir um raforkumagnið sem flutt er út og umfang virkjanaframkvæmda. Hins vegar var úttekt Hagfræðistofnunar mikilvægt framlag til umræðunnar og niðurstöður athugananna tveggja og helstu forsendur þeirra verða bornar saman aftar í þessum kafla.

9.3 Helstu forsendur

Allar helstu forsendur byggjast á upplýsingum úr fyrri köflum skýrslunnar og niðurstöðum líkans Pöyry, þ.m.t. útflutningsverð raforku.

- Í þjóðhagsmatinu er gert ráð fyrir að erlendir fjárfestar eigi sæstrenginn og fjármagni hann. Gerð er sú tæknilega forsenda að ef íslenskir fjárfestar ættu hlut í strengsfyrirtækinu, þá væri litið á fjárfestingu þeirra sem fjármagnsflutninga en ekki áþreifanlega fjárfestingu.
- Í þjóðhagsmatinu er gert ráð fyrir að tekjur af orkuútflutningi séu fyrirfram ákveðnar og þær fást sem niðurstaða úr hermun á líkani Pöyry. Þrjár sviðsmyndir eru skoðaðar. Eftirfarandi nettó útflutningstölur fyrir raforku eru miðaðar við Íslandsstrendur;
- Fyrir mið-sviðsmyndina 6,8 TWst árið 2025 og 7,3 TWh árið 2035.
- Fyrir háu sviðsmyndina 7,4 TWst árið 2025 og 7,5 TWh árið 2035.
- Fyrir lágu sviðsmyndina 5,2 TWst árið 2025 og 6,2 TWh árið 2035.
- Gert er ráð fyrir að það verð sem íslenskar virkjanir fá fyrir raforku til flutnings sé í öllum sviðsmyndum langtíma jaðarverð. Í mið-sviðsmyndinni er það €50/MWst á tímabilinu 2025-2034 en €52/MWst eftir það. Í lágu sviðsmyndinni er það €40/MWst og þeirri háu €59/MWst árið 2025 og €66/MWst árið 2035. Búist er við að íslenska flutningskerfið á landi fái €4,5/MWst í viðbót við ofangreint verð í öllum sviðsmyndum.
- Það er vinnuforsenda að rekstraraðilar virkjana fái greitt fyrir orku sem streymir inn í strenginn. Þetta þýðir að gert er ráð fyrir að flutningstap í strengsins verði hluti af kostnaði hjá rekstraraðila hans. Verðmæti orkuútflutnings er breytilegt eftir sviðsmyndum. Fyrir mið-sviðsmynd Útflutningslíkans þýða forsendurnar að verðmæti orkuútflutnings nemi um 2,1% af landsframleiðslu árið 2025 og minnki smám saman niður í um 1,9% árið 2035.
- Eins og lýst er í kafla 4.2.2 er stuðst við þá vinnuforsendu að tekjur af virkjunum leiði til 7,9% raunávöxtunar af fjárfestingum fyrir skatt. Gert er ráð fyrir að innlenda flutningskerfið fái fast verð á MWst, sbr. hér að ofan. Rekstraraðili strengsins fær afgang útflutningsteknanna sem verðmun milli landanna tveggja. Þessi forsenda þýðir að rekstur sæstrengsins er

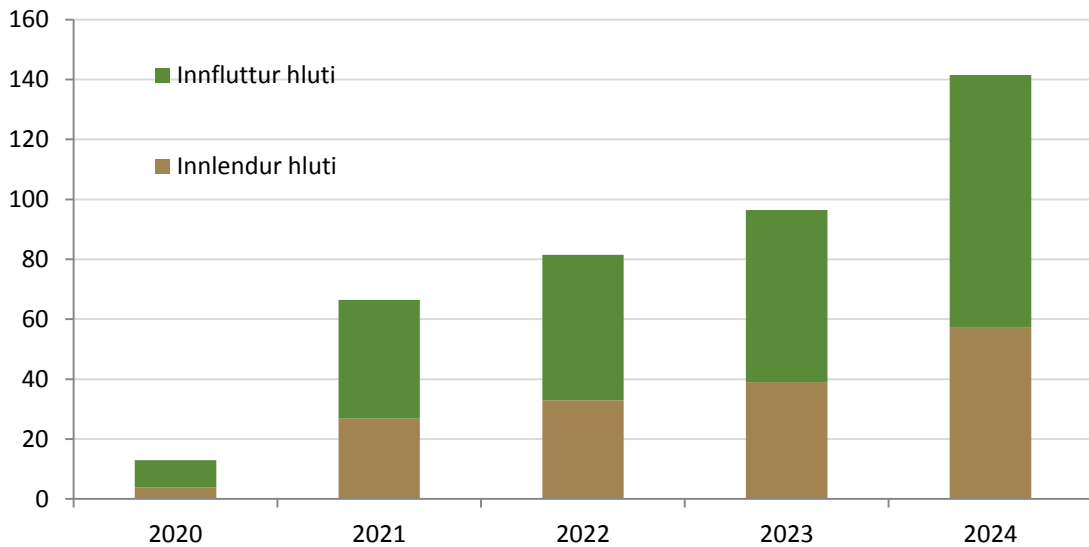


mögulega ekki hagkvæmur fyrir allar sviðsmyndir þar sem ávöxtun af fjárfestingunni nær mögulega ekki lágmarks ávöxtunarkröfu fjárfesta. Heildartekjuhlutdeild strengsins sjálfs er því háð viðskiptalíkani hans.

- Gert er ráð fyrir að breytingin á raunverði raforku hafi lítil áhrif á þjóðarbúskapinn eða að öðrum kosti að innlendar mótvægisáðgerðir verði fullnægjandi.
- Gert er ráð fyrir að hlutdeild innfluttra aðfanga í tilviki mannvirkja til raforkuflutnings o.þ.h. verði í kringum 70% í verðmætum talið. Hlutdeild innflutnings veltur á umfangi samninga við erlenda verktaka.
- Hlutdeild innfluttra aðfanga vegna virkjana o.þ.h. verði í verðmætum talið þannig: Jarðvarmavirkjanir 60%, vatnsorka 40%, vindorka 80%.
- Reiknað er með að aukning innflutnings vegna fjárfestingar í verkefninu verði fjármögnuð með erlendum lánunum. Gert er ráð fyrir að lánin verði endurgreidd með tekjum af orkuútflutningnum.
- Forsendur um heildarkostnað fjárfestinga í virkjunum og flutningslínunum byggjast á upplýsingum Kvikv. þá uppbyggingu sem gengið er út frá í hinum mismunandi sviðsmyndum og lýst er í Köflum 4.2.2, 15 og 18. Hvað varðar dreifingu framkvæmda yfir tíma þá miðar Analytica fjárfestingartölur við að fjárfesting aukist eftir því sem líður á framkvæmdatímum og að fjárfestingargjöld nái hámarki árið 2024. Rökin á bak við það að fjárfestingargjöld aukist eftir því sem líður á framkvæmdatímum eru tvíþætt: (1) Það verður minni óvissa um lagningu samtengilsins og (2) Styttra verður í að tekjuflæði hefjist og fjármagnskostnaður hugsanlega lægri vegna skemmri framkvæmdatíma. Þessi aðlögun á tölum í greiningunni er gerð á grunni mats sérfræðinga Analytica. Það nákvæmlega hversu mikil aðlögun er gerð skiptir hins vegar ekki öllu máli þar sem hún hefur aðeins áhrif á dreifingu fjárfestinga í tíma en ekki heildarfjárfestingu. Forsendur um fjárfestingarnar sem gert er ráð fyrir eru sýndar á Mynd 42.



Mynd 42 – Fjárfestingar fyrir virkjanir og flutningslínur (ma.kr. m.v. verðlag 2014)



Heimild: Analytica og Kvika

9.4 Þjóðhagslíkanið

Líkanið sem notað er til að greina þjóðhagsleg áhrif er kvíkt hagamælingalíkan sem Analytica hefur þróað. Er því ætlað að gefa einfaldaða mynd af hagkerfinu.¹⁷⁴ Líkanið ber svip af ný-Keynesisma en í því er einn framleiðslugeiri. Einkenni líkansins er tregða í bæði nafnstærðum og raunstærðum en af því leiðir að um er að ræða nokkra málamiðlun til skamms tíma á milli verðbólgu og raunhagkerfisins.

Flest tölfræðisambönd líkansins eru metin á grunni árlegra gagna en sumir stuðlar þess eru byggðir á gögnum af hærri tíðni, t.d. mánaðarlegum og sumir eru metnir á grunni blöndu af þversniðs- og tímaraðargögnum (sk. panel gögn). Líkanið hefur verið í notkun síðan 2013 og er í stöðugri þróun.

Tilgangur líkansins er að spá og greina afleiðingar efnahagsstefnu og þrátt fyrir einfaldleika þá veitir það gagnlegt innsæi. Eldri og einfaldari útgáfu líkansins er lýst í skýrslu Analytica frá árinu 2013.¹⁷⁵ Líkanið er tiltölulega lítið og núverandi

¹⁷⁴ Samkvæmt skilgreiningu fela öll líkön í sér einfaldanir og eru þar með „röng“ samkvæmt hönnun. Hin raunverulegu efnahagssambönd eru ekki þekkt með fullri vissu og hin sambönd líkansins byggja þar með á tilgátum. Tilgangur líkans Analytica er að veita gagnlegt innsæi sem byggir á rökstuddum forsendum.

¹⁷⁵ Þjóðhagsleg áhrif tillagna um aðgerðir til leiðréttingar verðtryggðra húsnæðislána, nóvember 2013. Sjá vefgátt forsætisráðuneytisins:

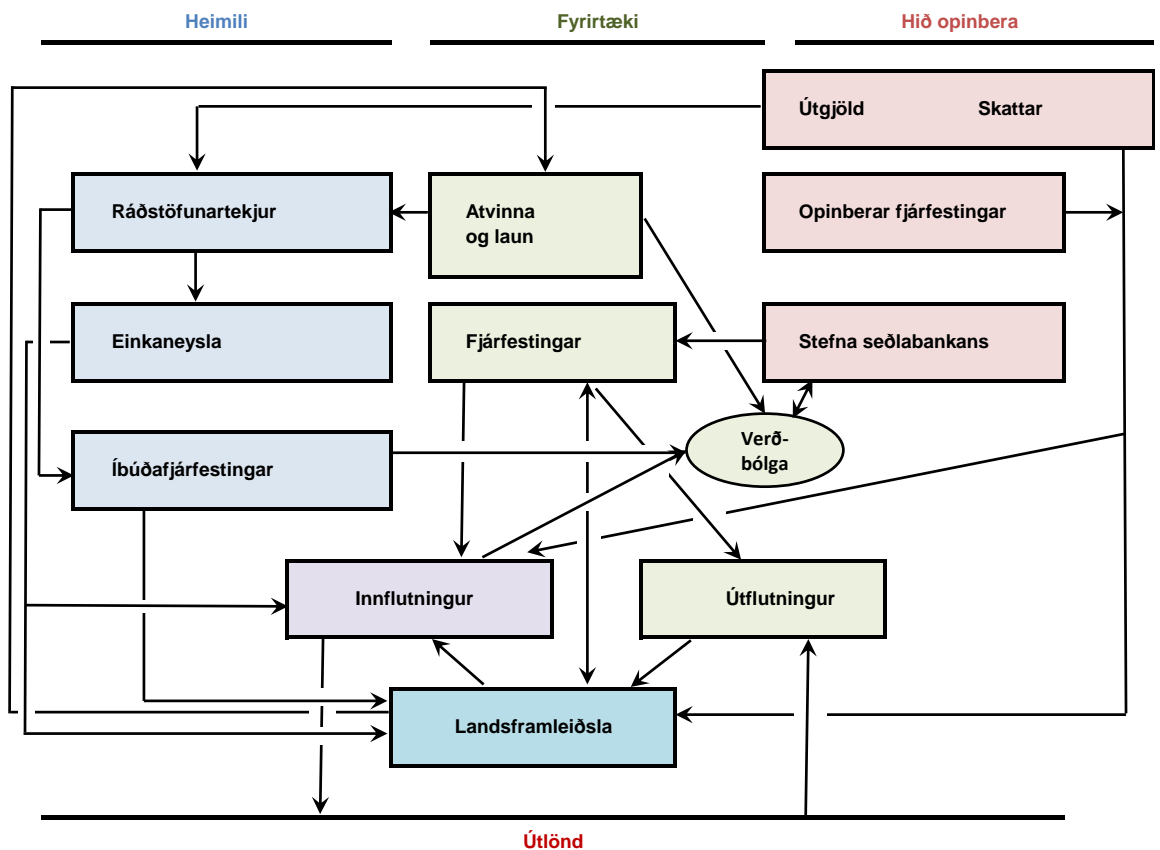
<https://www.forsaetisraduneyti.is/media/Skyrslur/thjodhagsleg-ahrif-tillagna.pdf>



útgáfa samanstendur af 19 áætluðum hegðunarjöfnum og 52 bókhaldsjöfnum og skilgreiningum.

Einfaldað yfirlit yfir vensl þjóðhagslíkansins má sjá á Mynd 43. Í mörgum tilfellum eru venslin í báðar áttir. Líkt er eftir stefnu Seðlabankans með svokallaðri Taylor-reglu sem tengir stýrivexti við verðbólgu og nýtingu afkastagetu í atvinnulífinu.

Mynd 43 - Einfölduð skýringarmynd af þjóðhagslíkaninu



HEIMILD: ANALYTICA

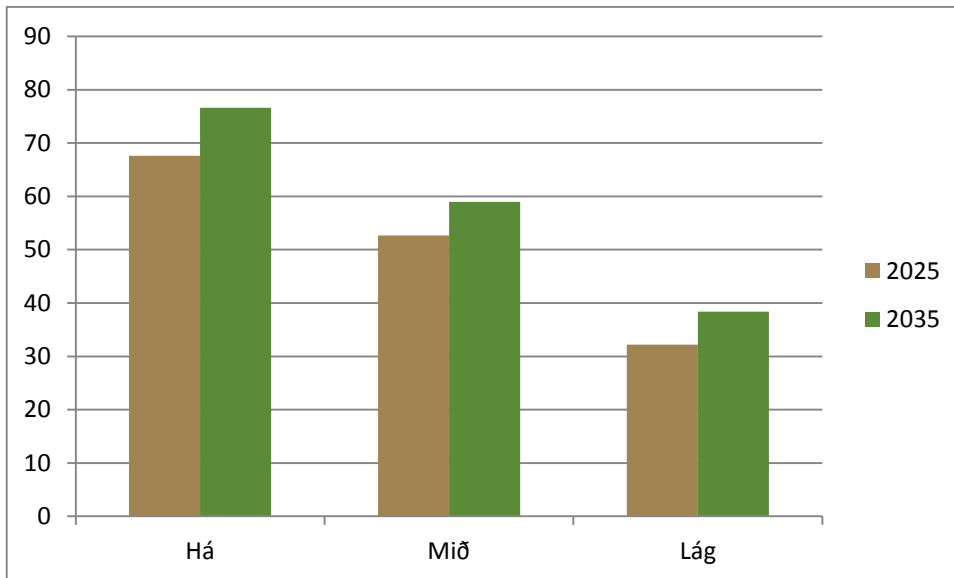
9.5 Sviðsmyndirnar

Matið á þjóðhagsáhrifunum er byggt á þremur sviðsmyndum, þ.e. mið-, háu og lágu. Aðalmunurinn á þeim felst í magni orkuútflutnings og útflutningsverði. Þar sem munur er á magni útfluttrar raforku er líka munur á innlendu fjárfestingarstigi, bæði fyrir orkuframleiðslu og -flutning. Eins og reifað er í kafla 3 þá getur val á viðskiptalíkani sæstrengsins ráðið því hvort strengurinn verður lagður eður ei. Í öllum viðskiptalíkönum fá innlendir orkuframleiðendur og flutningskerfi þó það verð sem þarf til að standa undir 7,9% vegnum fjármagnskostnaði að raungildi fyrir skatt ef strengurinn verður lagður.



Raforkuverðið sem fæst við Íslandsstrendur er mismunandi milli sviðsmynda sem og orkuútflytningur. Áætlaðar útflytningstekjur Íslands eru sýndar á Mynd 44

Mynd 44 - Verðmæti árlegs orkuútflytninga sem fæst við Íslandsstrendur (milljarðar kr., á verðlagi ársins 2014)



Heimildir: Kvika, Analytica

Eins og sjá má á Mynd 44 er talsverður munur á útflytningstekjum í háa tilvikinu þegar borin eru saman árin 2025 og 2035 en hlutfallslegur munur er sínu mestur fyrir lágu sviðsmyndina. Hvað varðar þjóðhagsmatið, þá lýkur greiningartímabilið árið 2035 en það kann að ýkja lítillega muninn á niðurstöðum milli sviðsmynda.

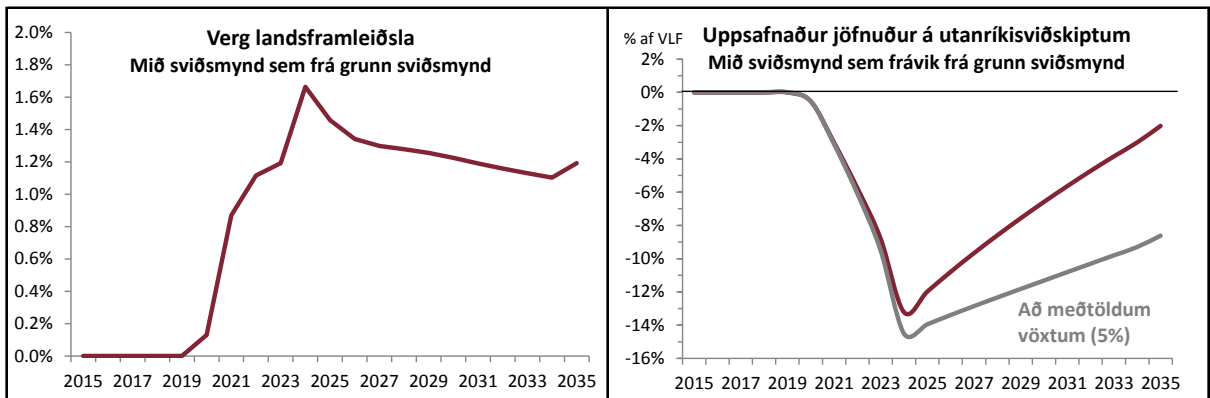
9.6 Niðurstöður

Niðurstöður þjóðhagsmatsins benda til umtalsverðs ávinnings af þeim orkuútflytningi sem verður mögulegur með sæstreng. Niðurstöðurnar fyrir miðsviðsmyndina gefa til kynna að á fyrsta rekstrarári verði landsframleiðsla um 1,6% hærrí en án sæstrengs og tilheyrandi orkuframleiðslu. Það jafngildir nokkurn veginn langtímaáhrifum verkefnisins, en gæta þarf að því að þar er gert ráð fyrir að hagkerfið haldi áfram að vaxa þá minnka hlutfallsleg áhrif með tímanum. Mynd 45 sýnir niðurstöður greiningarinnar fyrir nokkrar helstu hagstærðir fyrir miðsviðsmyndina. Fyrir tímabilið 2016-2019 eru niðurstöðurnar kvarðaðar með vetrarspá Hagstofu Íslands.¹⁷⁶

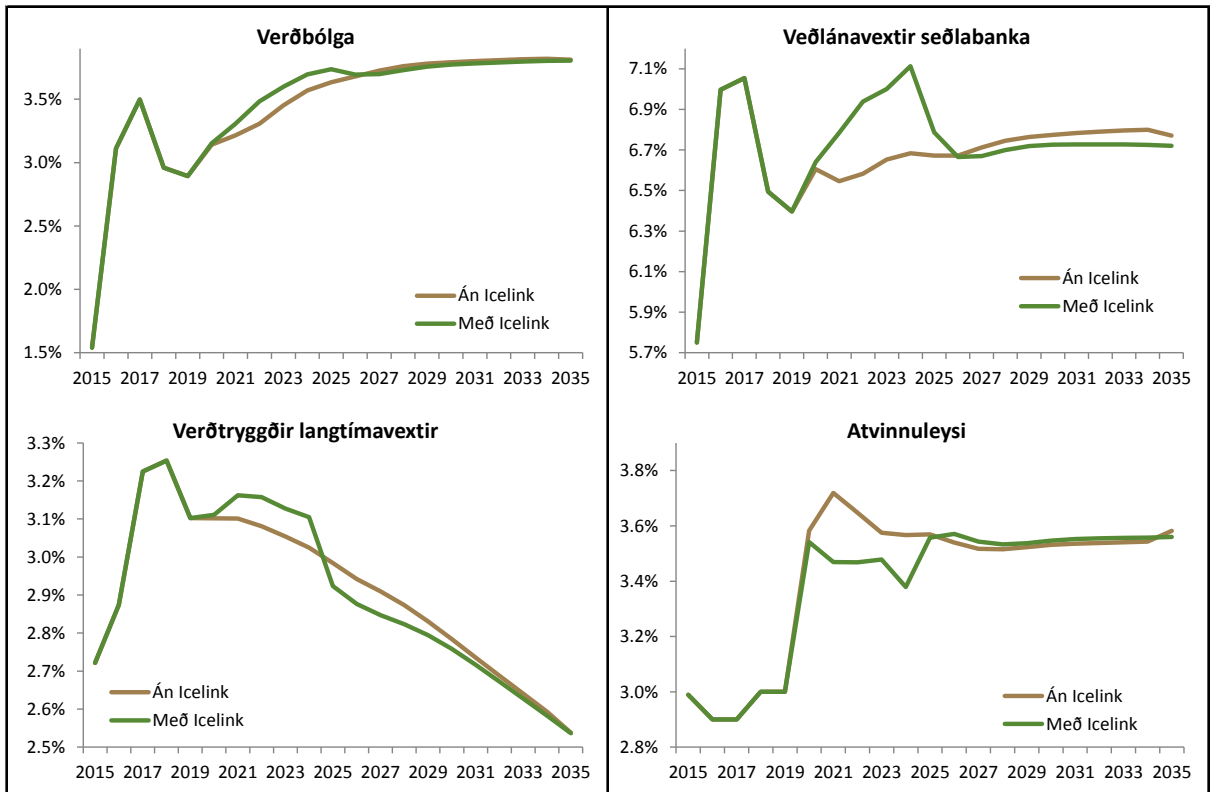
¹⁷⁶ Hagspá, vetur 2015. Útgefin 13. nóvember 2015. Stofnunin birtir ekki vaxtaspár sínar, sjá: https://www.hagstofa.is/media/49254/hag_151113.pdf



Mynd 45 - Þjóðhagsleg áhrif - Mið-sviðsmynd - Helstu þjóðhagsstærðir



Mið sviðsmynd í samanburði við grunn sviðsmynd

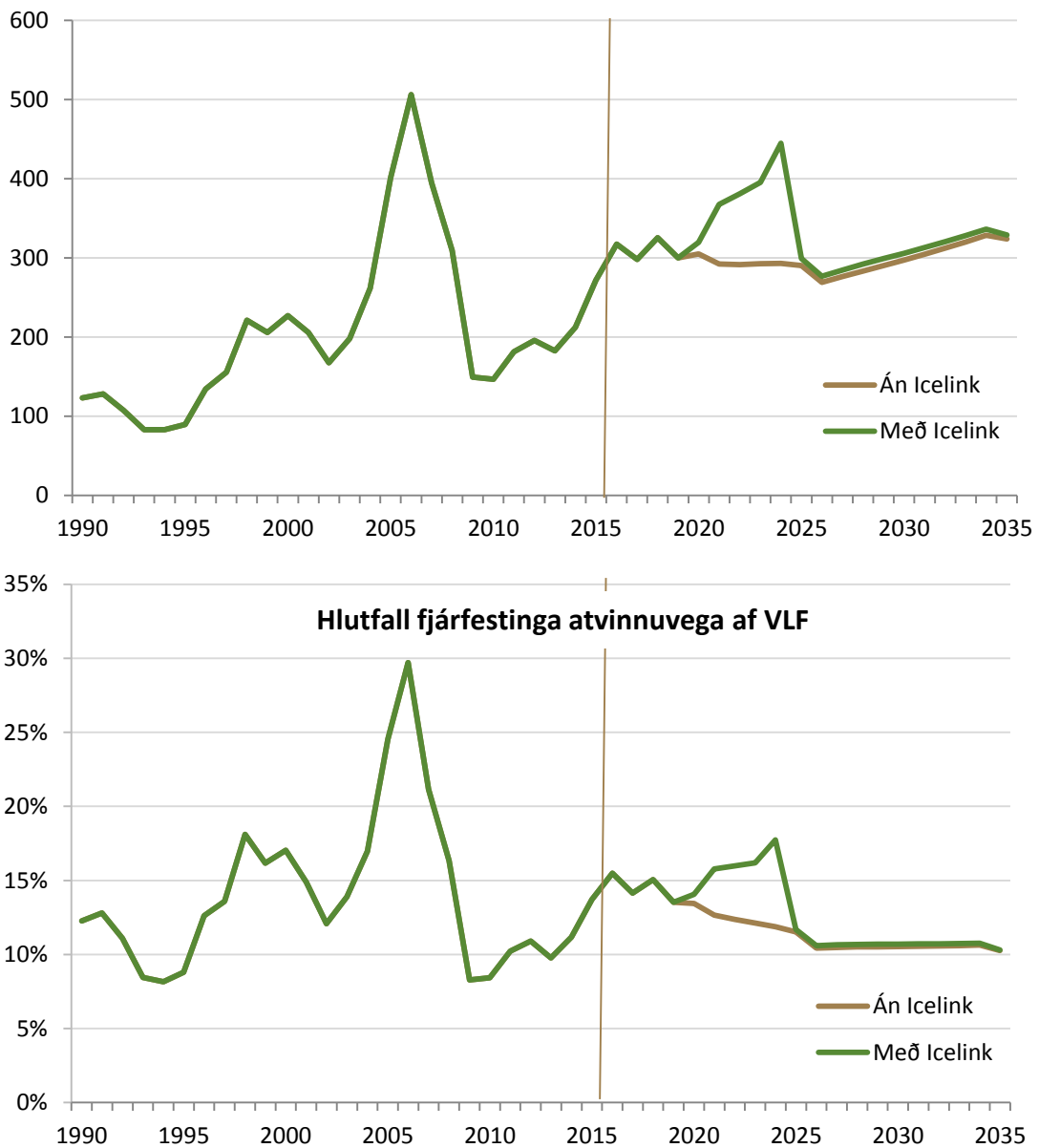


Heimild: Analytica

Þróun heildarfjárfestingar atvinnuvega frá árinu 1990 er birt á efri hluta Mynd 46. Fjárfestingarspá virðist há í sögulegu samhengi en hafa verður í huga að hagkerfið er vaxandi. Sem hlutfall af landsframleiðslu er áætlað að hámark fjárfestingar atvinnuveganna verði árið 2024 svipað og árið 1998 eða um 18% af landsframleiðslu. Það er rétt rúmlega helmingur fjárfestingarhlutfalls ársins 2006. Þróun fjárfestingar frá árinu 2026 er nokkurn veginn í takt við hagvöxt og samsvarar hlutfall fjárfestingar af landsframleiðslu í námunda við 11%. Þetta er sýnt á neðri hluta Mynd 46.



Mynd 46 - Heildarfjárfesting atvinnuvega - Mið-sviðsmynd (milljarðar kr. á verðlagi ársins 2014)



Heimild: Hagstofa Íslands, Analytica

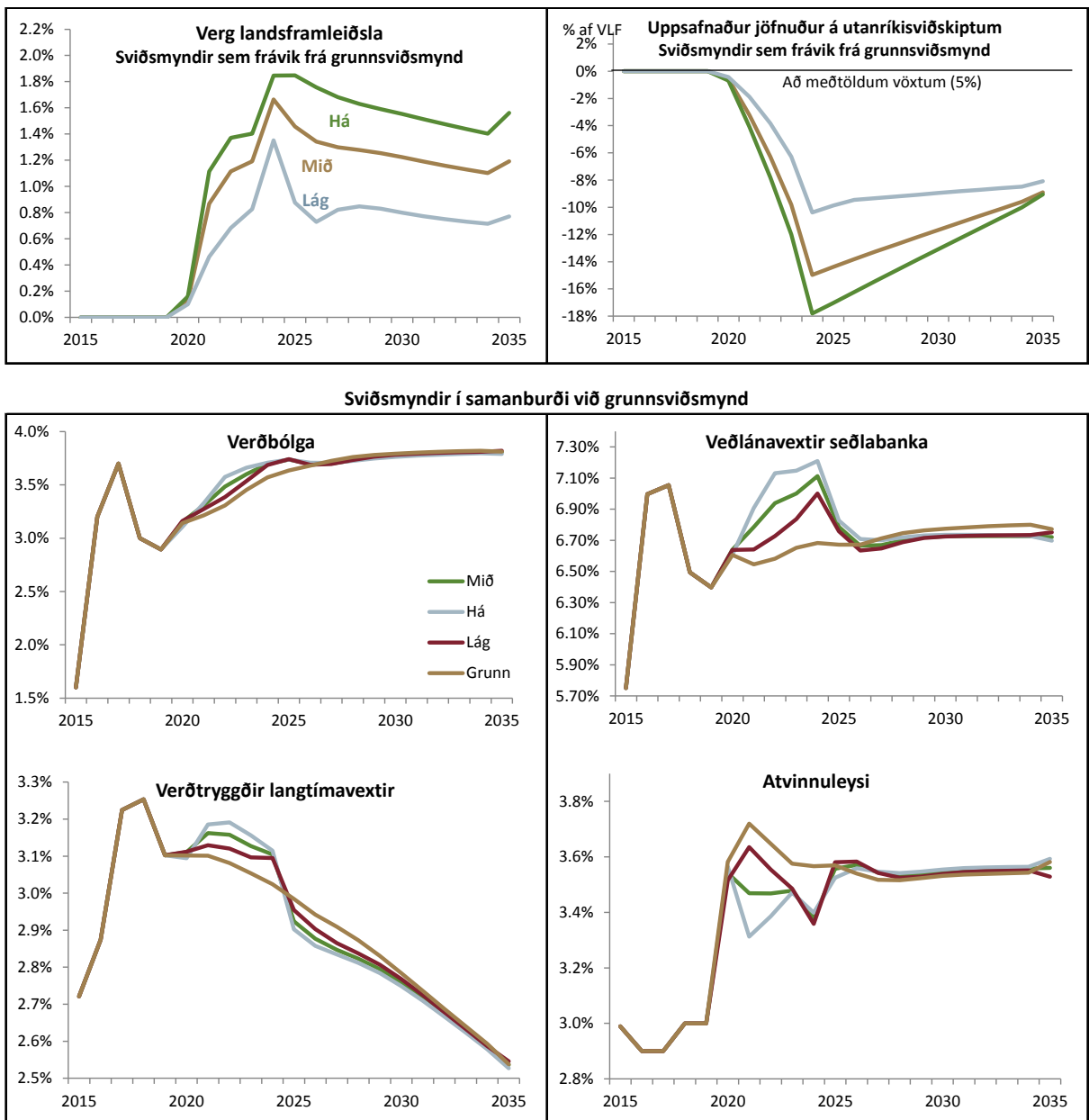
Útreikningar sviðsmyndarinnar eru byggðir á forsendunni um fast raungengi árin 2019-2035. Fram til ársins 2019 er gert ráð fyrir að raungengið hegði sér í samræmi við spá Hagstofu Íslands. Forsendan um fast raungengi felur þó í sér lítilsháttar lækkun á nafngengi því innlend verðbólga er meiri en alþjóðleg. Þessi forsenda byggist á þeirri staðreynd að innflutt hlutdeild innlendrar fjárfestingar verður skuldafjármögnuð í erlendri mynt og endurgreidd af útflutningstekjum. Eins og sjá má á Mynd 47 er uppsafnaður jöfnuður á utanríkisviðskiptum enn neikvæður sem bendir til að skuld hafi ekki verið greidd í lok reiknitímabilsins



árið 2035. Framreikningur önnur 20 ár fram í tímann gefur til kynna fulla endurgreiðslu árið 2045. Það virðist því líklegt að jafnvel þótt langtímaáhrif orkuútflutnings séu jákvæð, kunni hugsanleg áhrif á raungengi að tefjast framyfir reiknitímabilið.

Meðaltals hagvöxtur allt reiknitímabilið er metinn 2,3% fyrir grunnsviðsmynd, heldur minni en 2,7% sem er sögulegt meðaltal fyrir árin 1990-2014. Lítilsháttar munur er á metnum hagvexti milli sviðsmynda þar sem áhrifin eru áætluð sem eins skiptis aukning á landsframleiðslu.

Mynd 47 - Þjóðhagsleg áhrifagreining - niðurstöður sviðsmynda



Heimild: Hagstofa Íslands, Analytica



Niðurstöður greiningarinnar fyrir helstu sviðsmyndir er lýst á Mynd 47. Eins og áður sýnir efsti hluti myndarinnar frávík frá grunntilvikinu meðan hagstærðirnar á neðri hlutanum eru sýndar ásamt grunntilvikinu. Þar sem fjárfestingin sem um er að ræða er tiltölulega hófleg miðað við stærð hagkerfisins virðist ekki ýkja mikill munur á sviðsmyndunum á framkvæmdatímanum. Allar helstu hagstærðir þróast í takt við það sem búast mætti við. Töluverður breytileiki er í áhrifum á landsframleiðslu eftir sviðsmyndum en það má sjá á vinstra línuritinu á efsta hluta myndarinnar. Þessi breytileiki skýrist bæði af breytileika í útflutningsverði og útflutningsmagni.

Uppsöfnun erlendra skulda er sýnd á hægri línuritinu á efsta hluta myndarinnar sem áhrif á uppsafnaðan jöfnuð á utanríkisviðskiptum að meðtöldum vaxtagjöldum. Ljóst er að háa sviðsmyndin felur í sér mesta uppsöfnun skulda en hún gerir líka ráð fyrir hraðastri endurgreiðslu því útflutningsverð er hærra og meiri orka er flutt út. Framreikningur önnur 20 ár fram í tímann gefur til kynna fulla endurgreiðslu árið 2044 samanborið við árið 2045 fyrir mið-sviðsmyndina og árið 2050 fyrir þá lágu.

Niðurstöðurnar sem sjá má á Mynd 47 eru teknar saman í Tafla 13 í samhengi við gefið magn orkuútflutnings og meðalfjárfestingu innlenda orkugeirans sem hlutfall af vergri landsframleiðslu. Efri hluti töflunnar sýnir frávík frá grunntilviki en sá neðri sýnir stærðirnar beint, þ.m.t. fyrir grunnsviðsmynd.

Tafla 13 - Samantekt sviðsmynda og útgildi

	Grunn	Mið	Há	Lág
Meðalfjárfesting 2021-2024 / VLF		4,2%	5,0%	2,9%
Okuútflutningur árið 2025 / VLF		2,1%	2,7%	1,3%
Aukning VLF árið 2025		1,6%	2,0%	1,0%
Uppsafn. halli á utanríkisviðsk 2024 / VLF		-15,0%	-17,8%	-10,4%
Veðlánavextir seðlabanka árið 2024	6,7%	7,1%	7,2%	7,0%
Verðbólga árið 2024	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%

Heimild: Áætlanir Analytica

Tölurnar í Tafla 13 gefa til kynna að um sé að ræða ruðningsáhrif vegna vaxtahækkana, en einnig er aukinni innlendri eftirspurn mætt að hluta með auknum innflutningi. Áhrifin á verðbólgu virðast frekar væg. Vel má vera að þau séu vanmetin en líkanið gefur til kynna frekar háa verðbólgu almennt, ekki aðeins í orkufjárfestingatilvikunum heldur einnig fyrir grunnsviðsmyndina. Áætluð verðbólguþróun endurspeglar það að líkanið lagar sig að sögulega hárrí verðbólgu á Íslandi. Það má einnig sjá á línuritinu fyrir verðbólgu á mynd 47.



Unnt er að bera framangreindar niðurstöður sem sýndar eru á Mynd 47 og Tafla 13 saman við áður nefnda úttekt Hagfræðistofnunar Háskóla Íslands frá 2013. Þar var notað annarskonar líkan (DSGE) en líkan Analytica. Tafla 14 sýnir yfirlit yfir nokkrar helstu forsendur ásamt langtímaáhrif á landsframleiðslu.

Í Tafla 14 má sjá að núverandi mið-sviðsmynd felur í sér töluvert meiri fjárfestingu í orkuframleiðslu og -flutningi á Íslandi en gert var ráð fyrir í greiningu Hagfræðistofnunar. Einnig er kostnaður sæstrengsins hærri þar sem afkastageta hans er meiri í núverandi athugun. Línuleg uppreikningur á niðurstöðum Hagfræðistofnunar á grundvelli útflutningstekna að frádregnum flutningskostnaði gæfi nokkru lægra mat eða um 0,9% á móti 1,6% mati líkans Analytica. Munurinn virðist þó vera innan eðlilegra skekkjumarka þegar einnig er tekið tillit til ólíkrar hegðunar raungengis og uppbyggingar reiknilíkananna.

Tafla 14 - Samanburður á mið-sviðsmynd núverandi athugunar og úttektar Hagfræðistofnunar H.Í. frá 2013 (B)

	Hagfræðistofnun 2013		Útflutningslíkan	
	Sviðsmynd B		Mið-sviðsmynd	
Afl sæstrengs	800 MW		1 000 MW	
Heildarkostnaður sæstrengs	ISK 278 ma.	p 2013	ISK 434 ma.	p 2014
Útflutningsverð við strönd Bretlands 2030/2035	EUR 112/MWh	p 2013	EUR 119/MWh	p 2014
Útflutningsverð við Íslandsstrendur 2030/2035	EUR 60/MWh ¹	p 2013	EUR 52/MWh	p 2014
Flutningsverð raforku á Íslandi	NA		EUR 4.5/MWh	p 2014
Andvirði útflutnings við strönd Bretlands, ISK	79 ma.	p 2013	97 ma.	p 2014
Andvirði útflutnings við Íslandsstrendur, ISK	46 ma.	p 2013	57 ma.	p 2014
Útflutningur við Íslandsstrendur	5 TWh		7.3 TWh	
Varanleg aukning VLF (2025)	0,7%		1,6%	
Raugengi	0,7%		0%	
Framleiðsla nýrra virkjana	3 TWh		5.8 TWh	
Orkusóun sem nýtist með sæstreng	2 TWh		1.5 TWh	
Fjárfesting í virkjunum og flutningskerfi á Íslandi	ISK 132 ma.	p 2013	ISK 444 ma.	p 2014
Gengi EUR/ISK, ársmeðaltal	(153 maí) 162.38		154,86	

¹ Afleidd á grundvelli mats Hagfræðistofnunar á flutningskostnaði. Útreikningurinn miðast við gengið 153 kr./evru. Heimild: Hagfræðistofnun H.Í., Kvika, Analytica

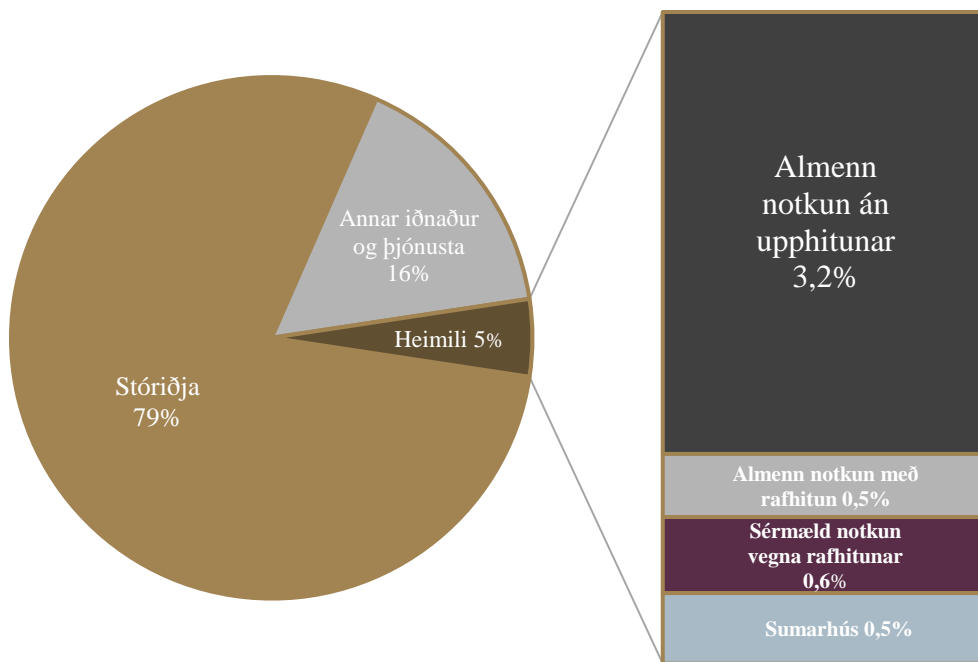


10 Áhrif á heimili

10.1 Eftirspurn heimila

Raforkunotkun heimila á Íslandi árið 2014 var um 842 GWst eða 5% af heildinni samkvæmt opinberum tölum¹⁷⁷. Mynd 48 sýnir skiptingu heildar raforkunotkunar á Íslandi árið 2014 og notkun heimila.

Mynd 48 - Raforkunotkun á Íslandi og notkun heimila



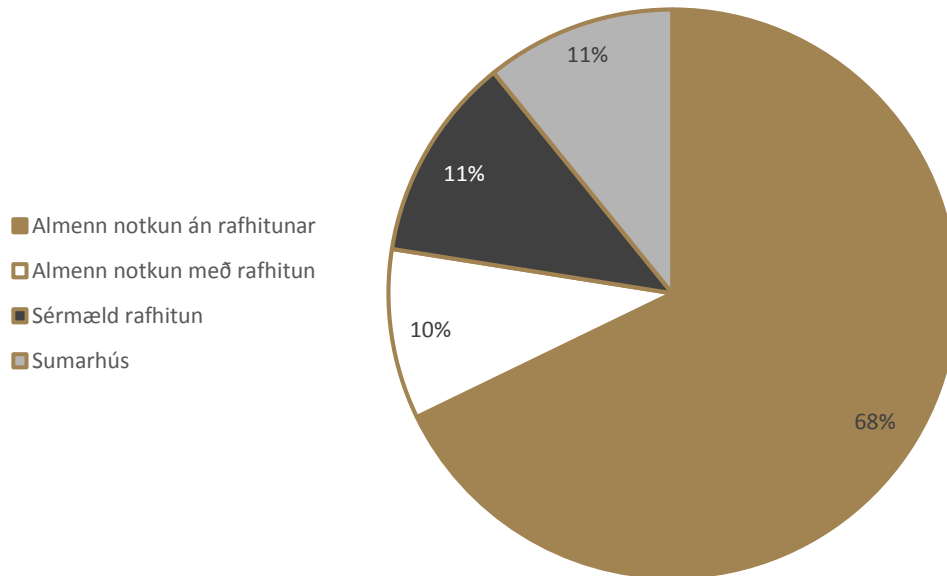
Heimild: Orkustofnun

Stærsti notkunarflokkur heimila var almenn notkun án rafhitunar eða 68% af heildar raforkunotkun heimila, sjá Mynd 49. Þrír aðrir flokkar í raforkunotkun heimila eru: Almenn notkun með rafhitun, sérstök mæld notkun til rafhitunar og sumarhús, hver með 10-11% af heildarraforkunotkun heimila í heild.

¹⁷⁷ Orkustofnun



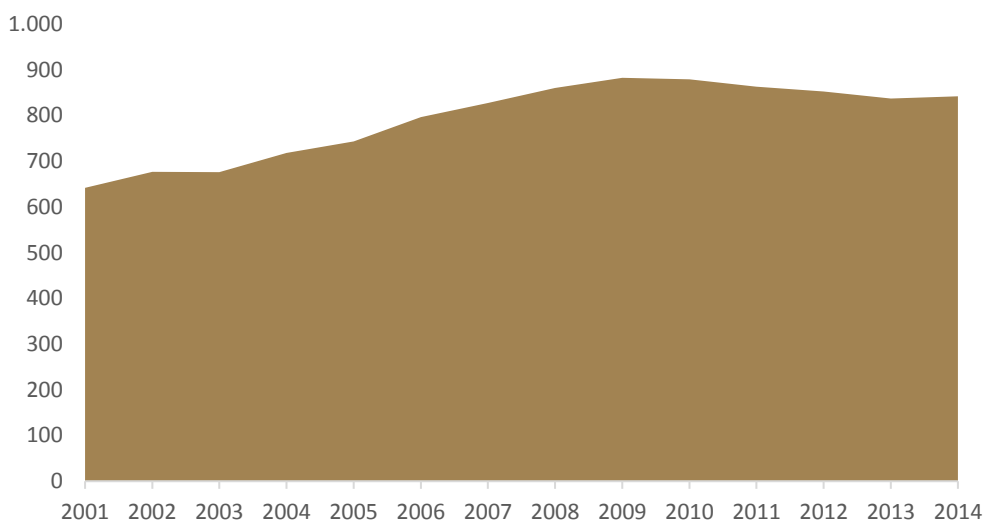
Mynd 49 - Raforkunotkun heimila



Heimild: Orkustofnun

Mynd 50 sýnir eftirspurn heimilanna eftir raforku á Íslandi frá 2001. Árin 2003-2009 jókst notkunin stöðugt en minnkaði árin 2010-2013. Árið 2014 tók notkunin að aukast aftur og munar þar mestu um mikla aukningu í raforkunotkun sumarhúsa.

Mynd 50 - Notkun heimila GWst/ári



Heimild: Orkustofnun



10.2 Raforkuverð til heimila fyrir almenna notkun

Sex raforkusöluþyrirtæki eru starfrækt á Íslandi: Fallorka (FO), HS Orka (HS), Orka náttúrunnar (ON), Orkubú Vestfjarða (OV), Orkusalan (OS) og Rafveita Reyðarfjarðar (RR). Raforkuverðið 2015 án dreifi og flutningsgjalda og skatta var 5,2-5,44 kr./kWst¹⁷⁸ eða 36,6-38,3 €/MWst. (142 kr./€)

Tafla 15 - Raforkuverð á Íslandi árið 2015

Raforkuverð án flutnings dreifingar og skatta	FO	HS	ON	OV	OS	RR
Raforkuverð kr./kWst	5,25	5,44	5,40	5,20	5,43	5,40
Raforkuverð €/MWst (142 kr./€)	37,0	38,3	38,0	36,6	38,2	38,0

Heimild: Orkusetur

Meðalrafmagnsverð var 5,35 kr./kWst eða 37,7 €/MWst. Rafmagnsverð og rafmagnsreikningur eru tvennt ólíkt, stór hluti af rafmagnsreikningi eru flutnings og dreifingargjöld sem geta verið mismunandi eftir dreifingaraðila og staðsetningu neytandans, raforkuskattur og virðisaukaskattur sem er mismunandi eftir í hvað raforkan er notuð. Raforkuskattur var 0,129 kr./kWst árið 2015 en verður afnuminn árið 2016. Jöfnunargjald vegna dreifingar er nú 0,2 kr./kWst en mun hækka í 0,3 kr./kWst árið 2016. Raforka til hitunar ber 11% virðisaukaskatt og rafmagn til almennra nota ber 24% virðisaukaskatt. Niðurgreiðslur eru í boði til dreifingar í dreifbýli og vegna rafmagns sem notað er til upphitunar húsa.

