



Staða og framtíð sjávarorkunýtingar í ljósi orkuskipta og orkuöryggis

Úrval úr greinargerðum alþjóðastofnana og vísindamanna
ásamt yfirliti um tækniþróun og nýtingarmöguleika á Íslandi

Inngangur

Sjávarorka í öllum sínum myndum er gríðar umfangsmikil auðlind, eins og fram kemur í eftirfarandi gögnum. Þessi mikla auðlind hefur samt enn nánast ekkert verið nýtt til raforkuframleiðslu. Ástæðan er helst sú að mönnum hefur þótt önnur orkuöflun nærtækari og fyrirhafnarminni. Þannig er það vissulega nærtækt þjóðum sem búa yfir jarðefnaeldsneyti s.s. kolum, olíu og gasi, að framleiða raforku með brennslu. Öðrum þjóðum er slíkt einnig arðbært, sem geta keypt þannig eldsneyti á hagstæðu verði. Okkur Íslendingum hefur fundist hagkvæmt að framleiða raforku með vatnsaflsvirkjunum og gufu og stært okkur vegna minni áhrifa þess á loftslag heims, en litið um leið framhjá öðrum umhverfisáhrifum.

Rótgrónir hagsmunir orkufyrirtækja. Í skjóli þessarar hefðbundnu raforkuframleiðslu hafa myndast hefðir og siðir sem erfitt er að breyta; góðir og slæmir. Vegna hinna gríðarlegu fjármálaumsvifa sem tengjast virkjun og orkusölu hafa myndast öflug kerfi; hagsmunatengsl sem samvinnast opinberum stjórnkerfum: Aðilar tengdir orkuvinnslu og orkusölu hafa sterk ítök í stjórnkerfinu og eru allsráðandi í allri stefnumótun framkvæmdavaldsins. Nauðsynlegt er að hafa þetta í huga við alla umræðu um þær breytingar á fyrirkomulagi orkuöflunar og orkusölu sem ohjálkvæmilega verða á næstu árum. Andstöðu hagsmunaaðila gegn breytingum má líkja við tregðu risaolíuskipts við að taka krappa beygju. Engum eru þessar staðreyndir betur ljósar en þeim sem lengi hefur beitt sér fyrir nýjungum í raforkuframleiðslu, líkt og Valorka hefur unnið að í meira en áratug. Barátta við fordóma kerfisins er mun erfiðari en þróunarvinnan sjálf.

En breytinga er þörf; um það eru öll heimsríki núna sammála. Ef mannkynið ætlar ekki að tortíma sjálfu sér og umhverfi sínu þarf að taka „krappa beygju“ í framleiðslu raforku og öðru sem lýtur að orkumálum. Þessu hafa vísindamenn haldið fram um nokkurn tíma, en það er ekki fyrir en nakinn raunveruleikinn birtist almenningi og stjórnmalamönnum, t.d. í formi hækkandi sjávarstöðu, loftteitrunar, súrnunar sjávar og mannskæðra illviðra, að loksins næst samkomulag um breytta hegðun. Parísarsamkomulagið var undirritað af nánast öllum ríkjum heims og það höfum m.a. við Íslendingar undirgengist.

Parísarsamkomulagið er tvíþætt. Það skuldbindur Íslendinga, líkt og aðar þjóðir til þess annars vegar að minnka losun gróðurhúsalofttegunda með raunhæfum aðgerðum; og hinsvegar að styðja við tækni sem er til þess fallin að minnka losun á heimsvísu (m.a. í 10.gr).

Brot á Parísarsáttmálanum. Íslensk stjórnvöld hafa þegar sýnt nokkra viðleitni til stefnumótunar gagnvart fyrri þættinum en alls enga ennþá varðandi hinn þáttinn. Ekki er á hann minnst í nýrri aðgerðaaáætlun ríkisstjórnarinnar né heldur í gerðum stjórnvalda, eins og viðhorf til verkefna Valorku bera vott um og lýst verður hér síðar. Hér er um skýrt brot á Parísarsamkomulaginu að ræða.

Stjórnarsáttmáli sitjandi ríkisstjórnar gefur fyrirheit um stefnumótun, bæði á sviði orkumála og nýsköpunar, með markmið Parísarsáttmálans að leiðarljósi. Ef þau markmið eiga að nást þarf mörgu að breyta í hinu staðnaða stjórnkerfi á þessum sviðum. Þessi markmið munu ekki nást ef þau hagsmunaaöfl ráða ferðinni sem hafa djúpar rætur í stórum orkufyrirtækjum og hafa komið sér vel fyrir við „kjötkatla“ stjórnkerfis og almannafjár.

Skýrslubeiðni Alþingis. Sumar aðgerðir auka þó von um bjartsýni, og sumir virðast víðsýnni í hugsun en aðrir. Á vorþingi 2018 var samþykkt skýrslubeiðni nokkurra þingmanna til ráðherra orkumála „um nýjar aðferðir við orkuöflun“, á þann hátt að skýrslan falli að mótun nýrrar orkustefnu. Skýrslan skyldi taka til þriggja þátta; nýtingu vindorku, sjávarorku og varmaorku með varmadælum. Í tilfelli sjávarorku skyldi lýst helstu leiðum; gerð grein fyrir íslenskum verkefnum; fjallað um heppileg orkuvinnslusvæði og lagt mat á möguleika orkunýtingar hérlandis.

Ráðuneytið gætir hagsmuna stórfyrirtækja en sniðgengur Valorku. Í ljósi þess að Valorka hefur verið eini aðilinn hérlandis í þróun sjávarorkutækni; hefur ítrekað kvartað yfir skorti á stefnumótun, og býr yfir viðtækari gagnagrunni á þessu sviði en aðrir hérlandis, bar ráðuneytinu augljós skylda til að hafa samráð við fyrirtækið við vinnu skýrslunnar. Það var ekki gert og loforð skrifstofustjóra ráðuneytisins um það var svikið; ekkert samráð var haft. Fyrst að loknum skilafresti ráðuneytisins barst Valorku uppkast að kafla varðandi sjávarfallaorku. Þá kom í ljós að ráðuneytið hafði unnið skýrsluna í nánu samstarfi við aðila sem hafa beitt sér gegn verkefnum Valorku, t.d. Nýsköpunarmiðstöð Íslands; Orkustofnun og Landsvirkjun gegnum Samorku. Valorka var ekki í samráðshópnum. Lítið sem ekkert er minnst á verkefni Valorku og flest af því eu ósannindi. Valorka gerði þegar athugasemdir og mótmælti því harðlega að svo villandi skýrsla væri lögð fyrir Alþingi. Því sinnti ráðuneytið í engu, heldur lagði skýrsluna fyrir Alþingi; án tillits til athugasemda Valorku.

Rangfærslur og fordómar í garð sjávarorku koma fram í þessari skýrslu ráðuneytisins til Alþingis. Öll miðar hún að því að gera lítið úr möguleikum og fýsileika sjávarorkunýtingar hérlandis en upphefja um leið hefðbundnar orkuvinnsluaðferðir og líta framhjá ókostum þeirra. Til þess er notað gildishlaðið orðalag sem vart verður nefnt annað en fordómar og sleggjudómar; þröngsýnt val á þeim örfáu heimildum sem til er vitnað; órökstuddar staðhæfingar og víða höfð uppi hrein ósannindi. Ekki er unnt að líta á skýrsluna sem þá hlutlausu úttekt og upplýsingaveitu sem Alþingi ætlaðist til með skýrslubeiðni sinni. Óhjákvæmilegt er að líta á skrif ráðuneytisins, líkt og fleira sem frá því hefur komið, sem hagsmunagæslu í þágu stórra orkufyrirtækja og þeirra sem mestan hag hafa af óbreyttum viðhorfum í orkumálum. Hér er um valdniðslu að ræða í garð Valorku og fordóma gagnvart sjávarorku, af hendi þessa æðsta framkvæmdavalds sem ber að gæta jafnræðis.

Alvarlegar afleiðingar. Ljóst er að það mun hafa alvarlegar afleiðingar, verði skýrsla ráðuneytisins lögð til grundvallar stefnumótun í orkumálum. Afleiðingarnar gagnvart Valorku og öðrum þróunarverkefnum verða þær að verkefnin leggjast af. Þau verður ekki unnt að stunda þegar eðlilegum stuðningi samkeppnissjóða stjórnvalda sleppir. Með því verður fórnað því gullna tækifæri sem nú býðst Íslendingum til að ná forystu í tækni á fyrirsjáanlega umfangsmiklum framtíðarmarkaði hreinorku. Mun alvarlegri eru afleiðingarnar gagnvart hagsmunum framtíðarkynslóða; þar sem Ísland mun dragast aftur úr öðrum þjóðum í nýtingu hreinna orkuauðlinda sjávar og engin úrræði verða tryggð þegar frekari vatnsafls- og gufuaflsvirkjanir verða bannaðar vegna umhverfisáhrifa sinna. Um leið og Valorka leggur hér fram skýrslu byggða á beinum tilvitnunum í færustu fræðimenn fer Valorka um leið fram á það við Alþingi að hún verði lögð til grundvallar; ekki síður en skýrsla ráðuneytisins.

Þessi samantekt er unnin í þeim tilgangi að koma sem sönnustum upplýsingum til þeirra sem fjalla um málefni sjávarorkunýtingar; einkum þeirra sem móta stefnu um rannsóknir og nýsköpun á því sviði. Viðhorf ráðuneytisins er því miður ekki einsdæmi. Þeim sem kynna sér framgang verkefnis Valorku frá upphafi verður fljótt ljóst hve skilningleysi, fálæti og jafnvel hrein andúð stjórnkerfisins og stofnana þess hefur haldið aftur af verkefninu og oftsinnis teflt því í tvísýnu.

Beinar tilvitnanir í niðurstöður alþjóðastofnana og fræðimanna. Til að gæta hlutleysis í lengstu lög, er í þessari samantekt ekki gerð tilraun til að þýða erlendar tilvísanir af frummálinu, heldur fá efniskaflar að halda sér óbreyttir. Í þeirri viðleitni að gefa sem sannasta mynd af stöðunni er hér vitnað í þá aðila sem trúverðugastir hljóta að teljast; annarsvegar alþjóðastofnanir á viðkomandi sviðum og hinsvegar virta fræðimenn, sem í flestum tilfellum hafa sérmenntað sig á viðkomandi sviði og skrifa í nafni virtra háskóla eða annarra fræðastofnana. Eina efnið sem ritað er frá brjósti undirritaðs er það sem viðkemur verkefnum Valorku ehf, enda er þar engum kunnugri til að dreifa.

Valdimar Össurarson
framkvæmdastjóri Valorku ehf

Efni:

Kafli 1 Umfang sjávarorku heims og flokkun nýtingaraðferða

1.1. Umfang sjávarorku á heimsvísu	7
1.2. Aðferðir til nýtingar sjávarorku	8
1.3. Flokkun sjávarfallavirkjana	8
1.4. Sjöföldun orkunýtingar með hægstraumshverflum	9
1.5. Úr öðrum skýrslum og fræðigreinum um efnið	10

Kafli 2. Verkefni til nýtingar sjávarfallaorku

2.1. Nokkrar stærstu sjávarfallavirkjanir heims	14
2.2. Helstu þróunaraðilar skrófuhverfla (sundavirkjana).....	15
2.3. Hægstraumshverflar (strandvirkjanir)	16
2.4. Úr skýrslum og fræðigreinum um efnið	17

Kafli 3. Hagkvæmni nýtingar sjávarfallaorku

3.1. Þróun nýfjárfestinga og orkuframleiðsla	21
3.2. Kostnaðarmat WEC	22
3.3. Mat IEA-OES á kostnaðarþáttum	23
3.4. Spá Rannsóknamiðstöðvar ESB	31
3.5. Lausnir til framleiðslujöfnunar	32
3.6. Aðrar skýrslur og fræðigreinar um efnið	33

Kafli 4. Umhverfisáhrif sjávarfallaorkuvera

4.1. Samanburður umhverfisáhrifa orkuvera	40
4.2. LCA-greiningar vegna sjávarorkuvirkja	41
4.3. Áhrif sjávarfallavirkjana á setflutninga	45
4.4. Áhrif á lífríki og aðrir umhverfisþættir	47

Kafli 5. Stefnumótun varðandi sjávarorkunýtingu

5.1. Aukin áhersla á sjávarorkunýtingu	48
5.2. Stefnumótun Evrópusambandsins	49
5.3. Úr öðrum skýrslum og fræðigreinum	51

Kafli 6. Nýtingarmöguleikar sjávarorku við Ísland

6.1. Áætlað umfang sjávarfallaorku við Ísland	54
6.2. Íslensk verkefni í sjávarorku	58
6.3. Verkefni Valorku ehf	59
6.4. Álit fræðimanna um kosti strandvirkjana	63

Kafli 7. Viðhorf og stefnumótun íslenskra stjórnvalda

7.1. Stjórnkerfi mótað af hagsmunum og kreddum	67
7.2. Tækifæri í hættu vegna skorts á stefnumótun	70

Kafli 8. Samandregnar niðurstöður

72

Helstu heimildir:

Tilvitnanir í heimildir eru orðréttar og á frummálinu. Til glöggvunar og hægðarauka fyrir lesendur er texti Valorku í svörum lit en texti úr skýrslum annarra er litaður. Lesendur eru hvattir til að „gúggla“ heimildirnar undir tilvitnuðum heitum og kynna sér þær í heild sinni; milliliðalaust.

- a) **Valorka ehf:** Ýmislegt útgefið efni. T.d skýrsla 2018: „**Staða þróunar í sjávarorkutækni; knýjandi þörf og ný markaðstækifæri**“ og skýrslan „**Sjávarfallaorka og hagsmunir Íslendinga**“, útg 2011. Einnig ársskýrslur Valorku og greinargerðir.
- b) **IPCC:** Intergovernmental Panel on Climate Change, -Alþjóða loftslagsráðið-, er byggt á grunni Alþjóða veðurfræðistofnunarinnar WMO og Umhverfisstofnunar Sameinuðu þjóðanna UNEP og er heimsríkjum til leiðsagnar um umhverfismál og stefnumótun á því sviði. M.a. byggir Parísarsamkomulagið á ráðgjöf IPCC. Árið 2012 birti ráðið skýrsluna „**Renewable Energy sources and Climate Change Mitigation**“.
- c) **Ren 21:** „**A comprehensive annual overview of the state of renewable energy**“: Global Status Report 2018. Ren 21 er alþjóðlegt net stofnana, s.s. IEA; IRENA; UN Environment; World Bank og fleiri; auk fjölmargra hagsmunasamtaka einstakra viðkomandi greina; stórra fræða- og rannsóknastofnana og stjórnvalda 10 stórra iðnríkja. Að skýrslugerðinni komu yfir 900 sérfræðingar.
- d) **IEA-OES:** International Energy Agency; Alþjóða orkustofnunin; samstarfsvettvangur röklega 30 ríkja, ásamt fræðastofnunum. Innan IES starfar deild um sjávarorku; Ocean Energy Systems. Undir verkefnaflokknum TCP (Technology Collaboration Programmes) er sérstaklega haldið utanum samvinnuverkefni þróunar. Vísað er í ýmislegt útgefið efni þessara stofnana, en einkum „**OES Annual report; Ocean Energy Systems 2016**“. Stofnunin hefur einnig gefið út eftirfarandi greiningarskýrslur sem hér er vitnað til: A. Um umhverfisáhrif sjávarfallavirkjana: „**The state of knowledge for environmental effects**“. B. Um stöðu regluverks, stefnumiða og leyfisveitinga 2015; „**Consenting processes for ocean energy on OES member countries**“. C. Um kostnaðarmat vegna sjávarorkuvera 2015: „**International levelised cost of energy for ocean energy technologies**“. Fullrða má að þessar skýrslur; hver á sínu sviði, gefi hvað sannferðugasta mynd af stöðu sjávarfallavirkjana sem unnt er, í ljósi þróunarstigs tækninnar og fárra gagna. Skýrslurnar má finna í heild undir sínu nafni á internetinu.
- e) **IRENA:** The International Renewable Energy Agency er alþjóðleg stofnun sem fjölmörg heimsríki eru aðilar að. Hlutverk stofnunarinnar er að leiða orkuframleiðslu og orkunotkun í átt til sjálfbærni. IRENA gaf árið 2018 úr skýrsluna „**A Roadmap to 2050**“.
- f) **WEC:** World Energy council; Alþjóða orkuráðið, sem Íslendingar eiga aðild að, ásamt um 90 öðrum ríkjum. Áhrifamikil samtök, þar sem hagsmunaaðilar í hefðbundinni orkuframleiðslu hafa mikil ítök; ýmist með beinni aðild eða gegnum sín stjórnvöld. Margt í efni og ráðleggingum stofnunarinnar ber merki um þá hagsmunagæslu og því þarf að taka því með nokkrum fyrirvara sem hún segir varðandi möguleika nýrra orkuöflunaraðferða s.s. sjávarorku. Hér er m.a. litið til skýrslu WEC um sjávarorku; „**World Energy Resources; Marine energy 2016**“.
- g) **ESB; JRC:** Ocean Energy Forum er samráðsvettvangur stofnana, sérfræðinga og hagsmunaaðila á sviði sjávarorku. Árið 2016 gaf stofnunin út vandað yfirlit um fjöldamargt sem varðar stefnumótun á þessu sviði; „**Ocean Energy Strategic Roadmap**“. Joint Research Centre er vísinda- og rannsóknamiðstöð Evrópusambandsríkja, en þar starfar deild á sviði orku, samgangna og loftslagsáhrifa. Árið 2016 gaf stofnunin út skýrslu um stöðu sjávarorku: „**JRC Ocean energy status report, 2016 edition**“.
- h) „**Evaluation and comparison of the levelised cost of tidal, wave and offshore wind energy**“. Grein í „Journal of Renewable and sustainable energy“ í september 2015, eftir Sharay Astaritz hjá háskólanum í Santiago de Compostela; A. Vasquez hjá sama

háskóla, og Gregorio Iglesias hjá háskólanum í Plymouth. Áhugaverð og trúverðug rannsókn á orkuverði þessara þriggja orkuöflunarleiða. Sýnir allt aðrar niðurstöður en þær skýrslur hagsmunaaðila sem anr kys að vitna til í sinni skýrslu.

- i) **„Marine renewable energy in Canada; 2018 state of the sector report“**. Skýrsla MRC; Marine Renewables Canada, sem er stofnun með aðild þarlandra stjórnvalda, hagsmunaaðila og fræðasamfélags. Skýrslan fjallar að mestu um kanadíska hagsmuni á þessu sviði, en einnig málefni sjávarorku almennt.
- j) **„Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays“**. Stórmerk fræðiritgerð útg. 2015, eftir M. Lewis; S.P. Neill; P.E Robins og M.R. Hashemi, sem allir starfa hjá School of Ocean Sciences; Bangor háskóla í Bretlandi. Þar er athygli beint að þeirri aukningu orkunýtingar sjávarfallastraums sem næst fram með hægstraumshverflum; eða því sem þeir kalla „2nd and 3rd generation tidal turbine arrays“. Niðurstaðan sýndi a.m.k. sjöföldun afls á viðkomandi svæði.
- k) **„Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas“**. Fræðiritgerð útg. 2018, þar sem athyglinni er einkum beint að aðferðum til nýtingar sjávarfallarasta í grunnsjó; og þá einkum kostum minni virkjana. Hér er á ferð einkar gagnlegt innlegg í mótun íslenskrar orkustefnu, sem rennir um leið veigamiklum fræðilegum stoðum undir verkefni Valorku. Höfundarnir eru A. Roberts; B. Thomas; P. Sewell og Z. Khan, sem starfa m.a. við Faculty of Science and Technology og Bournemouth háskóla. Einnig S. Balmann og J. Gillman sem starfa við Balman Environmental Trust.
- l) **„Tidal energy leasing and tidal phasing“**. Fræðiritgerð útg. 2018 um kosti þess að nýta tímamismun sjávarfalla með nettengingu til að jafna út sveiflur vegna fallaskipta. Slík jöfnun á ekki síður við hér á Íslandi en í Bretlandi, sem þessi rannsókn beinist einkum að. Hefur oft sinnis verið á það bent í skýrslum Valorku. Höfundar eru P. Neill og Matt J. Lewis hjá School of Ocean Sciences; Bangor University, ásamt M. Reza Hashemi hjá University of Rhode Island.
- m) **„Current status and future of ocean energy sources; a global review“**. Fræðiritgerð útg. 2018; yfirlit um stöðu sjávarorkutækni eftir Mehmet Melikoglu hjá Gebse Tækniháskólanum í Tyrklandi.
- n) **„Life Cycle Assessment (LCA) of a marine current turbine for cleaner energy production“**. Fræðiritgerð útg. 2018 eftir Fausto Cavallaro hjá háskólanum í Molise, Ítalíu; og Domenico Coiro hjá háskólanum í Napolí. Gerð er LCA greining á gegnumstreymishverflinum Kobold, sem verið hefur í tilraunarekstri í Messínasundi um nokkurn tíma. Þó hverfill Valorku sé all frábrugðin gerð gegnumstreymishverfils eru niðurstöðurnar mjög áhugaverðar, og mun trúverðugri en þær greiningar sem taka mið af tröllauknum skrufuhverflum.
- o) **„Impact of tidal-stream arrays in relation to the natural variability of sediment processes“**. Fræðiritgerð útg. 2014 eftir Peter E. Robins, Simon P. Neill og Matt J. Lewis hjá School of Ocean Sciences; Bangorháskóla. Fjallar um rannsóknir á áhrifum sjávarfallahverfla á setrof og setflutninga.
- p) **„Tidal and Current Energy Resources in Ireland“**. Skýrsla SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland) frá árinu 2010 um mat á sjávarorkuauðlindum við Írland. Hér er á ferð mjög áhugaverð skýrsla, sem sýnir á skýran hátt hið gríðarlega umfang orkuauðlinda við landið. Niðurstöðurnar má ágætlega yfirfæra á Ísland, enda aðstæður um margt líkar.
- q) **„Sabella installs tidal turbine coupled with battery storage kit“**. Grein okt 2018 í veftímaritinu „Marine Energy.biz“, sem er öflugur þekkingamiðill á sviði sjávarorku.

Kafli 1 Umfang sjávarorku heims og flokkun nýtingaraðferða

1.1. Umfang sjávarorku á heimsvísu

Eins og sjá má á heimildum liggur ekkert áreiðanlegt mat fyrir varðandi umfang nýtanlegrar sjávarorku. Til þess mats skortir enn allar forsendur, m.a. þar sem tækni er enn öll á þróunarstigi. IES áætla að sjávarorka gæti mætt allri orkubörf heimsins; um 20.000 TWst, væri tækni tiltæk til nýtingar. Aðrir fræðimenn telja að umfangið sé yfir 100.000 TWst (MREC). Sama heimild áætla að árið 2050 muni raforkuframleiðsla frá sjávarorku nema 748 GW, og að árið 2030 muni hún skapa 160.000 bein störf. Þegar við þetta bætist að sjávarorku má nýta með mun minni umhverfisáhrifum en aðra orkukosti, og hillir undir samkeppnishæfar lausnir, hlýtur það að vera í forgangi allra ríkja og frumkvöðla að að ná tökum á nýtingu þessara jarðargæða. Með nýrri tækni margfaldast umfang nýtanlegrar orku. Rétt er að vekja athygli á fræðigreini á blaðsíðu 9; „**Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays**“, þar sem sýnt er framá að með notkun „3.kynslóðar“ sjávarfallahverfla má sjöfalda þá sjávarfallaorku sem hingað til hefur verið talin nýtanleg. Hverfill Valorku er komin lengst í þróun 3.kynslóðarhverfla.

Mat IEA-OES á umfangi og mikilvægi sjávarorku:

The OES TCP estimates that if deployed worldwide, ocean technologies could meet the world's current electricity demand of close to 20 000 TWh.

ESB: „Ocean Energy Strategic Roadmap“:

Ocean Energy Forum er samráðsveitvangur stofnana, sérfræðinga og hagsmunaaðila á sviði sjávarorku. Árið 2016 gaf stofnunin út vandað yfirlit um fjöldamargt sem varðar stefnumótun á þessu sviði. Þar má m.a. sjá þetta:

Ocean energy is abundant, geographically diverse and renewable. Under favourable regulatory and economic conditions, ocean energy could meet 10 % of the European Union's (EU) power demand by 2050. Europe's seas and oceans could therefore play an important role in addressing one of the EU's biggest current challenges; an energy transition from a system based on imported fossil fuels to a flexible and interconnected system based on clean, renewable and infinite domestic resources.

The industry association, Ocean Energy Europe, estimates that 100GW of wave and tidal energy capacity can be deployed in Europe by 2050. This industry target is consistent with recent studies on the practical deployment potential of ocean energy in Europe. The global market for ocean energy could see 337GW of installed capacity by 2050, a third of this would be in Europe.