Liðir á rafmagnsreikningi heimila:

- Rafmagnsverð, 5,20-5,44 kr./kWst
- Orkuskattur, 0,129 kr./kWst (verður afnuminn árið 2016)
- Virðisaukaskattur á raforku 11- 24%
- Dreifingargjöld, fast gjald 30,4- 79,4 kr./dag eftir staðsetningu
- Dreifingargjöld og flutningur, breytilegt gjald 4,56-6,53 kr./kWst
- Jöfnunargjald, 0,2 kr./kWst (verður hækkað í 0,3 kr./kWst)
- Virðisaukaskattur á dreifingu, 24%
- Niðurgreiðslur á dreifingar- og flutningskostnaði

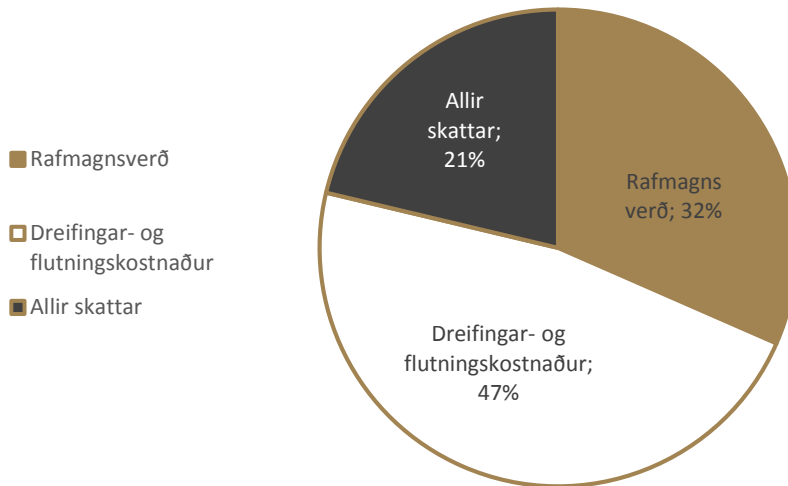
Eins og sjá má af þessum lista er rafmagnsverðið aðeins hluti af rafmagnsreikningi heimila. Mynd 51 sýnir dæmi um rafmagnsreikning heimilis í Reykjavík árið 2015

¹⁷⁸ Orkusetur. <http://orkusetur.is/raforka/raforkuverd-samanburdur/>



með 5.000 kWst ársnotkun sem kaupir rafmagn frá Orku náttúrunnar og dreifingu frá Veitum.

Mynd 51 - Dæmi um rafmagnsreikning heimilis í Reykjavík 5.000 kWst/ári

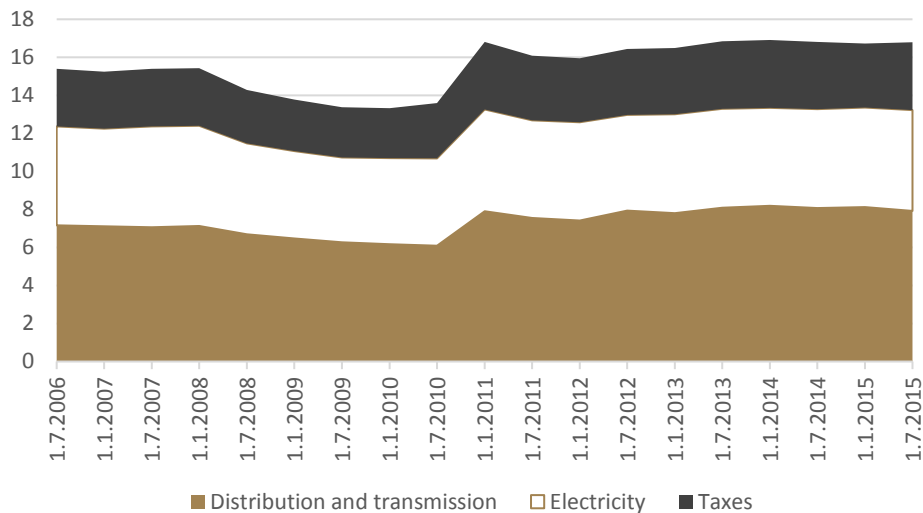


Heimild: Orkusetur, Orka náttúrunnar og Veitur.

Mynd 52 sýnir þróun heildar raforkuverðs til heimila með 5.000 kWst ársnotkun frá Orkuveitu Reykjavíkur og dótturfyrirtækjum hennar frá miðju ári 2006, leiðrétt fyrir verðbólgu (á verðlagi árs 2014). Heildarverð fyrir afhenta raforku með sköttum leiðrétt fyrir verðbólgu, hefur verið stöðugt sl. 4 ár en er 9% hærri en um mitt ár 2006. Há verðbólga árin 2008 og 2009 leiddi til lækkunar á raforkuverði til heimila að raungildi. Með snarpri verðhækkun árið 2010 varð verðið að raungildi aftur líkt því sem var 2006 og 2007. Hækkun vísitölu neysluverðs á tímabilinu 2006-2014 var tæp 70%.



Mynd 52 - Þróun heildar raforkuverðs heimilis í Reykjavík kr./kWst (Á verðlagi 2014)



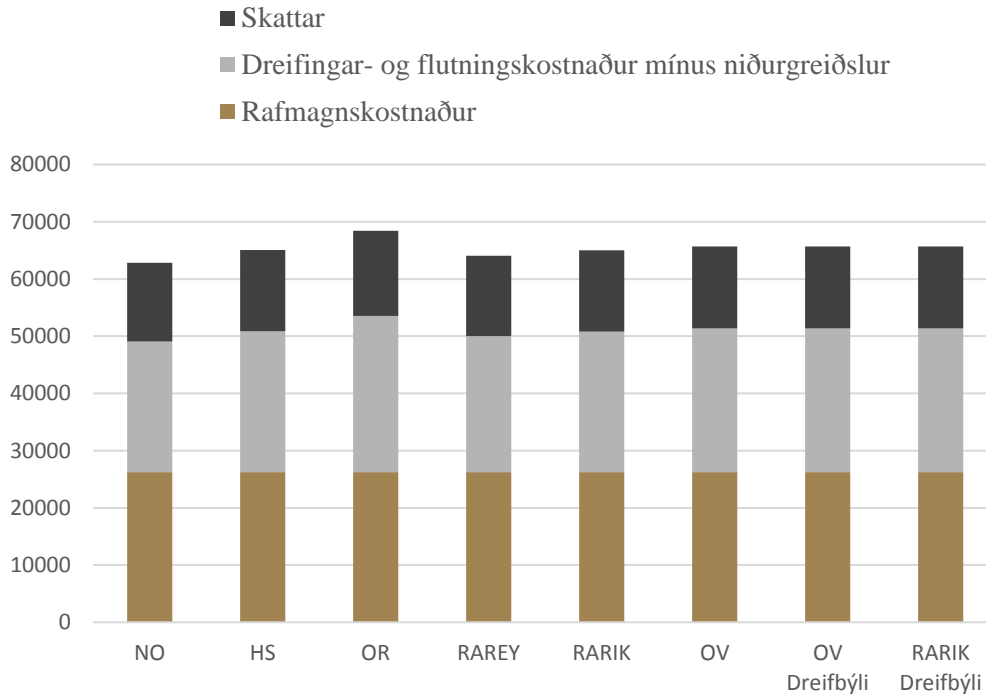
Heimild: Orkuveita Reykjavíkur/Orka náttúrunnar/Veitur/Hagstofa Íslands

Þótt heildar rafmagnsverð hafi hækkað um 9% frá miðju ári 2006, leiðrétt fyrir verðbólgu, nemur hækkunin 23% að raungildi frá ársbyrjun 2010. 64% Íslendinga búa í Reykjavík og nágrennasveitarfélögum. Annarsstaðar getur dreifingar- og sendingarkostnaður verið frábrugðinn því sem ofangreind línurit sýna.

Þar sem raforkusala er samkeppnismarkaður geta öll heimili sem tengd eru dreifikerfinu valið á milli raforkusölufyrirtækjanna sem talin eru upp í Tafla 15. Dreifing og flutningur raforku er aftur á móti einkaleyfisstarfsemi og er heimilum er skylt að kaupa þjónustuna frá þjónustuveitu á svæði sínu. Mynd 53 sýnir samanburð á kostnaði eftir dreifingaraðilum og staðsetningu neytenda. Samanburðurinn er gerður fyrir heimili með 5.000 kWst notkun á ári. Rafmagnsverðið sem notað er er meðalverð frá Tafla 15 eða 5,35 kr./kWst. 6 dreifingarfyrirtæki eru starfandi: Norðurorka (NO), Veitur, HS Veitur (HS), RARIK, Rafveita Reyðarfjarðar (RR) og Orkubú Vestfjarða (OV). Tvö félög hafa sérstaka gjaldskrá fyrir dreifibýli: RARIK og Orkubú Vestfjarða. Samanburðurinn tekur ekki til rafmagnskostnaðar við upphitun, aðeins almennrar rafmagnsnotkunar. Í kafla 10.3 er fjallað um rafmagnskostnað vegna húshitunar á „köldum svæðum“.



Mynd 53 – Samanburður á árlegum rafmagnskostnaði, heimili, kr., fyrir 5000 kWst/ári eftir dreifingarfyrtækjum (án fastra dreifgjalda)



Heimild: Orkusetur og Kvika

Mynd 53 sýnir að án fastra dreifingargjalda er heildarrafmagnskostnaður af almennri raforkunotkun svipaður á öllu Íslandi eða 63-69 þúsund kr. fyrir 5.000 kWst notkun á ári. Lægstu upphæðirnar eru á dreifisvæðum Norðurorku og HS Veitna og hæstu upphæðirnar eru í dreifbýli og hjá Veitum (dótturfélags Orkuveitu Reykjavíkur). Þessi niðurstaða er engin tilviljun þar sem Alþingi ákvað fyrir á þessu ári að auka niðurgreiðslur til dýrustu dreifbýlissvæða til að jafna kostnað við dreifingu og flutning raforku. Breytilega dreifingargjaldið er herra í dreifbýli en með niðurgreiðslum eru þau svipuð. Þetta leiðir af sér svipaðan heildarkostnað á öllum svæðum án fasta dreifingargjaldsins. Heildarniðurgreiðslur til allrar almennrar raforkunotkunar í dreifbýli hafa verið áætlaðar 913 milljónir kr. á ári og verða fjármagnaðar með jöfnunargjaldi upp á 0,1-0,3 kr./kWst fyrir alla almenna raforkunotkun í landinu að undanskildum orkufrekum iðnaði.¹⁷⁹ Niðurgreiðslan býðst ekki aðeins heimilum heldur einnig atvinnu- og þjónustugreinum öðrum en orkufrekum iðnaði.

¹⁷⁹ Frumvarp til laga um breytingar á lögum nr. 98/2004, um jöfnun kostnaðar við dreifingu raforku (lög nr. 20/2015)

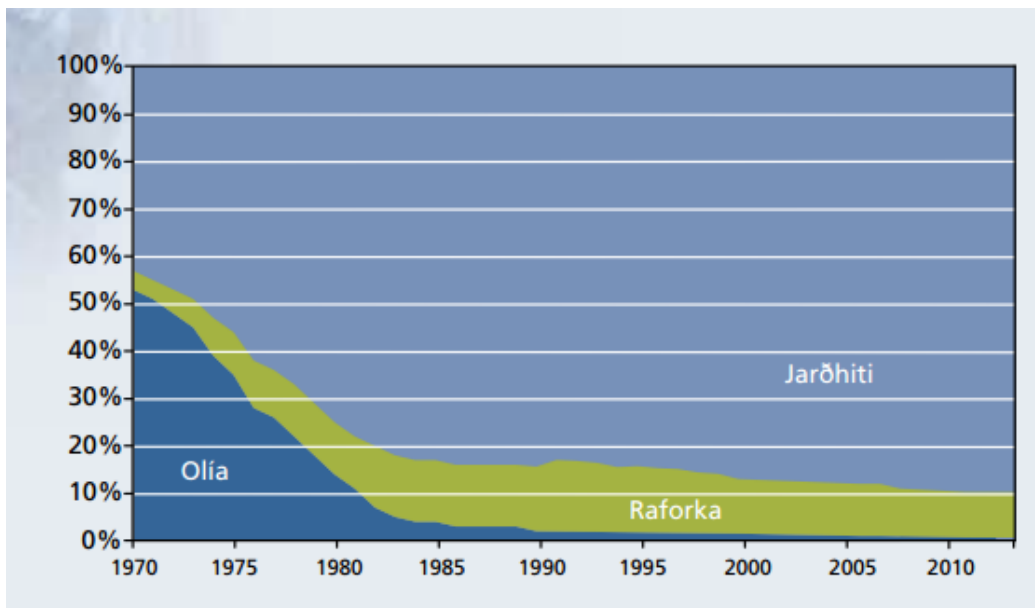


Fasta dreifingargjaldið er mismunandi milli svæða og hæst í dreifbýli en lægst á þéttbýlustu svæðunum eins og á dreifisvæðum Veitna, Norðurorku og HS Veitna.

10.3 Rafmagnskostnaður til húshitunar á „köldum svæðum“

Tæplega 90% landsmanna búa á svæðum með aðgang að hitaveitu sem notar heitt vatn úr jarðvarmalind með hagkvæmum og endurnýjanlegum hætti. 10% landsmanna skortir aðgang að þessari auðlind og þurfa því að hita upp hús sín beint eða óbeint með rafmagni eða olíu¹⁸⁰.

Mynd 54 - Uppruni húshitunar á Íslandi 1970-2014



Heimild: Orkustofnun, orkutölur á Íslandi 2014

Upphitun með hvort sem er rafmagni eða olíu er dýrari en með jarðvarmaveitu. Mynd 55 sýnir þéttbýlissvæði án aðgangs að húshitun með jarðvarmaveitu á viðráðanlegu verði. Bláu punktarnir eru svæði þar sem rafmagn er notað til húshitunar og grænu punktarnir eru svæði þar sem hús eru hituð beint með rafmagni.

¹⁸⁰ Orkustofnun. Orkutölur fyrir Ísland 2014



Mynd 55 – Þéttbýlissvæði án aðgangs að jarðhitaveitu



Heimild: Alþingi. Þingskjal 1172 — 698.

Í Tafla 16 hér að neðan sést íbúafjöldi svæða með mismunandi gerðum húshitunar.

Tafla 16 - Íbúafjöldi á svæðum með mismunandi tegund upphitunar

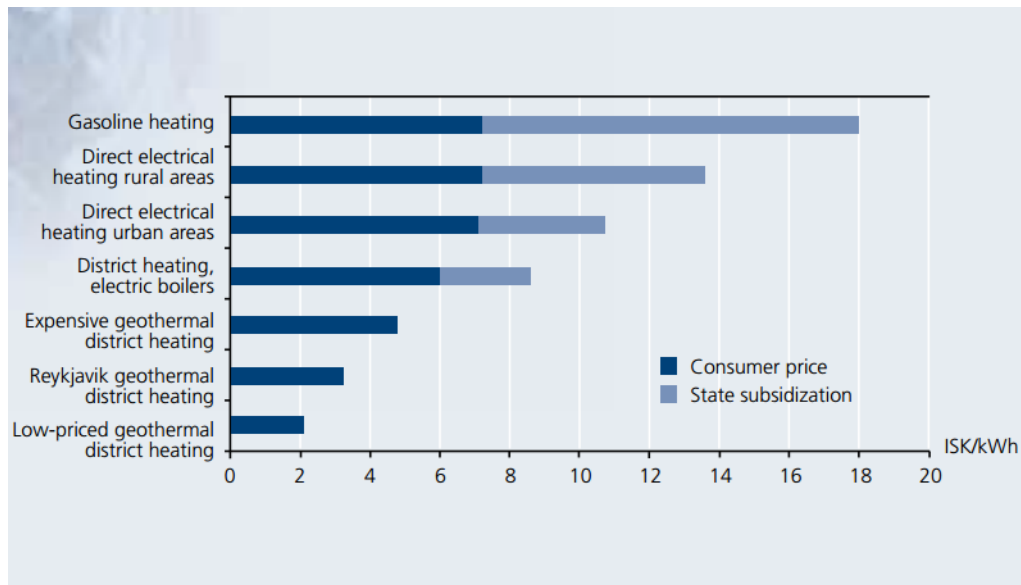
Gerð húshitunar	Íbúafjöldi á svæðum
Jarðvarmaveita	290.000
Dýr hitun með jarðhita	9.000
Hitaveitur með rafknúnum kötlum	6.000
Bein rafhitun, þéttbýlissvæði	13.000
Bein rafhitun, dreifbýlissvæði	11.000
Olúkynding	93

Heimild: Alþingi, Þingskjal 1172 — 698

Upphitunarkostnaður er hærri hjá heimilum á „köldum svæðum“. Mynd 56 sýnir heildarorkukostnað við mismunandi aðferðir við húshitun á Íslandi árið 2014.



Mynd 56 - Kostnaður við húshitun eftir aðferð, mitt ár 2014



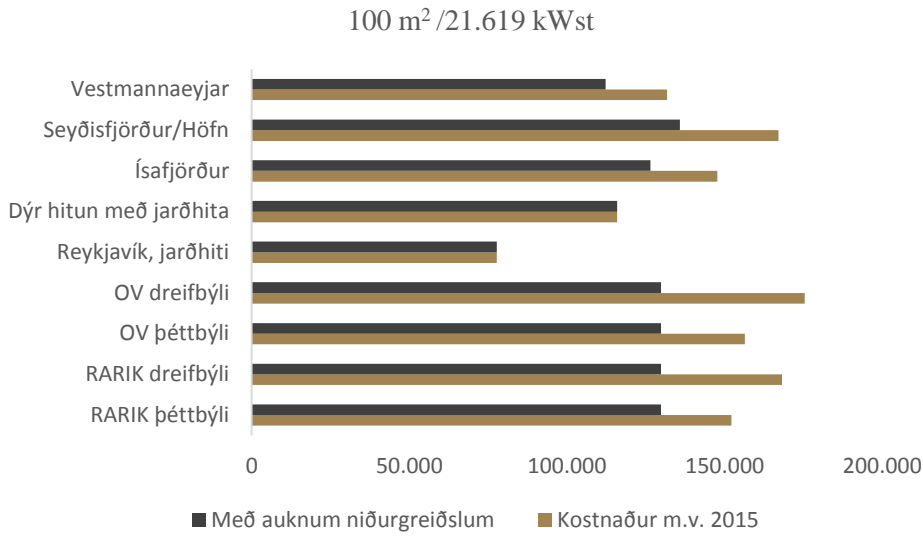
Heimild: Orkustofnun. Orkutölur fyrir Ísland 2014

Mynd 56 sýnir að kostnaður við húshitun var meiri á „köldu“ svæðunum en svæðum með jarðvarmaveitu, en heimili á „köldu“ svæðunum fá niðurgreiðslur til að lækka húshitunarkostnaðinn. Alþingi ákvað nýlega að hækka niðurgreiðslur til upphitunar á „köldum“ svæðum. Fyrri niðurgreiðslur dugðu til að greiða 80% af flutnings- og dreifingarkostnaði. Nýja ákvörðunin hækkar þá tölu í 100%. Niðurgreiðslur á upphitun nema 1 milljarði kr. og munu hækka í 1,25 milljarða kr. árið 2016.

Mynd 57 og Mynd 58 sýna hvernig upphitunarkostnaður mun breytast hjá heimilum á mismunandi stöðum á landinu. Fyrsta dæmið sýnir árlegan orkukostnað fyrir 100 m² íbúð sem notar 21.619 kWst af raforku til upphitunar. Annað dæmið sýnir það sama fyrir 180 m² hús með orkunotkun til hitunar sem nemur 38.400 kWst á ári.

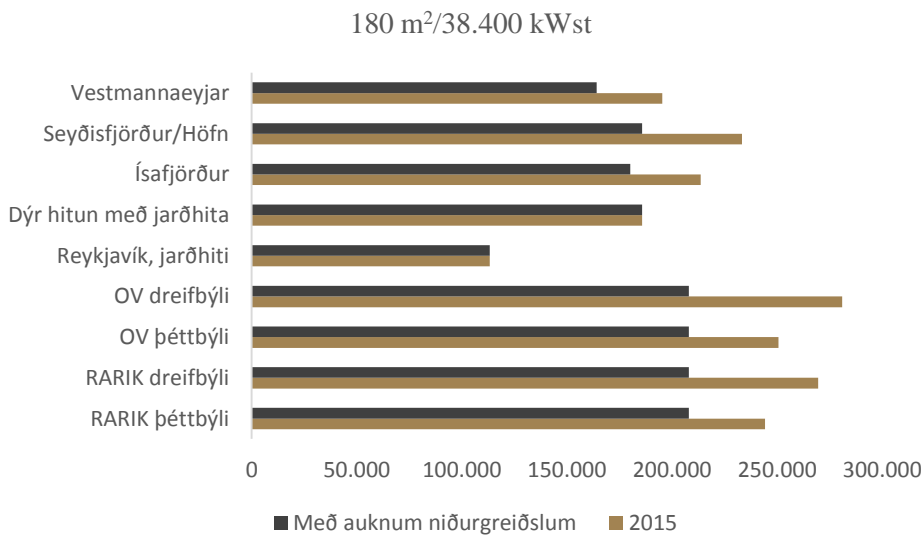


Mynd 57 - Árlegur hitunarkostnaður með hækkuðum niðurgreiðslum



Heimild: Alþingi, Þingskjal 1172 — 698

Mynd 58 - Árlegur hitunarkostnaður með hækkuðum niðurgreiðslum



Heimild: Alþingi, Þingskjal 1172 — 698

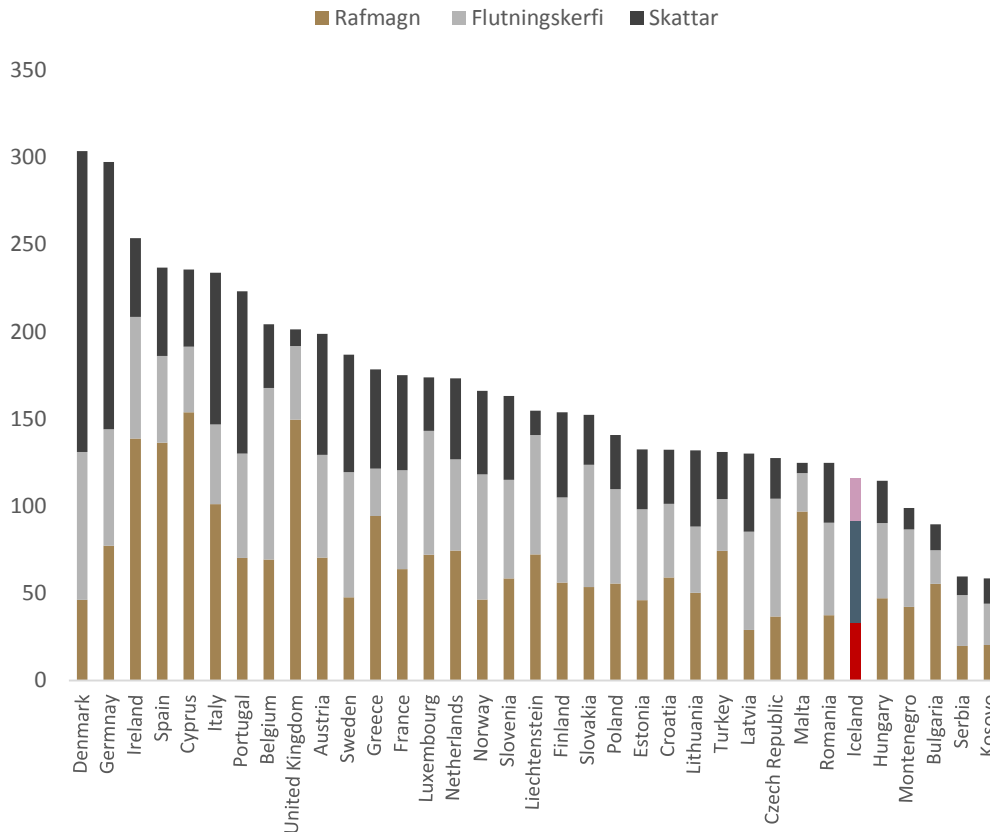
Eins og sjá má af dæmunum tveimur er hitunarkostnaður með raforku enn mun hærri í dreifbýli og á svæðum sem hafa ekki aðgang að jarðhitaveitu en á Reykjavíkursvæðinu.



10.4 Samanburður á raforkuverði til heimila í Evrópu

Mynd 59 sýnir raforkuverð í Evrópu árið 2014 fyrir afhenta raforku til heimila á notkunarbílinu 2.500-5.000 kWst/ári. Heildarverðið er sett saman úr raforkuverði, dreifikerfiskostnaði (dreifingu og flutningi) og sköttum.

Mynd 59 - Rafmagnsverð til evrópskra heimila sem nota 2.500-5.000 kWst/ári (€/MWst)

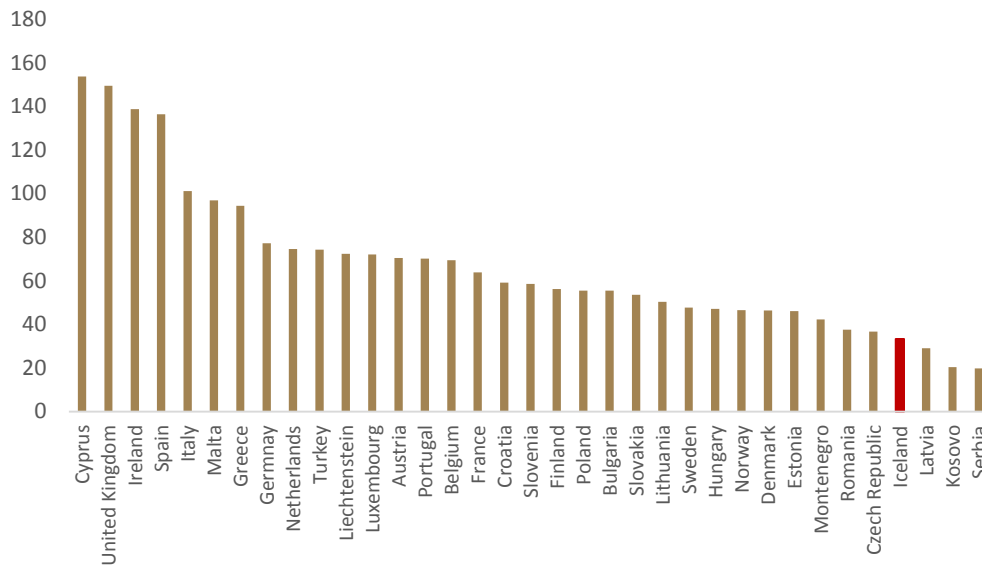


Heimild: Eurostat og útreikningur Kviku

Súluritið hér að ofan sýnir að hæsta heildar rafmagnsverð til heimila í Evrópu fyrir afhenta MWst er í Danmörku og Þýskalandi. Aðalástæðan er skattar. Skattar eru 50% rafmagnsreikningsins í Þýskalandi og yfir 50% í Danmörku. Minnsti rafmagnskostnaður endanotenda með sköttum á MWst var í Kósóvó og Serbíu og heildarkostnaður á Íslandi var svipaður og í Ungverjalandi og Rúmeníu. Mynd 59 sýnir að skattar og dreifingargjöld eru mjög mismunandi eftir löndum. Þessvegna er áhugavert að bera saman raforkuverð án þeirra. Mynd 60 sýnir raforkuverð fyrir sama notkunarbíl, þ.e. 2.500-5.000 kWst/ári fyrir árið 2014, mælt í €/MWst án dreifingarkostnaðar og skatta.



Mynd 60 - Rafmagnsverð til evrópskra heimila sem nota 2.500-5.000 MWst án dreifikerfiskostnaðar og skatta (€/MWst)



Heimild: Eurostat og Kvika

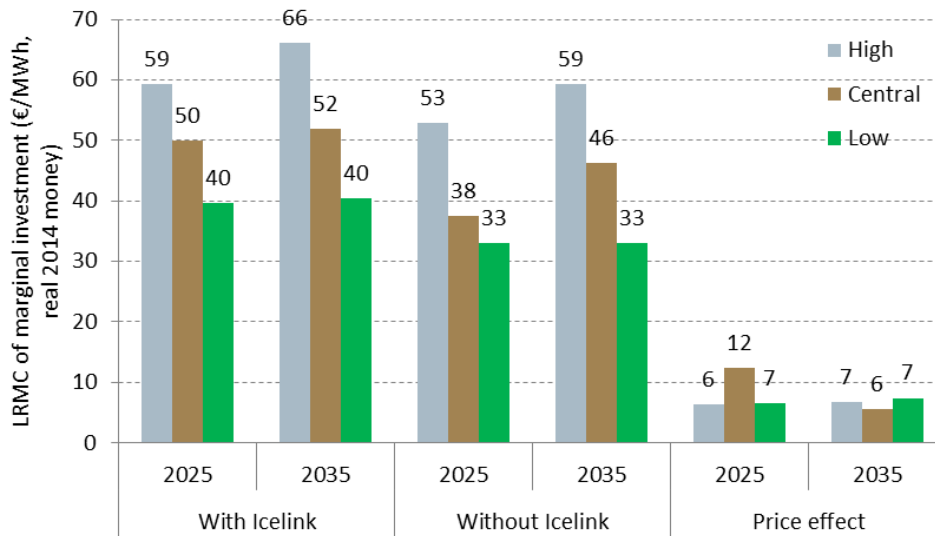
Þetta breytir myndinni. Danmörk er nú meðal þeirra landa sem hafa lægst rafmagnsverð en Bretland og Kýpur fara efst á listann. Það gæti verið ein af ástæðunum fyrir því að Bretar og Danir eru að kanna möguleika á að tengja löndin saman með 700 km löngum sæstreng. Ísland er meðal þeirra landa í Evrópu þar sem rafmagn er ódýrast.

10.5 Áhrif Icelink á raforkuverð til heimila

Vöxtur eftirspurnar eftir raforku á Íslandi og sæstrengur munu hafa áhrif á rafmagnsverð til hækkunar. Aukið verðmæti raforku vegna möguleikans á að flytja hana út og þörfin fyrir byggingu dýrari framleiðsluvalkosta munu valda hækkun á langtíma jaðarverði. Án sæstrengs í mið- og háu sviðsmyndunum mun eftirspurn á Íslandi aukast með aukinni eftirspurn frá orkufrekum iðnaði og almennum markaði. Í þeim sviðsmyndum þarf að byggja nýjar virkjanir til að mæta eftirspurn, þær virkjanir munu þurfa hærra verð til að standa undir kostnaði en núverandi virkjanir. Samt er í öllum sviðsmyndum langtíma jaðarrafmagnsverð á Íslandi lægra en verðspá Pöyry fyrir Bretland. Mynd 61 sýnir spá um langtíma jaðarverð á Íslandi með og án sæstrengs fyrir sviðsmyndirnar þrjár.



Mynd 61 - Áhrif Icelink á rafmagnsverð á Íslandi árið 2025 og 2035



Heimild: Pöyry

Hækkun raforkuverðs vegna Icelink er 6-12 €/MWst eða 0,85-1,7 kr./kWst (142 kr./€) eftir sviðsmyndum og ári.

Án allra mótvægisáðgerða mun þetta valda hækkun rafmagnskostnaðar neytenda á Íslandi. Fyrir heimili með aðgang að hitaveitu hækkar rafmagnskostnaður um 4.260-8.520 kr. á ári eða 355-710 kr. á mánuði án virðisaukaskatts, miðað við 5.000 kWst meðalnotkun á ári.

Tafla 17 - Hækkun raforkukostnaðar heimila með aðgang að jarðvarmaveitu sem nota 5.000 kWst/ári

Verðhækkun kr./kWst	0,85	1,7
Kostnaðarhækkun á ári kr.	4.260	8.520
Kostnaðarhækkun á mánuði kr.	355	710

Heimild: Pöyry og útreikningur Kvikú

90% Íslendinga búa á svæðum með aðgang að hitaveitu. Fyrir þau 10% sem búa á „köldum“ svæðum eða treysta á rafmagnshitun verða áhrifin meiri án mótvægisáðgerða eða aukinna niðurgreiðslna.

Mynd 57 og Mynd 58 á bls. 140 sýna að hæsti hitunarkostnaður eftir að nýju niðurgreiðslurnar taka gildi verður á svæðum þar sem hús eru hituð beint með rafmagni. Fyrir heimili með beina rafmagnshitun og 21.619 kWst notkun á ári verður aukinn kostnaður vegna Icelink 1.531-3.062 kr. á mánuði eða 18-37.000 kr. á ári án virðisaukaskatts. Hjá heimili með 38,400 kWst ársnotkun verður



kostnaðarhækkunin 2.720-5.440 kr. á mánuði eða 33-65.000 kr. á ári án virðisaukaskatts.

Tafla 18 - Hækkun hitunarkostnaðar með raforku með Icelink eftir notkunarhópum (2014)

	21.619 kWst	28.400 kWst	38.400 kWst
0,85 kr./kWst	18.376	24.140	32.640
Á mánuði	1.531	2.012	2.720
1,7 kr./kWst	36.752	48.280	65.280
kr. á mánuði	3.063	4.023	5.440

Heimild: Kvika

10.6 Mögulegar mótvægisáðgerðir í þágu heimila

Tafla 19 sýnir yfirlit yfir árleg áhrif sæstrengs á kostnað heimila án mótvægisáðgerða. Samanlögð áhrif eru 717-1.432 milljónir kr. á ári. Þessi upphæð er hluti af tilflutningi auðs frá neytendum til orkufyrirtækja. Hópurinn „almenn notkun án rafhitunar“ verður fyrir mestum áhrifum, en þar eð tæp 90% þjóðarinnar falla undir hann þá eru áhrifin á hvern einstakling minni en í hinum hópunum.

Tafla 19 - Samantekt á áhrifum Icelink á heimili án mótvægisáðgerða (2014)

Milljónir króna	0,85 kr./kWst	1,7 kr./kWst
Almenn notkun án rafhitunar	486	971
Almenn notkun með upphitun	69	139
Mæld upphitun	84	167
Sumarhús	78	155
Alls	717	1.432

Heimild: Kvika

Milda má áhrifin á 90% landsmanna með því að lækka virðisaukaskatt á raforku, dreifingu og afhendingu úr núverandi 24% efra þrepi í 11% neðra þrepið. Tafla 20 sýnir dæmi þar sem virðisaukaskattur á raforku og virðisaukaskattur á dreifingu og flutning er lækkaður úr 24% í 11%. Við útreikning þeirra skatttekna sem virðisaukaskattur á raforku, dreifingu og flutning aflar var miðað við meðalraforkuverð til almennrar notkunar í þéttbýli.



Tafla 20 - Möguleg mildun áhrifa af Icelink með því að lækka virðisaukaskatt

5.000 kWst/ári	Núverandi 24%	11%	Munur
Virðisaukaskattur á dreifingu og flutningi kr./kWst	1,98	0,91	1,07
Virðisaukaskattur á rafmagn kr./kWst	1,33	0,61	0,72
Alls kr./kWst	3,31	1,52	1,79

Heimild: Útreikningur Kvikú

Heildarmunur með því að lækka VSK á alla liði rafmagnsreikningsins fyrir þéttbýlissvæði er 1,79 kr./kWst sem er svipað og hámarkshækkun raforkuverðs með sæstreng samanborið við sviðsmynd án hans.

Hér fyrir neðan er dæmi um það hvernig langtíma jaðarrafmagnsverð gæti breyst á árinu 2025 útfrá niðurstöðu hermunarinnar (142 kr./€).

Tafla 21 - Dæmi um breytingu á raforkuverði á Íslandi árið 2025 (kr./kWst)

kr./kWst	Há	Mið-	Lág
Verð án sæstrengs	7,53	5,40	4,69
Verð með sæstreng	8,38	7,10	4,69
Verðbreyting	0,85	1,7	0,99
%	11%	32%	21%

Heimild: Kvika

Tafla 22 sýnir dæmi um rafmagnsreikning heimilis á svæði á Íslandi sem hefur aðgang að hitaveitu. Þessi notendahópur notar 68% af heildarraforku heimila. Dæmið er byggt á 5.000 kWst meðalársnotkun. Það byggist á 2025 mið-sviðsmyndinni þar sem hækkun rafmagnsverðs er 32% og viðbótar smásölu kostnaður er áætlaður að meðaltali 0,5 kr./kWst ofan á heildsöluverð.



Tafla 22 - Dæmi um breytingu á rafmagnsreikningi heimilis sem notar 5.000 kWst/ári (kr.)

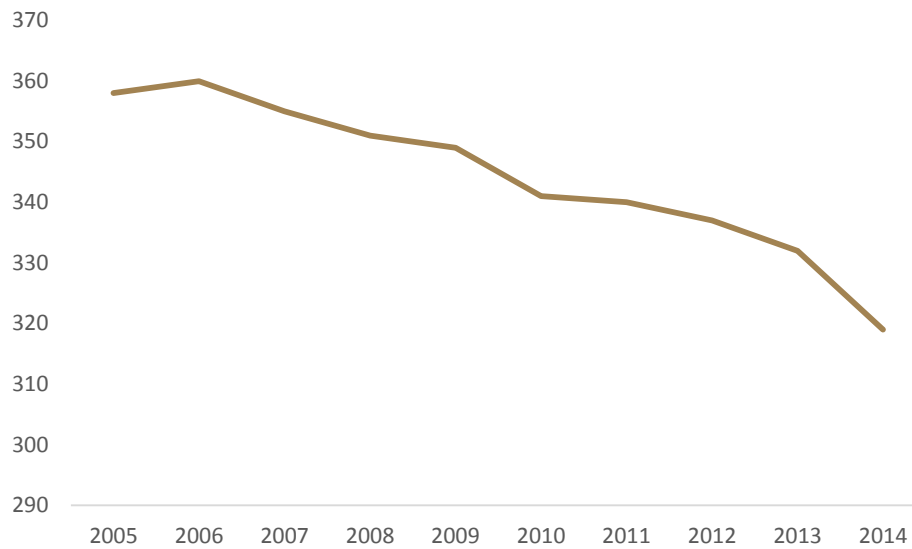
Kr. á ári	Í dag	Án sæstrengs	Með sæstreng
Dreifing án VSK	41.341	41.341	41.341
Rafmagns- og sölukostnaður án VSK	27.645	30.145	38,645
VSK	16.557	17.157	19.197
Samtals rafmagnsreikningur	85.543	88.643	99.183
Hækkun frá vinstri dálki		3.100	10.540
Samtals rafmagnsreikningur ef VSK er 11%			88.785

Heimild: Orkusetur, Pöyry og útreikningur Kvikú

Í þessu dæmi er heildar rafmagnsreikningurinn 10.540 kr. hærri á ári með sæstreng en án. Ef þessi verðhækkun er milduð með því að lækka virðisaukaskattinn niður á lægra þrep eins og nefnt var hér að ofan, verður rafmagnsreikningurinn með sæstreng svipaður því sem er spáð án strengs. Missir skatttekna með því að lækka virðisaukaskatt á raforkunotkun til almennra nota væri í þessu dæmi nálægt 1 milljarði kr. eða 7-8 milljónir evra á ári.

Fyrir þau heimili á Íslandi sem hafa ekki aðgang að hitaveitu hefur lækkun virðisaukaskatts minni áhrif þar sem dreifingar- og flutningskostnaður er núna niðurgreiddur og VSK á raforkuhlutann er 11%. Með því að lækka núgildandi 11% VSK á raforku niður í 0% væri vegið upp á móti hækkun raforkuverðs að litlu leyti.

Öll niðurgreidd raforkunotkun á Íslandi til húshitunar var 320 GWst árið 2014. Hækkun niðurgreiðslna til að vega upp á móti auknum kostnaði vegna Icelink fyrir alla rafhitun í landinu, þ.m.t. óbeina rafhitun fyrir heimili með hitakúta, myndi kosta 275-550 milljónir kr. árlega (2-4 milljónir evra á ári) miðað við notkun árið 2014.

**Mynd 62 - Þróun niðurgreiddrar rafhitunar GWst/ár**

Heimild: Alþingi, Þingskjal 1172 — 698

Mynd 62 sýnir að niðurgreidd raforkunotkun hefur farið stöðugt minnkandi frá árinu 2006. Þessa þróun má skýra með framförum í orkunýtingu og stofnun Orkuseturs sem vinnur að eflingu orkunýtni og orkusparnaðar fyrir neytendur.

Til að auka orkunýtingu og sparnað og draga úr þörf fyrir niðurgreiðslur gæti ríkið aukið stuðning sinn við fjárfestingar í þeim tilgangi að draga úr orkunotkun t.d. með því að styðja við stofnfjárfestingar í varmadælum.

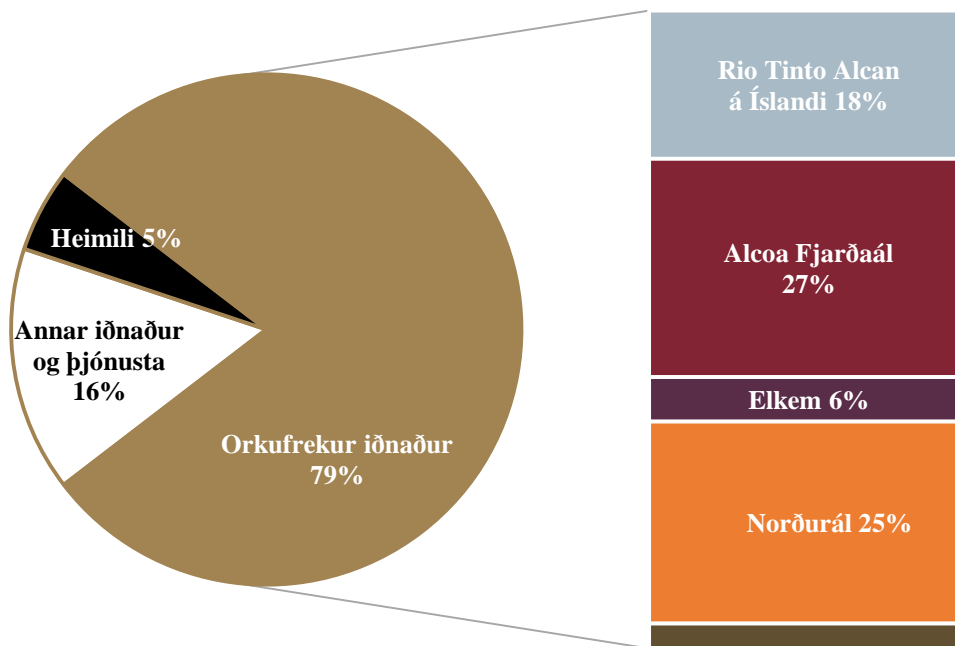


11 Áhrif á stóriðju á Íslandi

11.1 Yfirlit yfir eftirspurn stóriðju

Stóriðja á Íslandi notaði tæp 14 TWst af raforku árið 2014 eða tæplega 80% af heildarnotkun á Íslandi. Álverin þrjú eru stærstu notendurnir með tæplega 90% af heildarnotkun orkufreks iðnaðar árið 2014 eða 12,5 TWst.¹⁸¹

Mynd 63 - Raforkunotkun á Íslandi árið 2014



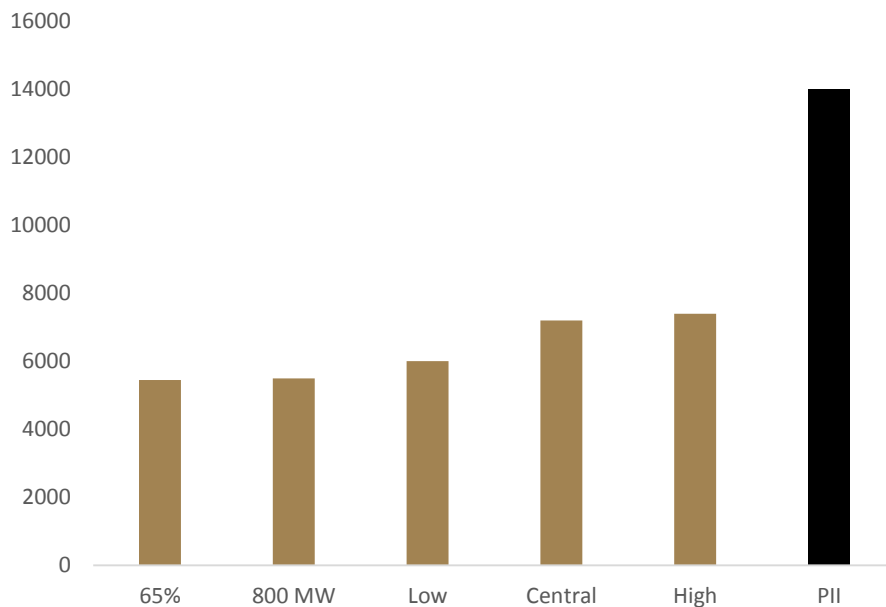
Heimild: Orkustofnun

Núverandi raforkunotkun stóriðju á Íslandi nemur næstum tvöföldum áætluðum nettóútflutningi í gegnum sæstrenginn í mið-sviðsmyndinni.

¹⁸¹ Orkustofnun.



Mynd 64 - Samanburður á eftirspurn frá Icelink og stóriðju (PII) m.v. árið 2014 (GWst/ári)

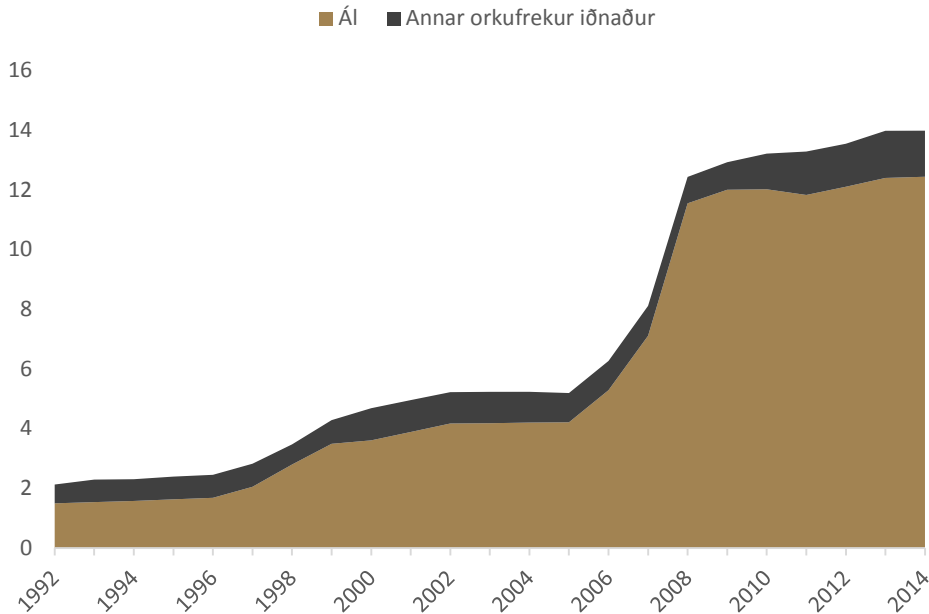


Heimildir: Pöyry, Kvika og Orkustofnun.

Áætlaður útflutningur raforku frá Íslandi í gegnum sæstreng er á um 5,7 – 7,5 TWst á ári eftir sviðsmyndum. Raforkunotkun stóriðju (e. Power Intensive Industries) á Íslandi hefur aukist um tæpar 12 TWst frá árinu 1992 og var um 14 TWst á árinu 2014. Sú aukning stafar af aukinni framleiðslu núverandi verksmiðja og því að nýjar verksmiðjur voru byggðar á tímabilinu.



Mynd 65 - Þróun raforkunotkunar stóriðju á Íslandi



Heimild: Orkustofnun

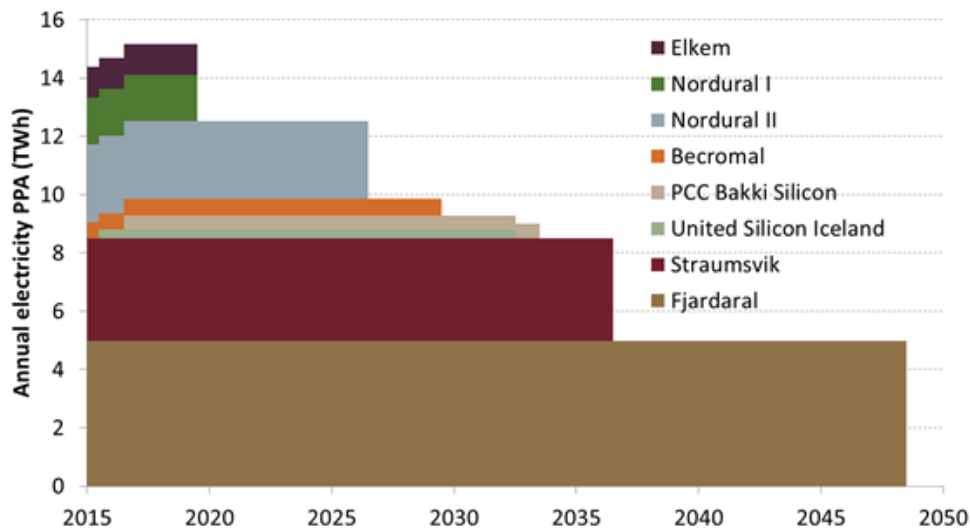
Stóriðja á Íslandi hefur gert langtíma orkukaupasamninga við orkufyrirtækin. Í gegnum tíðina hafa ný verkefni tengst uppbyggingu nýrrar framleiðslu, t.d. álver Alcoa á Reyðarfirði og hin 690 MW Fljótsdalsvirkjun á Austurlandi. Núverandi samningarnir voru gerðir á mismunandi tímum, gilda til mislangs tíma og kveða á um mismunandi raforkuverð allt eftir markaðsforsendum þegar þeir voru gerðir. Hér að neðan er línurit sem sýnir magn og tíma sem eftir er þar til núgildandi orkusölusamningar renna út samkvæmt opinberum heimildum.¹⁸² Þar sem að einstakir orkusölusamningar eru ekki opinberir þá er ekki hægt að staðfesta að ekki séu í þessum samningum ákvæði um framlengingu og/eða tímapunktur þar sem kveðið er á um að endursemja þurfi um verð.

¹⁸² Alþingi. Þingskjal 286 -266. Mál. Heildstæð orkustefna fyrir Ísland. Skýrsla stýrihóps um mótun heildstæðrar orkustefnu. Lögð fram af iðnaðarráðherra í nóvember 2011.

<https://www.althingi.is/altext/140/s/pdf/0286.pdf>



Mynd 66 - Snið gildistíma orkusölusamninga á Íslandi GWst/ári



Heimild: Alþingi (Orkustefna fyrir Ísland) og skýrslur Eftirlitsstofnunar EFTA.

Þar eð orkusölusamningarnir eru ekki opinberir er ekki hægt að staðfesta að upplýsingarnar á grafinu hér að ofan séu nákvæmar. Sumir samningar gætu innihaldið ákvæði um framlengingu og/eða ákvæði um endurskoðun verðs sem grafið endurspeglar ekki.

11.2 Áliðnaðurinn

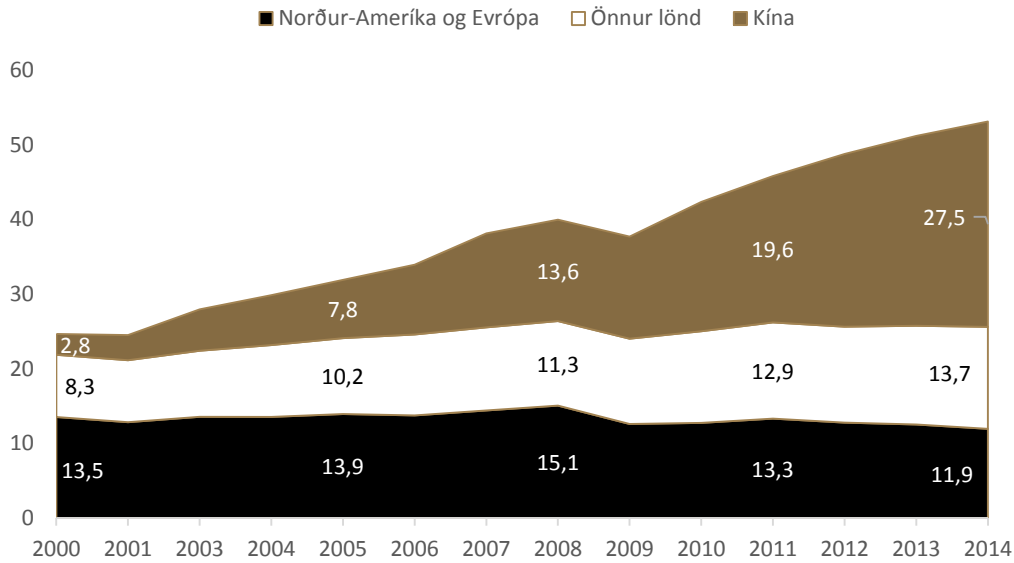
11.2.1 Hnattræn þróun

Aukning eftirspurnar frá stóriðju á Íslandi hefur í gegnum tíðina aðallega komið frá nýjum álverum og stækkunum á núverandi álverum. Eftirspurn eftir og framleiðsla á frumframleiddu áli (e. primary aluminium) í heiminum hefur meira en tvöfaldast á síðustu 15 árum, úr 24 milljónum tonna árið 1999 í yfir 53 milljónir tonna árið 2014¹⁸³. Þessi aukning hefur aðallega átt sér stað í Kína þar sem framleiðslan árið 2014 var meira en tífalt meiri en árið 1999. Á sama tíma hefur álframleiðsla minnkað í Evrópu og Norður-Ameríku úr 13,5 milljónum tonna í 12 milljónir tonna.

¹⁸³ <http://www.world-aluminium.org/statistics/>



Mynd 67 – Álframleiðsla (e. Primary aluminium) (milljónir tonna)



Heimild: Alþjóða álstofnunin/tölfræði

Þróunin á Íslandi á sama tíma hefur verið framleiðsluaukning úr um 200.000 tonnum árið 2002 í yfir 840.000 tonn árið 2014.

Vörur úr áli eru allsstaðar. Á heimilum fólks er málmurinn í gluggarömmum, eldunaráhöldum og raftækjum. Fyrir arkitekta og verkfræðinga er ál góður kostur þar sem þörf er bæði styrks og léttleika, þ.m.t. í vaxandi mæli í byggingum og brúm. Endurnýjanlegi iðnaðurinn treystir á það í sólarrafhlöður, vindhverfla og strengi. Ál heldur mat ferskum og lyfjum öruggum. Þegar fólk ferðast reiðir það sig á ál í bílum sínum, flugvélum og lestum.¹⁸⁴

¹⁸⁴ Evrópskt ál. Endurvinnsla áls, leið til sjálfbærs hagkerfis. <http://www.european-aluminium.eu/wp-content/uploads/2011/08/Recycling-Aluminium-2015.pdf>



Mynd 68 - Þróun árlegrar álnotkunar í heiminum

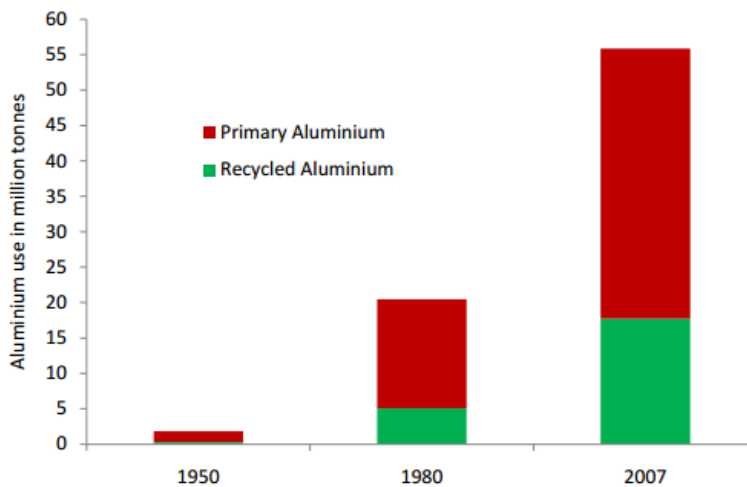


Figure 7: Global Metal Use- 1950, 1980 and 2007

Heimild: Alþjóða álstofnunin. Hnattræn endurvinnsla áls

Það þarf mjög mikla orku til að framleiða ál (e. primary aluminium) en mun minni orku til að endurvinna það (e. recycled aluminium). Til að framleiða eitt kg af áli þarf u.þ.b. 14 kWst af raforku sem er jafnmikið og 30 sjónvarpstæki nota í eina klukkustund.¹⁸⁵

11.2.2 Framleiðslukostnaður áls og rafmagnsverð

Málmarkaðnum í London (LME) birtir verð á áli. Álframleiðsla er alþjóðlegur iðnaður í samkeppnisumhverfi. Raforkuverð hefur mikil áhrif á framleiðslukostnað sem er mismunandi eftir svæðum¹⁸⁶.

Einn stærsti breytilegi einingarkostnaður álframleiðslu er raforkukostnaður, sem getur verið 35-50% af heildar framleiðslukostnaði, eftir verði. Súrál er líka yfirleitt u.þ.b. 30-35% framleiðslukostnaðar¹⁸⁷. Mynd 69 sýnir sundurliðun á áætluðum framleiðslukostnaði áls skv. CRU árið 2012 þegar meðalálverð á áli var 2.023 USD/tonn.

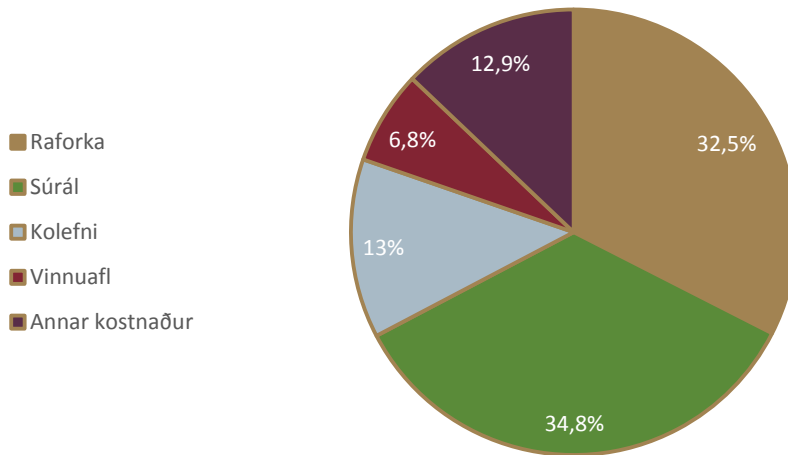
¹⁸⁵ www.hydro.com

¹⁸⁶ Rafmagnskostnaður orkufreks iðnaðar, alþjóðlegur samanburður; Fraunhofer / ECOFYS

¹⁸⁷ Alþjóðaorkumálastofnunin



Mynd 69 - Þættir framleiðslukostnaðar áls (e. primary aluminium)



Heimild: CRU 2013

Meðal raforkuverð til álvera á heimsvísu hafði hækkað jafnt og þétt í 10-15 ár þegar það lækkaði um tæp 10% árið 2014; meira en nokkrusinni síðan árið 1992. Aðalástæðan var 15,1% lækkun meðal raforkuverðs í Kína. Áhrif Kína á alþjóðlegt meðaltal halda áfram að aukast enda fór álframleiðsla Kína yfir 50% af heimsframleiðslunni árið 2014. Utan Kína var meðal raforkukostnaður 4,4% lægri árið 2014 en árið 2013, sem er met lækkun frá árinu 2009. Meðal meðverkandi þátta voru lægra orkuverð, sterkur Bandaríkjadalur og lokun álvera með háan kostnað.¹⁸⁸

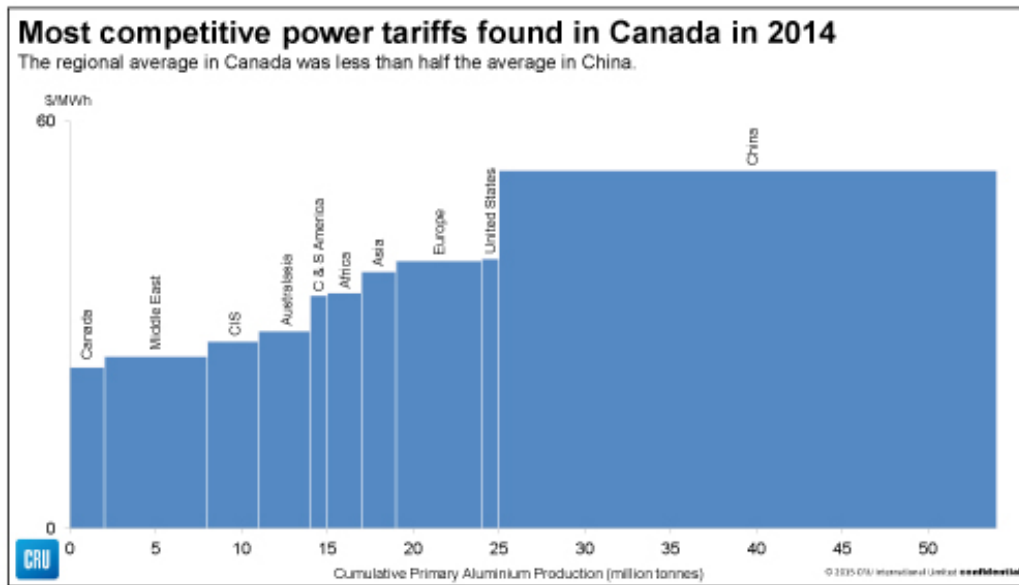
Raforkuverð til álvera, eins og til annarra notenda raforku, er mismunandi eftir staðsetningu. Mynd 70 sýnir verð fyrir afhenta raforku til álvera á mismunandi svæðum árið 2012 (\$/MWst, afhent við álverið).¹⁸⁹ Samkeppnishæfasta verðið má finna í Kanada og Mið-Austurlöndum.

¹⁸⁸ CRU

¹⁸⁹ Miðstöð fyrir rannsóknir á evrópskri stefnumótun og CRU 2013



Mynd 70 - Samanburður á raforkuverði fyrir álver



Heimild: CRU

Árið 2011 var meðalheildsöluverð á raforku á svæðisbundnum raforkumörkuðum €50-60/MWst samanborið við €30-40/MWst árið 2014. CRU telur að í kjölfar frekari lækkunar á raforkuverði árið 2015 muni meðalorkuverð til álvera byrja að hækka á árinu 2016 á flestum svæðum. Orkukostnaður hefur áfram úrslitapýðingu fyrir rekstur álbræðslu. Næstum allar skerðingar, lokanir eða endurræsingar í seinni tíð tengjast á einn eða annan hátt raforkuöflun viðkomandi álvers¹⁹⁰.

Samkeppnishæfni milli svæða á sviði iðnaðar veltur á m.a. lagaumhverfinu, aðgangi að hráefnum og hráefniskostnaði, kostnaði við vinnuafli og hlutfallslegum orkukostnaði. Vega má upp mismun á raforkuverði milli svæða að einhverju leyti með betri orkunýtingu.¹⁹¹

Leitni fjárfestinga í nýrri framleiðslugetu álvera gefur til kynna að frumframleiðsluhluti iðnaðarins sé í hnignun í mörgum Evrópu löndum og að það hafi verið raunin áður en viðskiptakerfi ESB fyrir losunarheimildir var innleitt. Umhverfisstofnun Evrópu upplýsti að árin 1989-2005 hefði 21 álbræðslu verið lokað í ríkjum Evrópusambandsins og aðeins 2 nýjar gangsettar, árin 1991 og 1995. Að undanskildum þeim 2 nýjum verksmiðjum voru langflestar hinna 19 verksmiðjanna gangsettar fyrir árið 1986. McKinsey hermdi jafnframt: „líklegt er að megninu af frumálbræðslu í Evrópu og Bandaríkjunum verði lokað á næstu 20 árum vegna hækkaðs orkuverðs og leitarinnar að ódýrari, strandaði (staðbundinni)

¹⁹⁰ CRU Orkuverð til álvera, Efstu og neðstu 2015

¹⁹¹ Haghofur heimsins 2015



orku“. Þessi þróun hefur komið fram þar sem 6 meðalstórum álbræðslum í viðbót var lokað árin 2008-2011 í 5 löndum.¹⁹²

Á síðustu 5-10 árum hefur borið á tilhneigingu til fjárfestinga í stórum nýjum verksmiðjum utan ESB t.d. á Íslandi, í Noregi, Miðausturlöndum, Rússlandi og sumum hlutum Afríku og rómönsku Ameríku. Á þessum stöðum hefur verið hægt að verjast breytingum í raforkuverði með því að nýta orkulindir á afskekktum stöðum og semja um sérstakt verð til langs tíma. Athyglisvert er að þær orkulindir eru í vaxandi mæli vatnsorka, t.d. á Íslandi, í Noregi, Rússlandi og sumsstaðar í Afríku og Suður-Ameríku en einnig t.d. gaslindir í Miðausturlöndum¹⁹³.

11.2.3 Álverin á Íslandi

Álverin þrjú í landinu notuðu tæpar 12,5 TWst af raforku árið 2014 til að framleiða 840,000 tonn af áli¹⁹⁴.

Samkvæmt ársskýrslu Landsvirkjunar fyrir árið 2014 var meðalorkuverð með flutningi til orkufreks iðnaðar á Íslandi 25,9 USD/MWst¹⁹⁵ eða 19,9 EUR/MWst (1,3 USD/EUR). Meðal raforkuverð til álveranna var þannig lægra um 10-20 €/MWst en meðal heildsöluverð á svæðisbundnu raforkumörkuðunum árið 2014, samkvæmt CRU. Athugið að þessar tölur eru meðaltöl og verð til mismunandi álvera með mismunandi orkusölusamninga og staðsetningu getur verið breytilegt.

¹⁹² Vinnuskjal CDC um loftslagsrannsóknir.

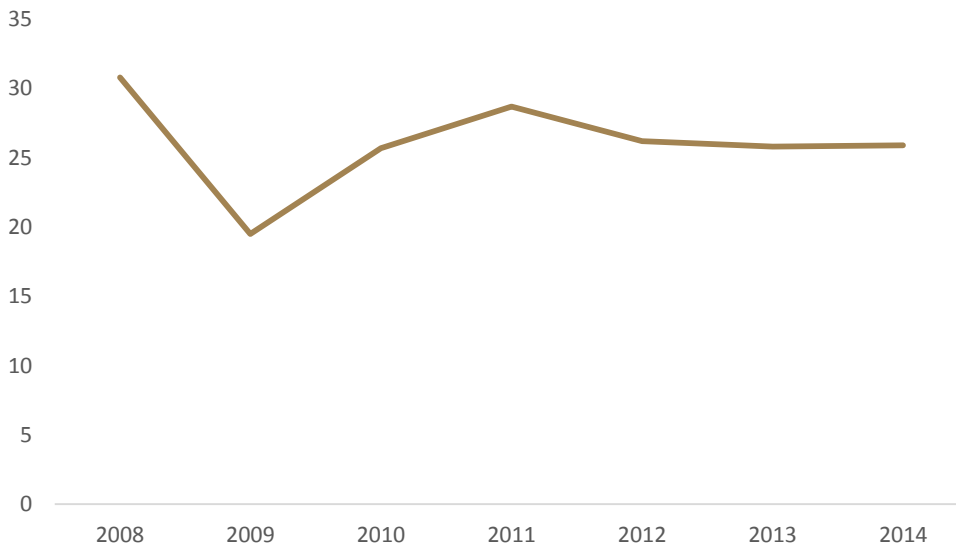
¹⁹³ Vinnuskjal CDC um loftslagsrannsóknir

¹⁹⁴ Orkustofnun og Umhverfisstofnun

¹⁹⁵ Ársskýrsla Landsvirkjunar 2014



Mynd 71 – Meðalverð Landsvirkjunar fyrir afhenta raforku til stóriðju árið 2014 (USD/MWst)



Heimild: Ársskýrslur Landsvirkjunar

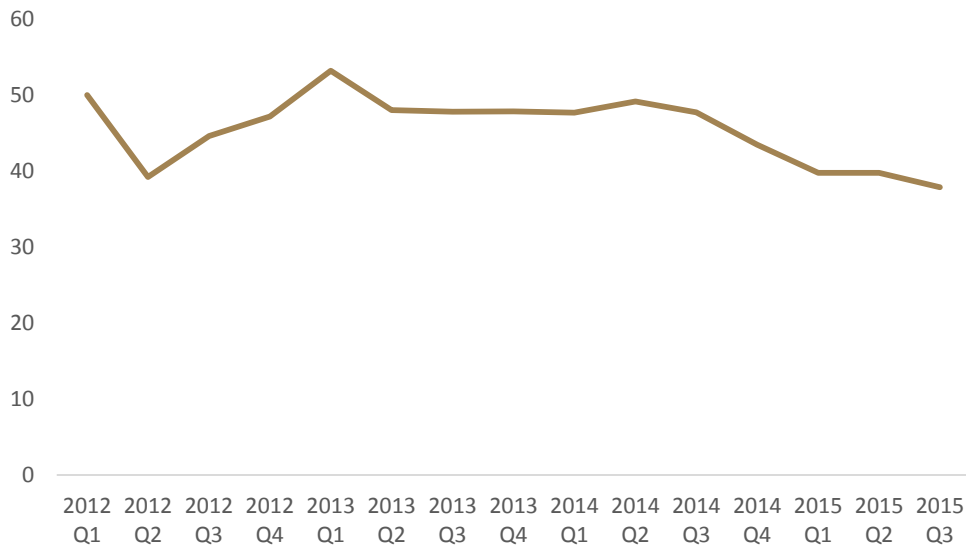
A.m.k. tvö álveranna þriggja á Íslandi eru með orkusölusamninga sem renna út eftir tímabilið sem til umræðu er í þessari skýrslu, þ.e. eftir árið 2035, nema það séu sérstök ákvæði um endurskoðun verðs- eða uppsagnarákvæði í þeim. Þessi álver njóta því skjóls fyrir öllum breytingum á raforkuverði á Íslandi þar til orkusölusamningarnir renna út eftir árið 2035. Breytingin á raforkuverði á Íslandi mun því ekki hafa áhrif á núverandi rekstur þeirra næstu 20 árin.

Í Noregi er mikið framleitt af áli og hafa Norðmenn verið leiðandi í að tengja raforkukerfi sitt við önnur lönd með sæstrengjum síðastliðinn áratug. Áætluð verðhækkun vegna hinna tveggja áformuðu sæstrengja til Bretlands og Þýskalands hefur verið metin 4-5 €/MWst¹⁹⁶. Það er áhugavert að skoða raforkuverð til stóriðju í Noregi. Ólíkt Íslandi eru í Noregi til góð tölfræði aðgengileg almenningi um þróun raforkuverðs til orkufreks iðnaðar sem Hagstofa Noregs birtir reglulega. Sjá Mynd 72.

¹⁹⁶ Kostnaðar- og ábatagreining Statnett meðfylgjandi umsókn um leyfi fyrir samtengingu í Noregi.



Mynd 72 – Þróun raforkuverðs til orkufrekrar iðnframleiðslu í Noregi (USD/MWst)



Heimild: Hagstofa Noregs og Norges Bank

Hermunarniðurstöður Pöyry fyrir mið-sviðsmyndina án mótvægisáðgerða fyrir raforkuverð á Íslandi er 38 EUR/MWst árið 2025 og 46 EUR/MWst árið 2035, sjá Kafla 5.4.2 á bls. 62. Jafnvel þótt strengurinn verði ekki lagður munu álverin því standa frammi fyrir herra rafmagnsverði þegar orkusölusamningar þeirra renna út. Með sæstreng mun rafmagnsverðið hækka um 6-12 EUR/MWst í samanburði við sviðsmyndina án strengs. Langtíma jaðarverð færi í 50 EUR/MWst árið 2025 og 52 EUR/MWst árið 2035 í mið-sviðsmyndinni. Það er hækkun um 12-32% í samanburði við sviðsmynd án sæstrengs.

Heildarrekstrarkostnaður álveranna þriggja á Íslandi árið 2014 var 1,5 milljarðar USD¹⁹⁷. Landsvirkjun selur þeim öllum raforku. Eitt álver kaupir einnig raforku frá öðrum raforkufyrirtækjum. Meðalverð afhentar raforku til orkufreks iðnaðar samkvæmt Landsvirkjun var 25,9 USD/MWst¹⁹⁸ eða 19,9 EUR/MWst (1,3 USD/EUR) árið 2014. Álverin notuðu 12.439 GWst af raforku til að framleiða 839,449 tonn af áli samkvæmt opinberum upplýsingum frá álverunum¹⁹⁹. Á grundvelli þessara upplýsinga var meðalkostnaður afhentar raforku álveranna þriggja 384 USD/tonn. Meðalrekstrartekjur þeirra árið 2014 voru 2.112 USD/tonn í ári þar sem meðalálverð (LME) var 1.867 USD/tonn. Aðalástæðan fyrir því að meðalsöluverðið er herra en verðið á Málmarkaðnum í London (LME) er

¹⁹⁷ Ársskýrslur álveranna.

¹⁹⁸ Ársskýrsla Landsvirkjunar 2014

¹⁹⁹ Grænt bókhald álvera 2014. <http://www.ust.is/einstaklingar/mengandi-starfsemi/alver>



yfirverð sem er greitt fyrir vöru sem er verðmætari en hin staðlaða LME-vara. Áætlaður meðal orkukostnaður var þannig u.þ.b. 18% af söluverði árið 2014 og 21% af rekstrarkostnaði. Þessar tölur eru meðaltöl og orkukostnaður og rekstrartekjur eru mismunandi milli álvera eftir orkusölusamningum þeirra og rekstri.

Fraunhofer ISI og ECOFYS gáfu út skýrslu í júlí 2015 fyrir þýska Efnahags- og orkumálaráðuneytið með alþjóðlegum samanburði raforkukostnaðar orkufreks iðnaðar. Þar segir að hlutur raforku í framleiðslukostnaði álvera sé almennt 30-50%²⁰⁰.

Án Icelink er því spáð að langtíma jaðarverð á Íslandi verði 46 EUR/MWst árið 2035 þ.e. 50 USD/MWst. Auk þess greiða álverin um 6 USD/MWst í flutningsgjöld. Þetta rafmagnsverð með flutningskostnaði er meira en tvöfaldur áætlaður núverandi meðal raforkukostnaður álveranna. Hækkun raforkuverðs myndi þýða að orkukostnaður íslenskra álvera væri næstumþví 50% af framleiðslukostnaði fyrir hvert framleitt tonn sem aftur væri nálægt því hæsta sem gerist í alþjóðlegu samhengi samkvæmt áður nefndri skýrslu og CRU.

Ætla má útfrá þessum útreikningum að íslensku álverin þrjú muni því eiga erfitt með að keppa á alþjóðlegum álförum með svo háu raforkuverði nema að afurðaverð hækki verulega.

Ný álver verða því ekki byggð á Íslandi í þessari sviðsmynd þar sem uppbygging nýrrar framleiðslu þyrfti að greiða fyrir orkuna við hærri jaðarkostnað. Núverandi álver sem nota rúm 75% núverandi orkuvinnslu á Íslandi gætu hugsanlega samið um lægra verð en langtíma-jaðar kostnaðarverðið þar eð núverandi rekstur þeirra útheimtir ekki uppbyggingu nýrrar orkuvinnslu. Stóriðjan er mjög mikilvægur viðskiptavinir orkufyrirtækjanna og ef þeir lokuðu starfsemi sinni myndi það hafa í för með sér offramboð á raforku og verðlækkun á raforku sem leiddi til lægri tekna fyrir orkufyrirtækin.

Verðið til núverandi álvera við endurnýjun samninga mun því ráðast af rekstrarlegri greiðslugetu stóriðju á Íslandi og vilja nýrra aðila sem eru tilbúnir til að fjárfesta í stóriðju á Íslandi. Sæstrengur mun ekki breyta þessu þar sem hermunarforsendurnar eru að uppbygging nýrrar orkuvinnslu geri kleift að fullnýta sæstrenginn. Eins og nefnt var, er viðbótarhækkun jaðarverðs með sæstreng árið 2035 áætluð 6-7 EUR/MWst. Til samanburðar eru áætluð verðáhrif

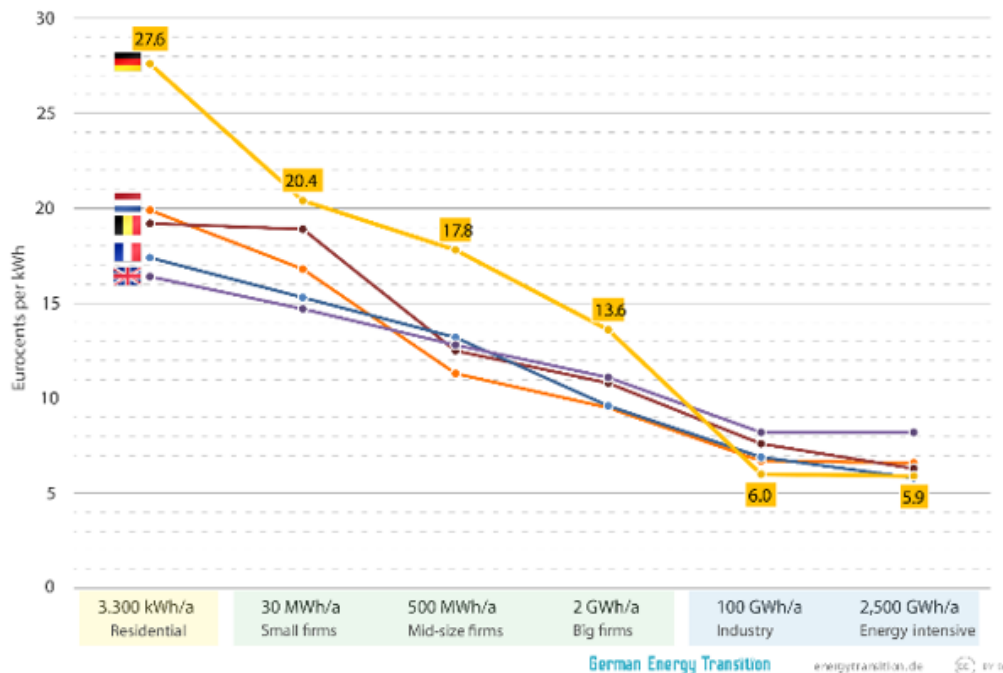
²⁰⁰ Fraunhofer ISI og ECOFYS júlí 2015



fyrirhugaðra sæstrengja milli Noregs annarsvegar og Bretlands og Þýskalands hinsvegar 4-5 EUR/MWst²⁰¹.

Mynd 73 sýnir hvernig mismunandi notendur greiða mismunandi raforkuverð í sama landi árið 2013. Raforkuverðið til notenda fer eftir neyslumynstri, staðsetningu, sköttum, dreifingar- og flutningsgjöldum, orkusölusamningum og niðurgreiðslum. Í Þýskalandi var hæsta verðið til notenda 27,6 evrusent/kWst (276 EUR/MWst) og það lægsta var 6 evrusent/kWst (60 EUR/MWst).

Mynd 73 - Dæmi um mismunandi rafmagnsverð á sama markaði



Heimildir: PwC „prijsvergelijk electriciteit“ (verðsamanburður á raforku) fyrir hollenska efnahagsráðuneytið 2014²⁰²

Mismunandi raforkuverð er í boði á sama markaði meðal annars eftir notkunarmynstri. Stór viðskiptavinur sem kaupir mikið magn jafnt allt árið í mörg ár borgar ekki sama verð og lítill viðskiptavinur sem notar rafmagn með miklum sveiflum bæði innan dags og innan árs.

Það er ólíklegt að annar orkufrekur iðnaður komi í stað áliðnaðarins á Íslandi á næstu 20 árum og taki þar með við allri þeirri raforku sem fer til núverandi álvera. Til samanburðar er gert ráð fyrir að hinar þrjár fyrirhuguðu kísilvinnslur í landinu muni nota samtals 2,2 TWst á ári. Ef þær verða stækkaðar gæti sú tala tvöfaldast.

²⁰¹ Kostnaðar- og ábatagreining Statnett meðfylgjandi umsókn um leyfi fyrir samtengingu í Noregi.

²⁰² <http://energytransition.de/files/2015/08/electricitypricesbyconsumergroups.png>



Aðrar orkufrekar atvinnugreinar eins og gagnaver gætu einnig vaxið, en það er ólíklegt að notkun þeirra muni vaxa þannig á næstu 20 árum að það samsvari núverandi notkun álveranna.

Efri mörk verðsins sem álverin geta greitt verður það sem þeir geta greitt án þess að það tefli rekstri þeirra í tvísýnu. Þessi tala fer eftir aðstæðum á markaði á hverjum tíma, rekstrarafkomu álveranna, fjárfestingum, hráefniskostnaði og samningaviðræðum á hverjum tíma.

Vegna þess hve orkukostnaðurinn er stór hluti af framleiðslukostnaðinum er orkunýting mjög mikilvæg við framleiðslu á áli. Árið 2014 notuðu álverin þrjú á Íslandi að meðaltali 14,8 MWst (Heildarnotkun) til að framleiða eitt tonn af áli.

Álframleiðandinn Hydro í Noregi hefur metnaðarfull áform um að draga úr orkunotkun sinni. Meðalraforkunotkun álvera Hydro við rafgreiningu er 13,8 MWst á framleitt tonn sem er svipað og má áætla að sé meðaltalið fyrir rafgreiningu í íslensku álverunum. Í tilraunaverkefni Hydro í Árdal hafa þeir náð raforkunotkun við rafgreiningu niður í 12,5 MWst/tonn.²⁰³ Með því að auka nýtingu og ná meðal heildar raforkunotkun álveranna þriggja á Íslandi niður í 14,1 MWst/tonn gæti árleg raforkunotkun minnkað um 588 GWst, sem er svipað og áætluð orkuvinnsla nýjustu vatnsaflsvirkjunar Landsvirkjunar við Búðarháls. Athugið að þessar tölur eru meðaltöl sem geta verið breytileg á milli álveranna þriggja. Mismunandi lokaafurðir og ferlar geta einnig haft áhrif á samanburðinn og tölurnar fyrir Hydro í Noregi eru bara fyrir rafgreiningu en tölurnar fyrir íslensku álverin eru fyrir heildarnotkun í framleiðsluferlinu en ekki bara rafgreiningu.

Til að draga úr raforkukostnaði álveranna í framtíðinni eru nokkrar leiðir sem hægt væri að kanna nánar:

- Langtímaraforkusamningar til að gefa þeim hæfilegan tíma til að aðlagast breyttu markaðsumhverfi og hugsanlegri 6-12 EUR/MWst verðhækkun.
- Fjárfestingastyrkir til að minnka rafmagnsnotkun á hvert framleitt tonn og auka orkunýtni. Svipað því sem Norðmenn eru að gera með ENOVA.
- Flutningsgjald lækkað fyrir orkufrekan iðnað. Núverandi gjald er yfir 6 USD/MWst, verulega hærra en í Noregi.
- Stuðningskerfi tengt kolefnisleka (e. Carbon leakage). Veita orkufrekum iðnaði svipaðan stuðning og Norðmenn og nokkrar Evrópuþjóðir hafa veitt til að skýla orkufrekum iðnaði fyrir hækkun raforkuverðs. Þetta hefur verið

²⁰³ Norsk Hydro, www.hydro.com



gert í Noregi en væri aðeins hægt á Íslandi með tengingu við Evrópu. Kolefnisleki (e. Carbon leakage) er hugtak sem er notað til að lýsa því ástandi sem komið getur upp ef fyrirtæki flytja starfsemi sína, vegna kostnaðar sem tengist stefnu í loftslagsmálum, til annarra landa sem hafa minni takmarkanir á losun gróðurhúsalofttegunda.

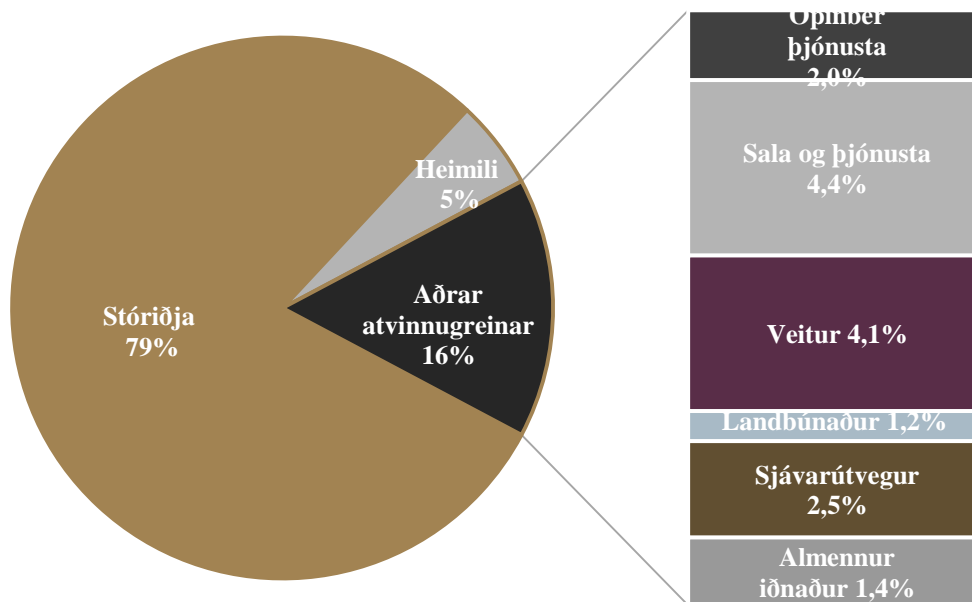


12 Áhrif á aðrar atvinnugreinar en stóriðju

12.1 Yfirlit yfir eftirspurn

Heildarnotkun raforku á Íslandi árið 2014 var 17,6 TWst. Stærsti notendahópurinn var orkufrekur iðnaður með 79% notkunarinnar. Heimili og sumarhús notuðu 5% og annar iðnaður og þjónusta 16%²⁰⁴.

Mynd 74 - Raforkunotkun á Íslandi árið 2014



Heimild: Orkustofnun

Öðrum atvinnugreinum en orkufrekum iðnaði má skipta í 6 flokka.

- Opinber þjónusta: Skólar, sjúkrahús, barnaheimili, götuljós, sundlaugar, íþróttasalir o.s.frv.
- Smásala og þjónusta: Verslanir, bankar, veitingahús, hótél, heildsölur, tryggingafyrirtæki og aðrar þjónustur við heimila og atvinnulífið.
- Veitur: Hitaveitur, rafhitun, vatnsdælur o.fl.
- Landbúnaður: Raforkunotkun sveitabæja, garðyrkja, skógrækt, framleiðsla á mjólkurvörum, sláturhús o.fl.
- Sjávarútvegur: Fiskveiðar, fiskeldi, fiskvinnsla, fiskimjölverksmiðjur o.fl.

²⁰⁴ Orkustofnun

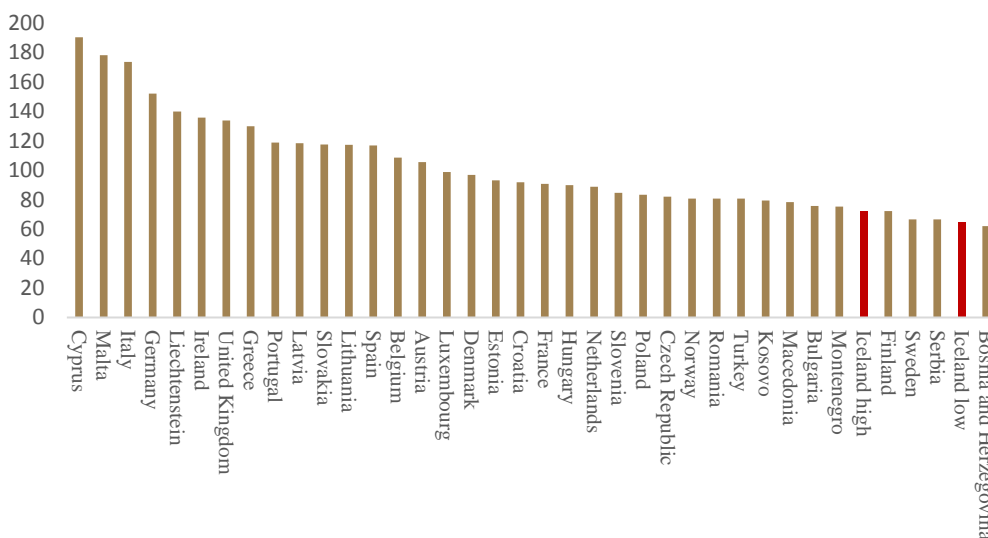


- Annar iðnaður en stóriðja: Ýmsar aðrar atvinnugreinar, þ.e. byggingariðnaður, bakarí, efnavinnsla, plastframleiðsla, drykkjarvöruframleiðsla, glerullarframleiðsla, prentun o.fl.

12.2 Samanburður við önnur Evrópulönd

Rafmagnsverð til almenns iðnaðar utan stóriðju í Evrópu er mismunandi milli landa. Sjá Mynd 75, sem sýnir notkunarbilið 500-2.000 MWst/ári. Innifalið í verðinu eru óendurkræfir skattar og dreifingar- og flutningsgjöld. Hæsta verðið var á Kýpur, Möltu og Ítalíu og það lægsta á Íslandi, í Svíþjóð, Finnlandi, Serbíu og Bosníu. Það að opinberar tölur liggja ekki fyrir um meðal raforkuverð til almenns iðnaðar á Íslandi hefur það verið metið sem verðbil á grundvelli óformlegra upplýsingaöflunar frá söluaðilum og notendum.

Mynd 75 – Raforkuverð til fyrirtækja í Evrópu árið notkunarbiliinu 500-2000 MWst/ári



Heimild: Eurostatistic og Kvika

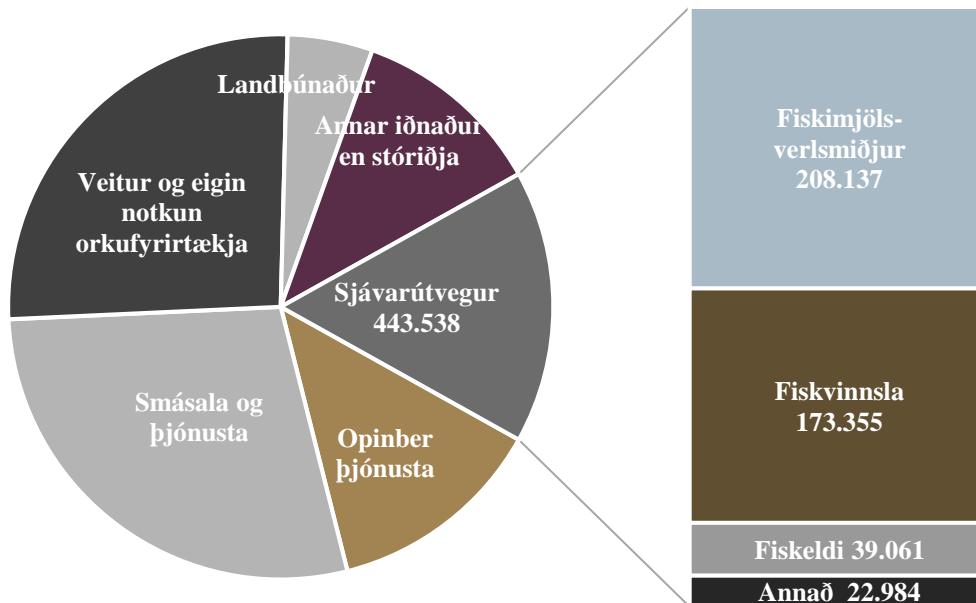
Raforkunotkun almenns iðnaðar utan stóriðju var um 313 GWst árið 2014. Árleg áhrif hækkunar vegna sæstrengs á raforkuverð án mótvægisáðgerða á almennan iðnað utan stóriðju miðað við ársnotkun árið 2014 er því á bilinu 266 til 533 milljónir íslenskra króna. Innan almenns iðnaðar eru efnaðiðnaður (44 GWst), matvælavinnsla (80 GWst), plastiðnaður (19 GWst), og byggingariðnaður (27 GWst) stærstu notendurnir raforku með rúmlega 54% af heildarnotkun almenns iðnaðar utan stóriðju.



12.3 Raforkunotkun sjávarútvegs

Sjávarútvegur á Íslandi notaði 444 GWst af raforku árið 2014 eða 2,5% af heild. Stærstu notendur innan sjávarútvegshópsins eru fiskimjölverksmiðjur með 208 GWst og fiskvinnsla með 173 GWst.

Mynd 76 - Raforkunotkun annarra atvinnugreina og þjónustu (MWst/ári)

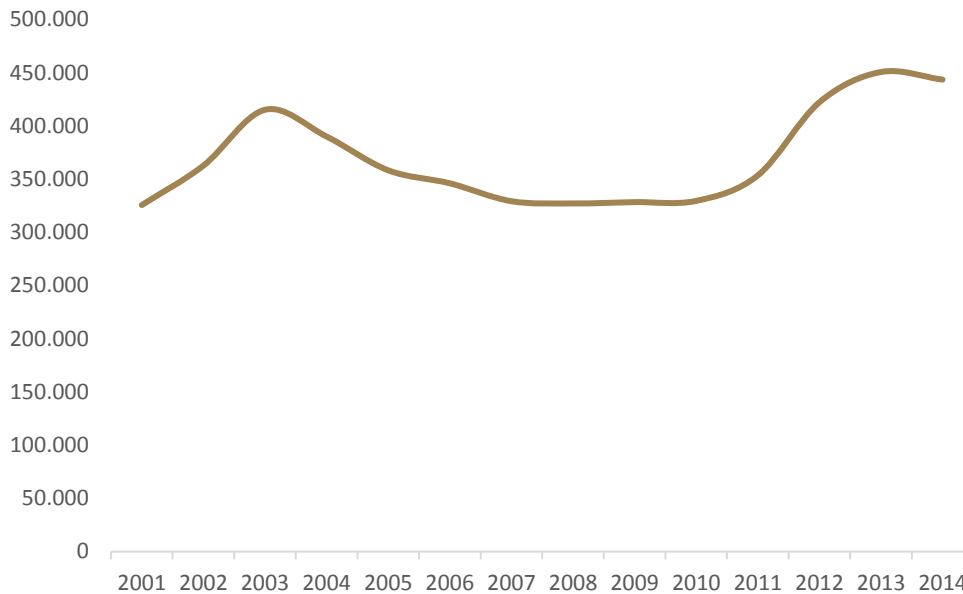


Heimild: Orkustofnun

Sjávarútvegur hefur notað árlega um 320-450 GWst af raforku frá árinu 2001. Notkunaraukningin árin 2010-2014 stafaði af nýfjárfestingu í fiskimjölverksmiðjum til að hægt væri að nota raforku í stað olíu sem orkugjafa í fiskimjölverksmiðjum. Mynd 77 sýnir þróun árlegrar raforkunotkunar sjávarútvegs frá árinu 2001.



Mynd 77 - Þróun raforkunotkunar sjávarútvegs á Íslandi (MWst/ári)



Heimild: Orkustofnun

Samkvæmt Hagstofu Íslands námu heildartekjur fiskvinnslu og fiskmjölsverksmiðja árið 2014 207 milljörðum króna. Raforkukostnaður nam 3,5 milljörðum króna eða 1,7% af tekjum. Árið 2014 notuðu fiskmjölsverksmiðjur og fiskvinnsla 381 GWst. Meðalverð afhentrar raforku til þessara iðngreina árið 2014 var því 9,2 kr./kWst eða 65 EUR/MWst (142 kr./EUR). Dreifingar- og flutningskostnaður er meðtalinn. Til samanburðar greiddi meðalheimilið í Reykjavík 13,0 kr./kWst án vsk. og orkufrekur iðnaður greiddi að meðaltali 25,9 USD/MWst eða 3,2 kr./kWst. (125 kr./USD).

Hækkun raforkuverðs um 0,85-1,7 kr./kWst (6-12 EUR/MWst) án mótvægisáðgerða mun auka rafmagnskostnað fiskmjölsverksmiðja og fiskvinnsla um 324-649 milljónir kr. á ári miðað við notkun árið 2014. Rafmagnskostnaður sem hlutfall af heildartekjum mun aukast um 0,1-0,3%, úr 1,7% í 1,8-2,0%.