Today 45 % of wave energy companies and 50 % of tidal energy companies are from the EU. The EU is in need of industrial success stories, and ocean energy can be one. The right support over the coming decade will enable Europe to maintain leadership in a global market, worth a potential €653bn in investments between 2010 and 2050, and an annual market of up to €53bn, hugely benefiting the European economy.

„Marine renewable energy in Canada; 2018 state of the sector report“:

Skýrsla MRC; Marine Renewables Canada, sem er stofnun með aðild þarlandra stjórnvalda, hagsmunaaðila og fræðasamfélags. Skýrslan fjallar að mestu um kanadíska hagsmuni á þessu sviði, en einnig málefni sjávarorku almennt.

Theoretical estimates for global MRE potential indicate resources exceeding 100,000 terawatt hours (TWh) of electricity, equal to the power needs of over 8 billion Canadian households¹ – more than the current power demands of the entire planet. ...

„The emerging market is significant, with the International Energy Agency's Ocean Energy Systems estimating that there is the potential to develop 748 GW of ocean energy by 2050, resulting in 160,000 direct jobs by 2030“.

The global resource potential for MRE is significant: water covers approximately 71% of the earth's surface. Theoretical estimates for tidal energy show that there could be up to 1,200 terawatt hours (TWh) of electricity potential, while wave resources present up to 29,500 TWh of potential.

1.2. Aðferðir til nýtingar sjávarorku

Flokka má aðferðir til nýtingar sjávarorku í fjóra meginflokka.

- **Ölduvirkjanir**, þar sem nýtt er hreyfiafl öldu á yfirborði sjávar. Gríðarleg orka er víða í heimshöfum á þessu formi, t.d. við Íslandsstrendur; einkum suðurströndina. Margar aðferðir eru í þróun og sumar hafa komist í tilraunarekstur. Ekki hefur enn tekist að leysa helsta vandamálið, sem er eyðileggingamáttur bárunnar í versta sjólagi.
- **Sjávarfallavirkjanir**, sem einnig eru í þróun í ýmsum flokkum. Umfang sjávarfallaorku er mikið í heimshöfunum, en hún er helst nýtanleg við strendur þar sem straumurinn hraðast vegna hindrana. Nánar hér síðar.
- **Hitastigulsvirkjanir (OTEC)**, sem nýta mikinn hitamismun yfirborðssjávar og djúpsjávar. Til þess þarf stórar og dýrar virkjanir, en þær eru ekki starfhæfar utan miðbaugssvæða jarðar.
- **Seltumunarsvirkjanir (osmosis)**, sem nýta seltumun sjávar og ferskvatns á þann hátt að auka þrýsting í gleypnum himnum. Enn á algeru byrjunarstigi og án teljandi afkasta.

Hér verður sjónum einkum beint að virkjun sjávarfalla, þó aðrar aðferðir berist í tal, enda liggja íslenskir hagsmunir fyrst og fremst á því sviði um þessar mundir.

1.3. Flokkun sjávarfallavirkjana

Sjávarfallavirkjanir má flokka í þrennt eftir nýtingarstöðum, straumþunga og umhverfisáhrifum:

- I. **Stífluvirkjanir.** Þá er stíflað sund eða þröngur fjörður og virkjuð fallhæð sem sjávarföllin orsaka. Notaðir eru hefðbundnir hverflar, t.d. af kaplan-gerð. Þessu fylgja oftast veruleg umhverfisáhrif, bæði vegna mannvirkja, en aðallega vegna uppsöfnunar ferskvatns, breyttra strauma og umbyltingar í lífríki. Af þessari gerð er elsta og stærsta sjávarfallavirkjun heims; La Range í Frakklandi. Hún tók til starfa 1968 og framleiðir 240 MW. S-Kórea hefur nú byggt stærri stífluvirkjun.
- II. **Sundavirkjanir.** Þær nýta straumþunga í þröngum sundum í fjarðarmynnum eða milli eyja; straumur þar getur orðið allverulegur eða milli 2 og 6 m/sek. Þar er því töluverð orkuþéttni og unnt að beita skrúfuhverflum sem er vel þekkt tækni. Þessi sund fyrirfinnast á nokkrum stöðum, t.d. hérlandis í Röst í Hvammsfirði. Flestöll þróunarverkefni í sjávarorku núna beinast að lausnum á þessu sviði. Kostur þeirra er hin mikla orkuþéttni en ókostir einkum þeir að virkjanastaðir eru tiltölulega fáir; virkjanir þurfa að vera mjög sterkbyggðar og dýrar og umhverfisáhrif eru veruleg af þeim flestum.
- III. **Strandvirkjanir.** Hér er um að ræða sjávarfallastrauma við annes, en þeir eru vanalega töluvert hægari en þeir sem áður eru nefndir; oft undir 1 m/sek og með minni orkuþéttni. Hinsvegar eru þetta mjög víðfeðm svæði og algeng víða um heim, þannig að tæknilausnir sem væru nægilega hentugar og hagkvæmar ættu gífurlega markaðsmöguleika; jafnvel þó margar kæmu fram á sama tíma. Með því að hafa virkjunina alveg undir yfirborði má forðast eyðingar afl öldunnar; forðast árekstra á siglingaleiðum; útiloka sjónmengun og hafa virkjanirnar léttari, stærri og hagkvæmari. Með þessu móti má nýta orku þessara víðfeðmu svæða án nokkurra þekktra umhverfisáhrifa eins og áður er rakið. Við svo lítinn straumhraða er hagkvæmara að nota aðra hverfla en skrúfuhverfla.

Hverflar Valorku, einu íslensku hverflarnir sem komnir eru langt í þróun, eru í flokki strandvirkjana. Frá upphafi verkefnisins hefur verið leitað lausna til að nýta á

hagkvæman hátt orkuna í hinum víðfeðmu straumasvæðum við strendur; einkum þar sem fallastraumur hraðast við annes upp í ca 0,5 til 2,5 m/sek. Til að ná þeim markmiðum þarf hverfillinn að vera með stórt viðnámsflatarmál án þess að krefjast mikils dýpis; hann þarf að vera einfaldur að gerð en þó sterkur, auðveldur í meðförum, gerður af ódýrum vistvænum efnum og hafa hverfandi neikvæð áhrif á vistkerfi og umhverfi á virkjunarstað. Meginforsendan er að rekstrarleg hagkvæmni sé um leið tryggð. Vel hefur gengið í átt að þessum markmiðum í þróunarstarfinu og full ástæða er til að vænta mikils af þeim hverfli sem nú býður sjóprófana. Allt starfið hefur hliðsjón af því að lágmarka stofn- og rekstrarkosnað og með því gera virkjunina að hagkvæmum valkosti. Ekki er vafa undirorpið að hin mikla sjávarorka við Ísland verður nýtt í náninni framtíð. Hinsvegar er líklegt að lausnir Valorku verði fyrir hagkvæmar í öðrum ríkjum; þeim sem búa við hærra raforkuverð og þurfa að framleiða raforkuna með dýrum og mengandi aðferðum. Búast má við að þar verði hagkvæmni hverfla Valorku mest og að þar verði lausnin fyrst nýtt. Samkvæmt Parísarsamningnum (m.a. 10.gr) ber íslenskum stjórnvöldum skylda til að styðja þannig tækni og koma henni á framfæri.

1.4. Sjöföldun orkunýtingar með hægstraumshverflum

Í flestum gögnum sem nú eru lögð til grundvallar umræðu og áætlana um umfang orku sjávarfalla er miðað við þá fáu skrífuhverfla sem lengst eru komnir í þróun. Ástæða þess er einfaldlega sú að þeir eru einu mælanlegu viðmiðin. Hinsvegar eru flestir þessir hverflar ekki taldir hagkvæmir í hægari straumi en 2,5 m/sek, sem þýðir að nýtingarsvæði þeirra eru afskaplega fá og takmarkast við einstaka þröng sund. T.d. væru þeir ekki nothæfir hérlandis utan fárra sunda í Breiðafirði.

Hverfill Valorku mun geta unnið við mun hægari straum og allar líkur benda til að hann verði hagkvæmur til notkunar í straumi kringum 1 m/sek. Ekki er vitað af annarri tækni sem hentar í slíkt, en sá sem kemst næst því er líklega hverill Tidal Sails, sem ætlað er að nýta allt niður í 1,5 m/sek straumhraða.

Lengi hefur verið ljóst að langsamlega umfangsmestu orkusvæði sjávarfalla eru utan áðurnefndra straumharðra sunda. Tidal Sails telur 99% vera á svæðum með minna en 2 m/sek straumhraða. Lítið hefur þó verið að hafa af rannsóknum sem renna stoðum undir þetta með vísindalegum hætti. Ein slík liggur þó fyrir, en niðurstöður hennar birtust 2015 í þessari fræðigrein fjögurra fræðimanna. Rannsókuð voru tvö ólík svæði í Írlandshafi. Þrennskonar virkjanatækni var lögð til grundvallar: „Fyrsta kynslóð“ er skrífuhverfill MCT, sem prófaður hefur verið í nokkur ár; „önnur kynslóð“ er hverfill sem gæti nýtt straumhraðann 2 m/sek og meiri, (s.s. Tidal Sails), og „þriðja kynslóð“ er hverfill sem nýtt getur straumhraðann 1,5 m/sek eða meiri. Hverfill Valorku er því af „þriðju kynslóð“ samkvæmt þessari skilgreiningu, en gæti þó líklega nýtt enn hægari straum á hagkvæman hátt. Skal hér lítið á orðréttu kafla úr skýrslunni:

„Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays“.

Fræðiritgerð útg. 2015, eftir M. Lewis; S.P. Neill; P.E Robins og M.R. Hashemi, sem allir starfa hjá School of Ocean Sciences; Bangor háskóla í Bretlandi. Þar er athygli beint að þeirri aukningu orkunýtingar sjávarfallastraums sem næst fram með hægstraumshverflum; eða því sem þeir kalla „2nd and 3rd generation tidal turbine arrays“.

ABSTRACT: Tidal-stream energy devices currently require spring tide velocities (SV) in excess of 2.5 m/s and water depths in the range 25-50 m. The tidal-stream energy resource of the Irish Sea, a key strategic region for development, was analysed using a 3D hydrodynamic model assuming existing, and potential future technology. Three computational grid resolutions and two boundary forcing products were used within model configuration, each being extensively validated. A limited resource (annual mean of 4 TJ within a 90 km² extent) was calculated assuming current turbine technology, with limited scope for long-term sustainability of the industry. Analysis revealed that the

resource could increase seven fold if technology were developed to efficiently harvest tidal-streams 20% lower than currently required ($SV > 2$ m/s) and be deployed in any water depths greater than 25 m. Moreover, there is considerable misalignment between the flood and ebb current directions, which may reduce the practical resource. An average error within the assumption of rectilinear flow was calculated to be 20° , but this error reduced to $\sim 3^\circ$ if lower velocity or deeper water sites were included. We found resource estimation is sensitive to hydrodynamic model resolution, and finer spatial resolution (< 500 m) is required for regional-scale resource assessment when considering future tidal-stream energy strategies.

Table 4

The Irish Sea tidal-stream energy resource for three device deployment criteria (1st to 3rd generation) and three model spatial resolutions, quantified as: the areal extent (km^2), average undisturbed spring-neap cycle ($M2+S2$) kinetic energy flux (TJ), and the annual practical power available (GWh) - based on an operational device.

		Model spatial resolution		
		1/60° – 1.1 km	1/120° – 556 m	1/240° – 271 m
1st generation ($SV > 2.5$ m/s & $h < 50$)	Area (km^2)	90	93	91
	Mean kinetic energy (TJ)	3.76	4.16	4.01
	Annual practical power available (GWh)	23	25	24
2nd generation ($SV > 2$ m/s & $h > 25$ m)	Area (km^2)	1018	825	800
	Mean kinetic energy (TJ)	50.34	32.12	29.36
	Annual practical power available (GWh)	142	115	111
3rd generation ($SV > 1.5$ m/s & $h > 25$ m)	Area (km^2)	6164	6128	6046
	Mean kinetic energy (TJ)	161.48	154.58	149.37
	Annual practical power available (GWh)	165	184	182

CONCLUSIONS: The tidal-stream energy resource of the Irish Sea is limited when 1st generation sites are considered ($SV > 2.5$ m/s and water depths in the range of 25e50 m), with a number of development and engineering difficulties such as flood-ebb current misalignment. Therefore, as competition for sea space intensifies, and to fully realize the potential of this low carbon and renewable energy industry, 2nd generation technology to efficiently harvest lower tidal velocity ($SV > 2$ m/s) sites would be recommended for the Irish Sea, after which tidal-stream energy convertors capable of deeper water deployment ($h > 50$ m) were found to yield the greatest increase to the potential resource. Furthermore, developing technology to harvest peak spring tide velocity flows (SV) above 1.5 m/s, and all water depths, would allow (with the correct strategy) constant electricity (base load) to be generated due to the greater diversity of tidal phasing between sites.