Það hefði mest áhrif á stærstu sjávarútvegsfyrirtækin, þ.e. Samherja, HB Granda, Síldarvinnsluna, Þorbjörninn, FISK Seafood, Vinnslustöðina, Brim, Skinney-Þinganes, Vísi, Ramma, Ísfélag Vestmannaeyja og Hraðfrystihúsið Gunnvör.



Tafla 23 sýnir áhrif hærra raforkuverðs vegna sæstreng á sjávarútveg á Íslandi á grundvelli raforkunotkunar ársins 2014.

Tafla 23 - Áhrif sæstrengs á raforkukostnað sjávarútvegsins á Íslandi (í milljónum kr.) miðað við raforkunotkun 2014

	0,85 kr./kWst	1,7 kr./kWst
Fiskimjölverksmiðjur	177	354
Fiskvinnsla	147	295
Fiskeldi	33	66
Annað	20	39
Alls	377	754

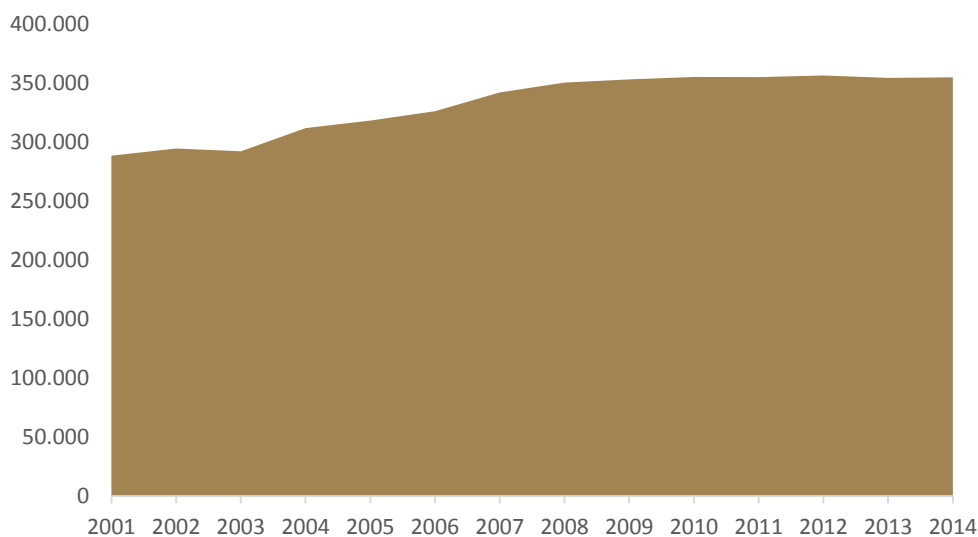
Heimild: Kvika

Aukinn árlegur kostnaður alls sjávarútvegs um 377-754 milljónir kr. er hluti af þeim tilflutningi á auði sem verðu samfara tengingu, þ.e. aukinn kostnaður neytenda flyst yfir í vasa orkufyrirtækja.

12.4 Raforkunotkun opinberrar þjónustu

Raforkunotkun opinbera þjónustugeirans var 355 GWst árið 2014 eða 2% af heild. Notkunin jókst að meðaltali um 2,8% á ári árin 2001-2008 en hefur verið tiltölulega jöfn síðan 2009.

Mynd 78 - Þróun raforkunotkunar opinberrar þjónustu á Íslandi (MWst/ári)

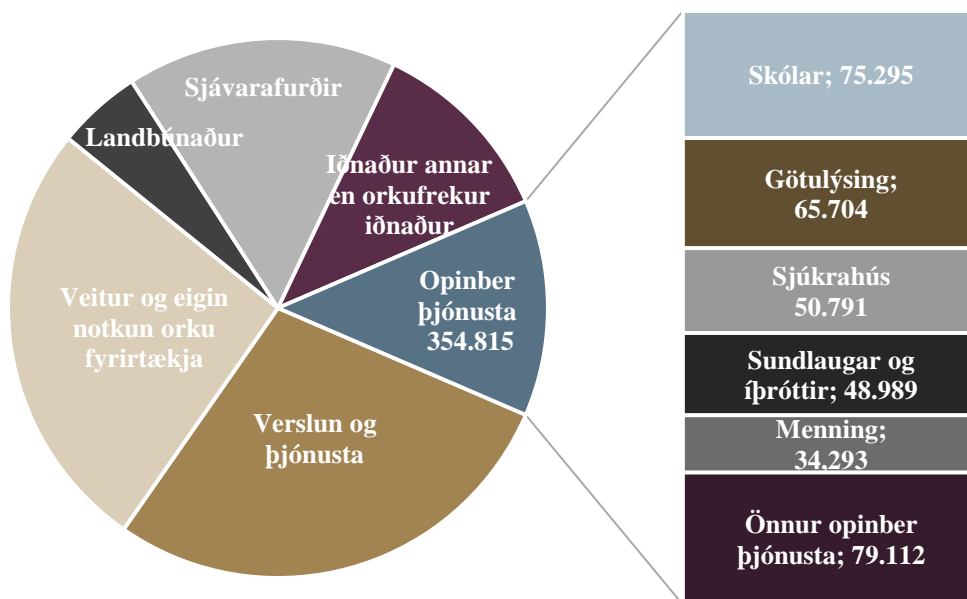


Heimild: Orkustofnun



Stærsti einstaki notandi innan opinbera þjónustugeirans er flokkurinn skólar. Hann tekur til allra menntastofnana frá leikskóla til háskóla og notaði 75 GWst árið 2014. Næststærsti hópurinn er götulýsing með 51 GWst notkun og þriðji stærsta hópurinn er sjúkrahús og hjúkrunarheimili, síðan koma sundlaugar og íþróttaleikvangar. Mynd 79 sýnir hversu mikil notkun opinbera þjónustugeirans er í samanburði við notkunina hjá öðrum atvinnugreinum og hvernig notkun opinberrar þjónustu skiptist eftir notendahópum.

Mynd 79 - Raforkunotkun annarra atvinnugreina og þjónustu (MWst/ári)



Heimild: Orkustofnun

Samkvæmt niðurstöðu hermunarinnar eru áhrif Icelink á raforkuverð 0,85-1,7 kr./kWst. Tafla 24 sýnir áhrif þeirrar hækkunar á kostnað við opinbera þjónustu.


Tafla 24 - Kostnaðarhækkun opinberrar þjónustu vegna sæstrengs (m. kr.)

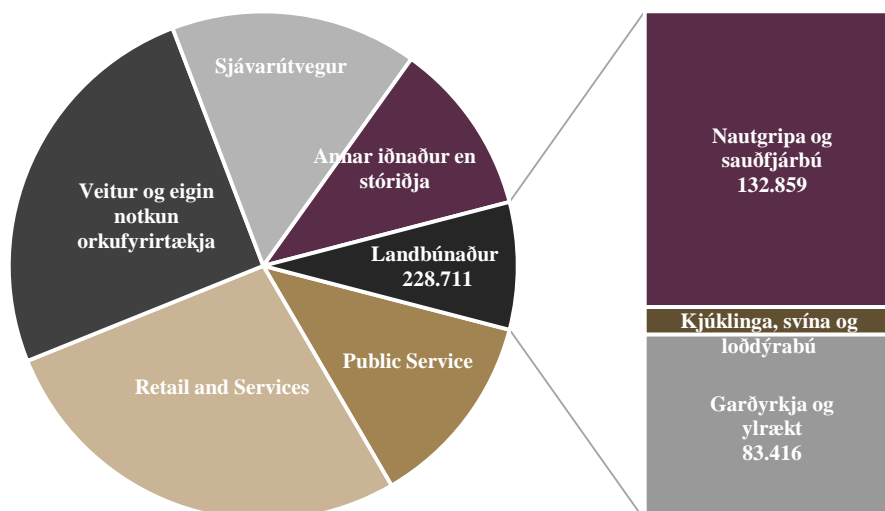
Verðhækkun	0,85 kr./kWst	1,7 kr./kWst
Menntakerfi	65	129
Götulýsing	56	112
Sjúkrahús og hjúkrunarheimilir	43	86
Sundlaugar og íþróttir	42	83
Menning	29	58
Önnur opinber þjónusta	67	135
Alls	302	603

Heimild: Kvika

Hærra raforkuverð vegna sæstrengs án mótvægisáðgerða myndi valda árlegri kostnaðaraukningu í opinbera þjónustugeiranum upp á 302-603 milljónir kr. Sú upphæð rennur til raforkuframleiðenda á Íslandi.

12.5 Raforkunotkun landbúnaðar

Raforkunotkun landbúnaðar á Íslandi var 228 GWst árið 2014 eða 1,2% af heild. Raforkunotkun heimila tengt búrekstri er innifalið í þeirri tölu og er áætluð 90 GWst/ári. Fáir bæir í hefðbundnum búrekstri hafa aðgang að hitaveitu. Húshitun, bæði heimila og við búskap, fer því að mestu leyti fram með beinni rafhitun. Hitunarkostnaður búrekstrarheimila er niðurgreiddur og dreifingar- og flutningskostnaður þeirra verður niðurgreiddur að fullu árið 2016.

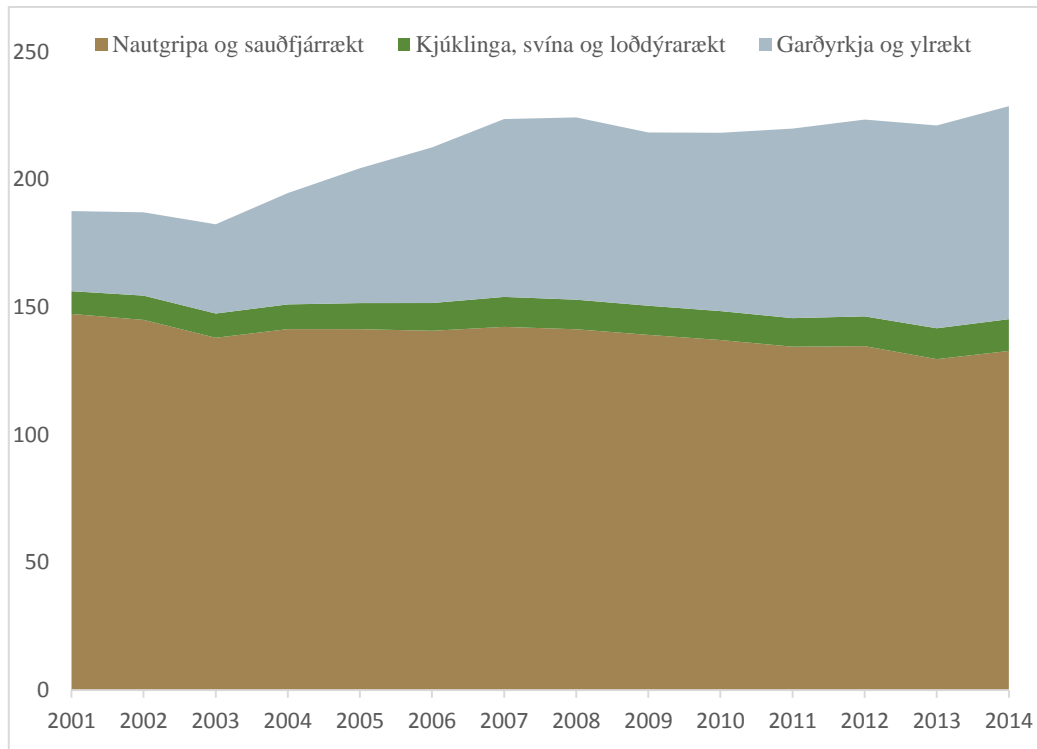
Mynd 80 - Raforkunotkun landbúnaðar 2014 (MWst)


Heimild: Orkustofnun



Raforkunotkun hefðbundins búskapar hefur lækkað jafnt og þétt frá árinu 2001 en raforkunotkun garðyrkju hefur aukist smám saman á sama tímabili. Mynd 81 sýnir þróun notkunarinnar síðan 2001.

Mynd 81 - Þróun raforkunotkunar landbúnaðar (GWst/ári) með notkun til heimilisnota á bændabýlum



Heimild: Orkustofnun.

Notkun garðyrkju hefur aukist úr 31 GWst árið 2001 í 83 GWst árið 2014. Bændur sem hafa ekki aðgang að hitaveitu fá styrki til hitunar heimila eins og aðrir notendur á „köldum“ svæðum. Hækkun raforkuverðs vegna sæstrengs mun leiða af sér aukinn kostnað fyrir landbúnaðargeirann, nema hún sé milduð með samsvarandi hækkun niðurgreiðslna.

Tafla 25 - Hækkun raforkukostnaðar landbúnaðar (m. kr.) miðað við raforkunotkun árið 2014

	0,85 kr./kWst	1,7 kr./kWst
Hefðbundinn landbúnaður þ.m.t. notkun heimila	113	226
Alifugla-, svína- og loðdýrarækt	11	21
Garðyrkja	71	142
Alls	195	389

Heimild: Orkustofnun og útreikningur Kviku



Árleg heildarhækkun rafmagnskostnaðar landbúnaðar vegna Icelink verður 195-389 milljónir kr. án mótvægisáðgerða. Tekjur raforkuframleiðenda aukast um sömu upphæð. Til að milda áhrif þeirrar hækkunar gæti ríkið aukið niðurgreiðslur sínar til geirans. Árið 2014 námu beinar niðurgreiðslur til landbúnaðar tæplega 12 milljörðum króna.

Tafla 26 - Beinar niðurgreiðslur til landbúnaðar á Íslandi 2014-2016 (m. kr.)

	2014	2015	2016
Mjólkurbúskapur	6.465	6.549	6.759
Sauðfjárrækt	4.791	4.853	5.009
Grænmetisræktun	543	581	601
Alls	11.799	11.985	12.371

Heimild: Fjárlög íslenska ríkisins

Fullt mótvægi við hækkun rafmagnsverðs myndi þýða 2-3% aukningu á beinum niðurgreiðslum til greinarinnar.

Ekki fá allir hópar innan landbúnaðargeirans beinar niðurgreiðslur til framleiðslu sinnar. Alifugla-, svína- og loðdýrabændur fá ekki beinar niðurgreiðslur og aðeins fáir hópar innan garðyrkjuhópsins fá beinar niðurgreiðslur aðra en styrki til að minnka kostnað við flutning og dreifingu raforku. Innan garðyrkjuhópsins fá agúrku-, papriku- og tómataræktendur beinar niðurgreiðslur. Aðrir hópar fá einungis niðurgreiðslur sem nema kostnaðinum við dreifingu og flutning raforku. Rafmagnskostnaður sem hlutfall af rekstrarkostnaði er mjög mismunandi milli mismunandi framleiðenda innan garðyrkjuhópsins. Þar af leiðandi eru sumir framleiðendur viðkvæmari fyrir hækkun rafmagnsverðs en aðrir og þarf að gefa þeim sérstakan gaum.

Meðalrafmagnsverð til garðyrkju á Íslandi var u.þ.b. 9 kr./kWst árið 2014, af því námu styrkir vegna dreifingar og flutnings 3 kr./kWst, sem gaf endanlegt verð til bónda 6 kr./kWst²⁰⁵. Bera má þessa tölu saman við meðalrafmagnsverð til sjávarútvegs, 9,2 kr./kWst, meðalverð til heimila í Reykjavík, 13 kr./kWst án vsk., og meðalrafmagnsverð til álbræðslna, 3,2 kr./kWst árið 2014. Þannig er rafmagnsverð til mismunandi notenda á Íslandi mjög mismunandi eftir notendahópi, stærð, orkusölusamningum og tiltækum niðurgreiðslum.

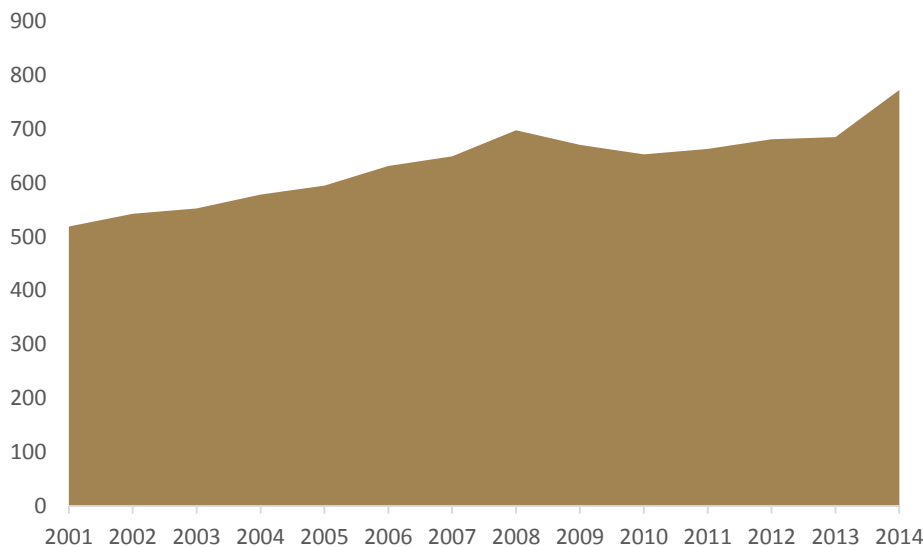
²⁰⁵ EFLA verkfræðistofa og Samband garðyrkjubænda.



12.6 Verslun og þjónusta

Verslunar- og þjónustugeirinn er stærsti hópur raforkunotenda á Íslandi á eftir orkufrekum iðnaði og heimilum. Sá hópur samanstendur af mörgum litlum notendum. Heildarraforkunotkun hans árið 2014 var 772 GWst. Mynd 82 sýnir hvernig rafmagnsnotkun verslunar- og þjónustugeirans hefur þróast síðan 2001.

Mynd 82 – Þróun raforkunotkunar verslunar- og þjónustugeirans síðan 2001 (GWst/ári)

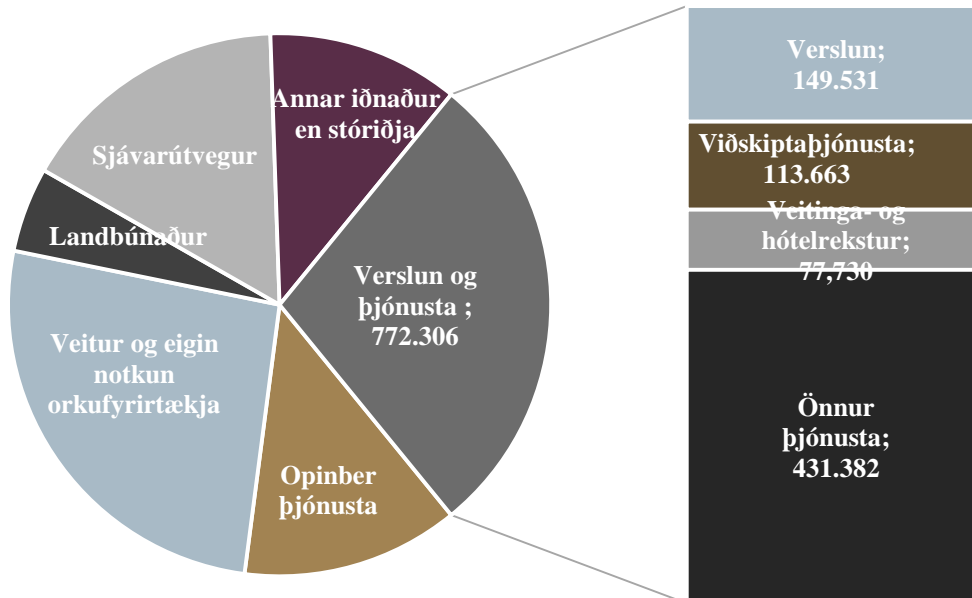


Heimild: Orkustofnun

Verslunarflokkurinn er stærsti hópurinn innan þessa geira með tæplega 150 GWst ársnotkun 2014. Næststærsti hópurinn er viðskiptaþjónusta sem tæplega þrefaldaði notkun sína frá 2013 til 2014 úr 33 GWst til 114 GWst. Þessi mikla aukning tengist uppbyggingu gagnavera. Ferðaþjónusta hefur einnig farið vaxandi undanfarin ár eins og sést vel af aukinni raforkunotkun veitinga- og gistihúsa þar sem árlegur meðalvöxtur hefur verið yfir 4%.



Mynd 83 – Raforkunotkun verslunar- og þjónustugeirans árið 2014 (MWst/ári)



Heimild: Orkustofnun

Stærstu notendur innan þessa hóps eru stóru verslanakeðjurnar og þjónustufyrirtækin, gagnaver í viðskiptaþjónustu og fjármálafyrirtæki og bankar í annarri þjónustu. Samkvæmt viðtölum við rafmagnssölufyrirtæki leitar notandi með yfir 500 MWst árlega notkun yfirleitt eftir tilboðum frá sölufyrirtækjunum. Verðið getur verið mismunandi eftir notendum eftir notkunarstærð, þ.e. stór notandi með mikla nýtingu hvers MW getur fengið betra verð en notandi með lítið magn eða sveifflugjarnt notkunarstærð með mikilli eftirspurn á annatímum. Tafla 27 sýnir árleg áhrif Icelink á rafmagnsverð til verslunar- og þjónustugeirans á Íslandi án mótvægisáðgerða miðað við notkun árið 2014.



Tafla 27 - Árleg áhrif Icelink á raforkukostnað verslunar- og þjónustugeirans

	0,85 kr./kWst	1,7 kr./kWst
Verslun	127	254
Viðskiptaþjónusta	97	193
Veitinga- og hótélrekstur	66	132
Önnur þjónusta	367	733
Alls	657	1.312

Heimild: Orkustofnun og útreikningur Kvikú

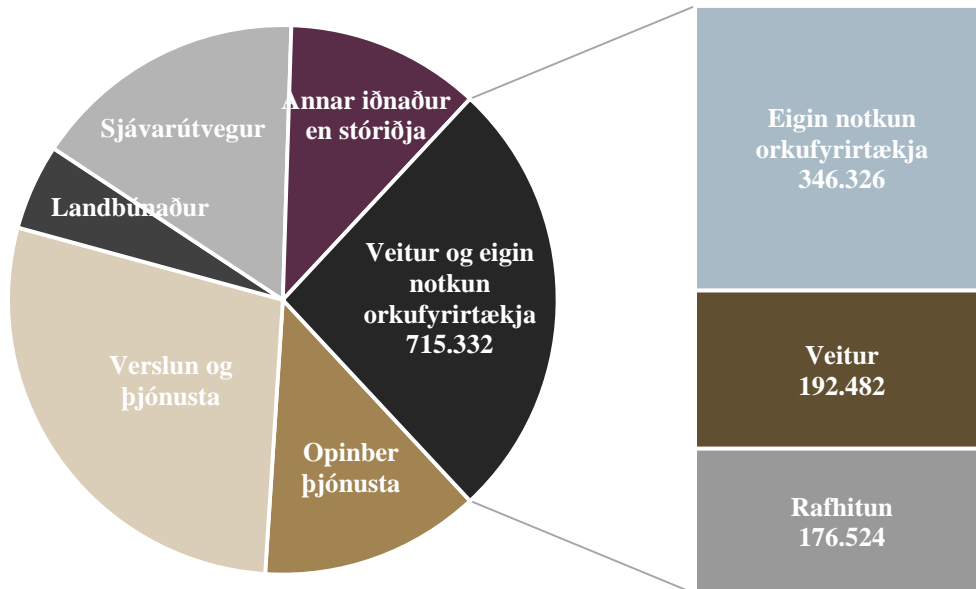
Eins og sjá má af töflunni eru áhrifin veruleg án mótvægisáðgerða og mun meiri en í landbúnaðar- eða sjávarútvegsgeirunum. Verslunar- og þjónustugeirinn hefur ekki aðgang að öðrum niðurgreiðslum en vegna kostnaðar við dreifingu og flutning raforku í dreifbýli eins og aðrir notendur. Þessi kostnaðaraukning verslunar- og þjónustugeirans mun auka tekjur orkuframleiðenda á Íslandi um sömu upphæð.



12.7 Veitur og eigin notkun framleiðenda

Veitur og orkuframleiðendur notuðu 715 GWst árið 2014 eða 4,1% af heild. Stærsti hlutinn var eigin notkun orkuframleiðenda eða 346 GWst.

Mynd 84 - Raforkunotkun annarra atvinnugreina og þjónustu 2014 (MWst)



Heimild: Orkustofnun

Veitur og orkuframleiðendur eru meðal stærstu notenda raforku á Íslandi. Eigin notkun orkuframleiðenda til raforkuframleiðslu var 346 GWst árið 2014. Hitaveitur og vatnsveitur notuðu 192 GWst fyrir vatnsdælur og önnur not. Rafmagnshitaveitur notuðu 176 GWst á svæðum án aðgangs að jarðvarmaveitum. Tafla 28 sýnir áhrif Icelink á raforkukostnað veitna og orkuframleiðenda án mótvægisáðgerða.

Tafla 28 - Áhrif sæstrengs á árlega raforkukostnað veitna (m. kr.)

Milljónir kr.	0,85 kr./kWst	1,7 kr./kWst
Eigin notkun orkuframleiðanda	294	589
Hitaveitur og vatnsveitur	164	327
Rafhitun	150	300
Alls	608	1.216

Heimild: Orkustofnun og Kvika

Aukinn kostnaður við eigin notkun orkuframleiðenda er 294-589 milljónir kr. Þar sem þetta er hluti af tilflutningi auðs frá notendum til orkufyrirtækja, munu tekjur framleiðenda aukast um sömu upphæð og jafna út kostnaðinn. Rafmagnskostnaður hitaveitna og vatnsveitna mun aukast um 164-327 milljónir



kr. Áhrifin á rafhitunarkostnað mun nema 150-300 m. kr. sem flyst yfir á notendur veitnanna án mótvægisáðgerða. Í Kafla 10.3 á bls. 137 eru áhrifin á kostnað heimila á „köldum“ svæðum kannaður og aukinn kostnaður við upphitun með rafmagnskötlum tekinn með í reikninginn og borinn saman við kostnað annarra hitunarvalkosta og tiltækar niðurgreiðslur.

12.8 Samantekt á áhrifum Icelink á aðrar atvinnugreinar en stóriðju

Áhrif hærra raforkuverðs á aðrar atvinnugreinar en stóriðju eru hluti af tilflutningi auðs frá notendum til orkufyrirtækja, þ.e. hærri kostnaður innlendra fyrirtækja leiðir til hærri tekna fyrir innlenda framleiðendur raforku. Árlegur heildartilflutningur til raforkuframleiðenda er 2,1-4,2 ma. kr. eða 15-30 m. evra árlega án mótvægisáðgerða miðað við raforkunotkun árið 2014

Tafla 29 - Samantekt á áhrifum á aðrar atvinnugreinar og þjónustu (m. kr.)

Milljónir króna	0.85 kr./kWst	1.7 kr./kWst
Verslun og þjónusta	657	1312
Landbúnaður og garðyrkja	195	389
Opinber þjónusta	302	603
Iðnaður annar en stóriðja	266	533
Sjávarútvegur	377	754
Veitur	314	627
Samtals	2.111	4.218

Heimild: Orkustofnun og Kvika

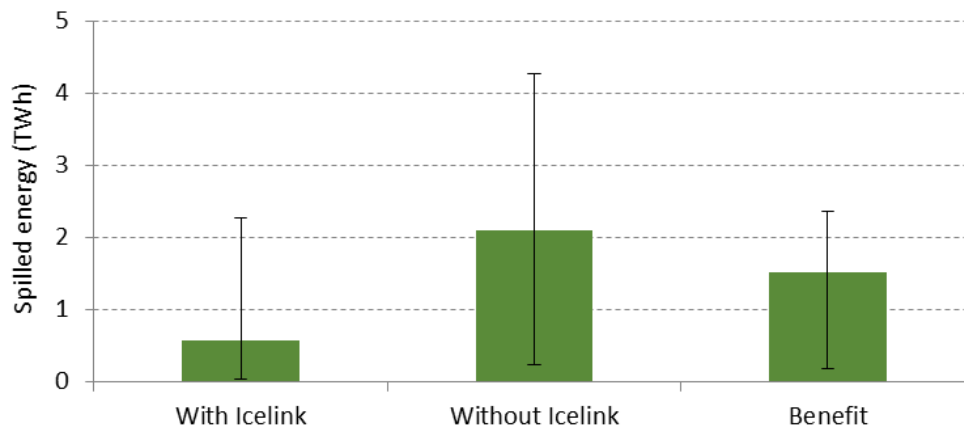


13 Áhrif á orkuvinnslufyrirtæki á Íslandi

13.1 Betri nýting núverandi auðlinda

Hér að neðan er súlurit sem sýnir orku sem fer til spillis á Íslandi með og án Icelink

Mynd 85-Árleg orka sem fer til spillis á Íslandi með og án Icelink



Heimild: Pöyry

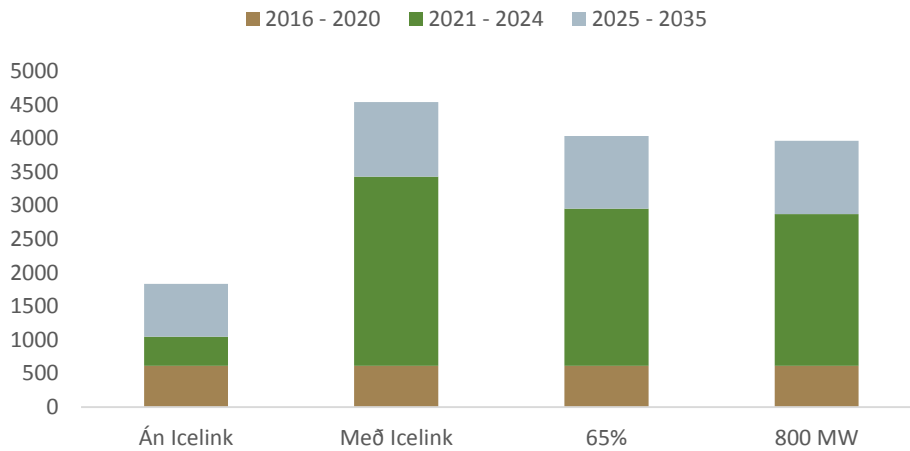
Mynd 85 sýnir að tilkoma sæstrengs mun gera kleift að draga úr þeirri orku sem fer til spillis í núverandi kerfi um u.þ.b. 1,5 TWst á ári. Í mið-sviðsmyndinni með tengingu er því spáð að rafmagnsverð á Íslandi verði 52 EUR/MWst. Það gefur að fyrir 1,5 TWst megi fá 78 milljónir evra í viðbótartekjur á Íslandi (11 milljarðar kr.) árlega. Ef hugsanlegt sammingsverðið í mismunasamningi upp á 119 EUR/MWst er notað til að mæla verðmætið raforkunnar í Bretlandi er niðurstaðan 178 milljónir evra (23 milljarðar kr.) á ári. Nánar er gert grein fyrir betri nýtingu núverandi kerfis með sæstreng í kafla 15.2

13.2 Kostnaður við nýja raforkuvinnslu

Mynd 86 sýnir spá um fjárfestingarþörf orkuvinnslufyrirtækja á Íslandi með og án sæstrengs fyrir mið-sviðsmyndina og tvær næmnisviðsmyndir.



Mynd 86 - Þörf fyrir fjárfestingu í nýrri orkuvinnslu með og án Icelink (m EUR)

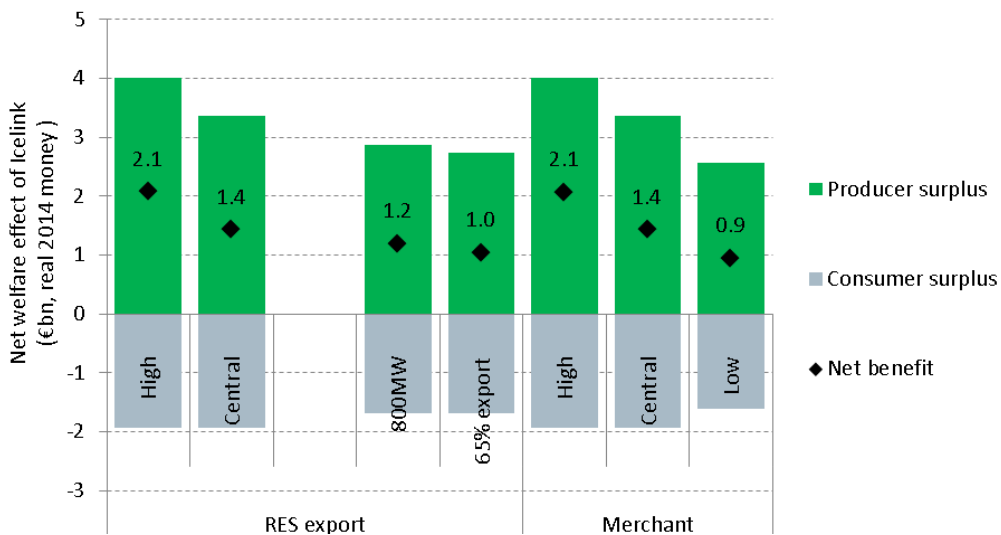


Heimild: Pöyry og Kvika

13.3 Áhrif á velferð framleiðenda

Icelink mun veita orkuvinnslufyrirtækjum möguleika á gríðarmiklum jákvæðan ávinning vegna meiri orkuvinnslu, hærra raforkuverðs og betri nýtingu núverandi orkulinda. Eftir sviðsmyndum er ávinningurinn 2,5-4,0 milljarðar evra.

Mynd 87 - Ávinningur framleiðenda fyrir mismunandi sviðsmyndir (græn súla)



Heimild: Pöyry

Kostnaði og ábata orkuvinnslufyrirtækja á Íslandi vegna sæstrengs er hægt að skipta í fernt:

- Ávinningur vegna meiri orkuframleiðslu á Íslandi;



- Ávinningur vegna betri nýtingar núverandi vatnsaflsauðlinda (minni „sóun“);
- Ávinningur vegna herra raforkuverðs á Íslandi; og
- Kostnaður vegna nýfjárfestinga og fastur kostnaður nýrrar framleiðslugetu.

Ábatinn skiptist ekki jafnt á milli orkuvinnsluaðila á Íslandi. Þar sem Landsvirkjun er stærsti framleiðandinn í dag mun hún fá stærsta skerfinn af ávinningi framleiðenda sem fellur til vegna herra raforkuverðs á Íslandi og betri nýtingar núverandi vatnsaflsauðlindar.

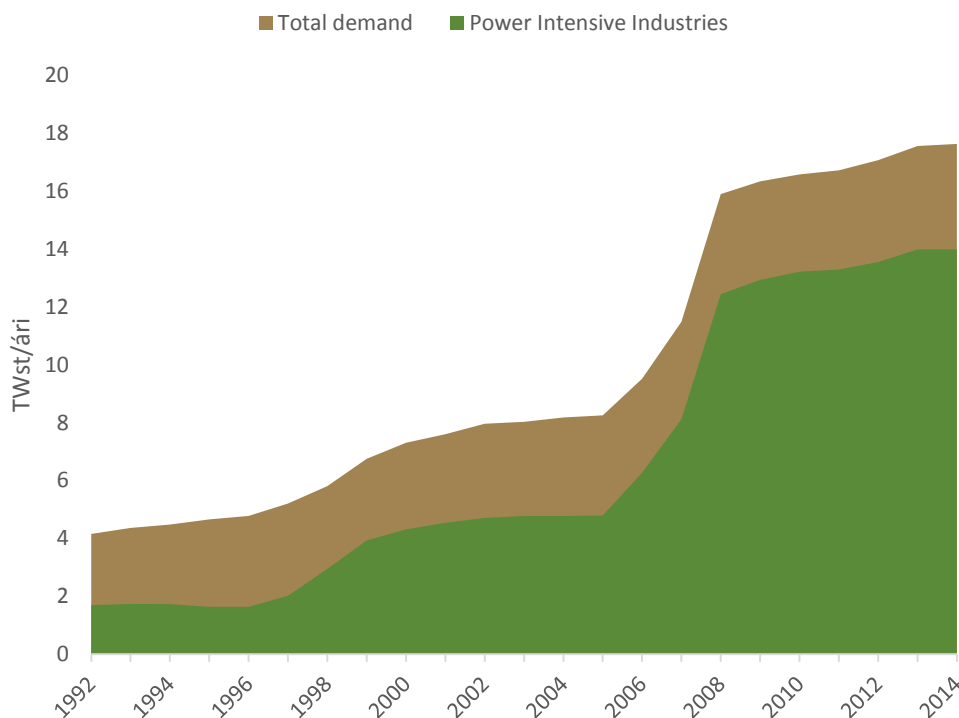


14 Raforkunotkun á Íslandi

14.1 Söguleg og núverandi notkun

Heildar-raforkunotkun á Íslandi árið 2014 var 17,6 TWst en af því var notkun orkufreks iðnaðar u.þ.b. 14 TWst eða 80%. Ársnotkun hefur vaxið um 13,5 TWst frá árinu 1992 eða meira en 7% að meðaltali á ári. Þessi vöxtur átti sér stað aðallega vegna nokkurra stóriðjuverkefna. Vöxtur árána 1997-2000, 2 TWst, stafaði af byggingu nýs álvers á Grundartanga. Árin 2006-2008 jókst notkunin um tæpar 6,4 TWst þegar nýtt álver var gangsett á Reyðarfirði. Síðan árið 2008 hefur notkunin aukist um 1,7 TWst eða að meðaltali um 1,7% árlega. Mesta aukningin var árið 2013 eða 490 GWst og sú minnsta árið 2014, 70 GWst. Vöxtinn frá árinu 2008, 1,7 TWst, má skoða í samhengi með því að líta á nýjstu vatnsaflsvirkjunina, Búðarháls, sem er með áætlaða raforkuvinnslu upp á 0,6 TWst/ári. Vöxtur raforkunotkunar eftir að bygging álversins á Reyðarfirði og Kárahnjúkavirkjunar lauk jafngildir þannig næstum þrefaldri árlegri orkuvinnslu nýjstu virkjunarinnar sem hóf starfsemi árið 2014.

Mynd 88-Raforkunotkun á Íslandi, 1992-2014 (TWst/ári)

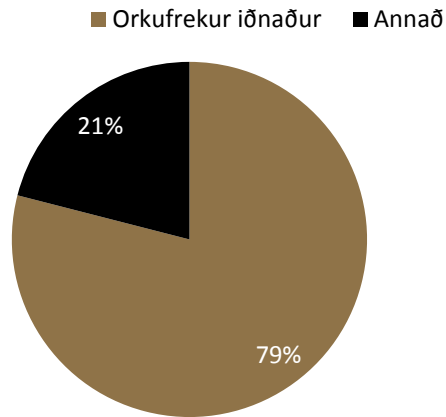


Heimild: Orkustofnun



Mynd 89 sýnir hvernig raforkunotkun á Íslandi skiptist á milli orkufreks iðnaðar og annarra raforkunotenda. Stóriðjan er stærsti rafmagnsnotandi á Íslandi með tæplega 80% allrar raforkunotkunar árið 2014.

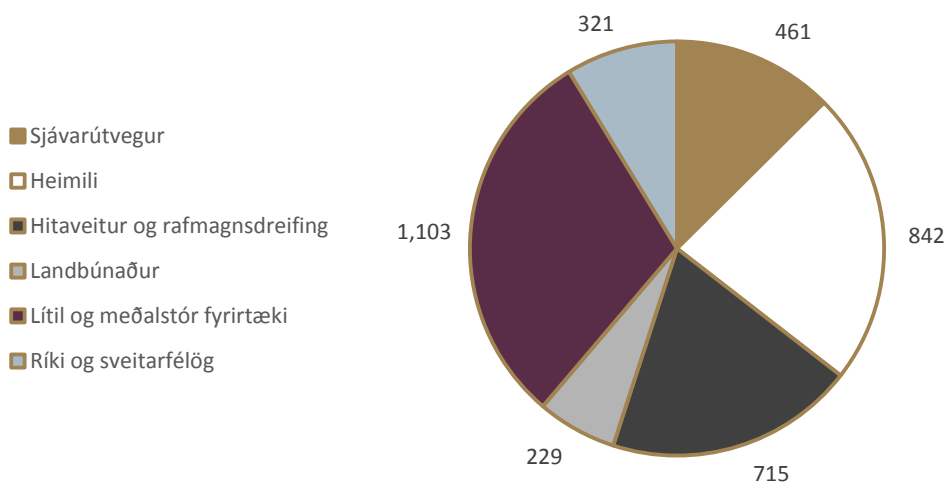
Mynd 89 - Raforkunotkun á Íslandi árið 2014



Heimild: Orkustofnun

Raforkunotkun að frátöldum orkufrekum iðnaði var 3.676 GWst eða tæplega 3,7 TWst árið 2014. Stærsti einstaki notendahópurinn var þjónustu- og iðnfyrirtæki önnur en orkufrekur iðnaður með 1,1 TWst. Raforkunotkun heimila var 842 GWst og notkun veitna og eigin notkun framleiðenda var 715 GWst.

Mynd 90 - Raforkunotkun að frátöldum orkufrekum iðnaði á Íslandi 2014 (GWst)



HEIMILD: ORKUSTOFNUN

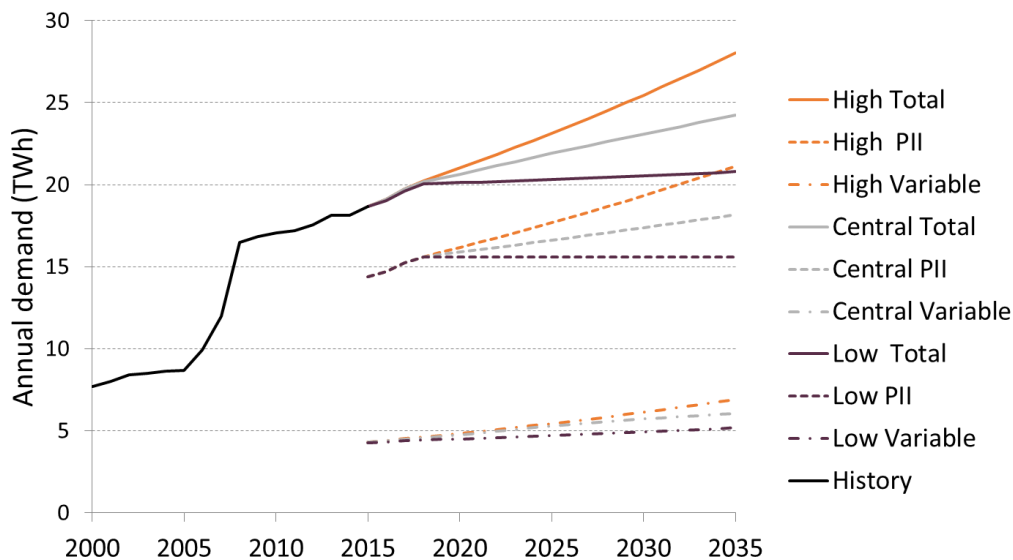


14.2 Spá um þróun innlestrar eftirspurnar eftir raforku

Til að meta áhrif sæstrengs á Íslandi þarf að spá fyrir um þróun innlestrar eftirspurnar næstu tuttugu árin. Aukin innlend eftirspurn mun kalla á nýjar fjárfestingar og hafa áhrif á verð á íslenska markaðnum. Einnig eru nýjir orkuvinnslu valkostir á Íslandi takmarkaðir og það er ekki hægt að gera ráð fyrir að eina nýja eftirspurnin komi frá tengingu við aðra markaði.

Mynd 91 sýnir spá um innlenda eftirspurn samkvæmt háu, lágu og miðsviðsmynd. Eftirspurnarspáin er sýnd sérstaklega fyrir stóriðju (PII), aðra breytilega eftirspurn (Variable) og heildareftirspurn samkvæmt öllum þremur sviðsmyndum. Í öllum tilfellum er vöxtur eftirspurnar stóriðju sá sami fram til 2018 enda getur það tekið 2 ár að byggja nýja verksmiðju og auka eftirspurnina.

Mynd 91 - Spá um eftirspurn á Íslandi (GWst)



Heimildir: Pöyry og Kvika.

14.2.1 Lág sviðsmynd

Í lágu sviðsmyndinni, sem gerir ráð fyrir lágu heimsmarkaðsverði á hrávöru og eldsneyti, er vöxtur eftirspurnar frá orkufrekum iðnaði á Íslandi stilltur á núll eftir að lokið verður að byggja verksmiðju PCC á Bakka og United Silicon við Helguvík. Önnur innlend eftirspurn á Íslandi eykst um 1% á ári. Þetta þýðir að gert er ráð fyrir að eftirspurnin upp á 18,7 TWst árið 2015 (með flutnings- og dreifingartapi og eigin notkun framleiðslu) aukist í 20,3 TWst árið 2025 og 20,8 TWst árið 2035. Því er spáð er heildaraukning í lágu sviðsmyndinni fram til 2025 verði 1,6 TWst og fram til 2035, 2,1 TWst.



Í sviðsmynd með litlum hagvexti og lágu hráefnisverði gæti sú staða komið upp að núverandi orkufrekur iðnaður á Íslandi drægi úr eftirspurn sinni eða hætti rekstri. Skammtíma jaðarkostnaður raforkuframleiðslu á Íslandi er mjög lágur og minnkun eftirspurnar frá núverandi orkufrekum iðnaði yki framboð inn á heildsölumarkaðinn og leiddi til lægra rafmagnsverðs. Það myndi aftur á móti laða að nýja kaupendur og eftirspurnin ykist smám saman aftur upp í fyrra gildi til lengri tíma litið. Í millitíðinni væri öll frekari uppbygging nýrrar orkuvinnslugetu stopp. Yfir 20 ára tímabil næði eftirspurn því svipuðu gildi og hún hafði áður en eftirspurn frá orkufrekum iðnaði minnkaði. Stærsti orkuframleiðandi á Íslandi, Landsvirkjunar, hefur sagt að núverandi stóriðjuviðskiptavinir séu mjög mikilvægir og verðmætir fyrir kerfið og að fyrirtækið myndi ekki vilja missa þá sem viðskiptavinir.

14.2.2 Há sviðsmynd

Í háu sviðsmyndinni eykst eftirspurn stóriðju úr 14,4 TWst árið 2015 í 17,7 TWst árið 2025 og 21,1 TWst árið 2035. Það þýðir 3,3 TWst aukning á 10 árum og 6,7 TWst á 20 árum. Til að setja þessa tölu í samhengi er áætlað að nýja kísilverksmiðjan á Bakka við Húsavík noti 0,5 um TWst/ári. Á sama tíma er búist við að önnur innlend eftirspurn á Íslandi aukist um 2,4% á ári að meðaltali sem þýðir 4,5 TWst eftirspurn árið 2025 og 5,7 TWst árið 2035. Að meðtöldu flutnings- og dreifingartapi og eigin notkun orkuframleiðenda þýðir þetta aukningu úr núverandi heildareftirspurn upp á 18,7 TWst árið 2015 í 23 TWst árið 2025 og 28 TWst árið 2035 eða um 9,3 TWst á 20 árum.

Eftirspurn frá orkufrekum iðnaði gæti vaxið hraðar en þetta í heimi með jákvæðum hagvexti þar sem hráefna- og eldsneytisverð er hátt. Eftirspurn hefur vaxið um meira en 11 TWst síðustu 20 árin. Ástæðan fyrir því að 9 TWst hafa verið settar sem efri mörk er að verkefni í nýtingarflokki áætlunar um vernd og orkunýtingu landsvæða (rammaáætlunar) eru nú u.þ.b. 9 TWst. Ísland hefur nú þegar virkjað marga hagkvæmstu vatnsaflsvalkosti sína. Vegna aukinnar vitundar um verðmæti óspilltrar náttúru á hálendi landsins er mjög ólíklegt að stórar nýjar virkjanir verði byggðar eða háspennulínur lagðar á því svæði. Aðrir dýrari valkostir utan núverandi rammaáætlunar, svo sem litlar vatnsaflsstöðvar, lágjarðvarmavirkjanir og vindorka á landi, eru möguleikar sem gætu verið nýttir en aðeins ef til er kaupandi sem er fús til að borga nógu hátt verð fyrir orkuna til að styðja við fjárfestinguna.



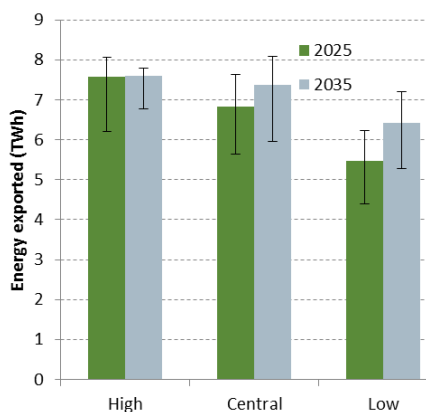
14.2.3 Mið-sviðsmynd

Mið-sviðsmynd notast við spá frá Orkuspánefnd sem Orkustofnun gaf út árið 2014 til að spá fyrir um þróun eftirspurnar frá öðrum en orkufrekum iðnaði. Innifalið í eftirspurn orkufreks iðnaðar er sú forsenda að verksmiðjur PCC á Bakka og United Silicon í Helguvík verði gangsettar á næstu árum. Frá árinu 2019 að telja eykst eftirspurn orkufreks iðnaðar um 1,2% á ári. Sögulega séð koma nýjar stóriðjuverksmiðjur til sögunnar í skrefum, en þar sem það er mjög erfitt að tímasetja þær fjárfestingar er vörpunin línuleg. Þannig eykst eftirspurn orkufreks iðnaðar um 2,2 TWst árin 2015-2025 og 3,8 TWst fram til ársins 2035. Til samanburðar er því spáð að kísilverksmiðjan á Bakka við Húsavík noti 0,5 TWst á ári. Önnur eftirspurn mun aukast um 1,0 TWst fram til 2025 og 1,7 TWst fram til 2035. Þannig er því spáð að samanlögð innlend eftirspurn aukist í 21,9 TWst árið 2025 og 24,2 TWst árið 2035 án sæstrengs.

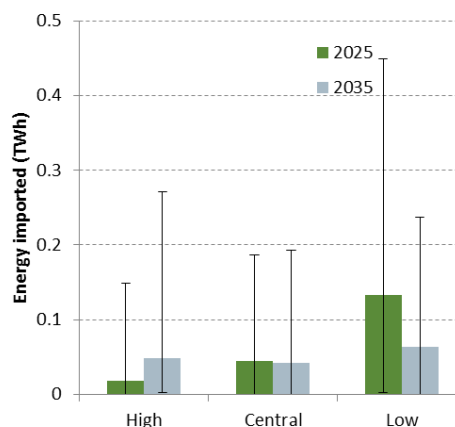
14.3 Eftirspurn eftir raforku á Íslandi með sæstreng

Nýting strengsins veltur meðal annars á því hversu mikið verður fjárfest í orkuvinnslu á Íslandi. Strengurinn er mjög vel nýttur í mið- og háu sviðsmyndunum. Þegar verð í Bretlandi er hátt, er efnahagslega skynsamlegt að byggja upp eins mikla framleiðslugetu og kostur er hér á landi þar eð kostnaður hennar er lægri en í Bretlandi. Þegar verð í Bretlandi er lágt eru aðeins ódýrari valkostir nýrrar framleiðslugetu á Íslandi mögulegar og samtengingin er því ekki fullnýtt. Innflutningur raforku frá Bretlandi til Íslands er sjaldan eða í u.þ.b. 1% af klukkutímunum í háu og mið-sviðsmyndunum og 3,5-4,5% af tímanum í lágu sviðsmyndinni. Súluritín sýna útflutning og innflutning á orku í mismunandi sviðsmyndum. Í háu sviðsmyndinni er nettó útflutningur 7,5 TWst, í mið-sviðsmyndinni 7,4 TWst og þeirri lágu 6,3 TWst.

Mynd 92 - Orka sem flutt er frá Íslandi (TWst)



Mynd 93 - Orka sem flutt er til Íslands (TWst)

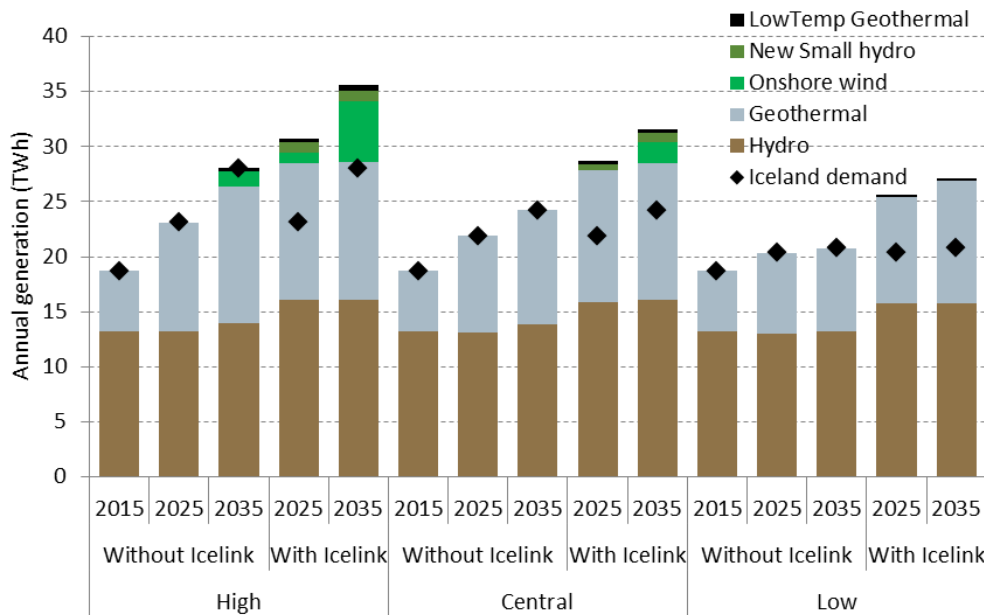




Heimild: Pöyry

Í Mynd 94 hafa innlend eftirspurn og eftirspurn í gegnum streng frá Bretlandi gegnum Icelink verið lagðar saman og eru sýndar fyrir mismunandi sviðsmyndir.

Mynd 94 - Árleg orkuvinnsla og eftirspurn eftir raforku á Íslandi

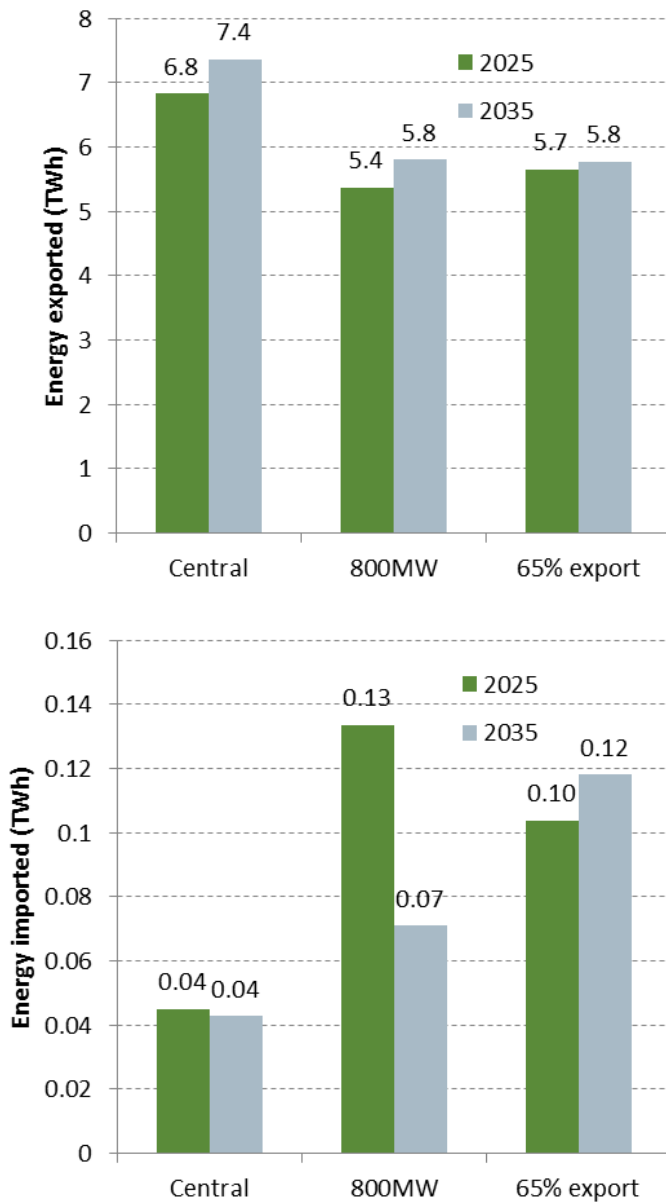


Heimild: Pöyry

Svörtu tíglarnir á línuritinu sýna innlenda notkun og súlurnar sýna heildarframleiðslu og notkun 2015, 2025 og 2035 í öllum þremur sviðsmyndum. Hæsta samanlögð notkunar sviðsmynd er háa sviðsmyndin með Icelink sem leiðir til rúmlega 35 TWst heildareftirspurn árið 2035. Lægsta notkunar sviðsmyndin er lága sviðsmyndin án Icelink sem leiðir til 21 TWst ársnotkunar árið 2035. Mynd 95 sýnir áætlaðan nettó útflutning fyrir tvær næmni-sviðsmyndir og mið-sviðsmyndina með Icelink. Helsti munurinn er að bæði í 65% nettó útflutnings-sviðsmyndinni og 800 MW sviðsmyndinni er minna nettó streymi í gegnum strenginn. Munurinn er 1-1,5 TWst eða meira en ársframleiðsla Blönduvirkjunar.



Mynd 95-Rafmagnsútflutningur og -innflutningur í mið- og næmnisviðsmyndum 2025 og 2035 (TWst/ári)



Heimild: Pöyry

Þannig yrði heildareftirspurn eftir raforku sem framleidd er á Íslandi 1-1,5 TWst minni í næmnisviðsmyndunum, sem þýðir minni þörf fyrir uppbyggingu nýrrar framleiðslugetu. Það þýðir 300-400 MW minni þörf fyrir uppbyggingu vindorku í hermuninni.

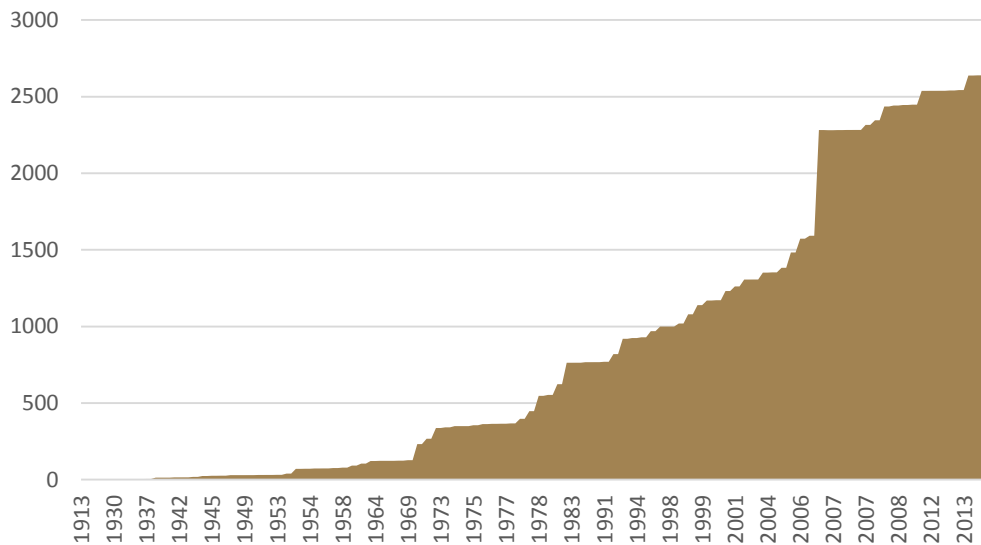


15 Framboð raforku á Íslandi

15.1 Yfirlit yfir núverandi raforkuvinnslu á Íslandi

Samanlagt uppsett afl í virkjunum á Íslandi í árslok 2014 var 2.757 MW, þar af var 72% í vatnsaflsvirkjunum og 24% í jarðhitavirkjunum.

Mynd 96 - Uppsett afl á Íslandi (MW)

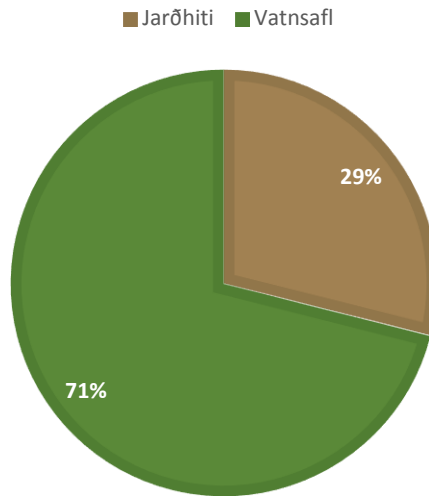


Heimild: Orkustofnun

Raforkuvinnsla á Íslandi var 18,1 TWst árið 2014 og er því spáð að hún verði 18,7 TWst árið 2015. Yfir 99,9% af raforkunni komu frá jarðhita- og vatnsaflsvirkjunum. Vindorka á landi var þriðja stærsta uppspretta raforkuframleiðslu árið 2014 en hún gaf af sér aðeins 8 GWst eða 0,05% af heildarframleiðslu.



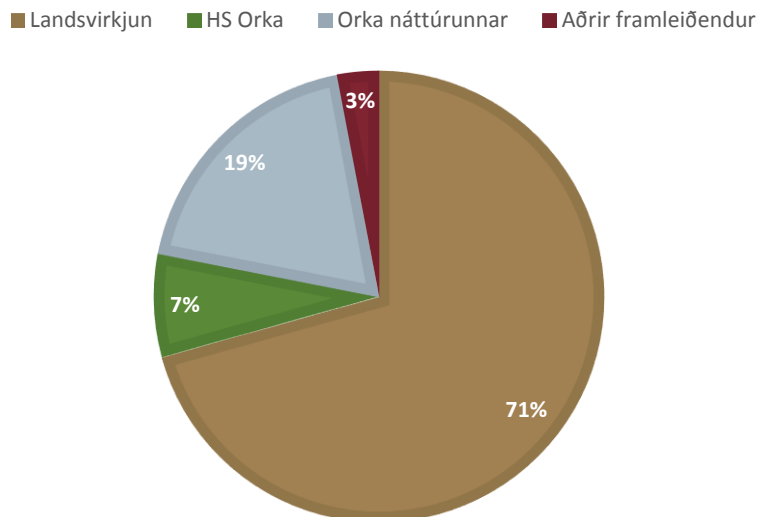
Mynd 97 - Raforkuframleiðsla á Íslandi 2014 eftir uppruna (%)



Heimild: Orkustofnun

Þrír stærstu framleiðendurnir mynduðu yfir 97% af heildinni árið 2014 og 71% kom frá Landsvirkjun.

Mynd 98 - Raforkuvinnsla á Íslandi 2014 eftir framleiðendum



Heimild: Orkustofnun.

15.2 Nýting núverandi kerfis með sæstreng

Núverandi raforkukerfi á Íslandi án sæstrengs er einangrað kerfi. Ekki er hægt að flytja rafmagn út til annarra landa og því verður að nota það á Íslandi. Þetta þýðir einnig að ekki er hægt að vinna gegn skorti með því að flytja inn rafmagn. Í

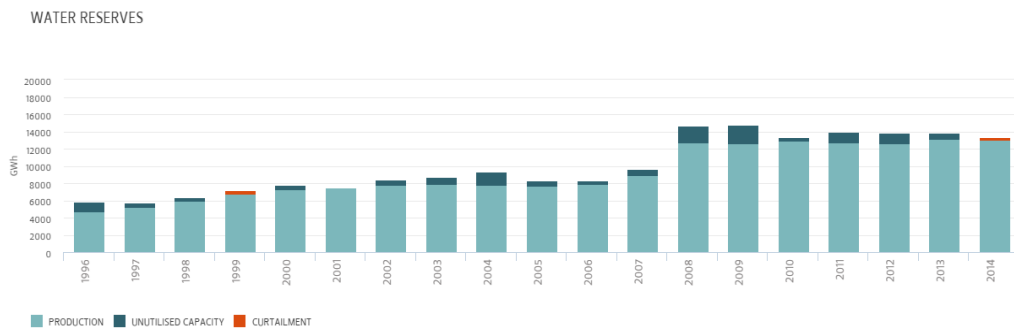


einangruðu kerfi þarf alltaf að hafa varaorku innan kerfisins og gæta yftrustu varfærni í skuldbindingum um afhendingu orku í orkusölusamningum.

Um 71% af núverandi raforkuvinnslu kemur frá vatnsaflsvirkjunum, en framleiðsla þeirra er breytileg eftir úrkomu. Að svo miklu leyti sem úrkoma er óútreiknanleg, er óvíst á hverju ári hversu mikla raforku verður hægt að vinna. Í blautum árum er afl núverandi vatnsaflsvirkjana ekki nægjanlegt til að nýta allt vatnið. Ef slíkt ár kemur í kjölfar þurrs tímabils, þannig að lónin eru ekki full, fer munurinn í að hækka vatnsborð þeirra. En þegar þau eru full fer öll umframúrkoma til spillis. Að meðaltali síðustu 17 ár hafa sem nemur 10% af árlegri orkuvinnslu virkjana Landsvirkjunar farið til spillis. Tvö síðastliðin 17 ára hefur innstreymi vatns verið svo lítið að Landsvirkjun hefur ekki getað mætt eftirspurn og því þurft að skerða afhendingu rafmagns.

Landsvirkjun hefur áætlað að meðalsóun í kerfinu í dag sé um 2 TWst.²⁰⁶ Línuritið hér að neðan úr ársskýrslu Landsvirkjunar fyrir árið 2014 sýnir ónýtta getu vatnsforðans og skerðingar undanfarin 17 ár.

Mynd 99 - Vatnsforði Landsvirkjunar, sóun og skerðingar; 1996 -2014 (GWst)



Heimild: Landsvirkjun

Til að nýta allt vatnið sem fer til spillis er þörf nýrra fjárfestinga í núverandi vatnsaflsvirkjunum.

Orkustofnun hefur metið núverandi sóun í hinu einangraða íslenska raforkukerfi.²⁰⁷ Orkuna sem fer til spillis má flokka í eftirfarandi fjóra flokka:

1. Ótekin orka. Umsamin kaup á raforku sem notendur nýta ekki. (0,2-0,7 TWst/ári).

²⁰⁶ Haustfundur Landsvirkjunar 2013. Hver er framtíð íslenskrar orku ?

²⁰⁷ Orkustofnun 2015.



Í sumum orkusölusamningum er kaupandinn ekki skyldugur til að nota alla hina umsömdu raforku. Í núverandi kerfi þurfa raforkusalar að hafa þá orku til reiðu ef kaupandinn vill nota hana, en ef ekki getur hún farið til spillis. Reynslan sýnir að orkukaupendur nýta þessa heimild reglulega og með litlum fyrirvara og því reynist orkufyrirtækjum erfitt eða ómögulegt að selja orkuna annað.

2. Óseld orka (0,3-0,9 TWst/ári)

Sögulega séð hafa skerðingar vegna orkuskorts á Íslandi verið sjaldgæfir viðburðir og samningar um skerðanlega orku hafa því skilað tiltölulega tryggu orkumagni. Þetta bendir til þess að framboð orku á Íslandi sé í flestum árum meira en sú tryggða og ótryggða orka sem samið hefur verið um. Ef rafmagnskerfið er tengt öðrum markaði má minnka þennan stuðpúða tryggðrar orku án þess að auka líkurnar á skerðingum á Íslandi þar sem tengingin gefur íslenskum raforkusölum aðgang að breska markaðnum og hægt að flytja inn raforku í þeim árum sem orku vantar.

3. Ótrygg orka án fjárfestingu (0-1 TWst/ári)

Innstreymi í uppistöðulón er mismunandi milli ára. Það takmarkar það magn sem raforkusalar geta skuldbundið sig til að selja á reglulegum grunni. Raforkusalar takmarka hámarkssöluskuldbindingar sínar við lág innstreymisár og í flestum árum er innstreymið meira en nemur þeim hámarksskuldbindingum. Án nokkurrar fjárfestingar mætti nota hluta af þessu umframinnstreymi til að framleiða rafmagn í núverandi kerfi, en aðeins með mikilli afhendingaróvissu og því eru ekki margir kaupendur.

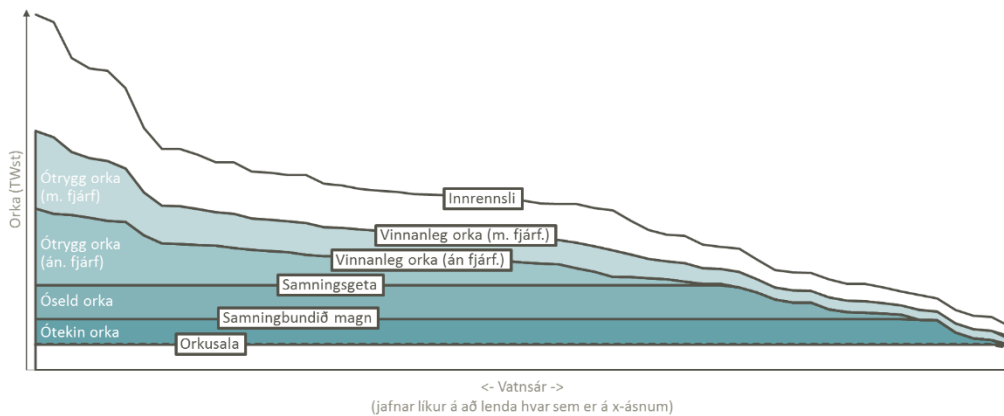
4. Ótrygg orka með fjárfestingu (0-1 TWst/ári)

Til að nýta stærri hluta þessa veðurháða umfram-vatnsinnstreymis sem nefnt er í lið 3 hér að framan þarf frekari fjárfestingu í núverandi vatnsaflsvirkjunum. Aftur takmarkar eftirspurnin eftir svo óvissu orkuframboði fjölda mögulegra kaupenda á hinum einangraða íslenska markaði.

Mynd 100 sýnir skematískt þessa fjóra flokka afgangsorku sem nefndir eru hér að ofan.



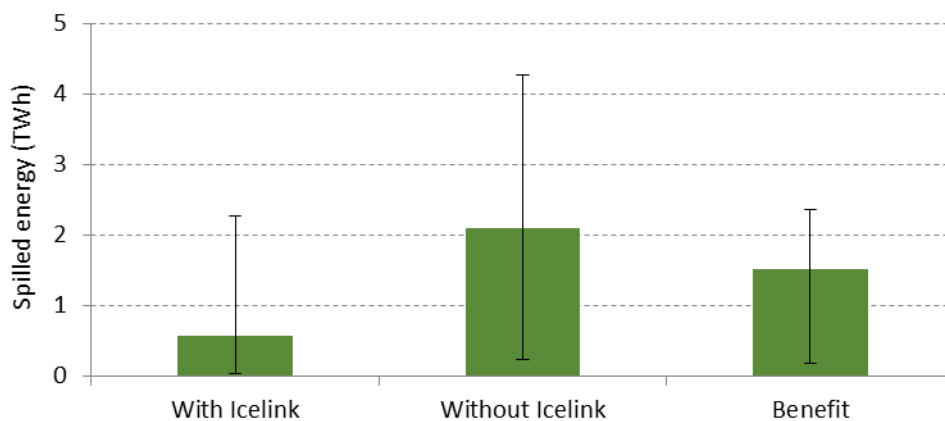
Mynd 100 Skematísk mynd sem sýnir fjóra flokka afgangorsorku í einangruðu orkukerfi sem byggir á vatnsorku



Heimild: Orkustofnun

Smíði samtengingar ein og sér tryggir ekki að nýta megi umrætt vatn sem fer nú til spillis í öllum árum. Sóunin í núverandi kerfi sveiflast milli 0.5-4 TWst, en það er ekki hagkvæmt að byggja kerfið þannig upp að það fangi allt vatn í allrablautustu árum. Hermun Pöyry bendir til þess að nýta megi að meðaltali 1,5 TWst af fyrrnefndum 2 TWst með 1.000 MW samtengingu. Sjá Mynd 101.

Mynd 101 - Orka sem fer til spillis á Íslandi í mið-sviðsmynd (TWst)



Heimild: Pöyry

15.3 Nýjar virkjanir

15.3.1 Nýjar jarðhita- og vatnsaflsvirkjanir í Rammaáætlun

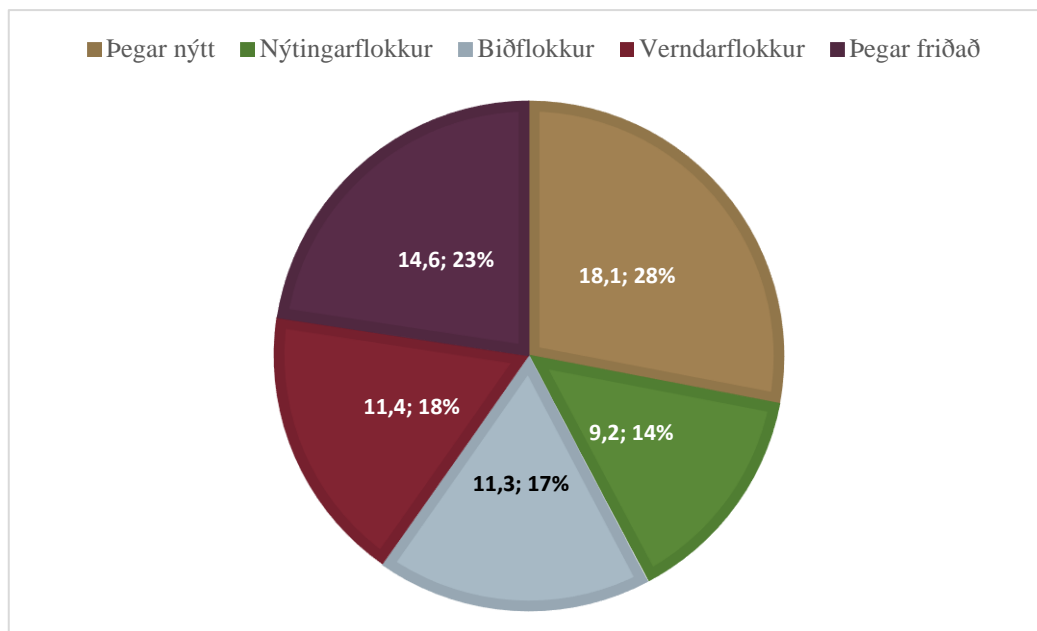
Nýir valkostir á grunni jarðhita- og stórra vatnsaflsvirkjana eru skilgreindir í Áætlun um verndun og orkunýtingu landsvæða (Rammaáætlun). Það er tæki til að sætta hagsmuni náttúruverndar og orkunýtingar, sem oft rekast á, á landsvísu og á fyrstu skipulagsstigum. Þriðji áfangi hennar er nú í vinnslu og á að ljúka árið 2017.



Öðrum áfanganum lauk árið 2013 með ályktun frá Alþingi þar sem virkjunarvalkostir sem voru ekki á svæðum sem höfðu áður verið vernduð eða höfðu þegar verið byggðir upp, voru flokkaðir í þrjá eftirfarandi flokka.

1. Verndarflokkur: Virkjunarkostir sem ekki eru taldir henta til að vera byggðir falla í þennan flokk. Óheimilt er að vissu marki að gera rannsóknir á orkuauðlindum á svæðum sem hafa verið sett í þennan flokk og yfirvöld mega ekki gefa út leyfi fyrir orkuvinnslu eða nýtingu orkuauðlinda á slíkum svæðum.
2. Biðflokkur: Virkjunarkostir eru settir í þennan flokk ef ekki er hægt að taka ákvörðun vegna skorts á gögnum. Stjórnvöld mega ekki gefa út leyfi í tengslum við orkuvinnslu úr auðlindum sem hafa verið settar í þennan flokk. Gera má rannsóknir á orkuauðlindum að vissu marki á þessum svæðum.
3. Nýtingarflokkur: Virkjunarkostir sem taldir eru hæfir til að vera byggðir falla í þennan flokk. Stjórnvöld mega heimila rannsóknir á orkulindum í þessum flokki og framleiðslu úr þeim með leyfisferli sem felur í sér rannsókn á umhverfisáhrifum og aðrar lögbundnar athuganir af hálfu viðkomandi opinberra stofnana.

Mynd 102-Flokkar virkjunarvalkosta samkvæmt 2. áfanga rammaáætlunar (TWst/ ári); (%)



Heimild: 2. áfangi rammaáætlunar.



Það voru 84 virkjunarvalkostir í öðrum áfanga rammaáætlunar upp á samtals 64,6 TWst/ári, þ.m.t. valkostir sem þegar hafa verið verndaðir og byggðir. 14,6 TWst/ári af valkostunum voru staðsett á áður friðuðum svæðum og voru því ekki metnir. 11,4 TWst/ári af valkostunum voru settar í verndarflokk og 9,2 TWst/ári af valkostunum í nýtingarflokk. Virkjunarvalkostir upp á 18,1 TWst/ári voru ekki metnir þar sem þeir höfðu þegar verið byggðir.

Af valkostunum 84 sem nefndir voru, voru 48 vatnsaflskostir tilgreindir upp á samtals 2.142 MW og 33 jarðhitavirkjunarvalkostir upp á samtals 2.495 MW.

Ekki er víst að allir valkostir sem hafa verið settir í nýtingarflokk verði virkjaðir. Það þarf að ganga úr skugga um stærð auðlindarinnar, valkostirnir þurfa að vera vandlega rannsakaðir, fara í gegnum lögboðin leyfisferli, mat á umhverfisáhrifum og vera fjármagnaðir áður en þeir eru nýttir. Vegna þeirrar óvissu sem tengist þessum langa lista skilyrða er lægri tala en sem nemur heildaraflgildi virkjunarvalkostanna í nýtingarflokki notuð í hermuninni í þessari skýrslu. Enginn jarðhita- eða vatnsaflsvalkostur úr öðrum flokkum en nýtingarflokki rammaáætlunar eru notaður í hermunarforsendum þessarar skýrslu. Enginn valkostur úr biðflokki eða verndarflokki eru notaðir í hermunum.

15.3.2 Smávirkjanir (e. *Small Hydro Power (SHP)*)

Smávirkjun er skilgreind sem vatnsaflsvirkjun með uppsett afl allt að 10 MW. Smávirkjanir eru ein hentugasta endurnýjanlega lausnin fyrir raforkuvinnslu og rafvæðingu í dreifbýli. Smávirkjanir byggja á vel þekktri tækni og má auðveldlega smíða þær, starfrækja og halda við í dreifðum byggðum landsins. Stór hluti virðisikeðju smávirkjana nýtist því hinu staðbundna hagkerfi.²⁰⁸

Smávirkjanir hafa verið uppspretta raforkuframleiðslu í mörgum Evrópulöndum frá upphafi 20. aldar. Í dag leggja þær til um 8% af raforkuframleiðslunnar í flokki endurnýjanlegrar orku.²⁰⁹ Innan Evrópu er mest uppsett afl í litlum vatnsaflsstöðvum (2.735 MW) og raforkuframleiðsla (10.958 GWst/ári) á Ítalíu, þar á eftir koma Frakkland, Spánn og Þýskaland.²¹⁰

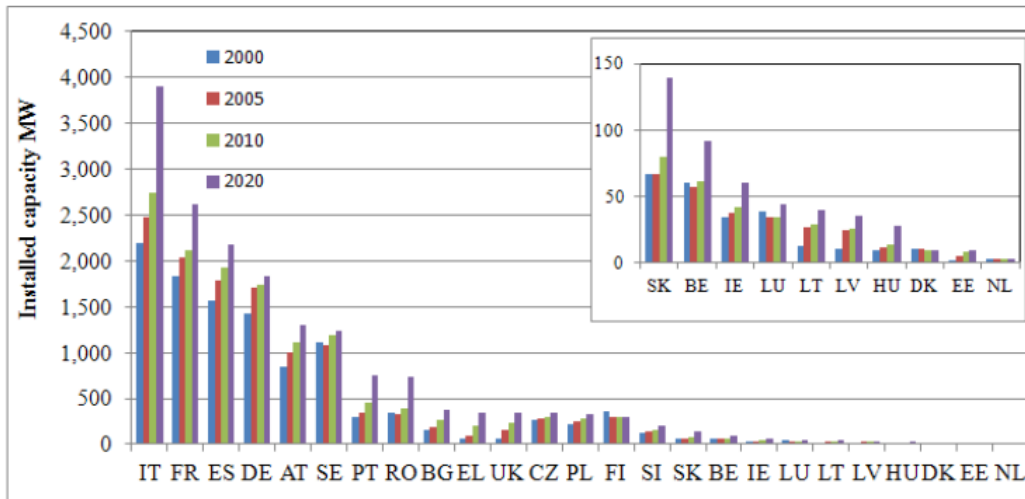
²⁰⁸ . Skýrsla um uppbyggingu lítilla vatnsaflsstöðva á heimsvísu 2013

²⁰⁹ Vegvísir fyrir litlar vatnsaflsstöðvar fyrir ESB-27, Samband lítilla vatnsaflsstöðva í Evrópu.

²¹⁰ Vegvísir fyrir litlar vatnsaflsstöðvar fyrir ESB-27, Samband lítilla vatnsaflsstöðva í Evrópu.



Mynd 103 - Litlar vatnsaflsstöðvar í Evrópu (MW)



Heimild: Samband lítilla vatnsaflsstöðva í Evrópu²¹¹

Þann 1. janúar 2014 var samanlagt uppsett afl smávirkJana í Noregi yfir 2.000 MW. Á sama tíma voru 554 litlar vatnsaflsstöðvar í Noregi með uppsettu afli undir 1 MW og fjöldinn með uppsettu afli á bilinu 1-10 MW var 587. Alls voru 1.141 smávirkJanir í Noregi, sem gerir 77% af öllum vatnsaflsvirkjunum í landinu. Árleg meðal orkuvinnsla smávirkJana í Noregi er rúmar 9 TWst á ári eða tæplega 7% af samanlagðri raforkuframleiðslu vatnsaflsvirkjana í landinu.²¹² Til samanburðar var heildarframleiðsla allra vatnsaflsvirkjana á Íslandi árið 2014 12,9 TWst.

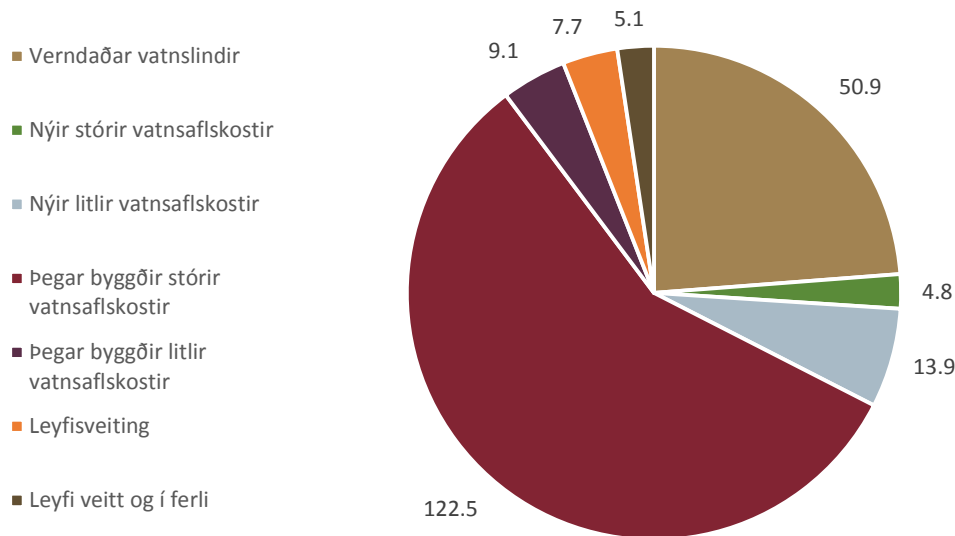
Norska vatnsauðlinda- og orkustofnunin áætla að í byrjun árs 2014 hafi möguleikar á nýrri orkuvinnslu smávirkJana í Noregi, þ.m.t. með endurnýjun núverandi stöðva, verið um 13,9 TWst/ári.

²¹¹ Vegvísir fyrir litlar vatnsaflsstöðvar
http://streammap.esha.be/fileadmin/documents/Press_Corner_Publications/SHPRoadmap_FINAL_Public.pdf

²¹² . Heimild Norskar staðtölur 2015, Orku- og vatnsauðlindir í Noregi, norska Olú- og orkuráðuneytið og NVE



Mynd 104 - Vatnsaflsvirkjunarvalkostir í Noregi (Árleg meðal orkuvinnsla í TWst)



Heimild: Tölfræði 2015, Orku- og vatnsauðlindir í Noregi, norska Olíu- og orkuráðuneytið

Fyrsta vatnsaflsvirkjun á Íslandi var reist árið 1904. Það var lítil stöð með 9 kW uppsett afl. Á fyrstu áratugum 20. aldar voru stöðugt fleiri litlar vatnsaflsstöðvar reistar um allt land. Á þeim tíma var smíði slíkrar stöðvar eina leiðin til að fá rafmagn. Flestar þessara einkareknu litlu vatnsaflsstöðva höfðu minna en 30 kW uppsett afl.

Fjöldi lítilla vatnsaflsstöðva náði hámarki sínu, 530, um miðja öldina. Flestar þeirra voru mjög litlar og framleiddu raforku fyrir einn eða tvo bæi. Eftir að fyrstu stóru virkjanirnar voru smíðaðar og uppbygging flutningskerfis á landsvísu var hafin, fækkaði virkum litlum vatnsaflsstöðvum smám saman þannig að árið 1992 voru aðeins 184 slíkar stöðvar með minna en 300 kW uppsettu afli enn starfandi.²¹³ Á síðustu 20 árum hafa nýjar litlar vatnsaflsstöðvar verið reistar og samkvæmt Orkustofnun eru rúmlega 250 litlar vatnsaflsstöðvar með uppsettu afli undir 10 MW í rekstri og af þeim eru um 200 með uppsettu afli undir 300 kW.

Núverandi uppsett afl lítilla vatnsaflsstöðva á Íslandi er um 80 MW með u.þ.b. 0,5 TWst áætlaða árlegri meðal orkuvinnslu eða 3,9% af heildar raforkuvinnslu allra vatnsaflsvirkjanir í landinu árið 2014.

²¹³ Iðnaðar- og viðskiptaráðuneytið, litlar vatnsaflsvirkjanir 2. Útgáfa 2010

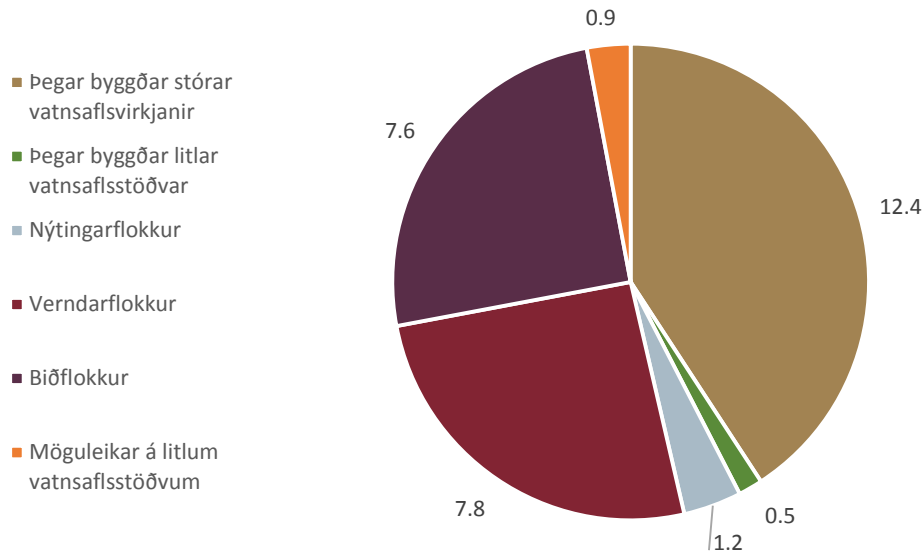


Hagkvæmni smávirkjana-verkefna á Íslandi ræðst að miklu leiti af raforkuverði. Með hærra verði verða fleiri valkostir hagkvæmir en áður. Smávirkjanir sem nú eru virkar í Noregi eru um 4,3% af öllum samanlögðum vatnsaflsvirkjunarvalkostum landsins eins og sjá má í Mynd 104. Nýir mögulegir litlir vatnsaflskostir gætu unnið allt að 13,9 TWst. til viðbótar við núverandi vinnslu í Noregi. Alls nema núverandi og mögulegar smávirkjanir í Noregi þannig tæplega 11% af öllum vatnsaflsvalkostum í landinu. Til að meta möguleikana á Íslandi má nota tölurnar frá Noregi til samanburðar. Stórir vatnsaflskostir í nýtingarflokki á Íslandi jafngilda orkuvinnslu upp á 1,2 TWst/ári, 7,6 TWst/ári eru biðflokkir og 7,8 TWst í verndarflokki. Alls jafngilda þessir virkjanavalkostir tæplega 30 TWst/ári með þeim vatnsaflskostum sem þegar hafa verið virkjaðir. Litlar vatnsaflsstöðvar sem nú eru í rekstri framleiða 0,5 TWst/ári eða 1,6% af öllum vatnsaflsvirkjanakostum á Íslandi, samanborið við 4,3% í Noregi og möguleika upp á 6,5%. Með því að nota norsku staðtölurnar fyrir Ísland eru mögulegar litlar vatnsaflsstöðvar á Íslandi 2,7-9,2% af heild eða 0,8-2,7 TWst.

Þó margt sé líkt með Íslandi og Noregi er líka ýmislegt ólíkt. Það kunna að vera gildar ástæður fyrir því að núverandi smávirkjanakostir í Noregi og á Íslandi hafa aðeins verið nýttar að hluta. Tengikostnaður getur verið mjög hár á svæðum langt frá núverandi flutningskerfi og aukin vitund almennings um umhverfisvernd takmarkar hugsanlega byggingu valkosta. Í varfæriskyni eru því þeir möguleikar á smávirkjunum á Íslandi sem notaðir eru í hermuninni um 0,9 TWst/ári sem þýðir að heildarvalkostir smávirkjana á Íslandi með núverandi smávirkjunum nema samtals 1,4 TWst eða 4,6% af vatnsaflsmöguleikum í landinu.



Mynd 105 - Vatnsaflsmöguleikar á Íslandi (TWst/ári)



Heimild: Orkustofnun og Kvika

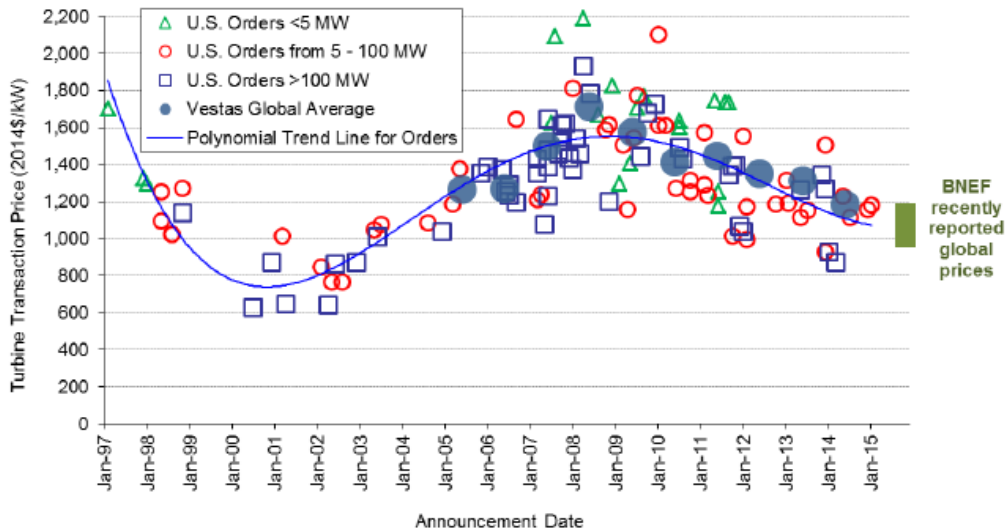
Viðbótar 0,9 TWst frá smávirkjunum myndi þýða uppbyggingu 150 MW af nýju uppsettu afli m.v. 70% nýtingarhlutfall. Til samanburðar er uppsett afl núverandi smávirkjana um 80 MW. Eftir viðræður við þróunaraðila smávirkjana á Íslandi þá er það mat okkar að 150 MW af nýjum smávirkjunum sé raunhæf tala og að hún gæti jafnvel verið hærri ef raforkuverð í landinu hækkar. Þetta bendir til þess að 0,9 TWst/ári geti talist varfærið mat á möguleikum nýrra smávirkjana sérstaklega ef að raforkuverð hækkar.

15.3.3 Möguleikar vindorku á landi

Vindur er vel þekkt orkuuppspretta. Undanfarin ár hefur tækniþróun valdið því að vindhverflar hafa orðið orkunýtnari og stöðugri. Einnig hefur kostnaður við að reisa og reka vindorkuver á landi lækkað verulega á skömmum tíma, eins og sjá má í Mynd 106. Þannig nálgast vindorka það að vera samkeppnishæf við önnur ný orkuverkefni á Íslandi. Vindorka virkjuð í stöðugt vaxandi mæli um allan heim. Áætlað er að árið 2020 verði uppsett afl vindorkuvera í heiminum 1.000 GW eða jafnmikið og vatnsafl í heiminum í dag.



Mynd 106-Hverflakostnaður vindorku á landi (2014 \$/kW)



Heimildir: Berkeley lab og Orkuráðuneyti Bandaríkjanna²¹⁴

Í ljósi minni umhverfisáhrifa af vindorkuverum samanborið við langvinn eða varanleg áhrif vatnsaflsvirkjana ætti að telja vindorku með sem mikilvægan valkost fyrir endurnýjanlega orkuframleiðslu, sérstaklega í landi eins og Íslandi sem býr yfir miklum vindorkumöguleikum og er strjálbýlt.²¹⁵

Vindmyllur þurfa að vera tengdar við flutningskerfið, sem þarf þá helst að vera nálægt staðsetningu vindmylla. Það er líka skynsamlegt að taka íbúabéttleika og ferðapjónustu með í reikninginn þegar ákveðið er hvar eigi að setja niður vindmyllur, þar sem mörgum finnst þær spilla fegurð landslagsins þar sem þær standa. Allt í allt þarf því að huga að mörgu þegar ákveðið er hvar eigi að staðsetja vindmyllur²¹⁶.

Árið 2014 voru 12.820 MW af uppsettu vindafli í Evrópu.²¹⁷ Tafla 30 sýnir uppsett vindafli í nokkrum völdum Evrópulöndum í lok árs 2014 og spá fyrir 2030.

²¹⁴ Orkumálaráðuneyti Bandaríkjanna Markaðsskýrsla um vindtækni 2014.

<http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Wind-Technologies-Market-Report-8.7.pdf>

²¹⁵ Veðurstofa Íslands, Möguleikar vindorku á Íslandi 2013

²¹⁶ Vindorka sem valkostur á Íslandi 2012 Umhverfisathugun James Dannyell Maddisson og Rannvá Danielsen.