1.5. Úr öðrum skýrslum og fræðigreinum um efnið

„Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas“:

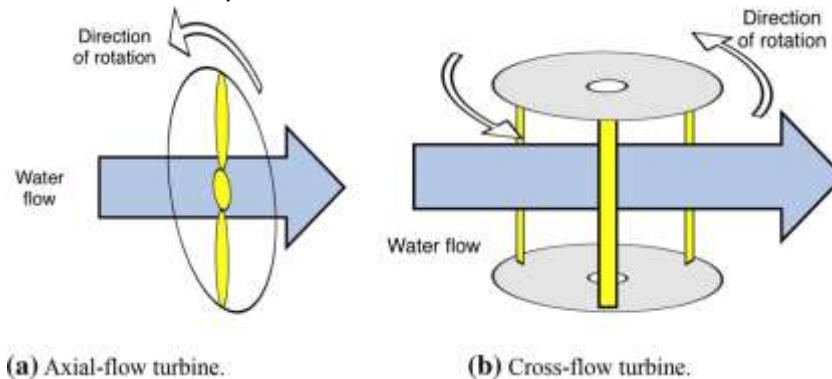
Tidal turbines extract energy from a moving fluid; consequently they are somewhat analogous to wind turbines. Like wind turbines, most tidal turbines feature blades with aerofoil cross sections and operate according to the principles of aerodynamic lift, since this is more efficient than utilising aerodynamic drag (Hau and von Renouard 2013). However, there are major differences between the two technologies. The most immediately obvious are physical differences between the fluids; the density of seawater is approximately 1025 kg/m^3 , compared with around 1.25 kg/m^3 for 1 atm. of air at room temperature.

Tidal currents are typically much slower than the wind, though the much greater density of water compensates for this in terms of power, allowing tidal stream devices to generate similar levels of output to wind turbines (Bahaj and Myers 2003). In contrast to wind power, there are no extreme flow speeds underwater that could potentially damage devices or force them to shut down (Blunden and Bahaj 2006); however, tidal stream devices must still be durable to withstand the greater loading forces generated by water. Further distinctions between the two technologies include differences

in Reynolds number, the occurrence of cavitation and the bi-directionality of tidal currents (Batten et al. 2006); however, the most major differences are arguably the effects of blockage (Garrett and Cummins 2004) and the free surface (Whelan et al. 2009).

Tidal turbines can be broadly classified according to their design as either axial flow or cross flow, as illustrated in the figure. Axial-flow turbines sweep through a circular area of water by rotating about an axis that is parallel to the flow direction. Cross-flow devices sweep through a rectangular area by rotating about an axis that is perpendicular to the flow, with water flowing across each blade twice.

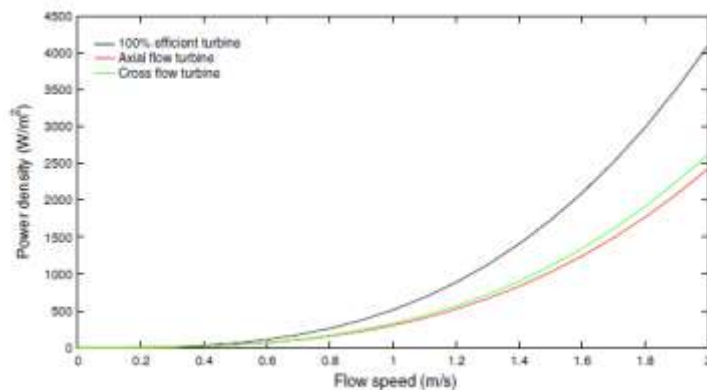
Í skýrslunni er síðan lýst nokkrum grundvallaraðferðum sjávarfallahverfla, og eru þær einföldu skissur sýndar hér:



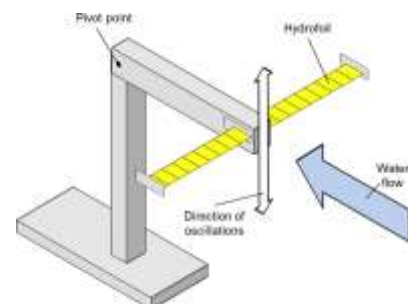
Hinn íslenski hverfill Valorku fellur í hvorugan þessara hefðbundnu hverflaflokka, en er þó mun skyldari gegnumstreymishverflum (cross-flow turbines) en skrúfuhverflum (axial-flow turbines). Hverflar Valorku eru sérstaklega hannaðir fyrir mjög hægum straum í grunnum sjó, og vinna fremur á þrýstingi vatnsmassa en vængáhrifum mikils straums.

Ideal turbine power densities.

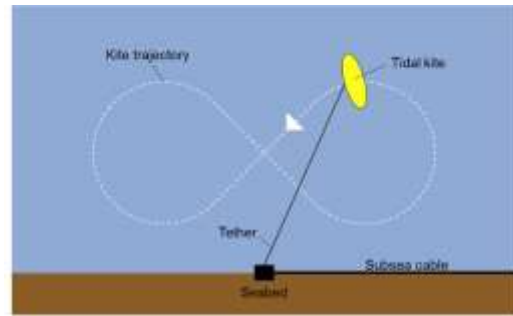
Hér má sjá fylgni orkubéttni við straumhraða. Hér sjást meginástæður þess að þróunin hefur einkum beinst að skrúfuhverflum, sem henta betur í miklum straumi, en eru gagnslitlir í hægum straumi. Hægur straumur er margfalt algengari.



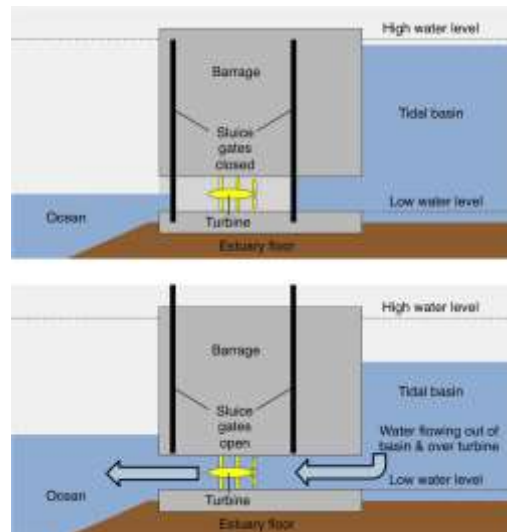
Vængvirkjun. Vængurinn (hydrofoil) er með breytilegu áfallshorni gagnvart straumnum, sem veldur því að armurinn sveiflast upp og niður og er sú hreyfing virkjuð. Fyrirtækið Pulse Tidal hefur í nokkurn tíma þróað tækni sem byggir á þessari aðferð, og nefnir virkjunina Stingray.



Drekavirkjun (tidal kite) Skríufuhverfill er festur neðan í væng eða nokkurskonar flugdreka, sem tjóðraður er með taug við botn. Vængurinn er þannig lagaður að hann flýgur í áttulaga lykkju í straumnum; hraðar en straumhraði staðarins. Hann skilar því meira afli en ætla mátti af stærð hverfilsins. Hinsvegar hentar hann illa í grunnum sjó. Helsti þróunaraðili slíkra aðferða er Deep Green, sem áður hét Minesto og er afsprengi Saab bílaframleiðandans.



Stífluvirkjun (Barrage). Stífla er byggð þar sem sjávarfalla gætir verulega og aðstæður henta varðandi lón; t.d. þar sem á fellur til sjávar. Elsta sjávarfallavirkjun heims; La Rance í Frakklandi (240 MW) og hin nýja Sihwa virkjun í Kóreu (248 MW) eru af þessari gerð. Slíkum stíflum fylgir jafnan veruleg röskun á lífríki sem gjarnan er fjölskrúðugt á þeim stöðum; auk þess sem fjárfestingin er mjög mikil. Aftbrigði af þessari gerð er bygging lóns á grunnsævi. Hérlandis væri fræðilega unnt að reisa stífluvirkjun, t.d. í Breiðafirði þar sem munur flóðs og fjöru er mestur. Hinsvegar er ólíklegt að það verði gert í ljósi vaxandi meðvitundar almennings um umhverfisspjöll.



CONCLUSIONS: The suitability of eight different tidal power technologies for small-scale power generation in shallow near-shore waters off have been discussed by examining device performances in a number of key criteria. Our discussion suggests that both vertically and horizontally oriented cross-flow turbines appear to be well suited to this application, since they have relatively high power densities and a maximum device size that is unconstrained by depth. Oscillating hydrofoils also appear suitable to shallow water applications for similar reasons, provided comparable levels of efficiency can be reached. Meanwhile tidal kites, which require deep waters, and tidal barrages and lagoons, which will require significantly more investment to generate comparable levels of power at small-scale in comparison to turbines, appear to be the least appropriate for this scenario.

It is important to note that this examination is a simple design-stage assessment. Due to the developing nature of the tidal energy sector, several of the assessment criteria (e.g. environmental impacts, economic potential) are qualitative in nature and have been discussed in the absence of large amounts of reliable data. Additionally, given the influence various device-specific factors (e.g. hydrofoil blade profile) may have on device performance, certain comments may not apply to every device within a given technology class.

Although we have provided a general technology review for one type of tidal energy deployment in the absence of large amounts of field data, for a given project at a specific site there will be further complicating factors that will affect the performance of a given technology (e.g. blockage). The influences of these factors on performance may vary even throughout the site itself, and consequently as much data on the site as possible should be gathered before attempting to identify the most appropriate technology for that area.

Despite the eight discussed concepts appearing to comprise the bulk of tidal technology currently in development, there are also other devices used for micro hydropower applications, such as

Archimedes screws and gravitational water vortices, which have not been investigated and could be suitable for use in shallow water tidal applications. Furthermore, it is possible that with suitable adaptation the ideas behind some of the concepts (the tidal kite for instance) could prove very effective for shallow water generation, while there is also scope that completely novel ideas could also be suitable. Consequently this discussion is by no means exhaustive or definitive. Future work will look to explore the possibilities of adapting both the discussed technologies and others to develop an optimised device for shallow water tidal power applications.

Um greinina: Niðurstaða hinna virtu fræðimanna er sú að skrófuhverflar henti síður til nýtingar sjávarfalla utan fárra straumharðra sunda. Á grunnsævi við annes, þar sem straumur er að jafnaði hægari, henta betur gegnumstreymishverflar og vængvirkjanir. Hverfill Valorku er í ætt við gegnumstreymishverfla, en er fjölása (með tveimur eða fleiri öxlum) og hentar því mun betur við þessar aðstæður en einása hverflar og hefur meiri möguleika á að ná hagkvæmni. Þessar niðurstöður fræðimannanna eru mikilvægt innlegg í omrðu um sjávarorkunýtingu og sýna að leggja þarf áherslu á fleira en nýtingu orkumestu sunda.

„Current status and future of ocean energy sources; a global review“:

Fræðiritgerð útg. 2018, þar sem athyglinni er einkum beint að aðferðum til nýtingar sjávarfallarasta í grunnsjó; og þá einkum kostum minni virkjana. Gagnlegt innlegg í mótun íslenskrar orkustefnu, sem rennir um leið veigamiklum fræðilegum stoðum undir verkefni Valorku. Höfundarnir eru A. Roberts; B. Thomas; P. Sewell og Z. Khan, sem starfa m.a. við Faculty of Science and Technology og Bournemouth háskóla. Einnig S. Balmann og J. Gillman sem starfa við Balman Environmental Trust.

CONCLUSION: In this study, global ocean energy sources are analysed in detail to prepare an up to date technical review. The following conclusions are drawn from this study. There is an immense energy potential in the oceans. ... The literature review clearly showed that there are significant differences between the ocean energy resource potential estimates in the published literature. Therefore, an up to date global ocean energy resource potential map or database should be prepared by the authorities to avoid future uncertainty.

Many countries around the globe aim to utilise ocean energy sources to supply their increasing energy demand in a sustainable manner. However, as of today, technologies to exploit the power of the oceans and seas are still at an early stage of development (except tidal barrages or dams) and even the most advanced technologies still encounter substantial problems and obstacles; consequently, innovation and research and development (R&D) in this field can help overcome those problems (Uihlein and Magagna, 2016). As stated above, tidal barrages or dams are the only proven technologies; however, their capacity and site selection is limited. Also, research about the environmental impacts of marine renewable energy devices remains incomplete because many of these devices should be set and tested in the marine environments (Zangiabadi et al., 2017).

Yet, when these problems are solved and the technological development is complete marine/ocean energy is expected to provide a significant amount of electricity to our global economy. Therefore, the research and development in ocean energy engineering should be fostered by nations with access to these reliable and clean renewable energy sources. Finally, this study could offer some assistance to the academia and industry in the exploitation of different ocean energy sources for achieving a more sustainable future.

Kafli 2. Staða verkefna til nýtingar sjávarfallaorku

2.1. Nokkrar stærstu sjávarfallavirkjanir heims

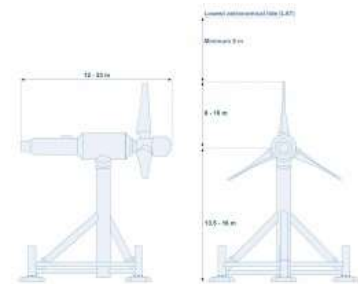
Sihwa-vatn (Stífluvirkjun; S-Kóreu). Stærsta starfandi sjávarfallavirkjun heims er stífluvirkjunin við Sihwa-vatn í S-Kóreu. Hámarksafl hennar er 254 MW; framleitt með 10 hverflum. Nýttur er mikill munur flóðs og fjöru í Gulahafi. Virkjunin hóf starfrækslu nýlega, en hafði þá tekið 7 ár í byggingu. Heildarkostnaður varð um 1 milljón dollara á hvert uppsett MW.



La-Rance (Stífluvirkjun; Frakklandi). Virkjunin tók til starfa 1968 og var til skamms tíma stærsta sjávarfallavirkjun heims, með framleiðslugetu 240 MW. Virkjunin er í árósum og unnt að stýra flæðinu með hólfum til að jafna orkuframleisluna. La-Rance virkjunin hefur löngum verið viðmiðum um möguleika sjávarorkuframleiðslu.



Mey-Gen verkefni Atlantis Resources (Sundavirkjun; Skotland). Fyrirtækið Meygen telst nú vera í fararbroddi sjávarfallavirkjana án stíflu, með hverflabúi sínu við Hjaltlandseyjar sem hóf starfrækslu í nóv 2016. Þar eru í upphafi 4 hverflar, en áætlanir eru um að þeir verði 273, með uppsett afl 398 MW. Hver hverfill er þriggja blaða, 1,5 MW og þvermál snúningsflatar allt að 20m. Upphaflega þróaður af hinu norska Hammerfest Ström. Hverflarnir eru hannaðir fyrir mikinn straumhraða. Hérlandis gætu svona hverflar e.t.v. nýst í Röst í Hvammsfirði en óvísanlegt annarsstaðar. Í annesjaröstum ættu hverflar Valorku betur við.



Jianxia orkuverið (Stífluvirkjun; Kína) í Zhejiang héraði var upphaflega byggt 1980, en hefur nú verið stækkað úr 500 kW í 3,9 MW og er því fjórða stærsta starfandi sjávarorkuver heims. Sex hverflar skila árlegri framleiðslu um 7 MWst. Þar er einnig sólarorkuframleiðsla.



2.2. Helstu þróunaraðilar skrófuhverfla (sundavirkjana)



Atlantis Resources er nú orðinn risi meðal jafningja í sjávarfallatækni, en fyrirtækið hefur á síðustu árum yfirtekið nokkur önnur sem fremst stóðu; þar á meðal Marine Current Technology; Neptune og eldra Atlantis, og vinnur í nánú samstarfi við **Andritz Hydro-Hammerfest**. Tvíblaða hverflar MCT (t.v.) hafa verið um tíma í tilraunakeyrslu; hverflar Andritz Hydro (t.h.) eru þriggja blaða, og voru meðal fyrstu hverfla í sjó.



OpenHydro hefur þróað skermaða hverfla með opinni miðju og vinnur að stórum verkefnum. Þar á meðal með Emera að 300 MW virkjun við Sharp Tidal í Fundy-flóa í Kanada; með franska EDF að virkjun við Paimpol í Frakklandi og ásamt nokkrum öðrum aðilum að virkjun í Naru-sundi við Nagasaki í Japan.

Sabella er stærsti aðili Frakklands í þróun sjávarfallahverfla, og vinnur nú ásamt OpenHydro að verkefnum við Paimpol. Hverflar þeirra eru skrófuhverflar eins og allir aðrir sem lengst eru komnir í þróun.



Tidal Energy Limited (TEL) (t.v.) þróar þriggja hverfla samstæðuna Delta Stream, og hefur gert samning um prófanir við Pembrokeshire í Wales. **Tocardo** hverflarnir (t.h.) eru skemmra á veg komnir.



Scotrenewables hefur unnið að þróun fljótandi skrófuhverfla frá 2002. Árið 2011 gerði fyrirtækið tilraunir með 250 kW frumgerð, sem það segir hafa tekist vel. 2016 var sett út 2 MW túrbína sem framleiddi inn á net í Orkneyjum í tilraunaskyni.



Minesto – DeepGreen þróar nýstárlega aðferð til nýtingar skrófuhverfla í sjávarföllum. Hverflarnir eru festir neðan í einskonar flugdreka sem botnfestur er með taug og svífur í áttulaga braut í straumnum. Aðferðin hefur verið prófuð með líkönum og sumarið 2018 voru undirbúnar sjóprófanir við Holyhead Deep nærri Wales. Upphaflega var Minesto stofnað af Saab, en hefur fengið aðkomu alþjóðlegra fjárfesta.



Enn skemmra eru komin verkefni Sustainable Marine Energy (t.v.) og Schottel, þó bæði fyrirtækin hafi hafið prófanir í sjó. Hverflar beggja eiga að geta nýst bæði í sjávarföllum og ám.

2.3. Hægstraumshverflar (strandvirkjanir)

Ef leitað er á internetinu má finna fjöldann allan af hugmyndum og „uppfinningum“ varðandi hverfla sem sagðir eru geta virkjað hægari sjávarfallastrauma en 2,5 m/sek, en það er lágmark þess sem hagkvæmt telst fyrir notkun skrófuhverfla. Fæstir þessara aðila hafa þó; eftir því sem best er vitað, komið hugmyndum sínum í raunhæfar prófanir, og geta þær því ekki talist marktækar á þessu stigi; hvað sem síðar kann að verða.

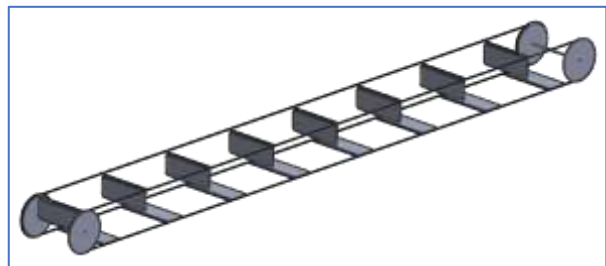
Einungis er vitað af einu fyrirtæki sem þróar tækni sem kemst nálægt því að líkjast fjölása hverflum Valorku, og er komið jafn langt eða lengra í þróun. Þetta er norska fyrirtækið Tidal Sails í Haugasundi. Fyrirtækið hefur þróað hverfil sem um sumt svipar til lausna Valorku en er þó frábrugðinn í veigamiklum atriðum. Hverfill TS er fjölása eins og hverfill Valorku, með blöð sem ganga á böndum.



Hann er þó frábrugðinn að því leyti að blöðin eru ekki einföld og þvert á straum, líkt og í hverfli Valorku; heldur eru þau vænglaga og skásett við straumstefnuna. Sú lausn virðist mun dýrari og erfiðari í framkvæmd en lausn Valorku. TS hyggur á prófanir 4 MW hverfils í Kvalsund á komandi misserum; 500 m að lengd með 400 blöðum. Hún muni innan fárra ára skila raforku á nær samkeppnishæfu verði, eða 0,05 €/kWst (sjá www.tidalsails.com). Valorka lítur ekki á þennan aðila sem keppinaut, enda bæði að markaðurinn er stór og tæknin nokkuð frábrugðin; miklu heldur er traustvekjandi að geta litið til aðila með svo öfluga bakhjarla. TS telur straumhraðann 2 m/sek hentugastan fyrir sinn hverfil. Valorka telur sinn hverfil hagkvæman við mun hægari straum.

Hverfli Valorku er ætlað að nýta enn minni hraða og vera nægilega ódýr og einfaldur til að skila hagkvæmni í honum. Með honum mun verða unnt að nýta eina umfangsmestu orkuaðulind jarðar sem enn er ónýtt og framleiða orku á þann hátt sem minnst spillir andrúmslofti og umhverfi. Með honum verður unnt að ná tökum á þeirri orkuaðulind sem stafar af aðdráttarafli tungls og fyrirsjáanlegri að afli en nokkur önnur orkuaðulind; e.t.v. að kjarnorku frátalinni. Öll hönnun á hverfli Valorku miðar að því að nýta þennan lága straumhraða á hagkvæman og raunhæfan hátt. Honum er meðal annars ætlað að verða hagkvæmur virkjunarkostur hérlendis, þrátt fyrir að hér sé raforka þegar framleidd á ódýrari og vistvænni hátt en víða annarsstaðar í heiminum. Hann mun því hafa góða samkeppnisstöðu. Þó margt sé líkt í grundvelli aðferða Tidal Sails og Valorku er ljóst að margar lausnir í hverfli Valorku eru einstakar og því líklegar til að vera einkaleyfishæfar; ekki síður en TS hefur tekið einkaleyfi á sínum sérstæðu aðferðum.

Skissa sem sýnir grundvallaratriði fjölása hverfils Valorku („Valex“); blöð sem ganga á bandi um tvo (eða fleiri) ása, sem eru þverstæðir á straum. Blöðin eru heyfanleg; þau snúa þarna fleti í straum ofantil en egg í straum neðantil á myndinni. Ýmsar aðferðir Valorku kunna að vera einkaleyfishæfar s.s. við opnun og lokun blaða; aðferð til einfaldrar lagningar og aðferð sem gerir óþarft stoðkerfi milli ása, en það eykur sparnað mjög og eykur samkeppnishæfi hverfilsins. Hverfillinn hentar mjög vel til notkunar í hægum straumi og á litlu dýpi

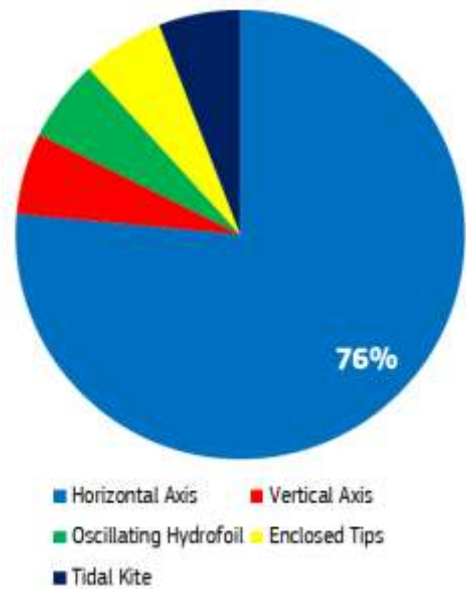


2.4. Úr skýrslum og fræðigreinum um efnið

„JRC Ocean energy status report, 2016 edition“.

Hér má sjá hlutfallslega flokkun JRC á þeim sjávarfallahverflum sem árið 2016 voru komnir í sjóprófanir í „fullri stærð“. Hlutfallið er að öllum líkindum lítið breytt árið 2018.

Mesta áherslan hefur verið á þróun stórra skrúfuhverfla (vertical axis turbines, enclosed tips og tidal kite). Þeir hverflar þurfa mikinn straumhraða (< 2,5m/sec) og gagnast aðeins á fáum stöðum, og þó þó aflið geti verið mikið er hagkvæmni ekki endilega í hlutfalli við það (sjá skýrslu IEA-OES). Í hægum straumi gagnast betur gegnumstreymishverflar (horizontal axis); vængvirkjanir (oscillating hydrofoil) og hverfill Valorku. Sá síðastnefndi ekki fellur í neinn þessara flokka, en er mjög líklegur til að ná hagkvæmni við lítinn staumhraða.



Ren 21: „A comprehensive annual overview of the state of renewable energy“: Ren 21 er alþjóðlegt net stofnana, s.s. IEA; IRENA; UN Environment; World Bank og fleiri; auk fjölmargra hagsmunasamtaka einstakra viðkomandi greina; stórra fræða- og rannsóknastofnana og stjórnvalda 10 stórra iðnríkja.