²¹⁷ Vindorka í Orkutölum 2014 og vindorkusviðsmyndir fyrir árið 2030, Evrópska vindorkusambandið 2015



Tafla 30 - Uppsett afl vindorkuvera í nokkrum Evrópulöndum og spá fram til 2030

Land	Árslok 2013 (MW)	Árslok 2014 (MW)	2030 (MW)
Danmörk	4.807	4.845	8.130
Finnland	449	627	8.526
Spánn	22.959	22.987	44.505
Írland	2.049	2.272	7.692
Þýskaland	34.250	39.165	80.000
Svíþjóð	4.382	5.425	14.300
Bretland	10.711	12.440	40.000
Belgía	1.665	1.959	6.300

Heimild: Evrópska vindorkusambandið

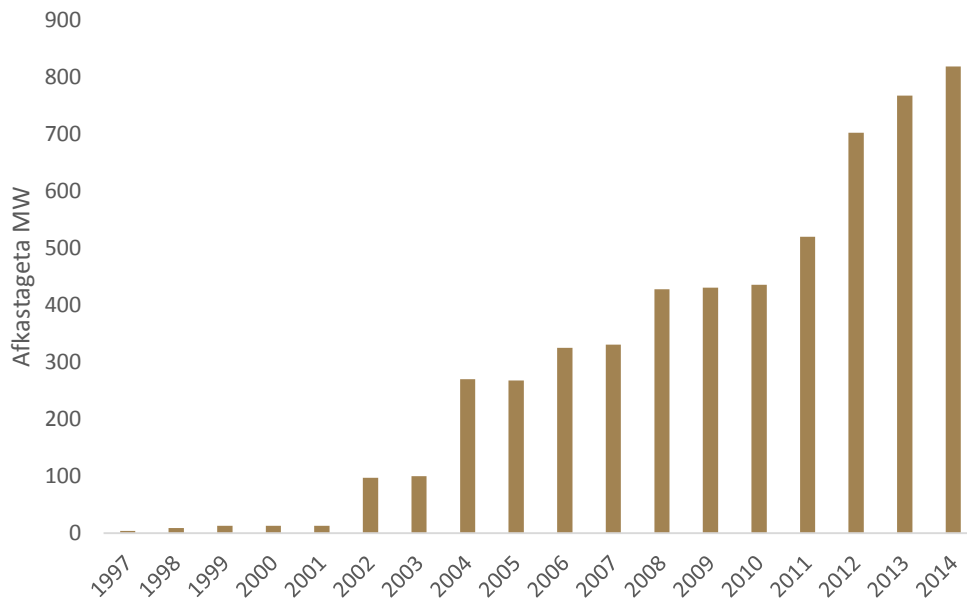
Í lok árs 2014 var uppsett afl vindorkuvera á landi á Íslandi aðeins 3 MW. Landsvirkjun hefur lagt fram áætlanir um 2 vindorkugarða á landi til mats í þriðja áfanga rammaáætlunar, annan með 200 MW uppsettu afli sem skili allt að 705 GWst/ári og hinn með 100 MW uppsettu afli sem skili allt að 350 GWst/ár eða alls 300 MW og rúmlega 1 TWst/ári. Einkaaðilar, bæði innlendir og erlendir, hafa einnig verið að skoða möguleika á að reisa og reka vindorkugarða á landi á Íslandi.

Í lok árs 2014 höfðu verið reistir í Noregi vindorkugarðar með uppsett afl upp á 856 MW sem gefa af sér að meðaltali um 2,2 TWst af raforku á ári með 31% meðalnýtingarhlutfall²¹⁸ sem gerir 1,2% af raforkuframleiðslu landsins. Sjá Mynd 107 - Uppsett afl vindorkuvera í Noregi.

²¹⁸ Stjórnarsvið vatnsauðlinda- og orkumála í Noregi, NVE.



Mynd 107 - Uppsett afl vindorkuvera í Noregi; 1997 – 2014 (MW)



Heimild: Orku- og vatnsauðlindir í Noregi. Staðtölur 2015.

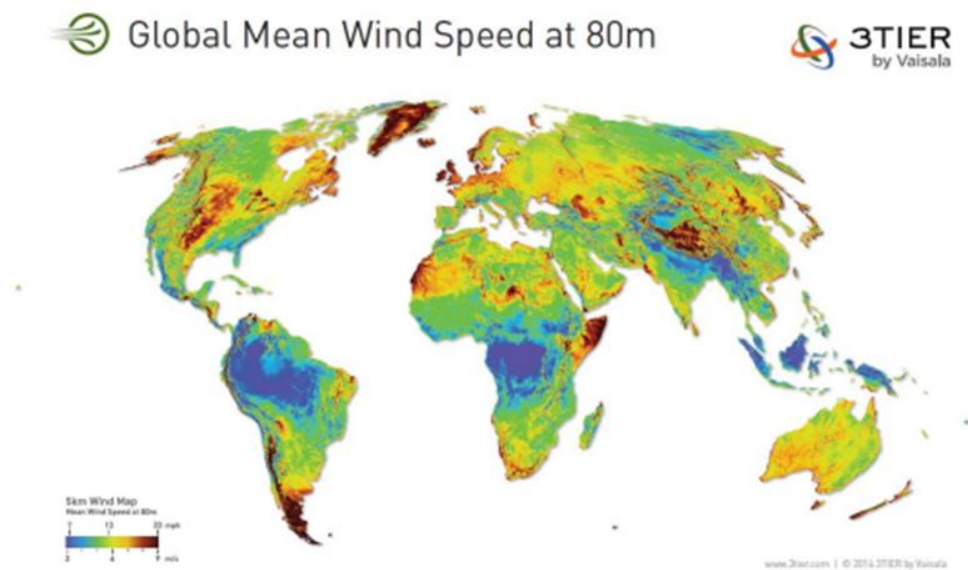
Uppbygging vindorku í Noregi hefur hingað til ekki verið hagkvæm án styrkja og þau vindorkuver sem reist hafa verið hafa verið háð styrkjum. Samt hefur Noregur almennt góða vindorku auðlind í samanburði við önnur lönd. Í byrjun árs 2014 höfðu ný vindorkuverkefni á landi með framleiðslu upp á 9,1 TWst/ári verið heimiluð. Það er þó óljóst hvort öll sú orkuvinnslugeta verði reist. Möguleikinn er þó til staðar ef markaðsverð styður fjárfestinguna, öll nauðsynleg áætlanagerð hefur farið fram og leyfi hafa verið gefin út.²¹⁹ Ísland er mjög vel fallið til raforkuvinnslu með vindi á landi eins og sjá má í Mynd 108, sem sýnir meðalvindhraða í 80 m hæð.²²⁰

²¹⁹ Staðtölur 2015, Orku- og vatnsauðlindir í Noregi, norska Olíu- og orkuráðuneytið

²²⁰ Vaisala, 2014



Mynd 108 - Meðalvindhraði á jörðinni



Heimild: Alþjóða vindorkusambandið²²¹

Vindmælingar gefa mjög góðar niðurstöður og takmarkandi þáttur fyrir uppbyggingu vindorku á Íslandi verður ekki skortur á vindi, heldur pólitísk og umhverfisleg athugunarefni, nábýli við aðrar atvinnugreinar, raforkuflutningur sem og heildsöluverð rafmagns. Í hermun okkar er kostnaður við vindorku á landi stilltur hærra en flestir aðrir valkostir og því er ekki gert ráð fyrir að stórfeld uppbygging vindorku á landi fari fram nema innlend eftirspurn vaxi mikið eða að sæstrengur verði lagður. Þetta gæti breyst ef kostnaður við ný vindorkuver á landi heldur áfram að lækka. Vindorka á landi gæti því orðið hagkvæmari kostur en jarðvarmavirkjanir í náinni framtíð.

²²¹ Matsskýrsla um vindauðlindir á heimsvísu. Desember 2014. http://www.wwindea.org/wp-content/uploads/filebase/technology/WWEA_WWRAR_Dec2014_2.pdf



16 Flutningskerfi raforku á Íslandi

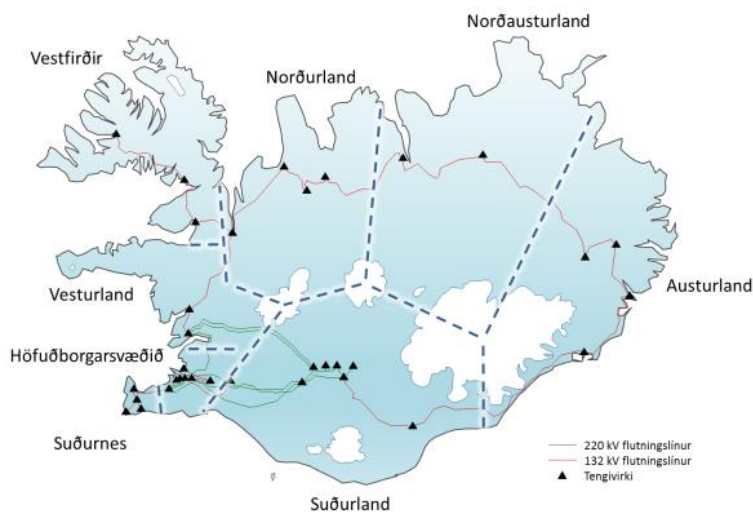
16.1 Núverandi flutningskerfi

Ísland hefur eitt skilgreint flutningskerfi raforku og nokkur svæðisbundin dreifingarkerfi. Landsnet á og rekur allar helstu flutningslínur raforku á Íslandi. Þar á meðal eru rafmagnslínur með 66kV spennu og hærri, nokkrar 33 kV línur og öll helstu tengivirki í landinu. Hæsta spenna í rekstri flutningskerfisins er 220 kV, stór hluti kerfisins vinnur á 132 kV en nokkrir hlutar keyra á 66 kV eða 33 kV. Nýjustu háspennulínurnar á Suðvesturlandi voru reistar sem 420 kV línur en starfa á 220 kV.²²²

Landsnet var stofnað á grundvelli Raforkulaga sem sett voru árið 2003. Hlutverk þess er að reka raforkuflutningskerfi Íslands. Því tilheyra rúmlega 3.000 km langar háspennulínur og um 70 tengivirki og spennistöðvar.

Yfirgnæfandi meirihluti háspennulínanna er loftlínur. Aðeins nokkrar línur eru grafnar í jörðu. Landsnet ber ábyrgð á rekstraröryggi raforkukerfisins og rekur stjórnstöðin sem annast samhæfingu kerfisins og stjórn. Mynd 109 sýnir núverandi flutningskerfi.²²³

Mynd 109 - Flutningskerfi Landsnets árið 2014



Heimild: Landsnet

²²² Landsnet

²²³ Landsnet



16.2 Uppbygging flutningskerfisins án Icelink

Landsnet birtir reglulega áætlun sína í skýrslu um uppbyggingu flutningskerfisins til næstu tíu ára á. Nýjustu drög að slíkri skýrslu voru gefin út árið 2015²²⁴. Þar er byggt á þeirri spá um aukningu raforkunotkunar sem fram kemur í raforkuspá Orkuspárnefndar og nýtingarflokki rammaáætlunar.

Í áætlun sinni kynnir Landsnet þrjár framleiðslu sviðsmyndir fyrir þróun kerfisins til næstu 10 ára.

- i) Ný orkuvinnslugeta verður byggð upp til að bregðast við þeirri almennu aukningu raforkunotkunar í landinu sem fram kemur í skýrslu Orkuspárnefndar. Þessi sviðsmynd er lík forsendunum í sviðsmynd lítillar eftirspurnar innanlands án sæstrengs í kostnaðar- og ábatahermun í þessari skýrslu.
- ii) Helmingur afkastagetunnar í nýtingarflokki rammaáætlunar verður byggður og Búrfellsvirkjun verður einnig stækkuð. Þessi sviðsmynd er lík forsendunum í sviðsmynd meðaleftirspurnar innanlands án sæstrengs í kostnaðar- og ábatahermuninni.
- iii) Öll afkastagetan í nýtingarflokki rammaáætlunar verður byggð á næstu 10 árum. Þetta líkist forsendunum í sviðsmynd mikillar eftirspurnar innanlands án sæstrengs í kostnaðar- og ábatahermuninni.

Samkvæmt uppbyggingaráætlun flutningskerfisins þarf að styrkja það á næstu tíu árum þótt enginn sæstrengur verði lagður. Landsnet hefur metið níu mismunandi valkosti til að styrkja kerfið án sæstrengs. Valkostirnir skiptast í tvo hópa:

A) Fjóra valkosti sem eiga það sameiginlegt að háspennulína verður lögð yfir hálendi Íslands.

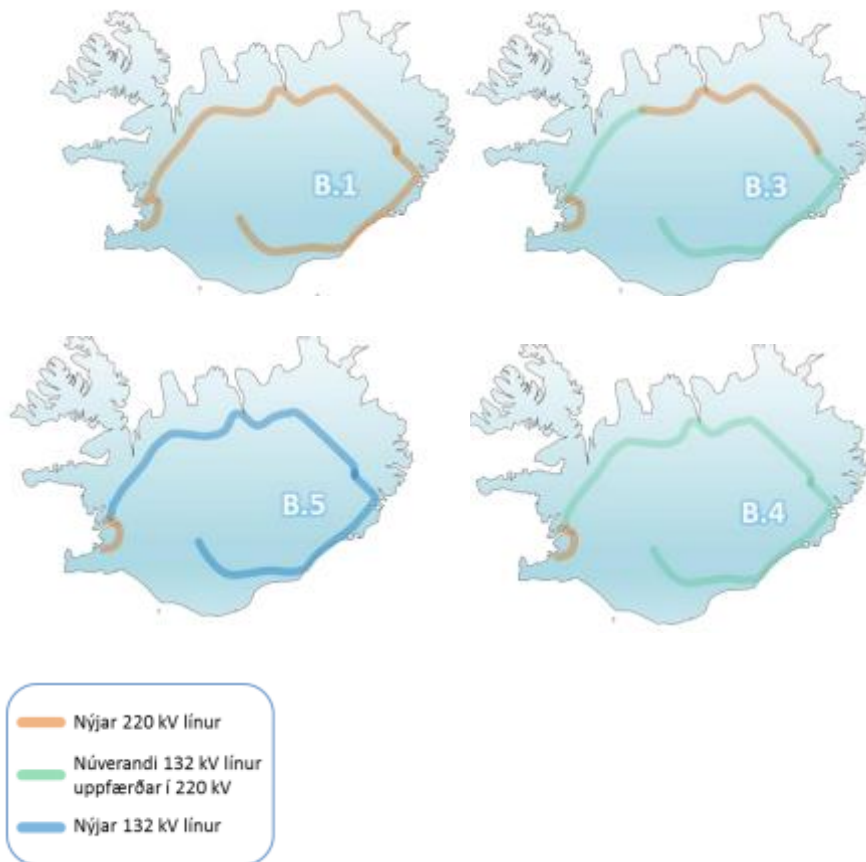
B) fimm valkosti sem eiga það allir sameiginlegt að engin háspennulína er lögð yfir hálendið en flutningsshringurinn í kringum Ísland er styrktur.

Uppbygging flutningskerfisins með nýjum flutningslínunum þvert yfir hálendið er mjög umdeild og hefur verið gagnrýnd harkalega af mörgum einstaklingum og félagasamtökum, þ.m.t. umhverfissamtökum og ferðaþjónustunni. Mynd 110 sýnir fjóra valkostanna án flutnings yfir hálendið.

²²⁴ Landsnet. Drög að kerfisáætlun 2015 – 2024



Mynd 110 - Tíu ára langtímaáætlun Landsnets um uppbyggingu flutningskerfis raforku. (B-valkostir)



Heimild: Landsnet

Appelsínugulu línurnar á myndinni hér að ofan sýna nýjar 220 kV línur, grænu línurnar sýna núverandi 132 kV línur uppfærðar í 220 kV og bláu línurnar sýna nýjar 132 kV línur.

Í áætlun Landsnets um uppbyggingu flutningskerfisins koma fram valkostir fyrir hina nauðsynlegu styrkingu kerfisins án sæstrengs. Jafnvel þótt engin strengur verði lagður, þurfa Íslendingar að ákveða hvernig eigi að styrkja flutningskerfið í framtíðinni. Með nýjum flutningslínunum yfir hálendið eða frekari uppbyggingu núverandi flutningshrings um strandlengjuna. Skoðun okkar er að líklegasta niðurstaðan sé styrking núverandi flutningskerfis án þess að farið verði yfir hálendið.

16.3 Hugsanlegir lendingarstaðir fyrir sæstreng á Íslandi

Landsnet hefur athugað nokkra hugsanlega lendingarstaði á Íslandi fyrir sæstrenginn, á Austur- og Suðurlandi. Lendingarstaður á Austurlandi myndi þýða

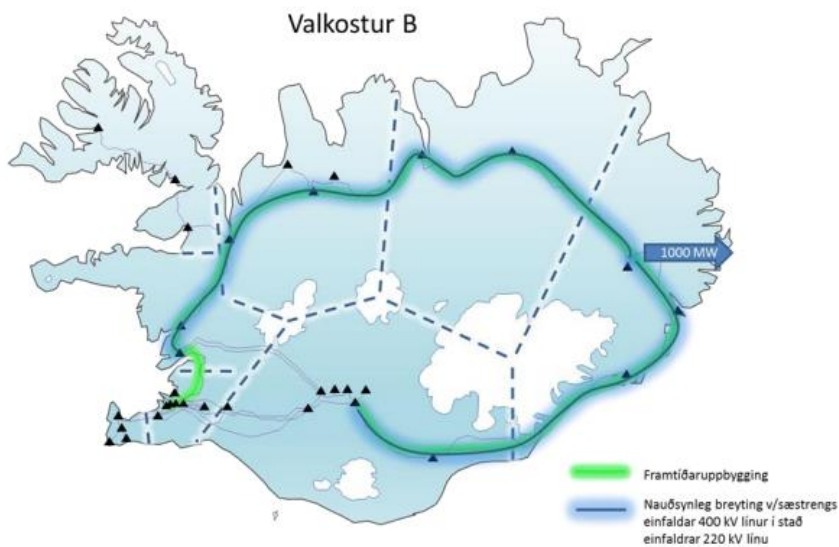


styttri streng en útheimta styrkingu flutningskerfisins milli Austur- og Suðurlands þar sem flestir orkuvinnslukostir í nútíð og framtíð eru á Suðurlandi. Væri landingarstaður á Suðurlandi valinn yrði strengurinn allt að 400 km lengri en ella, en á móti þyrfti minna að fjárfesta í flutnings og dreifikerfinu. Landingarstað á Suðurlandi fylgdu frekari vandkvæði vegna þess að undan suðurströndinni eru viðkvæm veiðisvæði og hinn sendni hafsbotn er á mikilli hreyfingu..

16.4 Nauðsynleg endurnýjun flutningskerfisins með Icelink

Núverandi hringlaga flutningskerfi raforku á Íslandi er að mestu samsett úr 132 kV háspennulínunum. Í áætlun Landsnets um uppbyggingu flutningskerfisins næstu tíu árin, án sæstrengs, verður kerfið styrkt annaðhvort með nýrri 220 kV háspennulínu yfir hálendið eða nýjum 220 kV háspennulínunum sem ná næstum því hringinn í kringum landið. Ef sæstrengur verður lagður mun þurfa að styrkja flutningskerfið meira. Landsnet hefur kannað tvo mismunandi valkosti fyrir nauðsynlega uppbyggingu flutningskerfisins með samtengingu. Samtenging með landingarstöðum á Austur- og Suðurlandi. Styrkingarvalkostirnir fara eftir því hvaða landingarstaðir verða valdir en einnig eftir því hvernig Íslendingar ákveða að styrkja núverandi flutningskerfi án sæstrengs. Mynd 111 sýnir hvernig styrkja þyrfti flutningskerfið til framtíðar ef sæstrengur er tengdur á Austurlandi.

Mynd 111 - Styrking flutnings raforku á Íslandi með Icelink



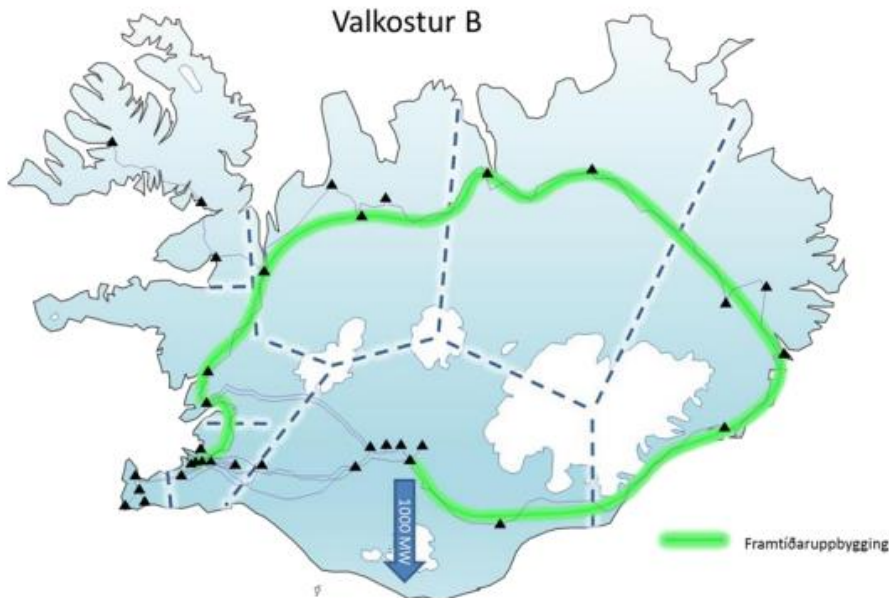
Heimild: Landsnet

Mynd 111 sýnir hvernig styrkja þyrfti flutningskerfið með sæstreng ef hann tengist því á Austurlandi. Í stað núverandi 132 kV og nýrra einfaldra 220 kV háspennulína þyrfti að leggja einfaldar 400 kV línur. Í þessari skýrslu er ekki litið á það sem



valkost að styrkja kerfið til framtíðar með því að leggja nýjar flutningslínur yfir hálandið.

Mynd 112 - Styrking flutnings raforku á Íslandi



Mynd 112 að ofan sýnir sviðsmynd þar sem sæstrengur tengist flutningskerfinu á Suðurlandi eftir að flutningslínurnar í 10 ára áætlun Landsnets hafa þegar verið lagðar. Eins og sjá má þarf ekki að styrkja flutningskerfið mikið til framtíðar í þessu tilfelli. Sú þörf ræðst af því hvar ný orkuvinnsla verður byggð upp.²²⁵

16.5 Kostnaður við frekari styrkingu flutningskerfisins

Til að geta fætt 1.000 MW sæstreng sem lendir á Austurlandi þarf mikla styrkingu umfram það sem Landsnet hefur þegar kynnt sem „næstu kynslóð flutningskerfis“. Byggja þarf upp nýtt flutningskerfi með 400 kV spennu, eins og áður hefur komið fram. Flutningur með 220 kV spennu er ómögulegur m.a. vegna spennuvandamála. Línuleg upp- og niðurkeyrsla streymis um strenginn hefur einnig verið hermd en til geta gefið nákvæmar tölur fyrir uppkeyrsluhraðann vantar nánari upplýsingar um stærð, eiginleika og staðsetningu nýrra virkjana. En áætlanirnar eru hámark 30 MW/mín. fyrir núll til fulls álags og hámark 60 MW/mín. fyrir hálf til fulls álags²²⁶.

Kostnaður við styrkingu flutningskerfisins er á bilinu 30-75 ma. kr. eftir stærð sæstrengs og kerfis. Þessi niðurstaða er miðuð við tengipunkt á Austurlandi. Í

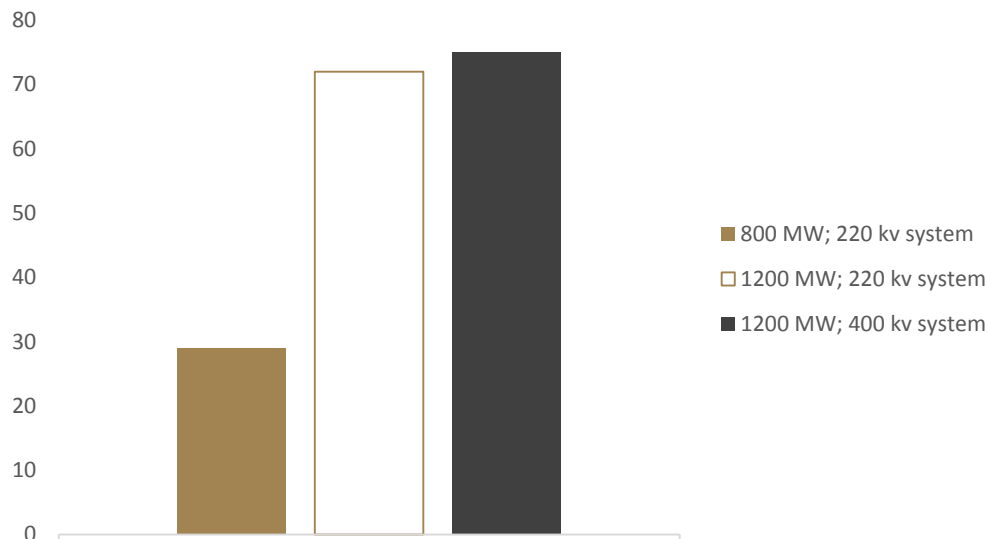
²²⁵ Landsnet drög að kerfisáætlun 2015 - 2024

²²⁶ Landsnet



kostnaðar- og ábatagreiningunni er áætlað að viðbótarkostnaður við styrkingu flutningskerfisins á landi vegna lagningar sæstrengs sé 357 milljónir evra í lágu sviðsmyndinni og 571 milljónir evra í háu sviðsmyndinni eða 50-80 ma. kr²²⁷.

Mynd 113 - Kostnaður við styrkingu flutningskerfisins eftir afkastagetu sæstrengs (ma. kr.)



Heimild: Landsnet

Einnig var reiknað út að lendingarstaður á Suðausturlandi þýddi að styrking flutningskerfisins kostaði 80% af tilviki lendingarstaðar á Austurlandi. Með því að láta sæstrenginn koma á land á Suðurlandi yrði kostnaðurinn 50% af kostnaðinum við tengingu á Austurlandi, en frekari kostnaður færi eftir því hvar ný framleiðslugeta væri byggð upp.²²⁸

²²⁷ Landsnet

²²⁸ Landsnet



17 Áhrif á umhverfi

17.1 Umhverfisáhrif útflutnings á endurnýjanlegri raforku til Bretlands

Raforkuvinnsla á Íslandi er meira en 99,9% endurnýjanleg, ólíkt flestum Evrópulöndum. Með sæstreng má nýta nýja orkuvinnslu og minni sóun á þessari endurnýjanlegu auðlind í stað þess að vinna raforku með brennslu kolefnis í Evrópu. Núverandi orkuvinnsla á Íslandi samsvarar aðeins 6% af raforkunotkun í Bretlandi og hugsanlegur raforkuútflutningur frá Íslandi til Bretlands mun aðeins geta uppfyllt 2% af raforkunotkun þar í landi. Þó lítið sé þá gæti sæstrengur samt verið gott dæmi um árangursríka samvinnu þjóða í loftslagsmálum.

Árið 2014 gáfu Evrópusamtök rekstraraðila flutningskerfa (ENTSO-E) út tíu ára áætlun um uppbyggingu flutningskerfis Evrópu. Í henni voru hugsanleg kolefnisáhrif sæstrengs milli Íslands og Bretlands metin. Niðurstaðan var sú að losun kolefnis gæti minnkað um 1-2,9 milljónir tonna á ári.²²⁹ Til samanburðar var heildarlosun gróðurhúsalofttegunda á Íslandi árið 2010 um 4,5 milljónir tonna.²³⁰

Endurnýjanlega raforkan sem flutt verður frá Íslandi mun ekki gerbreyta stöðu mála í Bretlandi, en það getur verið mikilvægt framlag. Þar eð orkuvinnsla á Íslandi er nú þegar nánast án losunar gróðurhúsalofttegunda mun minnkun eða aukning á orkuvinnslu hafa lítil áhrif á losun landsins.

17.2 Umhverfisáhrif sæstrengs og umbreytistöðva

Strengurinn og flutningsstöðvarnar á báðum endum verða að fara í gegnum sérstakt mat á umhverfisáhrifum áður en leyfi verður veitt fyrir framkvæmdum. Lög kalla eftir mati á umhverfisáhrifum og það felur í sér ítarlegt mat á hugsanlegum umhverfisáhrifum og mótvægisáðgerðum. Ferlið felur einnig í sér samráð við almenning þar sem almenningur og aðrir hagsmunaaðilar geta sent inn og komið á framfæri athugasemdum áður en ákvörðun er tekin um að veita leyfi fyrir framkvæmdum.

Lagning strengsins og greftrun strengsins getur haft áhrif á hafsbotninn. Velja þarf leiðina vandlega fyrir strengin, ekki aðeins út frá tæknilegu sjónarmiði heldur einnig út frá hugsanlegum umhverfisáhrifum. Umhverfisáhrifin geta verið meiri þegar strengurinn er lagður og grafinn en eftir að hann kemst í gagnið. Skipta má hugsanlegum umhverfisáhrifum eftir að strengurinn hefur verið lagður í tvo

²²⁹ ENTSO-E Tíu ára áætlun um uppbyggingu flutningskerfis 2014

²³⁰ Environment Agency of Iceland.

<http://ust.is/library/Skrar/Atvinnulif/Loftslagsbreytingar/ICELAND%20NIR%202012.pdf>



flokka, þ.e. varmaáhrif og rafsegulhrif. Í umhverfismati sem gert var til undirbúnings umsóknar um leyfi til framkvæmda við sæstrenginn milli Noregs og Þýskalands var niðurstaðan sú að umhverfisáhrifin yrðu hverfandi eftir að hann hefði verið grafinn og hulinn.²³¹

Umhverfisáhrif strengsins milli Noregs og Bretlands voru einnig metin vegna leyfis umsóknarinnar í Noregi. Niðurstaða matsins var, að gefnum góðri samvinnu við útgerðir og skipafélög meðan strengurinn væri lagður, væri engra sérstakra áhrifa að vænta á framkvæmdatímanum og að afleiðingarnar yrðu hverfandi eftir að strengurinn yrði tekinn í notkun.

Tilvik sæstrengs milli Íslands og Bretlands getur verið frábrugðið norsku sæstrengjunum og mun þurfa sérstakt mat á umhverfisáhrifum áður en leyfi til framkvæmda og tengingar verður gefið út. Gæta þarf sérstakrar varúðar við mat á áhrifum á mikilvægra veiðislóða og viðkvæmra svæða í kringum Ísland og Færeyjar.

17.3 Mat á umhverfisáhrifum raforkuflutnings innlands

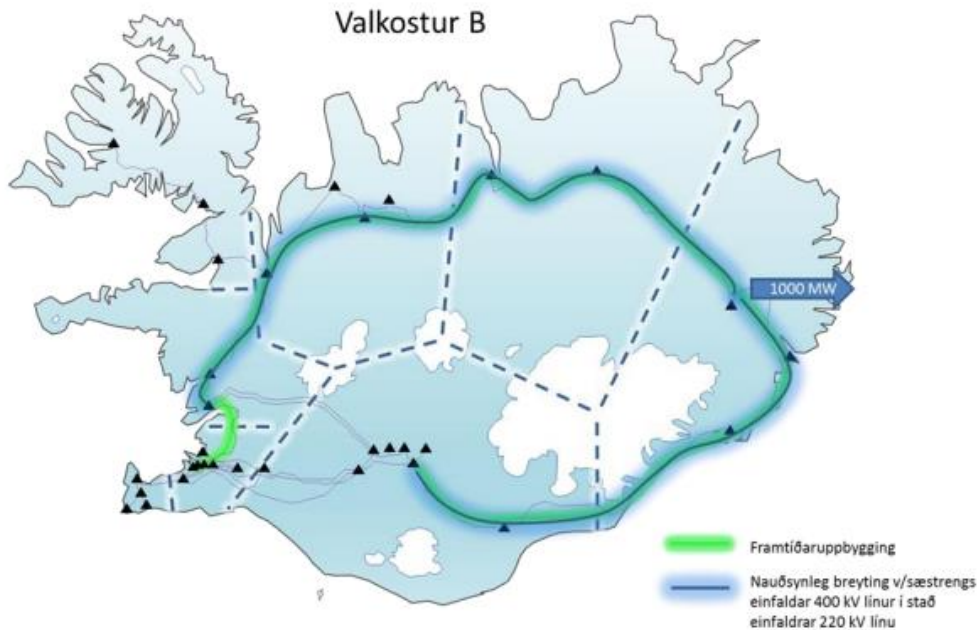
Allar framkvæmdir við dreifi og flutningskerfið innanlands sem tengjast sæstrengsverkefninu þurfa að fara í gegnum formlegt mat á umhverfisáhrifum áður en ráðist er í þær.

Eins og nefnt var hér að framan hefur Landsnet skoðað styrkingu flutningskerfisins með sæstreng sem lendir annaðhvort á Austur- eða Suðurlandi. Styrkingarvalkostirnir fara eftir því hvaða landingarstaðir verða valdir en einnig eftir því hvernig Íslendingar ákveða að styrkja núverandi flutningskerfi án sæstrengs. Í þessari skýrslu höfum við gert ráð fyrir að styrkingin eigi sér stað í kringum landið en ekki yfir hálendið. Nauðsynleg styrking vegna sæstrengsins veltur á landingarstað. Ef Austurland verður fyrir valinu þyrfti að uppfæra hringflutningslínurnar í 400 kV sem útheimtir stærri möstur en leiðin gæti verið sú sama og ella. Þetta er sýnt á Mynd 114.

²³¹ Statnett



Mynd 114 - Flutningskerfið innanlands



Heimild: Landsnet

Græna línan sýnir fyrirhugaða framtíðaruppbyggingu flutningskerfisins án sæstrengs, bláa línan sýnir nauðsynlegar breytingar vegna Icelink með lendingarstað á austurströndinni. Með Icelink þarf að uppfæra hringlínuna í einfaldar 400 kV línur í staðinn fyrir einfaldar 220 kV línur.

17.4 Mat á umhverfisáhrifum nýrrar orkuvinnslu á Íslandi

Allir nýju stóru orkuvinnslukostirnir sem notaðir eru í hermuninni verða að fara í gegnum sérgreint mat á umhverfisáhrifum áður en framkvæmdir við byggingu þeirra verður leyfð. Mismunandi valkostir geta haft ýmisskonar áhrif á umhverfið og allar framkvæmdir hafa áhrif á umhverfið. Allar skýrslur um umhverfisáhrif viðkomandi framkvæmda verða gerðar opinberar. Verkefni sem er nú þegar í nýtingarflokki Rammaáætlunar verður ekki byggð án frekara umhverfismats. Sækja þarf um öll nauðsynleg leyfi vegna þeirra verkefna áður en þau verða byggð og almenningi gefinn kostur á að gera athugasemdir áður en endanleg ákvörðun um útgáfu framkvæmdaleyfis er ákveðin.

Eins og lýst var í Köflum 5 og 15 kallar sæstrengurinn á að umtalsverð ný orkuvinnsla verði byggð upp. Fyrir kostnaðar- og ábatagreininguna eru notaðir orkuvinnslukostir af gildandi lista yfir verkefni í nýtingarflokki Rammaáætlunar sem Alþingi hefur samþykkt. Frekari orkuvinnslukostir sem notaðir eru í



hermunum, eru vindorka á landi, smávirðjanir og lágjarðvarmavirðjanir sem voru ekki metnir í öðrum áfanga rammaáætlunar.

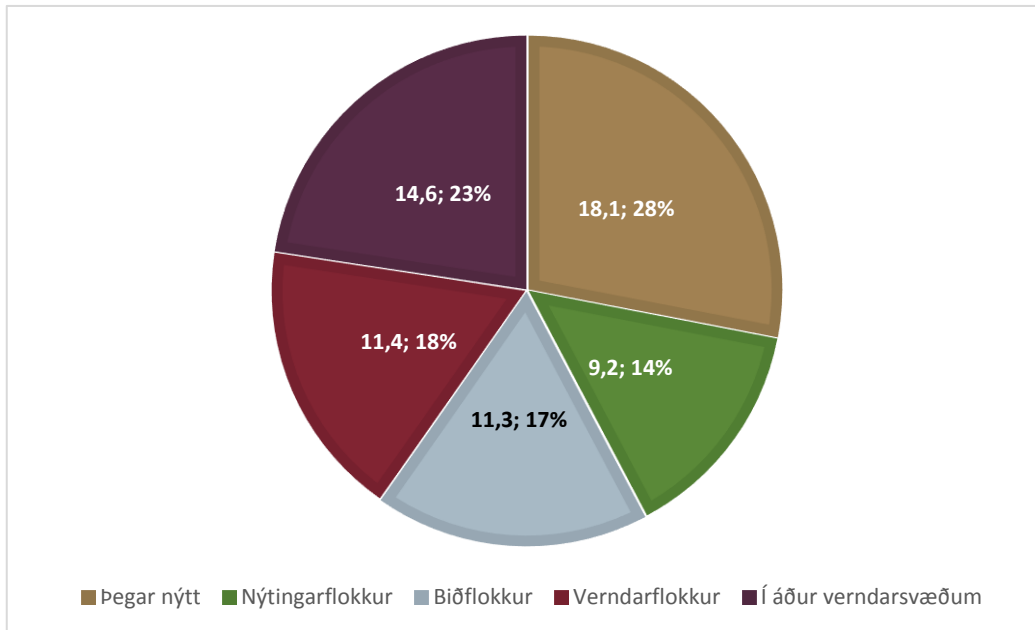
Nýir valkostir á grunni jarðhita- og stórra vatnsaflsvirðjana eru skilgreindir í áætlun um verndun og orkunýtingu landsvæða (Rammaáætlun). Það er tæki til að sætta hagsmuni náttúruverndar og orkunýtingar, sem oft rekast á, á landsvísu og á fyrstu skipulagsstigum. Þriðji áfangi hennar er nú í vinnslu og á að ljúka árið 2017. Öðrum áfanganum lauk árið 2013 með ályktun frá Alþingi þar sem virðjunarvalkostir sem voru ekki á svæðum sem höfðu áður verið vernduð eða höfðu þegar verið byggðir upp, voru flokkaðir í þrjú eftirfarandi flokka.

1. **Verndarflokkur:** Virðjunarkostir sem ekki eru taldir henta til að vera byggðir falla í þennan flokk. Óheimilt er að vissu marki að gera rannsóknir á orkuauðlindum á svæðum sem hafa verið sett í þennan flokk og yfirvöld mega ekki gefa út leyfi fyrir orkuvinnslu eða nýtingu orkuauðlinda á slíkum svæðum.
2. **Biðflokkur:** Virðjunarkostir eru settir í þennan flokk ef ekki er hægt að taka ákvörðun vegna skorts á gögnum. Stjórnvöld mega ekki gefa út leyfi í tengslum við orkuvinnslu úr auðlindum sem hafa verið settar í þennan flokk. Gera má rannsóknir á orkuauðlindum að vissu marki á þessum svæðum.
3. **Nýtingarflokkur:** Virðjunarkostir sem taldir eru hæfir til að vera byggðir falla í þennan flokk. Stjórnvöld mega heimila rannsóknir á orkulindum í þessum flokki og framleiðslu úr þeim með leyfisferli sem felur í sér rannsókn á umhverfisáhrifum og aðrar lögbundnar athuganir af hálfu viðkomandi opinberra stofnana.²³²

²³² <http://www.ramma.is/english>



Mynd 115 – Flokkar virkjunarvalkosta samkvæmt 2. áfanga rammaáætlunar (TWst/ ári)(%)



Heimild: 2. áfangi rammaáætlunar.

Það voru 84 virkjunarvalkostir í öðrum áfanga rammaáætlunar upp á samtals 64,6 TWst/ári, þ.m.t. valkostir sem þegar hafa verið verndaðir og byggðir. 14,6 TWst/ári af valkostunum voru staðsett á áður vernduðum svæðum og voru því ekki metnar. 11,4 TWst/ári af valkostunum voru settar í verndarflokk og 9,2 TWst/ári af valkostunum í nýtingarflokk. Virkjunarvalkostir upp á 18,1 TWst/ári voru ekki metnir þar sem þeir höfðu þegar verið byggðir.²³³ Af valkostunum 84 sem nefndir voru, voru 48 vatnsaflskostir tilgreindir upp á samtals 2.142 MW og 33 jarðhitavirkjunarvalkostir upp á samtals 2.495 MW.

Ekki er víst að allir valkostir sem hafa verið settir í nýtingarflokk verði byggðir upp. Það þarf að ganga úr skugga um stærð auðlindarinnar og valkostirnir þurfa að vera vandlega rannsakaðir, fara í gegnum lögboðin leyfisferli, mat á umhverfisáhrifum og vera fjármagnaðir áður en þeir eru nýttir. Vegna þeirrar óvissu sem tengist þessum langa lista skilyrða er lægri tala en sem nemur heildaraflgildi virkjunarvalkostanna í nýtingarflokki notuð í hermuninni í þessari skýrslu. Enginn jarðhita- eða vatnsorkuvalkostur úr öðrum flokkum rammaáætlunar er notaður í hermunarforsendum þessarar skýrslu.

²³³ <http://www.atvinnuvegaraduneyti.is/media/ Acrobat/Rammaaaetlun-1.pdf>

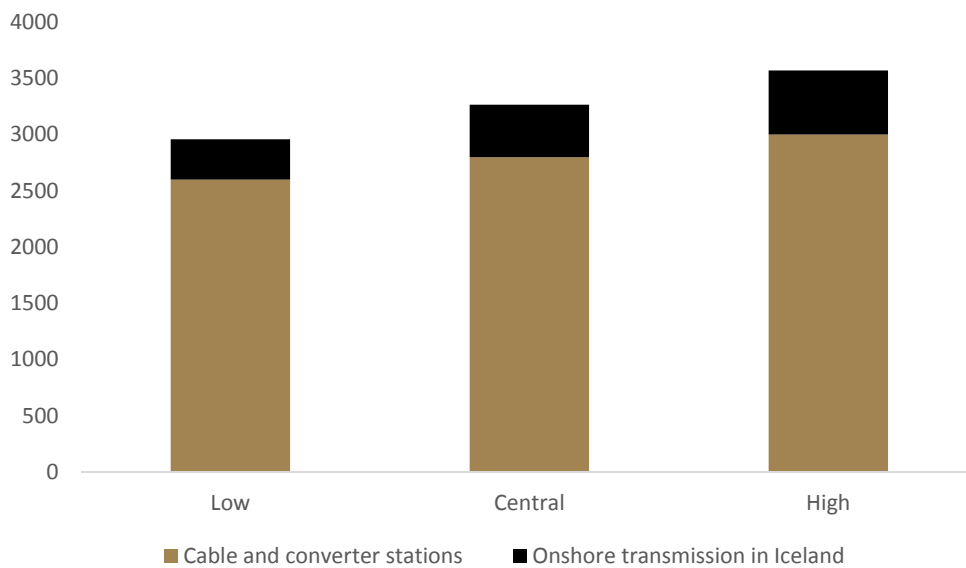


18 Heildarkostnaður og áhrif á afhendingaröryggi

18.1 Kostnaður við sæstreng

Áætlaður kostnaður við lagningu sæstrenginn byggir á upplýsingum frá aðilum sem hafa reynslu af því að leggja slíka strengi og á samanburði við kostnaðinn við önnur sæstrengs verkefni. Helstu breytur sem ákvarða kostnaðinn eru lengd strengsins, flutningsgeta, og þörf fyrir fjárfestingu í flutningskerfinu á Íslandi.

Mynd 116 - Kostnaður við 1.200 km langan 1.000 MW sæstreng (m EUR)



Heimildir: Landsnet, Pöyry og Kvika

Kostnaður við styrkingu flutningskerfisins er byggður á mati Landsnets sem nefnt var hér að framan. Til samanburðar má nefna að forsendan um 1.200 km 900 MW streng í eldri skýrslu um hagkvæmni sæstrengs var 408 milljarðar kr. eða u.þ.b.. 2,5 milljarðar evra á þáverandi gengi evru.²³⁴

²³⁴ Hagfræðistofnun Háskóla Íslands 2013. Mat á áhrifum sæstrengs



Hér fyrir neðan er yfirlit yfir kostnað við lagningu nokkurra langra raforkusæstrengja

Tafla 31 - Samanburður á kostnaði við háspennu-jafnstraums-sæstrengi

Heiti verkefnis	Afl MW	Lengd , km	Kostnaður m EUR	Kostnaður r/km (m EUR)
Nemo	1.000	140	430	3,1
BritNed	1.000	244	600	2,5
Sapai	1.400	420	750	1,8
NordLink	1.400	514	1422	2,8
Norned	700	580	625	1,1
NSN	1.400	720	1.544	2,1
IceLink mið-sviðsmynd	1.000	1.200	2.800	2,3

Heimild: leyfisumsóknir, heimasíður og kynningar sæstrengsverkefna.

Verkefniskostnaður á km er yfirleitt hærra fyrir styttri streng þar sem kostnaður við umbreytistöðvar er ótengdur lengdinni. Tímasetning verkefnis getur einnig haft mikil áhrif á verkefniskostnaðinn þar sem það eru fáir strengjaframleiðendur í heiminum og verðið getur verið mjög háð verkefnastöðu þeirra.

18.2 Uppitími og hættu á bilun í sæstreng

Ýmsar ástæður geta komið í veg fyrir að rafstraumur flæði um sæstreng, en helsta áhyggjuefnið er að t.d. skip eða akkeri rekist á strenginn og valdi því að hann skemmist. Eftir slíkan atburð gæti Icelink verið lengi að hluta til óvirkur í ljósi þess hve langt frá landi og hve djúpt hann liggur.

Hinsvegar, hvað snertir afhendingaröryggi á Íslandi er áreiðanleiki sæstrengsins lítið áhyggjuefni enda myndi rekstrarstöðvun strengsins leiða til þess að of mikil orka væri strönduð í landinu. Í því tilviki þar sem orkuvinnslan stöðvaðist, með sæstreng, væri kerfið ævinlega betur statt en án sæstrengs. Eftir orkuvinnslu-stöðvun að hluta sem hermd var í álagsprófinu og kynnt er í Kafla 18.6, fyrir tilvikið með sæstreng, er ennþá útflutningur á raforku sem nemur um 0,34 TWst nettó í þær 6 vikur sem orkuvinnslan liggur niðri að hluta. Ef flutningur um sæstrenginn stöðvaðist um leið og orkuvinnslan, væri orkan áfram til í kerfinu á formi vatns í uppistöðulónum.

Í matinu er gert ráð fyrir tengingu sem er með 1.000 MW flutningsgetu, tveimur einkjarna strengjum (tvíþól) sem væri hægt að reka á hálfum afköstum þegar annar



strengurinn eða skaut liggur niðri. Ætlunin er að skautin tvö í sæstrengnum séu alveg óháð hvort öðru. Tveir einkjarna strengir sem lagðir eru nálægt hvor öðrum eru valdir til að mynda rafmagnshringrás og eyða út segulsviði.²³⁵

Til að meta uppitíma sæstrengsins fyrir kostnaðar- og ábatagreininguna voru fjórar heimildir aðallega notaðar.

1. Alþjóðaráð stórra raforkukerfa (CIGRÉ) hefur birt tölur um uppitíma bæði sæstrengja og breytistöðva.
2. Upplýsingar frá viðræðum við rekstraraðila sæstrengja og verktökum
3. „Útreikningur markmiðstalna um uppitíma háspennu-jafnstraums-sæstrengja“. SKM skýrsla fyrir Ofgem árið 2012.
4. Experience in transporting energy through subsea power cables: The case of Iceland. Meistararitgerð eftir Svandísi Hlín Karlsdóttur frá 2013

Meðaluppitími sæstrengja í rannsókn CIGRÉ var 95,2% árið 2009 og 94,2% árið 2010, þar sem Konti Skan 1 strengurinn er frátalinn.²³⁶ Meðaluppitíma háspennu-jafnstraums strengjakerfa árin 2003-2006 má sjá í töflunni hér að neðan sem byggð er á rannsóknum CIGRÉ.

Tafla 32 - Meðaluppitími sæstrengja; 2003–2006 (%)

Ár	2003	2004	2005	2006
Meðaluppitími	92,6%	95,2%	94%	93,4%

Heimildir: CIGRÉ og Svandís Karlsdóttir

Háspennu-jafnstraums sæstrengur samanstendur aðallega af tveimur umbreytistöðvum, sínum á hvorri strönd, og jafnstraumsstreng. Tilgangur umbreytistöðvanna er að breyta riðstraumi í jafnstraum. Uppitími háspennu-jafnstraums-umbreytistöðvanna er óháður lengd tengingarinnar og það er ekki óalgengt að framleiðsluáðilar samþykki samningsbundin árangursmiðuð viðurlög tengd uppitíma breytistöðvanna.