OCEAN ENERGY MARKETS: Ocean energy remains a largely untapped renewable energy source, despite decades of development efforts. Of the approximately 529 MW of operating capacity at the end of 2017, more than 90% was represented by two tidal barrage facilities. Ocean energy technologies deployed in open waters (excluding tidal barrage) had a good year, as both tidal stream and wave energy deployments saw new capacity come online, much of it launched in the waters of Scotland. The year ended with net capacity additions of at least 4 MW, for a year-end total of 17 MW of tidal stream and 8 MW of wave energy capacity.

Aside from means of energy conversion (tidal, wave, etc.), ocean energy technologies can be classified by their general development stage. Tidal range facilities, such as Sihwa and La Rance, use relatively mature and well-established in-stream turbine technologies that also are used in run-of-river hydropower projects. The United Kingdom's proposed 320 MW Swansea Bay tidal barrage project received a favourable independent review in early 2017, but concerns have been raised about its cost and potential ecological impact, and it continued to await government approval by year's end.

Other open-water technologies, such as tidal stream and wave energy converters, are generally in an earlier stage of development, with various prototypes deployed. Tidal stream technologies are probably closest to technological maturity and have shown a significant convergence around the use of horizontal-axis turbines, combined with a variety of mooring techniques. The first tidal turbine arrays (a cluster of multiple interconnected turbines) were being deployed in 2017.

Conversely, wave energy technology development shows very little technological convergence, due in part to the diversity of the wave resource and the complexity of extracting energy from waves. Wave energy converter demonstration projects are mostly in the pre-commercial stage. Developers of ocean thermal energy conversion and salinity gradient technologies are also far from commercial deployment, having launched only a few pilot projects.

OCEAN ENERGY INDUSTRY: Optimism prevailed in the industry in 2017, particularly in Europe, where some technologies advanced enough to be on the brink of commercialisation. The industry started constructing its first manufacturing plants, promising greater production scale and cost reductions. By one count, over 90 tidal energy technology developers around the world were advancing various technologies during 2017, with about half of them focusing on horizontal-axis turbines. Meanwhile, well over 200 companies were developing wave energy converters of various types, with point-absorber devices being the most common approach.

Scotland continued to be the centre of tidal energy developments in 2017. Scotland's MeyGen tidal stream energy project completed the initial leg of its first phase, with all four 1.5 MW horizontal-axis turbines delivering power to the grid by early 2017. By late in the year, the project had fed 2.6 GWh of electricity to the grid and was close to entering its planned 25-year operational phase. As of early 2018, MeyGen's developers had received full consent to expand the project up to 86 MW (the offshore lease on the site permits up to 398 MW), with installation expected to continue into 2019. Also in Scotland, Nova Innovation (United Kingdom) installed in Shetland's Bluemull Sound a third 100 kilowatt (kW) directdrive turbine in what the company claimed was the world's first grid-connected tidal array (the first two turbines were launched in 2016). Nova Innovation led a group of industrial, academic and research organisations in securing EU funding in support of ocean energy technology, for a total of EUR 19.3 million (USD 23.1 million). Some of the funds will support expansion of the Bluemull Sound array to six turbines, with the expectation that it will provide enough insight into operational performance to reduce the costs of tidal energy and boost the confidence of potential investors.

Another tidal energy developer to receive EU support in 2017 was Scotrenewables Tidal Power (United Kingdom). The company's 2 MW SR2000 device, first installed in 2016 at the European Marine Energy Centre (EMEC) in Orkney, Scotland, operated at full power as it underwent a test programme in 2017. The unit supplied power to the grid in high-sea conditions, providing the equivalent of 7% of the electricity demand of the Orkney Islands (more than 1.2 GWh by the end of the year). The SR2000 incorporates two 1 MW horizontal-axis turbines (each with a 16-metre rotor diameter) that are mounted on a floating hull platform.

In Cherbourg, France, Naval Energies started building a facility to manufacture tidal turbines, with a planned production capacity of 25 units per year. The plant, which will produce 2 MW open-centre turbines by OpenHydro (a subsidiary of Naval Energies, previously DCNS Energies) in partnership with EDF Energies Nouvelles of France, is expected to mark the start of an industrial phase in the tidal energy sector and to launch the commercialisation of the technology. Seven of those turbines were scheduled for deployment at the Normandy Hydro Project at Raz Blanchard, starting in 2018. Also in France, tidal turbine developer Guinard Energies carried out a demonstration of its 3.5 kW P66 turbine. The small design of the turbine aims to simplify installation and maintenance in isolated areas, including hybrid applications with solar PV and batteries.

.....

One of the challenges for ocean energy developers is to devise efficient and cost-effective PTO devices that can cope with the unique demands of ocean energy. With the aim of eliminating the need for hydraulic components in PTOs, DOE-funded research yielded a prototype magnetically geared generator that could be ideal for low-speed, high-torque applications such as wave energy conversion. Other successful DOE-funded research during 2017 aimed to make the components used in tidal energy devices more durable and efficient, to reduce operating costs, and to advance commercialisation.

In late 2016 through mid-2017, Chinese authorities released several edicts on energy and technology innovation, including the 13th Five-Year Plan on Ocean Energy. The specific targets for ocean energy include the development of new demonstration and testing facilities, the construction

of island projects and a capacity target for the installation of 50 MW by 2020.⁴⁴

In 2017, the European Commission published a report to shed light on the reasons for past failures in ocean energy development and on the lessons that might be drawn from experience. The report calls for a “covenant” between the industry and the public sector that would seek: co-ordinated evaluation of technology development; certification, performance guarantees, standardisation and accreditation; a consistent policy framework and alignment of public funding activities; a staged support structure with strict conditions; and the application of performance criteria to assess technological and sectoral readiness, all for a more selective and targeted support.

Í þessu yfirliti kemur glögg fram sú mikla áhersla sem lögð er á að ná tökum á sjávarorkunýtingu. Nefnd eru dæmi um nokkur stór verkefni, sem reyndar lúta flest að stífluvirkjunum og skrófuhverflum. Þá kemur fram hin mikla áhersla sem fremstu iðnríki heims leggja á þróun sjávarorkunýtingar, t.d. Evrópusambandið og Kína. Íslensk stjórnvöld þurfa að gera stóratök í þessum efnum og stofnanir héraðs þurfa að breyta viðhorfum sínum ef við ætlum ekki að dragast afturúr öðrum ríkjum og ef við ætlum að nýta þau gullnu tækifæri sem nú bjóðast á þessu sviði.

Úr skýrslu WEC: „World Energy Resources; Marine energy 2016“:

Fyrirvari: World Energy Council; „Alþjóða orkuráðið“, er viðamikill samráðsvettvangur heimsríkja og hagsmunaaðila á sviði orkumála. Ekki er alltaf samhljómur með skýrslum, ályktunum og niðurstöðum WEC og annarra skýrslna, t.d. IEA-OES; Ren21 eða fræðimanna; einkum í því sem varðar nýja orkugjafa eins og hér um ræðir. Skýrist þetta líklega af því að WEC er í raun bandalag hagsmunaaðila sem þegar starfa á orkumarkaði. Þarf því að líta á niðurstöður WEC í því ljósi. Í eftirfarandi kafla eru t.d. ósannaðar fullyrðingar um hagkvæman nýtanleika straumhraða sem er undir 2,5 m/sek. Nokkrir aðilar, m.a. Valorka og Tidal sails hanna tækni til nýtingar hægari straums.

INTRODUCTION: The conversion of ocean energy resources to electricity could play an important role in meeting rising global energy demand, mitigating climate change, diversifying our energy supply and bolstering economic activity. However, at to date only a handful of commercial ocean energy projects have been delivered, reflecting the current immaturity and high costs of these technologies, as well as the challenging market environment in which they operate.

Today 0.5 GW of commercial ocean energy generation capacity is in operation and another 1.7 GW under construction, with 99% of this accounted for by tidal range. While relatively few commercial scale wave, tidal stream or OTEC projects are operational we find three tidal stream commercial projects accounting for 17 MW of capacity (two in Scotland and one in France) and a 1 MW commercial wave energy array in Sweden are to be commissioned shortly. A host of OTEC projects are also gathering momentum, with two 10 MW schemes being developed, one by DCNS in Martinique and the other by Lockheed Martin in China. If all planned commercial projects reach fruition then an additional 15 GW of ocean energy capacity will come online over the coming years.

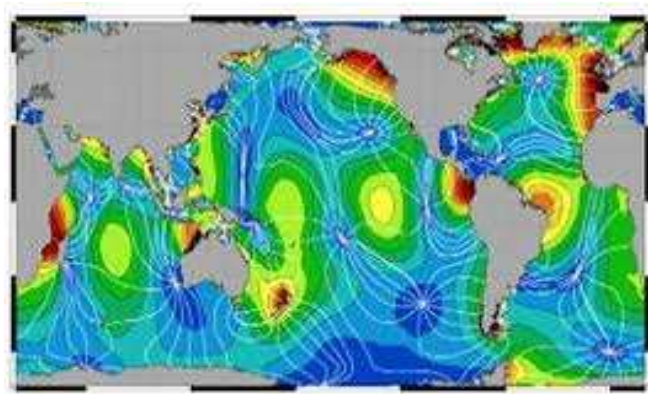
.....

TIDAL STREAM: Oceanic tides are the function of the motion of the moon and sun relative to the earth. These gravitational forces in combination with the rotation of the earth on its axis cause periodic movements of the oceans and seas. As explained by Mofor et al.(2014) ‘the vertical rise and fall of water, known as tides...is accompanied by an incoming (flood) or outgoing (ebb) horizontal flow of water in bays, harbours, estuaries and straits’ (p.4). It is this flow that is known as tidal current or tidal stream. Tidal stream devices working in a similar fashion to wind turbines using water currents instead of wind to convert kinetic energy into electricity.

The energy potential of tidal currents is typically located in areas with the greatest tidal range. However, this potential increases in areas where the flow of water is constrained or funnelled by local topography such as narrow straits and headlands, and where the water depth is relatively shallow⁶. 'In particular, large marine current flows exist where there is a significant phase difference between the tides that flow on either side of large islands'.

It is difficult to identify reliable estimates for global tidal stream energy potential but Charlier & Justus (1993) estimate total tidal energy potential (i.e. tidal range and tidal stream) at 3 TW, with 1 TW located in relatively shallow waters. However, due to geographical, technical and environmental constraints only a fraction of this could be captured in practical terms. In practice, suitable locations need mean spring peak tidal currents that are faster than 2-2.5 m/s to offer an energy density that allows for an economically viable project, accounting for the fact that as the tide changes there will be little or no horizontal flow of water. Importantly, 'major tidal streams have been identified along the coastlines of every continent, making it a global, albeit site specific, resource'. For example, at the European level 106 locations with a strong tidal stream potential were identified, together offering 48 TWh/yr (0.17 EJ/yr) of potential resource¹¹. A similar study examined Europe's tidal stream potential identifying that it was predominantly concentrated around the British Isles and English Channel.

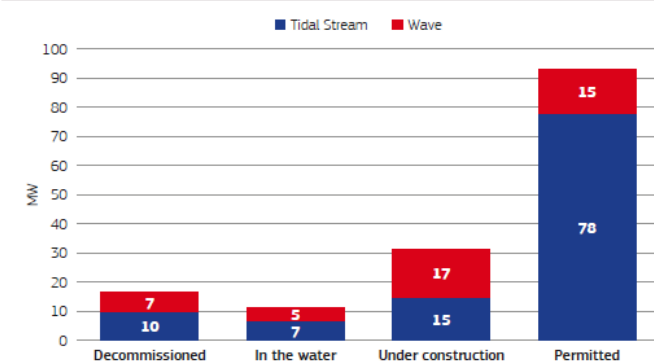
Á þessu heimskorti sjást í grófum dráttum þau svæði (svört til gult) þar sem mestrar sveiflu gætir í sjávarhæð, en þar er einnig mesta orkan í sjávarfallastraumum. Greina má slíka litabreytingu við vestan- og austanvert Ísland. Hvítu punktarnir eru jafnstöðupunktur þar sem ekki gætir sjávarfalla og hvítu línurnar útfrá þeim eru jafntímalínur sjávarfalla. (VÖ)



ESB: „Ocean Energy Roadmap“:

Hér sést staða sjávarorkutækni í Evrópusambandsríkjum árið 2016. 93 sjávarorkuverkefni höfðu fengið leyfi; 32 þeirra voru í smíðum; 12 voru komin í sjóprófanir, með um 11 MW framleiðslugetu, en 17 höfðu lagst af.

Figure 1. Europe – deployed tidal stream and wave capacity, capacity under construction and permitted capacity (MW) – situation at June 2016



Source: Ocean Energy Europe, Kit-in-the-water database.