Ófyrirséðar skemmdir á kerfinu geta valdið þvinguðu straumrofi sem felst í því að allur rafstraumur stöðvast. Bilanir á sæstrengjum eru flokkaðar í tvo flokka: ytri bilanir og innri bilanir. Flest tjónatilvik orsakast af utanaðkomandi höggum sem má flokka í bilanir af náttúrulegum orsökum og athöfnum manna.²³⁷

²³⁵ Svandís Hlín Karlsdóttir 2013. Experience in transporting energy through subsea power cables: The case of Iceland.

²³⁶ CIGRÉ 2012. Könnun á áreiðanleika háspennu-jafnstraums-kerfa um allan heim 2009-2010

²³⁷ CIGRÉ 2009. Ný reynslugögn um rekstur háspenntra neðanjarðar- og sæstrengskerfa



Alþjóðaráðið um stór raforkukerfi (CIGRÉ) er almennt viðurkennt sem áreiðanleg heimild upplýsinga um flutnings- og dreifikerfi.²³⁸

Í rannsókn CIGRÉ frá árinu 2009 á reynslu af sæstrengjum árin 1990-2005 voru 49 bilanir tilkynntar í samtals 7.000 km löngum sæstrengjum. Bilanatíðnin var 0,1 bilanir/(ári/100 km) á jafnstraums MI sæstrengjum. Meirihluti bilananna stafaði af utanaðkomandi áreiti sem óvarðir strengir urðu fyrir á grunnsævi. 18 bilanir voru tilkynntar í MI sæstrengjum, þar af 13 í óvörðum strengjum og 14 á 0-50 m dýpi. Ekki var tilkynnt um neina bilun á dýpi sem var meira en 200 m. Engar innri bilanir voru tilkynntar í háspennu-jafnstraums-sæstrengjum á tímabilinu.²³⁹

Tafla 33 - Bilanir í strengjum eftir uppsetningargerð

Failures related to mode of installation at failure location							Grand Total
Mode of Installation	AC				DC		
	XLPE	EPR	SCOF	HPOF	MI	SCOF	
Unprotected	1		9	2	13		25
Buried	2		2		2	3	9
Other Protection	1		5		1	1	8
Landfall troughs			3		1		4
Unknown			1				1
Subsea Total	4		20	2	17	4	47
Termination related			1		1		2
Grand Total							49

Over 50% of faults occurred on unprotected cables. Buried cables are well protected against fishing gear, but can still be damaged by anchors penetrating deep into the seabed.

Heimild: CIGRÉ

Meðalviðgerðatími mælir þann tíma sem tekur að finna gallann, kalla út viðgerðaskip og framkvæma viðgerð. Meðal annarra þátta getur slæmt verður haft áhrif á hann.

Framangreind ritgerð: „Experience in transporting energy through subsea power cables: The case of Iceland“ geymir ítarlega og mjög áhugaverða greiningu á væntum uppítíma og bilanatíðni 1.170 km langs sæstrengs milli Íslands og Bretlands á grunni talna frá CIGRÉ. Tæknin sem gert er ráð fyrir er tveir MI eins kjarna strengir í tvíþóla kerfi sem flytja hvor um sig 500 MW við 400-450 kV spennu. Einnig er gert ráð fyrir að kapallinn verði grafinn á a.m.k. 2 m dýpi alla leiðina. Ein af niðurstöðunum er að væntur uppítími strengsins er breytilegur eftir árstíðum. Meðal niðritími kerfisins vegna tjóns á grundvelli nefndra gagna er

²³⁸ Svandís Hlín Karlsdóttir árið 2013. Experience in transporting energy through subsea power cables: The case of Iceland.

²³⁹ CIGRÉ 2009. Ný reynslugögn um rekstur háspenntra neðanjarðar- og sæstrengskerfa



áætlaður 12%, en með minni tjónslíkum á miklu dýpi er niðri tími talinn minni eða nær 10%.²⁴⁰

Þó sögulegar tölur séu gagnlegar fyrir þessa greiningu er rétt að hafa það í huga að strengjakerfi eru mismunandi og það hafa ennþá frekar fáir háspennu-jafnstraums-sæstrengir verið lagðir í heiminum, enda þótt summa samanlagðra km virðist há. Mat þróunaraðila og reyndra rekstraraðila sæstrengja er því ekki síður mikilvægar við matið en söguleg tölfræði.

Tafla 34 – Tíðni bilana sæstrengja eftir dýpi og gerð

Failures locations related to water depth						Grand Total
Water depth	AC			DC		
	XLPE	SCOF	HPOF	MI	SCOF	
0 - 10 m	2	9		2	1	14
11 - 50 m	2	5	2	12	4	25
51 - 100 m		2		2		4
101 - 200 m				1		1
> 200 m					3	3
Total	4	16	2	17	8	47

No failure reported in water depth below 200m and only one between 100 and 200 meters depth.

Heimild: CIGRÉ

Statnett hefur 35 ára reynslu af að leggja og reka sæstrengi og ráðgerir að leggja tvo háspennna jafnstraums-sæstrengi eins og áður er getið. Neðansjávarlengd strengsins til Þýskalands verður 518 km og til Bretlands 720 km. Í leyfisumsókn Statnett fyrir sæstrengina tvo notaði fyrirtækið eigin reynslu sína af við hermun tæknilegs uppítíma. Í umsóknarskýrslunni hermir Statnett eftirfarandi:

„Mikilvægt er að vita uppítíma strengsins til orkuflutnings til að áætla ábata og kostnað. Uppítíminn er háður ráðgerðu viðhaldi, tæknilegum göllum og viðbúnaðarlausnum. Gert er ráð fyrir því að umbreytistöðvar verði óstarfhæfar í eina viku á ári vegna viðhalds og u.þ.b. 20 klukkustundir vegna truflana í stjórnkerfum. Með góðum viðbúnaði á landi er búist við að niðritími vegna galla í strengjunum verði u.þ.b. 1,5 vikur á ári. Spá um heildar uppítíma er þá u.þ.b. 95%. Þetta samsvarar mældum stærðum fyrir aðra sæstrengi.”²⁴¹

²⁴⁰ Svandís Hlín Karlsdóttir árið 2013. Experience in transporting energy through subsea power cables: The case of Iceland.

²⁴¹ Leyfisumsóknir Statnett vegna sæstrengja milli Noregs og Þýskalands og Noregs og Bretlands, maí 2013



Statnett notar þessa forsendu í líkönum sínum þótt uppitími hafi verið minni í sumum rekstrarárum strengs sem þeir lögðu og reka milli Noregs og Hollands (NorNed). NorNed er nú lengsti sæstrengur í rekstri í heiminum, 580 km.

Fyrirtækið National Grid er annar reyndur þróunar- og rekstraraðili sæstrengja. Það vinnur með Statnett að lagningu strengsins milli Noregs og Bretlands. National Grid þróaði, lagði og rekur sæstreng milli Bretlands og Hollands (BritNed) og milli Bretlands og Frakklands (IFA). National Grid lagði einnig og rak streng sem lagður var milli Tasmaníu og Ástralíu (Basslink), sem er nú næstlengsti sæstrengur í heimi. National Grid hefur einnig unnið að lagningu sæstrengs milli Bretlands og Belgíu í samstarfi við Elia, rekstraraðila flutningskerfisins í Belgíu.

Árið 2012 fól Orkustofnun Bretlands (Ofgem) Sinclair Knight Merz að skrifa skýrslu og þróa aðferðafræði til að reikna út viðmiðunaruppitíma sæstrengja með háspennu-jafnstraums-tækni. Á grundvelli nálgunar Sinclair Merz hefði Project 1, sem er svipað og Project Nemo, viðmiðunaruppitímamann 97,1–97,8%. Sinclair Merz reiknaði einnig viðmiðunaruppitíma Project 2, 1400 MW, 750 km langs tvíþóla strengs. Niðurstaðan um heildar uppitíma Project 2 var tæp 96%. Næmnigreining þar sem þurfti 3 mánuði til að gera við bilaðan streng gaf af sér tæplega 95% heildaruppitíma fyrir Project 2.²⁴²

Ef forsendur Sinclair Merz fyrir Project 2 eru notaðar til að reikna út viðmiðunaruppitíma 1.200 km langs strengs er heildaruppitíminn 93,6%.

Athugun á þekktum bilunum í strengjum í háspennu-jafnstraums-rekstri bendir til tveggja áhættuþátta, hönnunar strengsins og skemmda af utanaðkomandi þáttum.²⁴³ Hönnunaráhættu má halda niðri með því að velja þroskaða tækni og reynda birgja. Hættu á utanaðkomandi tjóni má lágmarka með því að velja leiðina þannig að hún liggja ekki um svæði þar sem er mest hætta á tjóni frá akkerum, velja greiftrunardýpt af varúð og beita að öðru leyti skynsamlegum varnarráðstöfunum.

Þótt oft sé slæmt veður til viðgerðavinnu á Norður-Atlantshafi verða bilanir í sæstrengjakerfum yfirleitt í umbreytistöðvum á láði eða í strengjum á grunnsævi. Framfarir í neðansjávartækni geta einnig dregið úr mikilvægi veðurs og stærri og þróaðri viðgerðarskip geta starfað við meiri ölduhæð.

²⁴² (SKM fyrir Ofgem 2012)

²⁴³ CIGRÉ



Í þessari skýrslu hefur heildarupptími sæstrengs verið áætlaður 92% yfir 25 ára líftíma strengsins, sem þýðir að hann liggur niðri í samtals heil tvö ár af 25 eða að meðaltali 700 klukkustundir á ári vegna viðhalds,biðtíma og viðgerða. Það er minni upptími en 95% upptíminn sem Statnett og National Grid gera ráð fyrir um hinn 720 km langa streng milli Noregs og Bretlands og minni niðritími en hinn reiknaði 10% niðritími á grunni sögulegra talna frá CIGRÉ í ritgerðinni frá 2013.²⁴⁴

Ef að þróunaraðili sæstrengs myndi sækja um leyfi til að leggja sæstreng milli Íslands og Bretlands, þá væri þetta eitt þeirra atriða sem íslensk stjórnvöld ættu að leggja áherslu á, þ.e. hvernig þróunaraðilinn hyggist tryggja nægilega háan upptíma.

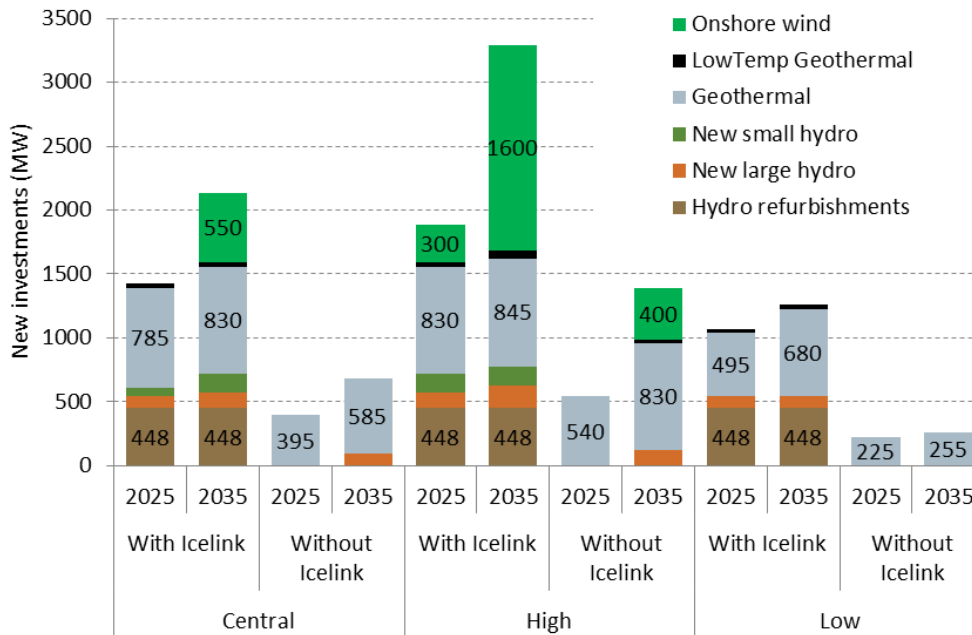
²⁴⁴ Svandís Hlín Karlsdóttir: „Experience in transporting energy through subsea power cables: The case of Iceland“, 2013.



18.3 Kostnaður við nýja framleiðslu og flutningur innanlands

Kostnaðurinn við nýja orkuvinnslu er háð sviðsmyndum. Þótt mikil orka fari til spillis í núverandi kerfi sem yrði strax tiltæk til útflutnings í öllum sviðsmyndunum kalla þær einnig allar eftir hraðri uppbyggingu nýrrar orkuvinnslu.

Mynd 117 - Uppbygging framleiðslugetu á Íslandi; eftir sviðsmyndum (MW)



Heimildir: Pöyry og Kvika

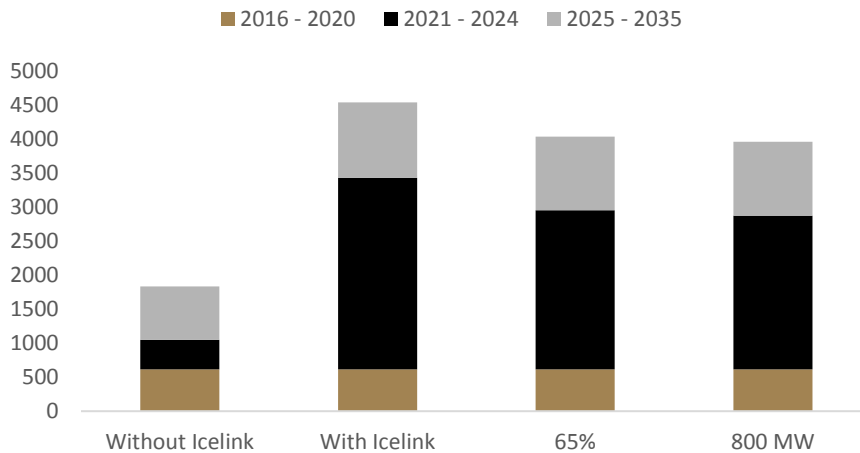
Til að meta tengdan fjárfestingarkostnað hefur hver framleiðsluvalkostur verið metinn með kostnaðarforsendum úr skýrslu Orkustofnunar um framleiðsluvalkosti í þriðja áfanga rammaáætlunar²⁴⁵.

Mynd 118 sýnir samanburð á þörf fyrir fjárfestingu í orkuvinnslu á Íslandi eftir mismunandi valkostum í mið-sviðsmynd. Fjárfestingarkostnaðinum hefur verið skipt upp í tímabil, þ.e. fjárfestingar á tímabilinu 2016-2020, 2021-2025 og 2026-2035. Fjárfestingarkostnaðurinn er minnstur í sviðsmynd án sæstrengs en er samt 1,5-2 milljarða evra á umræddu 20 ára tímabili. Með sæstreng er uppsöfnuð fjárfestingarþörf yfir 20 ára tímabil 4,5 milljarðar evra í mið-sviðsmyndinni. Fjárfestingin í framleiðslu sem tengist sæstrengnum í mið-sviðsmyndinni er því 2,5-3 milljarðar evra. Í næmnisviðsmyndunum er fjárfestingarþörfin með sæstreng 500 milljónum evra minni þar sem minni framleiðslugetu er þörf í þeim sviðsmyndum.

²⁴⁵ Orkustofnun. <http://os.is/gogn/Skyrslur/OS-2015/OS-2015-04-Skyrsla.pdf>



Mynd 118 - Kostnaður við að byggja upp nýja framleiðslugetu í mið-sviðsmynd (m evra)



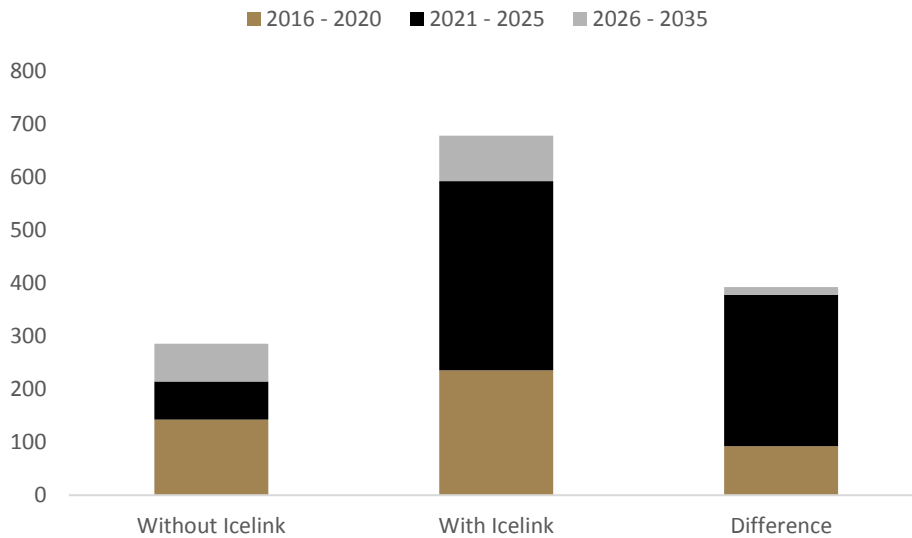
Heimild: Pöyry og Kvika

Gert er ráð fyrir að fjárfesting í uppbyggingu á orkuvinnslu í sviðsmynd með sæstreng hefjist árið 2021 og ná hámarki árið 2024. Gert er ráð fyrir að viðbótarfjárfesting í orkuvinnslu vegna sæstrengs árin 2021-2025 verði 2,5-3,0 milljarðar evra, allt eftir stærð og væntu streymi um sæstrenginn.

Mynd 119 sýnir hvernig Icelink hefur áhrif á þörfina fyrir fjárfestingu í flutningskerfinu. Í núverandi tíu ára áætlun Landsnets um uppbyggingu flutningskerfisins er gert ráð fyrir að fjárfest verði í flutningskerfinu fyrir næstum 300 milljónir evra á umræddu 20 ára tímabili, aðallega á næstu 5-10 árum. Með Icelink eykst fjárfestingarþörfin um 400 milljónir evra í mið-sviðsmyndinni, mest árin 2021-2025 eða um 300 milljónir evra.



Mynd 119 - Þörf fyrir fjárfestingu í flutningskerfinu innanlands með og án sæstrengs (m evra)

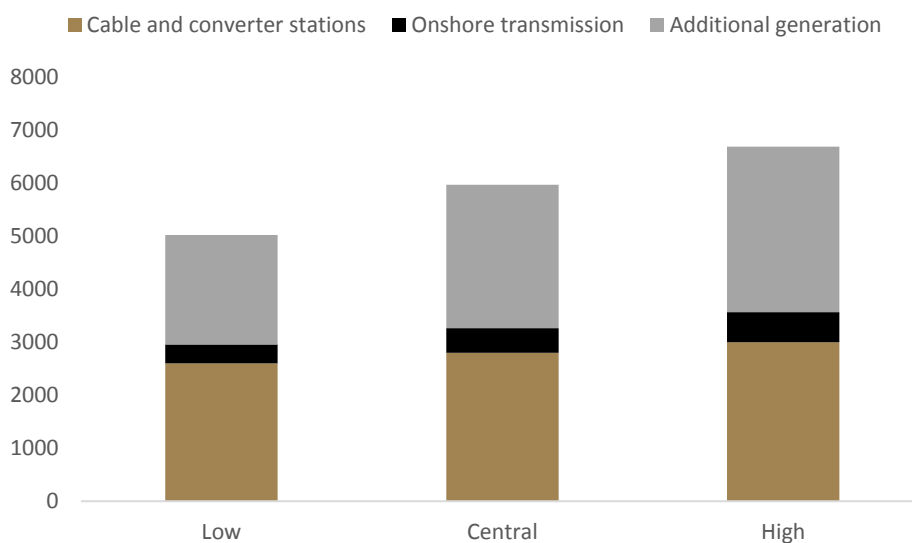


Heimildir: Landsnet og Kvika

18.4 Spá um heildarkostnað

Með línuritinu hér að neðan er gerð grein fyrir áætluðum heildarkostnaði verkefnisins, þ.m.t. strengjum og umbreytistöðvum, flutningi innanlands á Íslandi og þörf fyrir frekari fjárfestingu í orkuvinnslu á Íslandi. Í lágu sviðsmyndinni er heildarkostnaður verkefnisins áætlaður 5 milljarðar evra. Í mið-sviðsmyndinni er hann 6 milljarðar evra og í þeirri háu nær hann 6,7 milljörðum evra.

Mynd 120 - Áætlaður heildarkostnaður verkefnis (m evra)



Heimildir: Pöyry og Kvika



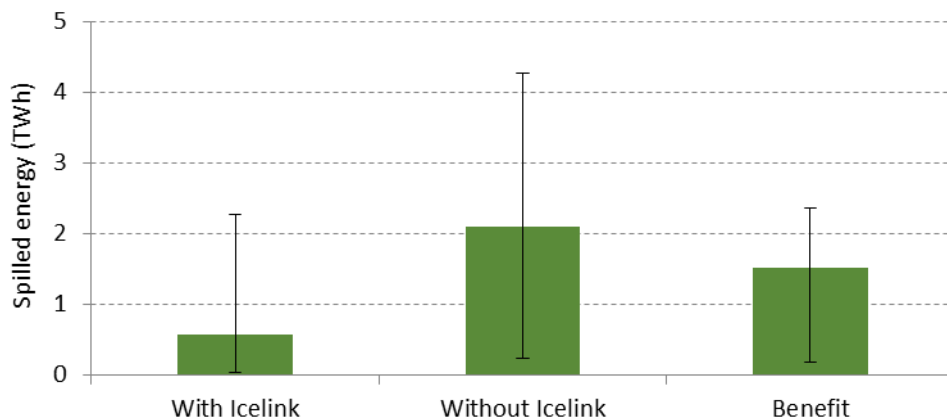
18.5 Áhrif á afhendingaröryggi á Íslandi

Íslenska raforkukerfið reidir sig á innlenda orkuvinnslu til að tryggja afhendingaröryggi. Það má horfa á þessa stöðu sem orkuvinnslusvæði sem er haft nógu stórt til að þola þurr ár. Raforkuvinnsla bæði frá jarðvarma og vatnsorku er næg, jafnvel í þurrum árum. Þetta þýðir að í venjulegum eða blautum árum er möguleiki á að vinna meira rafmagn en hægt er að nýta, eða m.ö.o. vatn fer til spillis.

Í viðbót við þá staðreynd að orkuvinnslusvæðið er haft nógu stórt til að þola þurr ár, er eftirspurnarhliðin einnig minnkuð á þann hátt sem gefur kost á skerðingum ef kerfið kallar eftir þeim.

Núverandi soun upp á um 2 TWst/ári (0,2-4,2 TWst/ári) hefur verið haldið í vinnslu sviðsmyndanna án sæstrengs fyrir árin 2025 og 2035 svo að svipað afhendingaröryggi sé tryggt og er í dag. Hinsvegar, fyrir sviðsmyndir með sæstreng fer mun minna til spillis vegna möguleikans á að flytja orku til Bretlands í blautum árum. Auk þess telst sæstrengur hugsanleg uppspretta raforku fyrir Ísland við sérstakar aðstæður, annaðhvort þegar mikið gengur af í Bretlandi eða mikill skortur er á Íslandi.

Mynd 121 – Meðalorkumagn sem fer til spillis hjá vatnsaflsvirkjunum á Íslandi, mið-sviðsmynd.



Heimildir: Orkustofnun og Pöyry

18.6 Áhrif Icelink á afhendingaröryggi á Íslandi

Ýmislegt getur valdið því að orkuvinnsla eða flutningur bregðist: innri tæknileg atriði og ytri atburðir. Á Íslandi teljast til ytri atburða aftakaveður (rigning, snjócoma, vindur), eldgos og jarðskjálftar. Slíkir viðburðir geta haft áhrif á eina orkuvinnslu- eða flutningseiningu eða stærri þyrpingar eigna eða svæða. Eftir



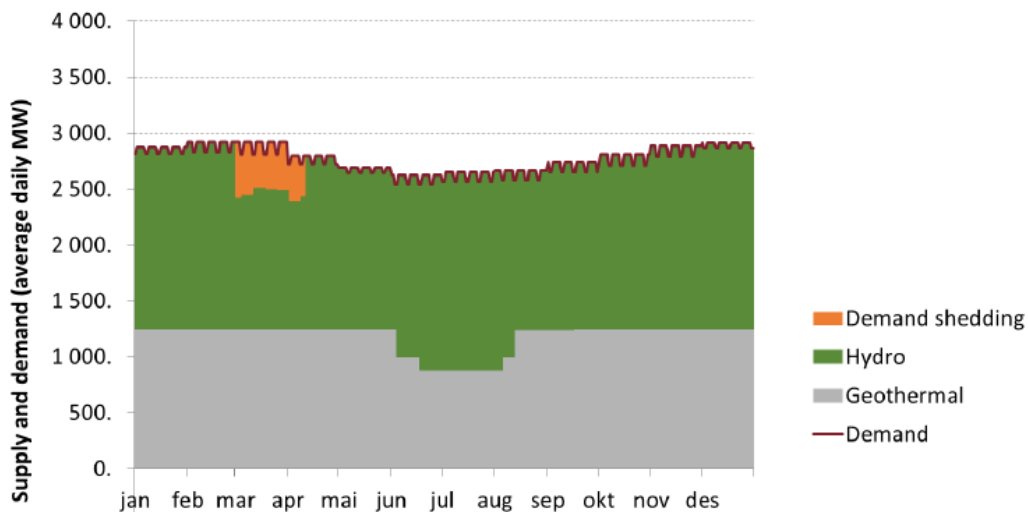
tímasetningu þeirra geta afleiðingarnar fyrir kerfið verið alvarlegar. Sér í lagi geta bilanir sem verða í þurrum árum, áður en snjó tekur að leysa, valdið stærri truflunum en svipaðir atburðir sem gerast á öðrum tímum.

Í því skyni að greina afhendingaröryggið á Íslandi höfum við framkvæmt álagspróf á íslenska kerfinu sem byggist á mið-sviðsmyndinni, með og án sæstrengs. Í þessum hermunum könnum við áhrifin af meiriháttar bilun í stórrí virkjun á íslenska raforkukerfið. Í því skyni hermdum við stöðvun framleiðslu frá Kárahnjúka-vatnaskilunum í mars og fyrri hluta apríl, þ.e. 690-855 MW (855MW eftir aflaukningu í tengslum við sæstreng) orkuvinnsla er tekin út úr kerfinu í 6 vikur.

Það skal tekið fram að þessu álagsprófi er ekki ætlað að endurspegla ástand sem við búumst við að komi upp, né heldur alvarlegustu stöðu sem gæti komið upp á Íslandi. Heldur er þetta aðeins dæmi um áhrif stórs straumrofs sem stendur lengi. Ýmsar aðrar aðstæður mætti rannsaka með sama orkumarkaðslíkani. Greining á afhendingaröryggi byggist yfirleitt á hundruðum hermana til að gefa raunhæfar líkur á minnkun afls, til dæmis.

Mynd 122 sýnir niðurstöðu álagsprófshermunar í aðstæðum með sæstreng meðan Mynd 123 sýnir sama álagspróf án sæstrengs. Báðar hermanir taka aðstæður mið-sviðsmyndar sem lýst er framar í þessari skýrslu.

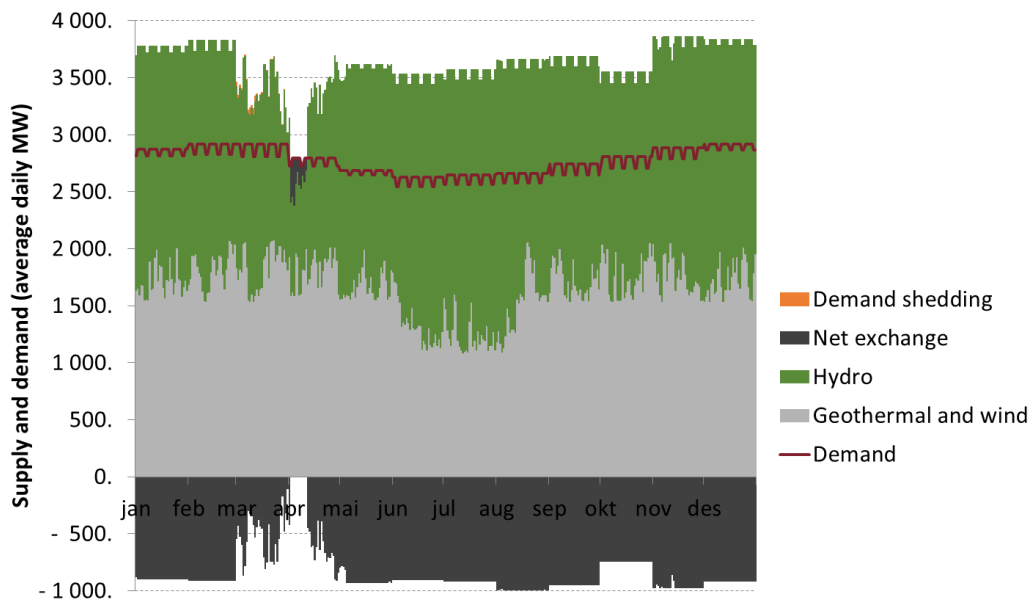
Mynd 122 - Álagsprófshermun með sæstreng (mið-sviðsmynd, 2035, eitt veðurmyndstur, dagleg upplausn)



Heimild: Pöyry



Mynd 123 - Álagspróf án sæstrengs (mið-sviðsmynd, 2035, eitt veðurmynstur, dagleg upplausn)



Heimild: Pöyry

Í tilvikinu með sæstreng minnkar útflutningur til Bretlands um leið og straumrofið á sér stað í marsbyrjun, er áfram líttill allan marsmánuð og eykst aftur í apríl þar til leyst er úr straumrofinu um miðjan apríl. Hægt er að mæta eftirspurn á Íslandi meðan á rofinu stendur, aðallega með framboði innanlands og undir lokin einnig með innflutningi frá Bretlandi. Ástæðan fyrir þessu þoli fyrir miklum framleiðslumissi er að íslenska kerfið með sæstreng framleiðir 6-7 TWst/ári meira rafmagn en það notar. Þetta gefur mjög þægilegt afhendingaröryggi á Íslandi samanborið við ástandið í dag þar sem nothæft vatnsmagn upp á 2 TWst/ári fer til spillis.

Líklegt er að kerfið bregðist öðruvísi við í raun og veru: líklegt væri að kerfið brygðist við slíku meiriháttar straumrofi af meiri varkárni og myndi a.m.k. stöðva allan útflutning strax eftir atburðinn. Það mætti jafnvel varðveita eitthvert vatn í öðrum lónum með því að flytja lítið eitt inn frá Bretlandi, einkum á kvöldin þegar verð í Bretlandi er lægra en á daginn. Hinsvegar er gott að vita að jafnvel án slíkrar varkárni þolir íslenska kerfið með sæstreng vel langvinnt stórt straumrof án þess að þurfi að skerða afhendingu á Íslandi í verulegum mæli.

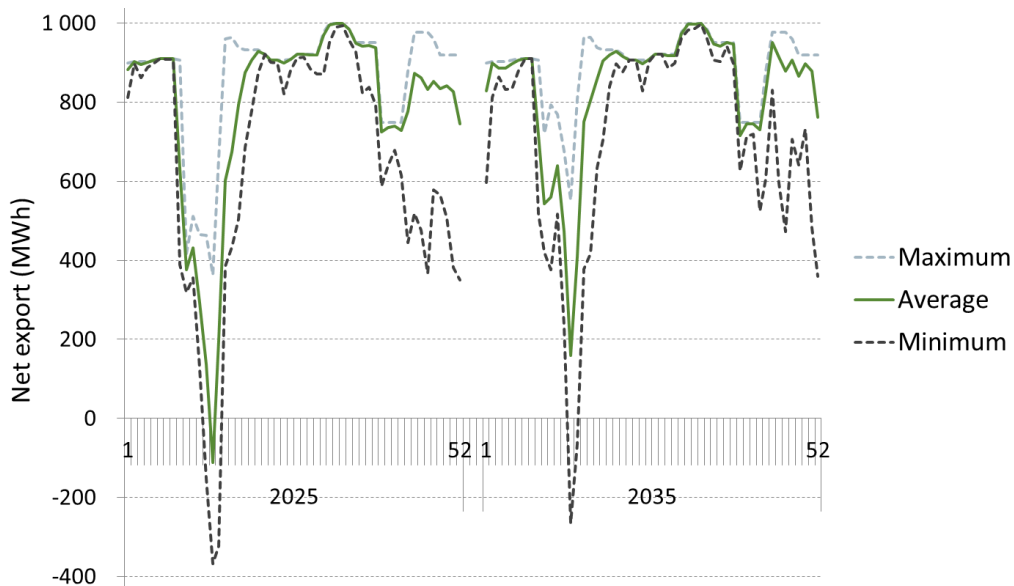
Í tilviki án sæstrengs sem sýnt er á Mynd 123, eru áhrif rofs miklu meiri og framleiðslan annar ekki eftirspurn meðan á rofinu stendur. Hermun straumrofsins veldur skerðingu afhendingar á Íslandi upp á u.þ.b. 0,4 TWst. Í þessari rannsókn er kostnaðurinn af þessu rofi ekki metinn né heldur hvernig Íslendingar tækju á



Þessari stöðu. Orkusölusamningar endurspeglar að einhverju leyti möguleikann á kerfisöng og afhendingu til iðnaðar má skerða að einhverju leyti án þess að af því hljótist varanlegt tjón á hagkerfinu. Tiltæk varaframleiðslugeta á formi díselrafstöðva gæti einnig létt undir. Það er eftir sem áður ljóst að ef slíkt straumrof ætti sér stað hefði það efnahagslegar afleiðingar.

Mynd 124 sýnir vikulegt streymi (mælt sem meðal-MW) frá Íslandi í álagstilvikinu með sæstreng. Lágmarks-, meðaltals- og hámarksstilvikin lýsa veðurmynstrunum 20 sem hermd voru. Í engu þeirra veðurmynstra sjáum við vikulegt streymi fara alveg upp í 1.000 MW, sem sýnir að kerfið er tiltölulega þolið gagnvart rofshermuninni.

Mynd 124 - Vikulegur nettóútflytningur frá Íslandi með framleiðslurofi í vikum 10-15.



Heimild: Pöyry



19 Tilvísanir

19.1 Bækur

1. Christopher Jones (ritstj), EU Energy Law II. bindi (EU Competition Law and Energy Markets) (3. útg. Claeys & Casteels 2011).
2. Angus Johnston og Guy Block, EU Energy Law (1. útg., OUP 2012).
3. Jóhanna Jónsdóttir, Europeanization and the European Economic Area: Iceland's partition in the EU's policy process (Routledge 2013).
4. Conor Quigley QC, European State Aid Law and Policy (Bloomsbury 3. útg. 2015).
5. Carl Baudenbacher (ritstj.), The Handbook of EEA (Springer 2015).

19.2 Greinar

1. Haukur Logi Karlsson, „Twenty Years of Icelandic State Aid Enforcement” (2014) 13 EStAL.

19.3 Löggjöf ESB

1. Tilskipun ráðsins (e. Council Directive) 2003/96/EB frá 27. október 2003 um endurskipulagningu ramma Bandalagsins um skattlagningu orkugjafa og rafmagns [2003] OJ L 283/5.
2. Tilskipun 2003/54 / EB frá 26. júní 2003 um sameiginlegar reglur um innri markaðinn fyrir raforku og niðurfellingu tilskipunar 2003/55/ EB frá 26. júní 2003 um sameiginlegar reglur um innri markað fyrir jarðgas og um niðurfellingu á tilskipun 98/30/EB [2003] OJ L 176/57-78.
3. Reglugerð (EB) nr. 1228/2003 frá 26. júní 2003 um skilyrði fyrir aðgangi að neti fyrir raforkuviðskipti yfir landamæri [2003] OJ L 176/1
4. Tilskipun ráðsins 2006/112/EB frá 28. nóvember 2006 um sameiginlegt kerfi virðisaukaskatts [2006] OJ L347/1.
5. Tilskipun 2009/29/EB frá 23. apríl 2009 um breytingu á tilskipun 2003/87/EB um að endurbæta og framlengja kerfi Bandalagsins fyrir viðskipti með heimildir til losunar gróðurhúsalofttegunda [2009] OJ L 140/63
6. Ákvörðun nr. 406/2009/EB frá 23. apríl 2009 um átak aðildarríkjanna til að draga úr losun sinni á gróðurhúsalofttegundum til að uppfylla skuldbindingar bandalagsins um minnkun á losun gróðurhúsalofttegunda fram til ársins 2020 [2009] OJ L 140/136



7. Tilskipun 2009/28/EB frá 23. apríl 2009 um að auka notkun orku frá endurnýjanlegum orkugjöfum [2009] OJ L 140/16
8. Tilskipun 2009/31/EB frá 23. apríl 2009 um geymslu koltvísýrings í jörðu [2009] OJ L 140/114
9. Tilskipun 2009/30/EB frá 23. apríl 2009 um breytingu á tilskipun 98/70/EB að því er varðar tilgreiningu bensíns, dísilólú og gasólú og innleiðslu kerfis til að fylgjast með og draga úr losun gróðurhúsalofttegunda og um breytingu á tilskipun ráðsins 1999/32/EB að því er varðar tilgreiningu eldsneytis sem skip á skipgengum vatnaleiðum nota [2009] OJ L 140/88
10. Reglugerð (EB) nr. 443/2009 frá 23. apríl 2009 um setningu árangursstaðla um losun fyrir nýja fólksbíla sem lið í samþættri nálgun bandalagsins um minnkun CO₂-losunar frá léttum ökutækjum [2009] OJ L 140/1.
11. Tilskipun 2009/72/EB frá 13. júlí 2009 um sameiginlegar reglur um innri markað fyrir raforku [2009] OJ L 211/55.
12. Tilskipun 2009/73/EB frá 13. júlí 2009 um sameiginlegar reglur um innri markað fyrir jarðgas [2009] OJ L 211/94.
13. Reglugerð (EB) nr. 713/2009 frá 13. júlí 2009 um að koma á fót samstarfsstofnun eftirlitsaðila á orkumarkaði [2009] OJ L 211/1.
14. Reglugerð (EB) nr. 714/2009 frá 13. júlí 2009 um skilyrði fyrir aðgangi að neti fyrir raforkuviðskipti yfir landamæri [2009] OJ L 211/15.
15. Reglugerð (EB) nr. 715/2009 frá 13. júlí 2009 um skilyrði fyrir aðgangi að flutningskerfum fyrir jarðgas [2009] OJ L 211/36.
16. Reglugerð 347/2013 frá 17. apríl 2013 um viðmiðunarreglur um samevrópska orkuinnviði og niðurfellingu á ákvörðun nr. 1364/2006/EB og um breytingu á reglugerðum (EB) nr. 713/2009, (EB) nr. 713/2009, (EB) nr. 714/2009 og (EB) nr. 715/2009 [2013] OJ L 115/39.
17. Reglugerð (ESB) nr. 1316/2013 frá 11. desember um að koma á fót sjóði fyrir samtengda Evrópu, um breytingu á reglugerð (ESB) nr. 913/2010 og um niðurfellingu á reglugerð um að koma á fót sjóði fyrir samtengda Evrópu [2013] OJ L 348/129.
18. Reglugerð framkvæmdastjórnarinnar (ESB) nr. 651/2014 frá 17. júní 2014 þar sem tilgreindir eru tilteknir flokkar aðstoðar sem samrýmast innri markaðnum við beitingu á 107. og 108. gr. sáttmálans [2014] OJ L 187/1.
19. OJ C 200/1.

19.4 Dómafordæmi

1. Mál 7/68 Framkvæmdastjórnin gegn Lýðveldinu Ítalíu.



2. C-86/89 Ítalía gegn framkvæmdastjórninni [1990] ECR I-3891.
3. C-301/87 Frakkland gegn framkvæmdastjórninni [1990] ECR I-307.
4. Mál C-44/93 Namur-Les Assurances du Crédit SA gegn Office National du Ducroire og belgíska ríkinu [1994] ECR I-3829.
5. T-459/93 Siemens gegn framkvæmdastjórninni [1995] ECR II-1675.
6. T-115/94 Opel Austria GmbH [1997] ECR II-39.
7. C-200/97 Ecotrade [1998] ECR I-7907.
8. Sameinuð mál C-441/98 og C-442/98, Kapniki Michaílídis AE gegn Idryma Koinonikon Asfaliseon [2000] ECR I-714.
9. Mál T-195/01 og T-207/01 Ríkisstjórn Gíbraltar gegn framkvæmdastjórninni [2002] ECR II-2309.
10. C-355/00 Freskot AE gegn Elliniko Dimosio [2003] ECR I-5263.
11. C-265/08 Federutility [2010] ECR I-3377.
12. C-36/14 Framkvæmdastjórnin gegn Póllandi, NYR.
13. T-356/15 Austurríki gegn framkvæmdastjórninni, í bið.
14. T-382/15 Greenpeace Energy o.fl. gegn framkvæmdastjórninni, í bið.

19.5 Ákvarðanir framkvæmdastjórnarinnar

1. EstLink (Mál TREN D(2005)108708) dags. 4. apríl 2005.
2. BritNED (Mál CAB D(2007) 1258) dags. 18. október 2007.
3. East-West Cable (Mál C (2008) 8851 og SG-Greffe (2008) 208583) dags. 19. desember 2008.
4. ElecLink (Mál C(2014)5475) dags. 28. júlí 2014.
5. SI-IT samtengingarnar (Mál C(2014) 9904 og C(2015) 2136) dags. 17. desember 2014.
6. Umbætur á raforkumarkaði — Mismunasamningar um endurnýjanlega orku (Mál SA.36196) [2014] OJ C 393/2.
7. Hinkly Point C (mál SA.34947) [2014] OJ C 69/60.
8. Afkastagetumarkaðir (mál SA.35980) [2014] OJ C 348/5.
9. Hinkly Point C (mál SA.34947) [2015] OJ L 109/44.

19.6 Ákvarðanir Eftirlitsstofnunar EFTA

1. Ákvörðun nr. 174/98/COL frá 8. júlí 1998 Eftirlitsstofnunar EFTA um íhlutun ríkisins í samninga um byggingu og rekstur álvers á Grundartanga,



2. Ákvörðun nr. 40/03/COL frá 14. mars 2003 Eftirlitsstofnunar EFTA um fyrirhugaða fjármögnun og skattaívilnanir vegna byggingar álvers í Fjarðabyggð,
3. Ákvörðun nr. 344/09/COL frá 23. júlí 2009 um álver í Helguvík,
4. Ákvörðun nr. 38/11/COL frá 9. febrúar 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um viðeigandi ráðstafanir við fjármögnun íslenska Ríkisútvarpsins (RÚV).
5. Ákvörðun nr. 248/11/COL frá 18. júlí 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um norska Orkusjóðskerfið.
6. Ákvörðun nr. 391/11/COL frá 14. desember 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um orkusölusamning milli Landsvirkjunar og Alcan vegna álvers í Straumsvík,
7. Ákvörðun nr. 392/11/COL frá 14. desember 2011 Eftirlitsstofnunar EFTA um orkusölusamning milli Landsvirkjunar og Íslenska kísilfélagsins ehf.
8. Ákvörðun nr. 304/13/COL frá 10. júlí 2013 Eftirlitsstofnunar EFTA um aðstoð við Elkem AS vegna kerfis til að endurheimta orku.
9. Ákvörðun nr. 355/13/COL frá 25. september 2013 Eftirlitsstofnunar EFTA um norskt kerfi til að bæta óbeinan losunarkostnað.
10. Ákvörðun nr. 193/14/COL frá 8. maí 2014 Eftirlitsstofnunar EFTA um ákveðnar breytingar á lögum nr. 50/1988 um virðisaukaskatt sem gilda um viðskiptavini íslenskra gagnavera.
11. Ákvörðun nr. 207/15/COL frá 20. maí 2015 Eftirlitsstofnunar EFTA um sölu raforku til PCC á Bakka, ákvörðun nr. 67/15/COL frá 25. mars 2015 Eftirlitsstofnunar EFTA um sölu og flutning raforku til United Silicon hf.
12. Ákvörðun nr. 111/14/COL frá 12. mars 2014 Eftirlitsstofnunar EFTA um fjárfestingaraðstoð við PCC Bakka.
13. Ákvörðun nr. 543/14/COL frá 10. desember 2014 Eftirlitsstofnunar EFTA um að hefja formlega rannsókn varðandi orkusölusamning og orkuflutningssamning vegna kísilmálmverksmiðju PCC á Bakka.
14. Ákvörðun nr. 37/15/COL frá 4. febrúar 2015 Eftirlitsstofnunar EFTA um aðstoð í þágu Hydro Aluminium AS vegna byggingar Karmoy orkuversins
15. Ákvörðun nr. 238/15/COL frá 17. júní 2015 um að hætta formlegri rannsókn sem hófst með ákvörðun 543/14/COL - 2014 Orkusölusamningi PCC og 2014 Orkuflutningssamningi
16. Ákvörðun nr. 238/15/COL frá 17. júní 2015 um að hætta formlegri rannsókn sem hófst með ákvörðun 543/14/COL - 2014 Orkusölusamningi PCC og 2014 Orkuflutningssamningi
17. Ákvörðun nr. 207/15/COL frá 20. maí 2015 um að ljúka sölu raforku til kísilmálmverksmiðju PCC á Bakka samkvæmt orkusölusamningnum frá



árinu 2015.

19.7 COM-skjöl

1. Commission, “A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030” COM (2014) 15 final
2. Commission, “Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy” COM (2010) 0639 final.
3. Commission, “Energy Roadmap 2050” COM (2011) 0885 final.
4. Commission, “State Aid Modernisation (SAM)” COM (2012) 209 final.
5. Commission, “European Commission guidance for the design of renewables support schemes” SWD (2013) 439 final.
6. Commission, “Country Reports - Progress towards completing the Internal Energy Market” SWD (2014) 311 final.
7. Commission, “Communication on energy prices and costs in Europe” COM (2014) 21 /2.
8. Commission, “A Framework for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy” COM (2015) 80 final.
9. Commission, “The Paris Protocol – A blueprint for tackling global climate change beyond 2020” COM (2015) 81 final.
10. Commission, “Achieving the 10% electricity interconnection target. Making Europe’s electricity grid fit for 2020” COM (2015) 82 final.
11. Commission, “Commission delegated Regulation EU .../... of 18.11.2015 amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the council as regards the Union list of projects of common interest” C(2015) 8052 final.
12. Commission, “VAT Rates Applied in the Member States of the European Union” Taxud.c.1 (2015).

19.8 Leiðbeiningar

1. Guidelines of the EFTA Surveillance Authority on application of state aid provisions to public enterprises in the manufacturing sector.
2. Guidelines of the EFTA Surveillance Authority on Regional State Aid for 2014-2020.
3. Commission notice on the definition of relevant market for the purpose of Community competition law [1997] OJ C 372/5.