Kafli 3. Hagkvæmni nýtingar sjávarfallaorku

3.1. Þróun nýfjárfestinga og orkuframleiðsla

Ren21: Þróun nýfjárfestinga í endurnýjanlegri orku

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Billion USD										
New Investment by Technology											
 Solar power	38.7	61.5	64.0	103.3	158.1	140.5	119.9	145.3	179.3	136.5	160.8
 Wind power	60.9	74.8	79.5	101.5	87.2	83.6	86.4	110.7	124.7	121.6	107.2
 Biomass and waste-to-energy	22.9	17.5	15.1	16.9	20.2	15.8	14.0	12.7	9.4	7.3	4.7
 Hydropower <50 MW	6.5	7.6	6.2	8.2	7.6	6.5	5.8	7.0	3.6	3.9	3.4
 Biofuels	27.4	18.2	10.2	10.6	10.6	7.2	5.2	5.2	3.5	2.1	2.0
 Geothermal	1.7	1.7	2.8	2.9	3.9	1.6	2.8	2.9	2.5	2.5	1.6
 Ocean energy	0.8	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2

Ren21: Heimsframleiðsla endurnýjanlegrar orku 2017:

	Added During 2017	Existing at End-2017
Power Capacity (GW)		
 Bio-power	8.1	122
 Geothermal power	0.7	12.8
 Hydropower	19	1,114
 Ocean power	~0	0.5
 Solar PV	98	402
 Concentrating solar thermal power (CSP)	0.1	4.9
 Wind power	52	539

3.2. Kostnaðarmat WEC

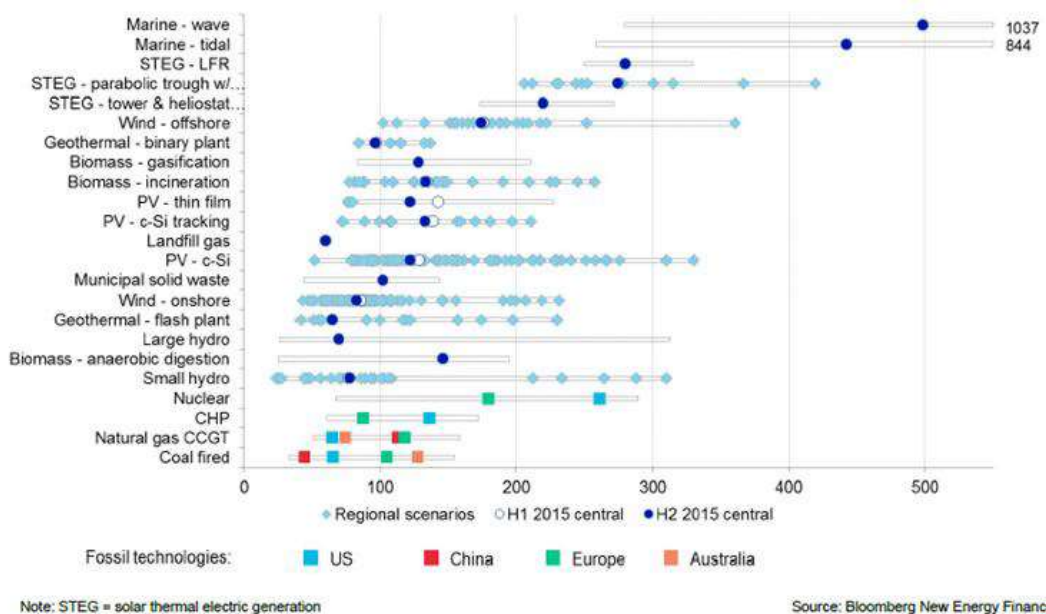
Öllum leikur hugur á að vita hvort sjávarfallaorka verður samkeppnishæfur valkostur í orkuöflun. Þó spurningin sé einföld liggur svarið við henni alls ekki fyrir á þessari stundu. Til að svara henni þarf fyrst að svara ýmsu um áhrifaþætti verðsins, og margt í þeim efnum er háð túlkunum og spám þó annað megi reikna og rökstyðja. Hætt er því við að svörin verði jafn mörg og svarendurnir, auk þess sem þau kunna að litast af hagsmunum þar sem þeir ná fótfestu.

Í þessum kafla verður gripið niður í skýrslur nokkurra aðila sem reynt hafa að spá fyrir um orkuverð frá sjávarfallavirkjunum; þrátt fyrir að engin þeirra sé komin í fjöldaframleiðslu og aðeins örfáar hafi byrjað tilraunakeyrlu inn á neyslunet.

Trúverðugleiki þessara spádóma er líklega mestur hjá þeim aðilum sem hafa lagt sig fram um að nota fræðilegar aðferðir; hjá þeim sem líta til allra áhrifaþátta og hjá þeim sem birta fremur líkur á samkeppnishæfi en nákvæm verð. Í eftirfarandi spá WEC er nýtt reynsla örfárar tilraunatækja á byrjunarstigi til að spá fyrir um verðlag orku frá fullþróaðri tækni. Slíkum niðurstöðum þarf að taka með verulegum fyrirvara. Í reynd er markleysa að yfirfæra framleiðslukostnað fyrstu frumgerða á það sem verður þegar tæknin er fullþróuð og komin í fjöldaframleiðslu; og eftir að búið er að leggja sanngjarna umhverfisskatta á aðra orkuframleiðslu.

Úr skýrslu WEC: „World Energy Resources; Marine energy 2016“:

TECHNOLOGY COSTS: Bloomberg New Energy Finance's (BNEF) analysis of energy technologies levelised cost of electricity (LCOE) identifies the major disparity between the cost of ocean energy versus other forms of generation (Figure 9). The central scenario for 2015 (H2) estimates the LCOE of wave energy at approximately US\$500/MWh whilst tidal sits at approximately US\$440/MWh. It could be argued that there is a stronger degree of certainty over the costs of tidal versus wave energy given the stronger technological convergence and greater installed capacity. More broadly, the figure illustrates the high cost of ocean energy versus other renewables, for example offshore wind (US\$174/MWh), crystalline silicon solar PV (US\$122/MWh), onshore wind (US\$83/MWh) and large hydro (US\$70/MWh).



3.3. Mat IEA-OES á kostnaðarþáttum

Úr skýrslu IEA-OES: „International levelised cost of energy for ocean energy technologies“:

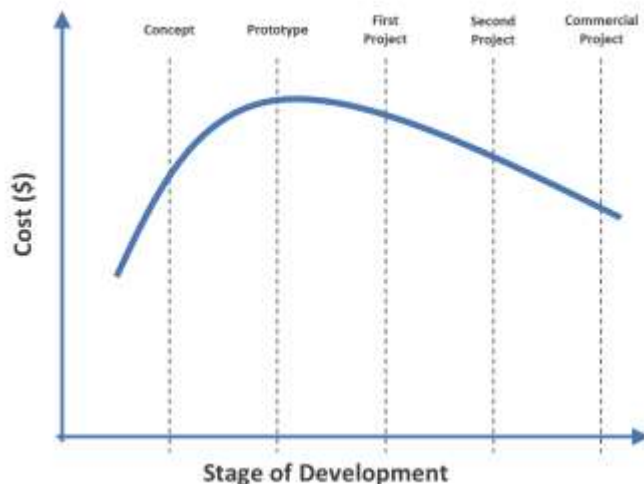
Líklega er þetta sannferðugasta skýrslan sem völ er á um mat á orkuverði frá sjávarvirkjunum. Hér er viðfangsefnið nálgast úr ýmsum áttum og ýmsir áhrifabættir skoðaðir. Nokkuð vantar þó uppá til að fullrar sanngirni sé gætt varðandi samkeppnishæfni. T.d. er hér ekki lagt mat á takmarkanir og skatta vegna umhverfispáttá, sem munu án vafa hækka verð hefðbundinna orkukosta verulega og um leið auka samkeppnishæfi sjávarorku.

EXECUTIVE SUMMARY: Wave, Tidal Stream and Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) technologies have been the subject of much research both nationally and internationally. While much development has taken place, the technologies have not yet realised commercial array scale deployment. Energy system modelling to incorporate future technological advances is based around a series of assumptions which attempt to present potential pathways for new energy technologies to emerge and become established as a part of the wider energy mix. In order to enhance existing energy system modelling, a thorough investigation of the Levelised Cost of Energy (LCOE) for wave, tidal and OTEC technologies has been undertaken. This assessment draws upon industry's state of the art knowledge around the costs to deploy and operate each technology in its current state, and the cost reductions that are foreseen on the route to product commercialisation.

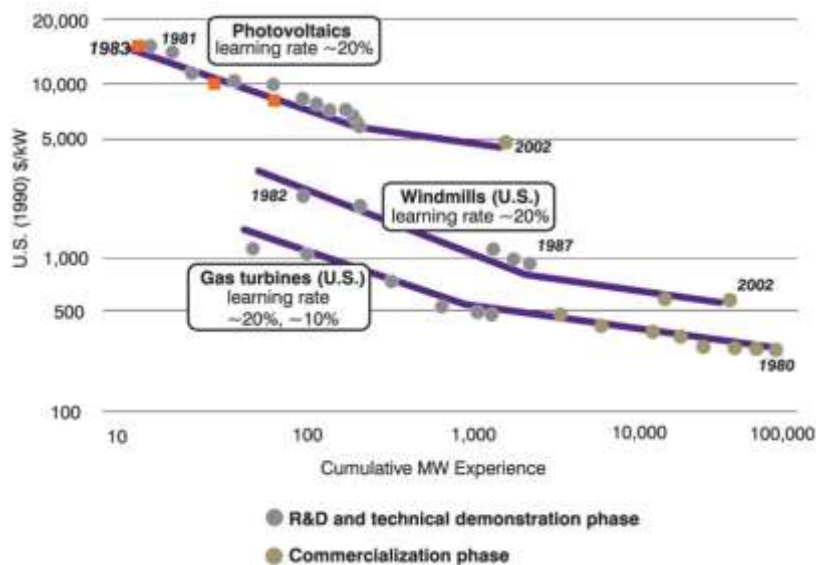
Each technology under consideration within this report is at a different stage of development, and presents its own unique challenges. In addition, the likely scale of technology varies between wave, tidal and OTEC, with the latter more likely to be deployed as a large-scale multi-MW power plant (similar to conventional thermal power generation) in comparison to the modular design of wave and tidal stream technologies. Wave and tidal technologies are modular in design, and therefore large power plant capacities will be achieved by the utilisation of multiple modular energy converters.

Engagement with relevant stakeholders in a number of OES Member countries has allowed an international context to be provided for each technology. As a result, mean values across a range of parameters have been obtained as a representative of the average across the industry as a whole.

Kostnaður verkefna sem fall af þróunarstigi. Kostnaðurinn er mestur á stigi frumgerðar, en á því stigi eru flestir hverflar sem nú eru í þróun. Hverfill Valorku er að nálgast þann topp. Kostnaður fellur hratt þegar fyrsta virkjun fer að skila orku inn á kerfi, og enn frekar við fjöldaframleiðslu og notkun í stærri stíl.



LEARNING CURVES are typically used when predicting longer-term cost reductions for an industry. For each doubling of the deployed capacity, a certain percentage cost reduction is attained. Similar renewable energy technologies have historically attained learning rates in the order of 10%-30%. Wind technology, for example, which is the most closely related, has demonstrated learning rates in the order of 15%. It is important to understand that these cumulative cost reductions are tied to a wide range of factors that can drive cost down, including manufacturing scale, operational efficiencies, improved reliability and availability, and fundamental design changes.

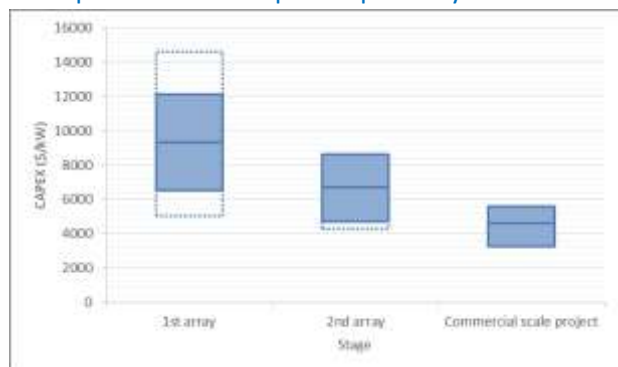


Hér sést reynsla nokkurra orkuframleiðsluaðferða, sem sýnir hvernig verð nýrrar orku fellur eftir að tækni kemst á markað.

Tidal Technology LCOE Assessment:

Across the globe, increasing level of attention is being given to community scale technologies and projects with capacities in the region of tens or hundreds of kilowatts. While still of a higher cost than incumbent sources of electricity generation, these projects can be installed at a lower overall CAPEX in order to appropriately mitigate risk, and therefore represent a development pathway that could be considered attractive for phased-risk technological development and iteration prior to the emergence of a commercial product.