19.9 Vefurinn

1. Skatteetaten, „Merverdiavgift“ <<http://www.skatteetaten.no/no/Bedrift-og-organisasjon/Merverdiavgift/>> opnað 22. október 2015.
2. Atvinnuvega- og nýsköpunarráðuneytið, „Skýrsla um eignarhald Landsnets“ <<https://www.atvinnuvegaraduneyti.is/idnadar-og-vidskiptamal/frettir/nr/8595>> Opnað 28. nóvember 2015.
3. U.þ.b. 2 GWst af 18.000 GWst heildarframleiðslu raforku á Íslandi koma úr eldsneyti. Það er miklu minna en 1% af allri orkuframleiðslu. Frekari upplýsingar má sjá í „Orkutölum 2014“ Orkustofnunar <http://os.is/gogn/os-onnur-rit/orkutolur_2014-enska.pdf> opnað 28. nóvember 2015.
4. Framkvæmdastjórnin, „CEF-fjármögnun 2014“ <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf> opnað 25. nóvember 2015.
5. Ofgem. „Ákvörðun um þaks-og-gólfs-fyrirkomulag fyrir sæstrengsverkefnið NEMO milli Bretlands og Belgíu.“ <<http://tinyurl.com/hzqqbap>>
6. Tilkynning DECC um fyrstu ráðstöfun mismunasamninga. <<http://tinyurl.com/pulon33>>
7. Ályktanir 44. fundar EES-ráðsins dags. 17. nóvember 2015. Aðgengilegar á <<http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-1607-2015-REV-1/en/pdf>> opnað 1. desember 2015.
8. „Keppt um afkastagetu“ - Fjárfest í skilvirkum norrænum raforkumarkaði“ (2007) Skýrsla norrænna samkeppnisyfirvalda nr. 1/2007, bls. <http://www.samkeppni.is/media/skyrslur95-07/Nordic_report_capacity_for_competition_2007.pdf> opnað 1. desember 2015.
9. Breska ríkisstjórnin, „Sæstrengir taka þátt í afkastagetumarkaðinum frá árinu 2015“ <<https://www.gov.uk/government/news/interconnectors-to-participate-in-the-capacity-market-from-2015>> opnað 12. desember 2015.
10. Landsvirkjun 2015. <<http://www.landsvirkjun.is/rannsokniroghroun/throunarverkefni/saestrengr>>
11. Landsvirkjun. Ársfundur 2013. <http://www.landsvirkjun.is/Media/Landsvirkjun_Arsfundarkynning2013_HordurArnarson.pdf>



12. Framkvæmdastjórnin, „Gasmárkaður ESB: Framkvæmdastjórnin skorar á Frakka að endurskoða kerfi sitt um stýringu verðs til annarra notenda en heimila“
13. <http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-542_en.htm> opnað 3. janúar 2016.
14. Svar Samtaka iðnaðarins í Noregi í samráðsumferð við sérleyfisumsókn Statnett:
<https://www.regjeringen.no/contentassets/7aead16f20fd47be90a4bb779466190f/norsk_industri.pdf>
15. Hagspá, vetur 2015. Útgefin 13. nóvember 2015. Stofnunin birtir ekki vaxtaspár sínar, sjá:
<https://www.hagstofa.is/media/49254/hag_151113.pdf>
16. World Aluminium. Tölur um hráálframleiðslu í heiminum.
<<http://www.world-aluminium.org/statistics/>>
17. Alþingi. Frumvarp til laga um breytingar á lögum nr. 98/2004, um jöfnun kostnaðar við dreifingu raforku (lög nr. 20/2015).
<<http://www.althingi.is/altext/130/s/1117.htm>>
18. CRU 2015. Orkuverð til álvera, Efstu og neðstu 2015. <http://www.crugroup.com/about-cru/cruinsight/Aluminium_Smelter_Power_Tariffs_Winners_and_Losers>
19. Rammaáætlun. Ramma.is/english. Hugtök og skilgreiningar sem tengjast Rammaáætlun. <<http://www.ramma.is/english/general-information/terms-and-definitions/>>
20. Umskipti í orkumálum í Þýskalandi Energytransition.de.
<http://energytransition.de/files/2015/08/electricitypricesbyconsumergroups.png>
21. Orkusetur. Samanburður á raforkuverði á Íslandi.
<http://orkusetur.is/raforka/raforkuverd-samanburdur/>
22. Vatnsafl. Staðreyndir um tæknina. <<http://www.hydro.com/en/Press-room/Karmoy-technology-pilot/Facts-about-the-technology/>>

19.10 Skýrslur

1. Orkustofnun, „The energy situation in Iceland and the utilization of surplus energy resources“, mars 1958.
<<http://www.os.is/gogn/Skyrslur/1958/OS-1958-Energy-situation-Iceland.pdf>>
2. Orkustofnun, “Report on HVDC Transmission”, apríl 1975
<<http://www.os.is/gogn/Skyrslur/1975/OS-ROD-7510.pdf>>



3. Orkustofnun, „Report on HVDC Transmission First Revision.” Maí 1980. <<http://www.os.is/gogn/Skyrslur/1980/OS-80012-ROD06.pdf>>
4. Svandís Hlín Karlsdóttir 2013. „Experience in transporting energy through subsea power cables. The case of Iceland.” <http://skemman.is/stream/get/1946/15487/37516/1/Experience_in_transporting_energy_through_subsea_power_cables_The_case_of_Iceland.pdf>
5. Orkustofnun, „Raforkuspá 2014 – 2015- Endurreikningur á spá frá 2010.“ <<http://os.is/gogn/Skyrslur/OS-2014/OS-2014-01.pdf>>
6. Orkustofnun 2015, „Virðjunarkostir til umfjöllunar í 3. Áfanga rammaáætlunar.“ <<http://os.is/gogn/Skyrslur/OS-2015/OS-2015-02-Skyrsla.pdf>>
7. Alþjóðastofnunin um endurnýjanleg orku (International Renewable Agency). „Framleiðslukostnaður endurnýjanlegrar orku árið 2014.“ <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf>
8. Ráðuneyti orkumála og loftslagsbreytinga. Rafmagn, „Framleiðslukostnaður árið 2013.“ <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf>
9. ENTSO-E 2015. Leiðbeiningar um kostnaðar- og ábatagreiningu verkefna um uppbyggingu flutningskerfa sem framkvæmdastjórn Evrópusambandsins hefur samþykkt. <<http://tinyurl.com/pzn33ch>>
10. DECC 2013. Fjárfesting í endurnýjanlegri tækni - Skilmálar og lausnarverð mismunasamninga. <<http://tinyurl.com/pcy9qg3>>
11. Hagfræðistofnun Háskóla Íslands 2013, „Þjóðhagsleg áhrif sæstrengs“, <<https://www.atvinnuvegaraduneyti.is/media/saestrengur-til-evropu/Skyrsla-HHI-26-juni-2013.pdf>>
12. Landsvirkjun, „Ársskýrsla 2014“. <<http://annualreport2014.landsvirkjun.com/>>
13. Landsvirkjun 1988, „400 kV jafnstraums sæstrengur milli Íslands, Færeyja og Skotlands.“
14. Pirelli 1992, „Iceland – UK HVDC Submarine Power Cable Link. Pre-feasibility Study. Final Report.“
15. Orkustofnun. Orkustofnun, „Orkutölur 2014“. <http://os.is/gogn/os-onnur-rit/orkutolur_2014-enska.pdf>



16. European Aluminium. „Recycling aluminium a pathway to a sustainable economy.“ <<http://www.european-aluminium.eu/wp-content/uploads/2011/08/Recycling-Aluminium-2015.pdf>>
17. Verkefnastjórn um gerð Rammaáætlunar, „Niðurstöður 2. áfanga rammaáætlunar“ <<http://www.atvinnuvegaraduneyti.is/media/Acrobat/Rammaaaetlun-1.pdf>>
18. World Wind Energy Association 2014, „World wind resource assessment report.“ <http://www.wwindea.org/wp-content/uploads/filebase/technology/WWEA_WWRAR_Dec2014_2.pdf>
19. Landsnet, „Kerfisáætlun 2015 - 2024.“ <[http://www.landsnet.is/library/Skrar/Kerfisaetlanir/2015-2024/Kerfis%20A6tlun%202015-2024%20Copy%20\(1\).pdf](http://www.landsnet.is/library/Skrar/Kerfisaetlanir/2015-2024/Kerfis%20A6tlun%202015-2024%20Copy%20(1).pdf)>
20. CIGRÉ 2012. „A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2009-2010“
21. CIGRÉ 2009. „Update of service experience of HV underground and submarine cable systems“
22. SKM 2013, „Calculating target availability figures for HVDC interconnectors“ <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59247/skm-report-calculating-target-availability-figures-hvdc-interconnectors.pdf>>
23. ENTSO-E, „Tíu ára áætlun um uppbyggingu flutningskerfis 2014“. <<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>>
24. Orku- og vatnsauðlindir í Noregi, norska Olú- og orkuráðuneytið, „Staðtölur 2015“ <https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/facts_2015_energy_and_water_web.pdf>
25. Sérleyfisumsókn Statnett vegna strengja til Þýskalands og Bretlands <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Media/Nyheter%202013/150513%20Konsesjonssøknad_Mellomlandsforbindelser.pdf>
26. Greining Statnett á félags-efnahagslegum ábata af strengjunum <<http://www.statnett.no/PageFiles/7245/Dokumenter/Andre%20dokumenter/2013-05-13%20Analyserapport%20samfunnsøkonomisk%20nytte%20ved%20spotandel.pdf>>



27. Orkumálaráðuneyti Bandaríkjanna 2014 Wind Technologies Market Report. <<http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Wind-Technologies-Market-Report-8.7.pdf>>
28. Þjóðhagsleg áhrif tillagna um aðgerðir til leiðréttingar verðtryggðra húsnæðislána, nóvember 2013. Sjá vefgátt forsætisráðuneytisins: <<https://www.forsaetisraduneyti.is/media/Skyrslur/thjodhagsleg-ahrif-tillagna.pdf>>
29. Alþjóðaorkumálastofnunin. Haghorfur heimsins 2015
30. Fjarðaál. Grænt bókhald 2014. <http://www.umhverfisstofnun.is/library/Skrar/Graent-bokhald/2014/Alcoa_Grb_2014.pdf>
31. Norðurál. Grænt bókhald 2014. <http://www.umhverfisstofnun.is/library/Skrar/Graent-bokhald/2014/Nordural_Grb_2014.pdf>
32. Rio Tinto Alcan á Íslandi. Grænt bókhald 2014. <http://www.umhverfisstofnun.is/library/Skrar/Graent-bokhald/2014/ISAL_Grb_2014.pdf>
33. Fraunhofer/ECOFYS 2015. Electricity Cost of Energy Intensive Industries An international comparison. <<http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhoferisi-2015-electricity-costs-of-energy-intensive-industries.pdf>>
34. Veðurstofa Íslands 2013, The wind energy potential of Iceland. <http://www.vedur.is/media/vedurstofan/utgafa/skyrslur/2013/2013_001_Nawri_et_al.pdf>
35. Umhverfisstofnun. Emissions of greenhouse gases in Iceland from 1990 to 2010. National Inventory Report. <<http://ust.is/library/Skrar/Atvinnulif/Loftslagsbreytingar/ICELAND%20NIR%202012.pdf>>
36. Evrópska vindorkusambandið 2015. Wind energy scenarios for 2030. <<http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf>>
37. Alþingi. Þingskjal 286 -266. Mál. Heildstæð orkustefna fyrir Ísland. Skýrsla stýrihóps um mótnun heildstæðrar orkustefnu. Lögð fram af iðnaðarráðherra í nóvember 2011. <<https://www.althingi.is/altext/140/s/pdf/0286.pdf>>
38. Mannvit.Orkustofnun. Iðnaðar- og viðskiptaráðuneytið 2010, Litlar vatnsaflsvirkjanir 2. Útgáfa 2010. <<http://www.os.is/gogn/Skyrslur/OS-2010/Litlar-vatnsaflsvirkjanir-2-utgafa.pdf>>



39. EFLA verkfræðistofa og Samband garðyrkjubænda 2015. Þróun raforkunotkunar gróðurhúsa og raforkuverðs.
40. CDC Climate Research Working Paper 2012. Carbon leakage in the primary aluminium sector. <http://www.cdclimat.com/IMG/pdf/12-02_cdc_climat_r_wp_12-12_carbon_leakage_eu_ets_aluminium-2.pdf>
41. James Dannyell Maddisson og Rannvá Danielsen. Alternative wind energy in Iceland 2012 Environmental Consideration.
42. Miðstöð fyrir rannsóknir á evrópskri stefnumótun og CRU 2013. Assessment for the cumulative cost impact for the steel and aluminium industry. <<http://ec.europa.eu/smart-regulation/evaluation/search/download.do?documentId=9438143>>
43. Fjarðaál. Ársskýrsla 2014.
44. Norðurál. Ársskýrsla 2014.
45. Rio Tinto Alcan á Íslandi. Ársskýrsla 2014
46. Evrópusamband lítilla vatnsaflsstöðva: Small hydro power roadmap <http://streammap.asha.be/fileadmin/documents/Press_Corner_Publications/SHPRoadmap_FINAL_Public.pdf>
47. UNIDO. ICSHP 2013. www.smallworldhydro.org. World small hydropower development report 2013. <http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/WSHPDR_2013_Final_Report-updated_version.pdf>



20 Viðauki

20.1 Skammstafanir

kW	= kílóvatt
MW	= megavatt
GW	= gígavatt
TW	= teravatt
kWst	= kílóvattstund
MWst	= megavattstund
GWst	= gígavattstund
TW	= teravattstund
EUR	= evra
USD	= Bandaríkjadalur
ISK	= íslensk króna
GBP	= bresk pund
P	= pens
Ma.	= milljarður
m	= milljón
BBL	= fat (42 gallon)
FKG	= föngun kolefnis og geymsla
SSE	= sjóður fyrir samtengda Evrópu
CIGRÉ	= International Council on Large Electric Systems (Alþjóðaráð stórra raforkukerfa)
MMS	= mismunasamningur (e. Contract for Differences (CfD))
CO2	= koltvísýringur
SVK	= stuðningur við kolefnisverð
DECC	= Ráðuneyti orkumála og loftslagsbreytinga
EES	= evrópska efnahagssvæðið
EFTA	= Fríverslunarsamtök Evrópu
URM	= umbætur á raforkumarkaði í Bretlandi. (e. EMR)
ENTSO E	= Evrópusamtök rekstraraðila flutningskerfa
ESB	= Evrópusambandið
VLH ESB	= Viðskiptakerfi ESB með losunarheimildir
IMG	= innmötunargjaldskrá
CAPEX	= fjárfestingakostnaður
VLF	= verg landsframleiðsla
HSJS	= háspennu-jafnstraumur (e. HVDC)
LMW	= Málmmarkaður Lundúna (e. LME)
MI	= massa-gegdreyptur



NVE	= Stjórnarsvið vatnsauðlinda- og orkumála í Noregi
NVE	= Norðvestur-Evrópa
OFGEM	= Stofnun gas- og rafmagnsmarkaða í Bretlandi
OPEX	= rekstrarkostnaður
VSH	= verkefni sem þjóna sameiginlegum hagsmunum
OSS	= orkusölusamningur (e. PPA)
EO	= endurnýjanlegir orkugjafar
LMF	= lítil og meðalstór fyrirtæki (e. SME)
RFK	= rekstraraðili flutningskerfis (e. TSO)



20.2 Myndayfirlit

Mynd 1 - Helstu þættir sæstrengskerfis	21
Mynd 2 - Dæmi um hugsanlega leið og lendingarstaði Icelink	23
Mynd 3 - Yfirlit yfir BID3	24
Mynd 4 - Veðurmynstur sem notuð voru í greiningunni	26
Mynd 5 - Mynd af ávinningi neytenda og framleiðenda	29
Mynd 6 – Þættir í kostnaðar- og ábatagreiningar Icelink	31
Mynd 7 – Mismunasamningar fyrir endurnýjanlega orku	35
Mynd 8 - Eftirspurnarspá fyrir Ísland.	43
Mynd 9 - Framboðsferill fyrir nýja framleiðslugetu á Íslandi á grundvelli langtíma-jaðarkostnaðar (Evrur/MWst)	46
Mynd 10 – Kostnaður sæstrengs fyrir 1.200 km langan streng með 1.000 MW aflgetu.....	47
Mynd 11 - Skipan breska raforkumarkaðarins og skipting afls.....	49
Mynd 12 - Yfirlit yfir umbætur á raforkumarkaði í Bretlandi (e. Electricity Market Reform).....	50
Mynd 13 - Skýringarmynd af breska tekjuþaks-og-gólfs-kerfi fyrir sæstrengi (e. Cap and floor)	54
Mynd 14 - Nýfjárfestingar á Íslandi (MW)	55
Mynd 15 - Orka flutt frá Íslandi (TWst)	56
Mynd 16 - Orka flutt til Íslands (TWst).....	56
Mynd 17 - Meðal- lestun strengs sem fall af tíma (e. Duration curve) Sýnd eru meðaltöl ferlanna fyrir tuttugu veðurmynstur.	57
Mynd 18 - Nýtingarhlutfall sæstrengsins við útflutning raforku	58
Mynd 19 – Uppsett afl (GW) og árleg raforkuvinnsla á Íslandi (TWst) skipt eftir orkuvinnslutækni með og án sæstrengs	59
Mynd 20 - Orka sem fer til spillis á Íslandi í mið-sviðsmynd (TWst, meðaltal áranna 2025 og 2035).....	60
Mynd 21 - Heildsöluverð í Bretlandi (€/MWst á verðlagi ársins 2014).	61
Mynd 22 – Jaðarverð raforku á Íslandi (€/MWst, á verðlagi ársins 2014).....	62



Mynd 23- Jaðarverð á Íslandi og verðáhrif sæstrengs (€/MWst, á verðlagi ársins 2014)	63
Mynd 24 - Nýjar fjárfestingar á Íslandi fyrir 800 MW og 65% tilvikin	64
Mynd 25 – Út- og innflutningur raforku til og frá Íslandi með sæstreng	64
Mynd 26 – Meðal lestun strengs, meðaltöl yfir 20 veðurmynstur	65
Mynd 27 – Verðferill raforku yfir árið þar sem að stundum ársins er raðað eftir raforkuverði (65% útflutnings-sviðsmynd, 2035, eitt veðurmynstur)	66
Mynd 28 – Áhrif sæstrengs á velferð á Íslandi	68
Mynd 29 - Tilflutningur auðs frá notendum til orkuvinnslu áður en tekið er tillit til mildunaráhrifa núverandi langtímasamninga og hugsanlegra mótvægisáðgerða	69
Mynd 30 - Eftirspurn og þekktir gildandi orkusölusamningar á Íslandi.....	70
Mynd 31 - Nauðsynlegt samningsverð fyrir Icelink-verkefnið	71
Mynd 32 - Velferðaráhrif Icelink í Bretlandi.....	73
Mynd 33 – Velferðaráhrif sæstrengsins	75
Mynd 34 – Samanlögð velferðaráhrif Icelink-verkefnisins	76
Mynd 35 – Skipting samfélagslegur ábati Icelink verkefnis	77
Mynd 36 - Heildar-velferðaráhrif af verkefni í næmnilvikum	77
Mynd 37 - Samfélagslegur ábati í Bretlandi og á Íslandi og fyrir sæstrenginn í næmnilvikum.	78
Mynd 38 - Innri arðsemi alls Icelink-verkefnisins.....	79
Mynd 39 - Kort af núverandi og fyrirhuguðum raforkustrengjum frá Norðurlöndum (ártal sýnir fyrsta ár í rekstri).....	81
Mynd 40 - Árlegar og uppsafnaðar umframtekjur Statnett, 2010-2014 (milljónir norskra kr.)	85
Mynd 41 - Bein tilflutningsáhrif frá neytendum til framleiðenda	86
Mynd 42 – Fjárfestingar fyrir virkjanir og flutningslínur (ma.kr. m.v. verðlag 2014)	123
Mynd 43 - Einfölduð skýringarmynd af þjóðhagslíkaninu.....	124
Mynd 44 - Verðmæti árlegs orkuútflutnings sem fæst við Íslandsstrendur (milljarðar kr., á verðlagi ársins 2014).....	125
Mynd 45 - Þjóðhagsleg áhrif - Mið-sviðsmynd - Helstu þjóðhagsstærðir	126



Mynd 46 - Heildarfjárfesting atvinnuvega - Mið-sviðsmynd (milljarðar kr. á verðlagi ársins 2014).....	127
Mynd 47 - Þjóðhagsleg áhrifagreining - niðurstöður sviðsmynda	128
Mynd 48 - Raforkunotkun á Íslandi og notkun heimila.....	131
Mynd 49 - Raforkunotkun heimila	132
Mynd 50 - Notkun heimila GWst/ári.....	132
Mynd 51 - Dæmi um rafmagnsreikning heimilis í Reykjavík 5.000 kWst/ári .	134
Mynd 52 - Þróun heildar raforkuverðs heimilis í Reykjavík kr./kWst (Á verðlagi 2014)	135
Mynd 53 – Samanburður á árlegum rafmagnskostnaði, heimili, kr., fyrir 5000 kWst/ári eftir dreifingarfyrtækjum (án fastra dreifgjalda).....	136
Mynd 54 - Uppruni húshitunar á Íslandi 1970-2014	137
Mynd 55 – Þéttbýlissvæði án aðgangs að jarðhitaveitu.....	138
Mynd 56 - Kostnaður við húshitun eftir aðferð, mitt ár 2014.....	139
Mynd 57 - Árlegur hitunarkostnaður með hækkuðum niðurgreiðslum	140
Mynd 58 - Árlegur hitunarkostnaður með hækkuðum niðurgreiðslum	140
Mynd 59 - Rafmagnsverð til evrópskra heimila sem nota 2.500-5.000 kWst/ári (€/MWst).....	141
Mynd 60 - Rafmagnsverð til evrópskra heimila sem nota 2.500-5.000 MWst án drefikerfiskostnaðar og skatta (€/MWst)	142
Mynd 61 - Áhrif Icelink á rafmagnsverð á Íslandi árið 2025 og 2035	143
Mynd 62 - Þróun niðurgreiddrar rafhitunar GWst/ár.....	147
Mynd 63 - Raforkunotkun á Íslandi árið 2014	148
Mynd 64 - Samanburður á eftirspurn frá Icelink og stóriðju (PII) m.v. árið 2014 (GWst/ári)	149
Mynd 65 - Þróun raforkunotkunar stóriðju á Íslandi	150
Mynd 66 - Snið gildistíma orkusölusamninga á Íslandi GWst/ári.....	151
Mynd 67 – Álframleiðsla (e. Primary aluminium) (milljónir tonna).....	152
Mynd 68 - Þróun árlegrar álnotkunar í heiminum	153
Mynd 69 - Þættir framleiðslukostnaðar áls (e. primary aluminium)	154
Mynd 70 - Samanburður á raforkuverði fyrir álver	155



Mynd 71 –	Meðalverð Landsvirkjunar fyrir afhenta raforku til stóriðju árið 2014 (USD/MWst).....	157
Mynd 72 –	Þróun raforkuverðs til orkufrekrar iðnframleiðslu í Noregi (USD/MWst).....	158
Mynd 73 -	Dæmi um mismunandi rafmagnsverð á sama markaði.....	160
Mynd 74 -	Raforkunotkun á Íslandi árið 2014	163
Mynd 75 –	Raforkuverð til fyrirtækja í Evrópu árið notkunarbílinu 500-2000 MWst/ári	164
Mynd 76 -	Raforkunotkun annarra atvinnugreina og þjónustu (MWst/ári).....	165
Mynd 77 -	Þróun raforkunotkunar sjávarútvegs á Íslandi (MWst/ári)	166
Mynd 78 -	Þróun raforkunotkunar opinberrar þjónustu á Íslandi (MWst/ári)..	167
Mynd 79 -	Raforkunotkun annarra atvinnugreina og þjónustu (MWst/ári).....	168
Mynd 80 -	Raforkunotkun landbúnaðar 2014 (MWst).....	169
Mynd 81 -	Þróun raforkunotkunar landbúnaðar (GWst/ári) með notkun til heimilisnota á bændabýlum	170
Mynd 82 –	Þróun raforkunotkunar verslunar- og þjónustugeirans síðan 2001 (GWst/ári)	172
Mynd 83 –	Raforkunotkun verslunar- og þjónustugeirans árið 2014 (MWst/ári).....	173
Mynd 84 -	Raforkunotkun annarra atvinnugreina og þjónustu 2014 (MWst)..	175
Mynd 85-Árleg orka sem fer til spillis á Íslandi með og án Icelink		177
Mynd 86 - Þörf fyrir fjárfestingu í nýrri orkuvinnslu með og án Icelink (m EUR)		178
Mynd 87 - Ávinningur framleiðenda fyrir mismunandi sviðsmyndir (græn súla)		178
Mynd 88-Raforkunotkun á Íslandi, 1992-2014 (TWst/ári)		180
Mynd 89 - Raforkunotkun á Íslandi árið 2014		181
Mynd 90 - Raforkunotkun að frátöldum orkufrekum iðnaði á Íslandi 2014 (GWst).....		181
Mynd 91 - Spá um eftirspurn á Íslandi (GWst)		182
Mynd 92 - Orka sem flutt er frá Íslandi (TWst)		184
Mynd 93 - Orka sem flutt er til Íslands (TWst)		184



Mynd 94 - Árleg orkuvinnsla og eftirspurn eftir raforku á Íslandi	185
Mynd 95-Rafmagnsútflutningur og -innflutningur í mið- og næmnisviðsmyndum 2025 og 2035 (TWst/ári).....	186
Mynd 96 - Uppsett afl á Íslandi (MW)	187
Mynd 97 - Raforkuframléiðsla á Íslandi 2014 eftir uppruna (%).....	188
Mynd 98 - Raforkuvinnsla á Íslandi 2014 eftir framleiðendum	188
Mynd 99 - Vatnsforði Landsvirkjunar , sóun og skerðingar; 1996 -2014 (GWst)	189
Mynd 100 Skematísk mynd sem sýnir fjóra flokka afgangorku í einangruðu orkukerfi sem byggir á vatnsorku	191
Mynd 101 - Orka sem fer til spillis á Íslandi í mið-sviðsmynd (TWst).....	191
Mynd 102-Flokkar virkjunarvalkosta samkvæmt 2. áfanga rammaáætlunar (TWst/ ári); (%).....	192
Mynd 103 - Litlar vatnsaflsstöðvar í Evrópu (MW).....	194
Mynd 104 - Vatnsaflsvirkjunarvalkostir í Noregi (Árleg meðal orkuvinnsla í TWst)	195
Mynd 105 - Vatnsaflsmöguleikar á Íslandi (TWst/ári).....	197
Mynd 106-Hverflakostnaður vindorku á landi (2014 \$/kW).....	198
Mynd 107 - Uppsett afl vindorkuvera í Noregi; 1997 – 2014 (MW)	200
Mynd 108 - Meðalvindhraði á jörðinni.....	201
Mynd 109 - Flutningskerfi Landsnets árið 2014	202
Mynd 110 - Tíu ára langtímaáætlun Landsnets um uppbyggingu flutningskerfis raforku. (B-valkostir)	204
Mynd 111 - Styrking flutnings raforku á Íslandi með Icelink	205
Mynd 112 - Styrking flutnings raforku á Íslandi	206
Mynd 113 - Kostnaður við styrkingu flutningskerfisins eftir afkastagetu sæstrengs (ma. kr.)	207
Mynd 114 - Flutningskerfið innanlands.....	210
Mynd 115 – Flokkar virkjunarvalkosta samkvæmt 2. áfanga rammaáætlunar (TWst/ ári)(%).....	212
Mynd 116 - Kostnaður við 1.200 km langan 1.000 MW sæstreng (m EUR)..	213
Mynd 117 - Uppbygging framleiðslugetu á Íslandi; eftir sviðsmyndum (MW)220	



Mynd 118 - Kostnaður við að byggja upp nýja framleiðslugetu í mið-sviðsmynd (m evra)	221
Mynd 119 - Þörf fyrir fjárfestingu í flutningskerfinu innanlands með og án sæstrengs (m evra)	222
Mynd 120 - Áætlaður heildarkostnaður verkefnis (m evra)	222
Mynd 121 – Meðalorkumagn sem fer til spillis hjá vatnsaflsvirkjunum á Íslandi, mið-sviðsmynd.....	223
Mynd 122 - Álagsprófshermun með sæstreng (mið-sviðsmynd, 2035, eitt veðurmynstur, dagleg upplausn)	224
Mynd 123 - Álagspróf án sæstrengs (mið-sviðsmynd, 2035, eitt veðurmynstur, dagleg upplausn)	225
Mynd 124 - Vikulegur nettóútflutningur frá Íslandi með framleiðslurofi í vikum 10-15.	226
Figure 125 – Overview of BID3	247
Figure 126 – BID3 clients and data	248
Figure 127 – Thermal plant merit-order and water value curve	249
Figure 128 – Snapshot of future generation for a one month period	251
Figure 129 – Dashboards	251
Figure 130 – Maps	252

20.3 Töfluyfirlit

Tafla 1 - Samantekt á viðskiptalíkönunum sem greind eru í skýrslunni	33
Tafla 2 - Yfirlit forsendna fyrir sviðsmyndir (meðaltal 2015-2025, m.v. verðlag 2014)	39
Tafla 3 - Samsetning hermana	42
Tafla 4 - Framkvæmdakostnaður fyrir verkefni sem talin eru upp fyrir 3. Rammaáætlun.....	44
Tafla 5 - Efnahagslegar forsendur um nýja framleiðslu	45
Tafla 6 – Helstu stærðir raforkumarkaðar í Bretlandi árið 2014.	48
Tafla 7 – Verðgólf á losunarheimildir (e. Carbon Price Support) (£/tCO ₂).....	51
Tafla 8- Þættir notaðir til útreiknings á innri vöxtum verkefnis	79



Tafla 9 - Loftslags- og orkumarkmið ESB	90
Tafla 10 - Undanþágur fyrir samtengingar milli raforkumarkaða	96
Tafla 11 - Yfirlit yfir undanþágur fyrir samtengingar milli landa	97
Tafla 12 - Skilgreining ESB á litlum og meðalstórum fyrirtækjum (LMF)	110
Tafla 13 - Samantekt sviðsmynda og útgildi	129
Tafla 14 - Samanburður á mið-sviðsmynd núverandi athugunar og úttektar Hagfræðistofnunar H.Í. frá 2013 (B)	130
Tafla 15 - Raforkuverð á Íslandi árið 2015.....	133
Tafla 16 - Íbúafjöldi á svæðum með mismunandi tegund upphitunar.....	138
Tafla 17 - Hækkun raforkukostnaðar heimila með aðgang að jarðvarmaveitu sem nota 5.000 kWst/ári.....	143
Tafla 18 - Hækkun hitunarkostnaðar með raforku með Icelink eftir notkunarhópum (2014).....	144
Tafla 19 - Samantekt á áhrifum Icelink á heimili án mótvægisáðgerða (2014)	144
Tafla 20 - Möguleg mildun áhrifa af Icelink með því að lækka virðisaukaskatt	145
Tafla 21 - Dæmi um breytingu á raforkuverði á Íslandi árið 2025 (kr./kWst) .	145
Tafla 22 - Dæmi um breytingu á rafmagnsreikningi heimilis sem notar 5.000 kWst/ári (kr.).....	146
Tafla 23 - Áhrif sæstrengs á raforkukostnað sjávarútvegsins á Íslandi (í milljónum kr.) miðað við raforkunotkun 2014	167
Tafla 24 - Kostnaðarhækkun opinberrar þjónustu vegna sæstrengs (m. kr.)....	169
Tafla 25 - Hækkun raforkukostnaðar landbúnaðar (m. kr.) miðað við raforkunotkun árið 2014.....	170
Tafla 26 - Beinar niðurgreiðslur til landbúnaðar á Íslandi 2014-2016 (m. kr.)	171
Tafla 27 - Árleg áhrif Icelink á raforkukostnað verslunar- og þjónustugeirans	174
Tafla 28 - Áhrif sæstrengs á árlega raforkukostnað veitna (m. kr.).....	175
Tafla 29 - Samantekt á áhrifum á aðrar atvinnugreinar og þjónustu (m. kr.) ...	176
Tafla 30 - Uppsett afl vindorkuvera í nokkrum Evrópulöndum og spá fram til 2030.....	199
Tafla 31 - Samanburður á kostnaði við háspennu-jafnstraums-sæstrengi	214
Tafla 32 - Meðaluppitími sæstrengja; 2003–2006 (%).....	215

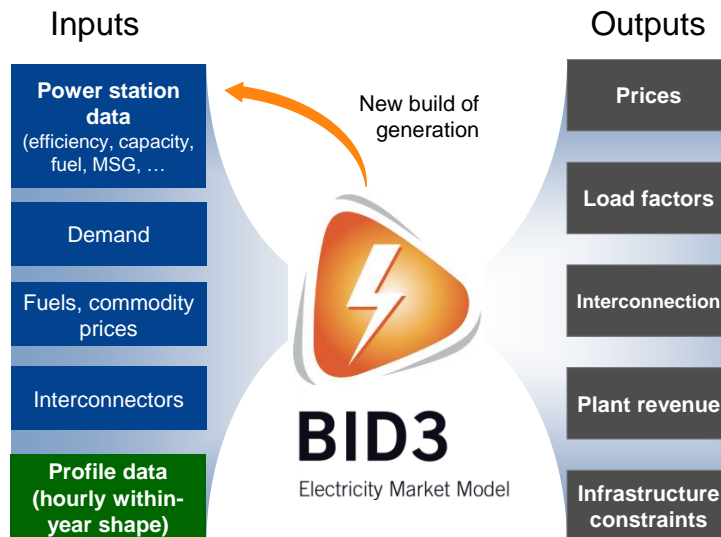


Tafla 33 - Bilanir í strengjum eftir uppsetningargerð 216
 Tafla 34 – Tíðni bilana sæstrengja eftir dýpi og gerð 217

20.4 BID3 power market model

BID3 is Pöyry’s power market model, used to model the dispatch of all generation on the European network. It simulates all 8760 hours per year, with multiple historical weather patterns, generating hourly wholesale prices for each country for each future year and dispatch patterns and revenues for each plant in Europe.

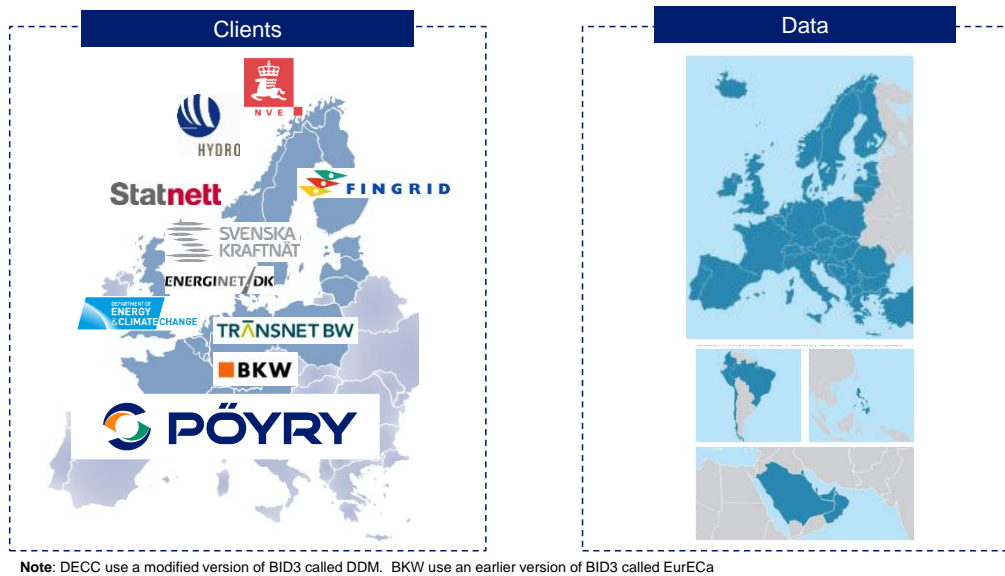
Figure 125 – Overview of BID3



BID3 has an extensive client base, as shown below. In addition, Pöyry provides data for BID3 for all European countries.



Figure 126 – BID3 clients and data



Modelling methodology

BID3 is an economic dispatch model based around optimisation. The model balances demand and supply on an hourly basis by minimising the variable cost of electricity generation. The result of this optimisation is an hourly dispatch schedule for all power plants and interconnectors on the system. At the high level, this is equivalent to modelling the market by the intersection between a supply curve and a demand curve for each hour.

Producing the system schedule

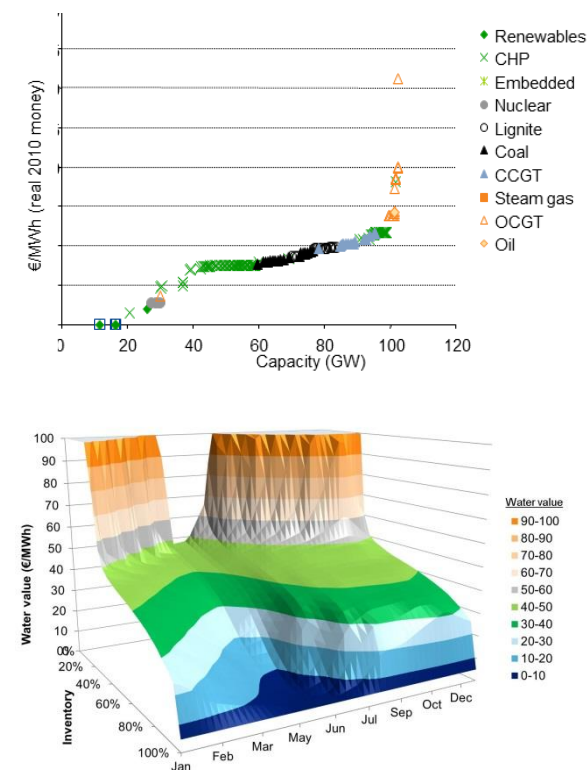
1. **Dispatch of thermal plant.** All plants are assumed to bid cost reflectively and plants are dispatched on a merit order basis – i.e. plants with lower short-run variable costs are dispatched ahead of plant with higher short-run variable costs. This reflects a fully competitive market and leads to a least-cost solution. Costs associated with starts and part-loading are included in the optimisation. The model also takes account of all the major plant dynamics, including minimum stable generation, minimum on-times and minimum off-times.
2. Figure 127 below shows an example of a merit order curve for thermal plant.
3. **Dispatch of hydro plant.** Reservoir hydro plants can be dispatched in two ways:



A perfect foresight methodology, where each reservoir has a one year of foresight of its natural inflow and the seasonal power price level, and is able to fix the seasonality of its operation in an optimal way.

4. The water value method, where the option value of stored water is calculated using Stochastic Dynamic Programming. This results in a water value curve where the option value of a stored MWh is a function of the filling level of the reservoir, the filling level of competing reservoirs, and the time of year.
5. Figure 127 below shows an example water value curve.
6. **Variable renewable generation.** Hourly generation of variable renewable sources is modelled based on detailed wind speed and solar radiation data which can be constrained, if required, due to operational constraints of other plants or the system.
7. **Interconnector flows.** Interconnectors are optimally utilised – this is equivalent to a market coupling arrangement.
8. **Demand side response and storage.** Operation of demand side and storage is modelled in a sophisticated way, allowing simulation of flexible load such as electric vehicles and heat while respecting demand side and storage constraints.

Figure 127 – Thermal plant merit-order and water value curve





Power price

The model produces a power price for each hour and for each zone (which may be smaller than one country, for example the different price-zones within Norway). The hourly power price is composed of two components:

9. **Short-run marginal cost (SRMC).** The SRMC is the extra cost of one additional unit of power consumption. It is also the minimum price at which all operating plant are recovering their variable costs. Since the optimisation includes start-up and part-load costs all plant will fully cover their variable costs, including fuel, start-up, and part-loading costs.
10. **Scarcity rent.** A scarcity rent is included in the market price – we assume power prices are able to rise above the short-run marginal cost at times when the capacity margin is tight. In each hour the scarcity rent is determined by the capacity margin in each market. It is needed to ensure that the plants required to maintain system security are able to recover all of their fixed and capital costs from the market.

Key input data

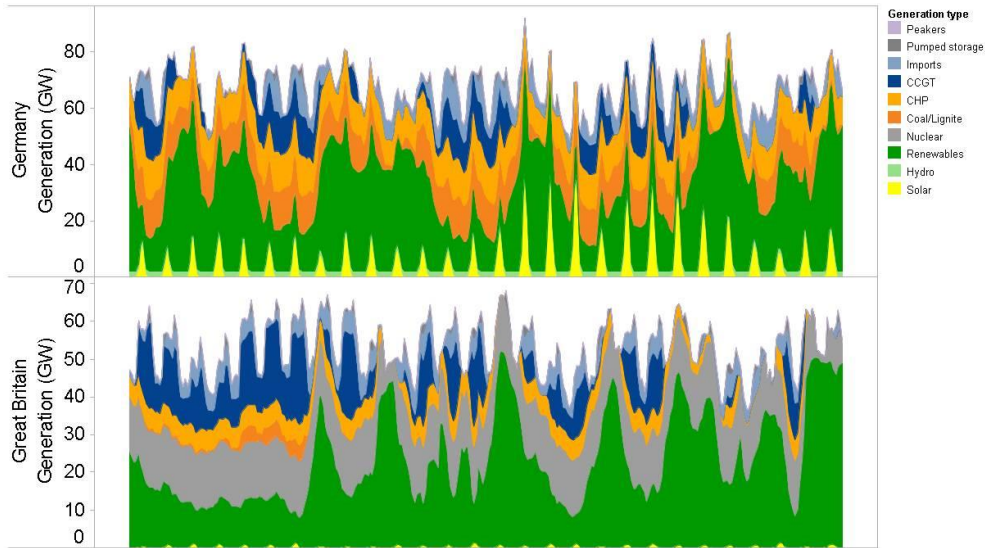
Pöyry's power market modelling is based on Pöyry's plant-by-plant database of the European power market. The database is updated each quarter by Pöyry's country experts as part of our *Energy Market Quarterly Analysis*. As part of the same process we review our interconnection data, fuel prices, and demand projections.

11. **Demand.** Annual demand projections are based on TSO forecasts and our own analysis. For the within year profile of demand we use historical demand profiles – for each future year that is modelled we use demand profiles from a range of historical years.
12. **Intermittent generation.** We use historical wind speed data and solar radiation data as raw inputs. We use consistent historical weather and demand profiles (i.e. both from the same historical year) which means we capture any correlations between weather and demand, and can also example a variety of conditions – for example a particularly windy year, or a cold, high demand, low wind period. For wind data, we use hourly wind speeds at grid points on a 20km grid across Europe, at hub height. Hourly wind speed is converted to hourly wind generation based on wind capacity locations and using appropriate aggregated power curves. Detailed hourly solar data, sampled at a 5km resolution is converted to solar generation profiles based on capacity distributions across each country. An example of the resulting profiles and generation mix is shown in Figure 128.
13. **Fuel prices.** Pöyry has a full suite of energy market models covering coal, gas, oil, carbon, and biomass. These are used in conjunction



with BID3 to produce input fuel prices consistent with the scenarios developed.

Figure 128 – Snapshot of future generation for a one month period



Model results

BID3 provides a comprehensive range of results, from detailed hourly system dispatch and pricing information, to high level metrics such as total system cost and economic surplus. A selection of model results is shown below in Figure 129.

Figure 129 – Dashboards

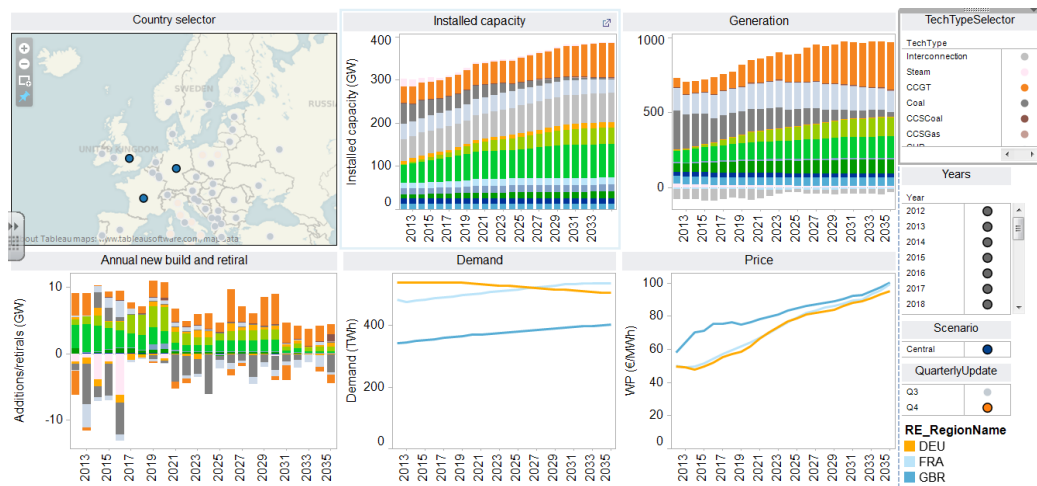
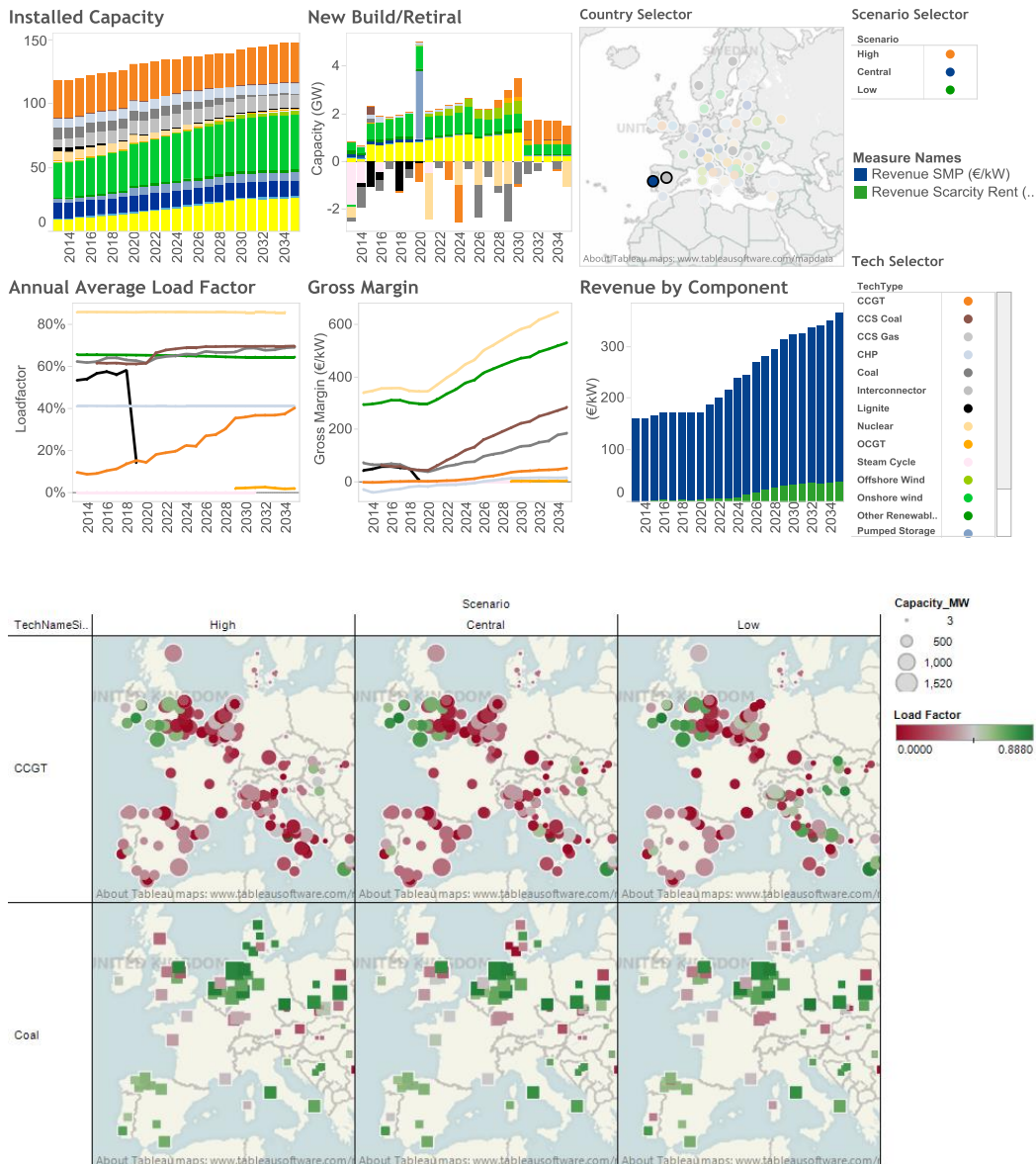




Figure 130 – Maps



For more information about BID3, please visit: www.poyry.com/BID3 or email to BID3@poyry.com.