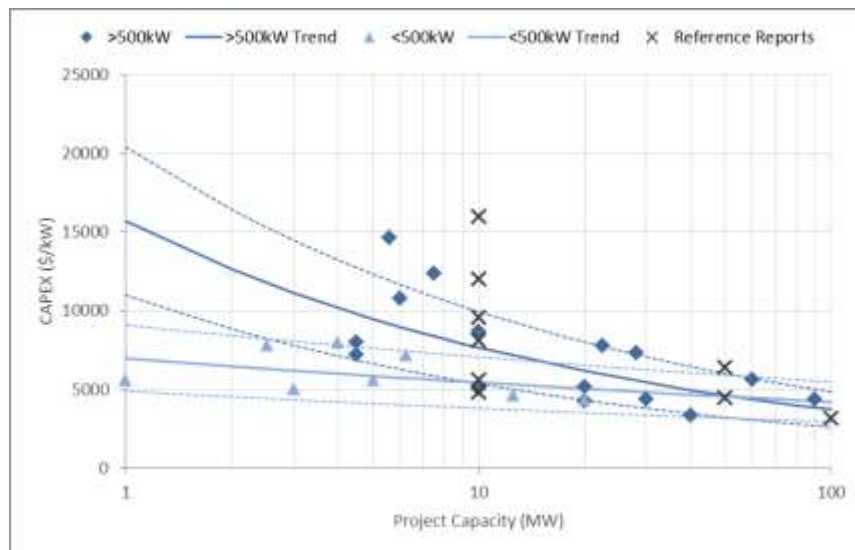
Hér er sýnd þróun ætlaðs stofnkostnaðar (CAPEX) fyrir sjávarfallavirkjun á þremur stigum: Við fyrsta hverflabú; við næsta hverflabú og þegar fjöldaframleiðsla hverfla er hafin.



The first array costs documented in this analysis are in line with those calculated in previous work, where ranges such as 5600-12000 \$/kW (SI Ocean, 2013), 9600-16000 \$/kW (Carbon Trust, 2011), and 4800-8100 \$/kW (Black & Veatch, Ernst & Young, 2010) are found in the literature.

As the level of deployment increases, the overall CAPEX costs are anticipated to fall. Significant cost reduction is anticipated in the areas of installation, grid connection, and project development. This is in alignment with a move to larger arrays, and through process improvements as a result of learning by doing. In addition to the falling mean CAPEX value as deployment progresses, there was significant convergence in the range of CAPEX costs, with industry convergence resulting in a reduced spread in the level of CAPEX cost variation by the time companies deploy their first commercial project. It should be noted that the figures for “commercial scale project” above represent the early commercial arrays deployed by technology developers, and as such do not represent the long term

cost reduction possibilities in the event of large scale array build out. Further cost reductions will likely be seen as the industry enters a post-commercialisation phase.



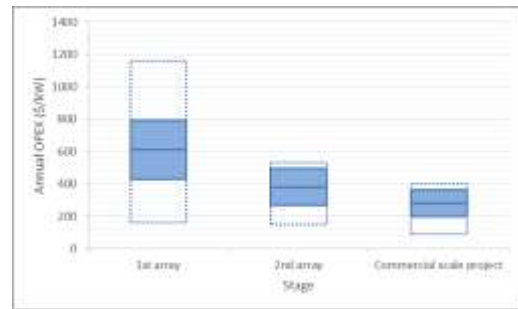
The consultation process considered technologies at both large (≥ 500 kW) scale and small (< 500 kW) scale, with the trend associated with each mode of scale differing slightly. The technology scales have been separated in the above plot in order to highlight the two emerging trends. While current capital costs for the first arrays have a diverse spread for the larger scale technologies – particularly in the early projects – the small scale technologies claim to offer lower capital costs per kW installed. The future cost reduction trend for large scale technologies is significantly greater than that of the small technologies, indicative of the greater levels of cost reduction that must be achieved when progressing to larger arrays. There is convergence between large and small scale technologies towards the anticipated CAPEX cost value at the commercial scale project. It should be noted that the above figure is not representative of learning, but instead projects the starting cost that will be achieved using given deployment scales. Learning by doing will result in cost reduction, but this cannot be extrapolated from the above figure. (Undirstrikum VÖ).

Hér er ályktað að minni sjávarorkuver séu líklegri til að verða samkeppnishæfari varðandi stofnkostnað en stóru hverflarnir. Þessi ályktun gengur þvert á fyrri kennisetningar margra, en er í góðu samræmi við áætlanir Valorku.

OPEX:

Due to the uncertain nature of O&M costs, and the direct negative impact of any unscheduled maintenance routines, the OPEX cost parameters were highly variable. While certain technology developers are confident that existing deployment experience has allowed for low costs associated with maintenance needs, the OPEX costs remain largely unproven even in the most mature technologies. The cost of offshore operations is a significant driver in the levels of uncertainty as indicated by the wide range of responses from the developers consulted.

Hér sést að ætlaður rekstrarkostnaður sjávarfallavirkjunar minnkar verulega frá gangsetningu fyrsta hverflabús til þess næsta; og enn frekar þegar fjöldaframleiðsla er hafin þó þá sé munurinn minni en í tilfelli stofnkostnaðar í töflunni hér á undan.

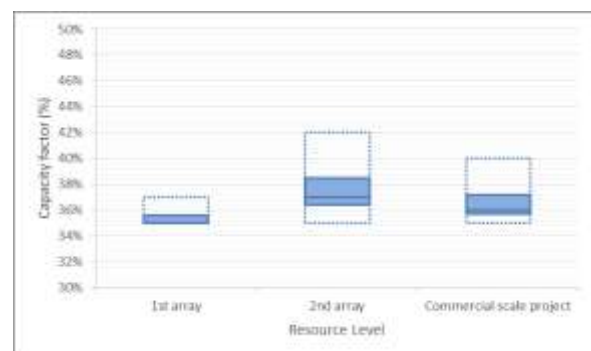


As deployment levels increase, the OPEX costs must reduce in order to achieve economic performance of ocean energy technology. The cost associated with annual O&M is expected to fall dramatically across the industry. Although an increase in array size will result in significant increase in the number of units deployed, OPEX costs are expected to fall as technology matures and sufficient proof of reliability is made. However, opportunity to increase the scale of array deployment will only occur if sufficient confidence in the technology is established within key stakeholder groups.

ANNUAL ENERGY PRODUCTION: The annual energy produced from an array of devices is calculated based on two key factors – Capacity factor (or load factor) and availability. Increased capacity factor results in a higher Annual Energy Production (AEP) per kW installed.

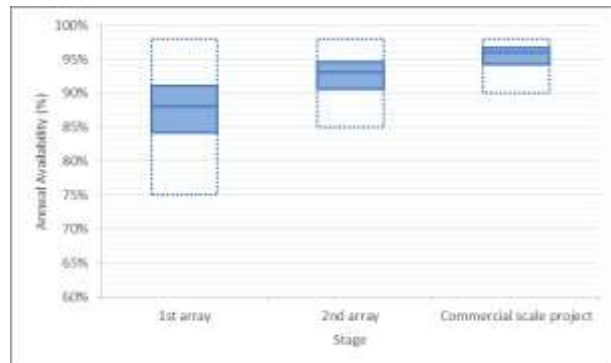
Responses to the stakeholder engagement suggested that capacity factor was likely to range between 35% and 42%. Previous studies have suggested that capacity factors are likely to range between 27% and 35% (SI Ocean, 2013), but this new research reflects an upward trend in the anticipated capacity factor of the early arrays. As such, a 35%–42% range has been considered herein. The sector averaged trend shows a slight increase in capacity factor between 1st array and 2nd array deployments. However, the commercial target sees a slight reduction in anticipated capacity factor, perhaps due to use of less energetic resource locations for larger scale deployments, but also due to an inversely proportional trend between average device capacity factor and overall array size. As array scales increase, the net energy extraction and “farm shadow effect” will cause a reduction in the resource available for extraction reaching devices located behind the first row.

Hér er byggt á reynslu fárra skráfuhverfla. Framleiðslugeta á hverflaeiningu eykst nokkuð frá fyrsta hverflabúi til þess næsta, en dregst saman við frekari virkjun. Þetta er talið skýrast annarsvegar af „skuggááhrifum“ hverfla og hinsvegar af því að síðari svæði séu ekki eins orkurík. Rétt er þá að hafa í huga að svæði sem henta skráfuhverflum eru langtum færri og þrengri en þau sem henta t.d. hverflum Valorku. Því má ætla að slíkur samdráttur eigi ekki við um hægstraumshverfla.



Availability was assumed to improve over time by each technology developer, with respondents suggesting ranges of between 75% and 98% for the first arrays, with an increasing trend in availability expectations as projects progress. The sector averaged availability trend shows increasing availability from a mean value of 88% for the first array to a mean value of 96% for the commercial array projects. It can be noted that certain technology developers are anticipating very high availabilities, even in the first array project. A summary of the availability ranges provided from the stakeholder engagement can be seen below.

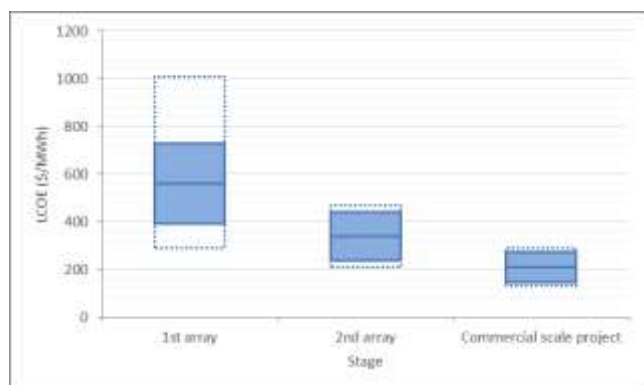
Hér er sýnd ætluð þróun áreiðanleika. Hann er eðlilega nokkuð á reiki í byrjun en eykst stórum þegar markaðsstigi er náð.



The level of Annual Energy Production can have a significant impact on the overall LCOE, so developers are targeting high device availabilities in order to minimise the LCOE. These high reliabilities and availabilities require demonstration, with improvements on current statistics necessary in order to meet these stringent targets.

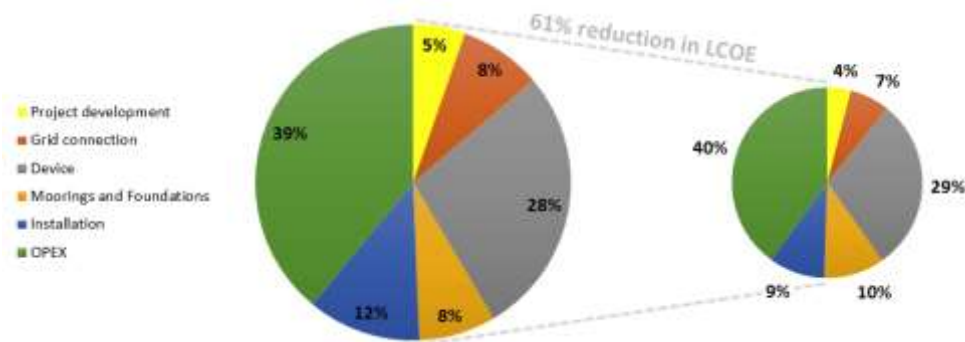
LEWELISED COST OF ENERGY: The LCOE calculation is described within Section 2 of this report. It has been suggested that the levels of uncertainty associated with estimates at this stage of technology development could be in the order of $\pm 30\%$. The CAPEX and OPEX costs that have been used were acquired from analysis of industry averaged data for first array, second array, and long-term project targets have been used as the input values in the LCOE calculation, resulting in the following LCOE ranges. The LCOE ranges are diverse within the first array deployment, but clear convergence is seen across the tidal energy sector as progression is made towards commercial scale projects. The SI Ocean project indicates a current LCOE range of 250-470 €/MWh (SI Ocean, 2013), which equates to approximately 333-625 \$/MWh. This SI Ocean data range is within, but at the lower end of, the spectrum identified within the “first array project” phase of this analysis.

Hér sést greinilega hvernig ætlað söluverð raforku fellur verulega, strax eftir að fyrsta orkuver hefur verið gangsett; og enn frekar við fjöldaframleiðslu. Þessi niðurstaða er í allmikilli andstöðu við svartsýnisraddir í sumum öðrum skýrslum, t.d. skýrslum WEC og íslenska atvinnuvegaráðuneytisins, sem virðast litaðar af hagsmunum núverandi orkuframleiðenda.



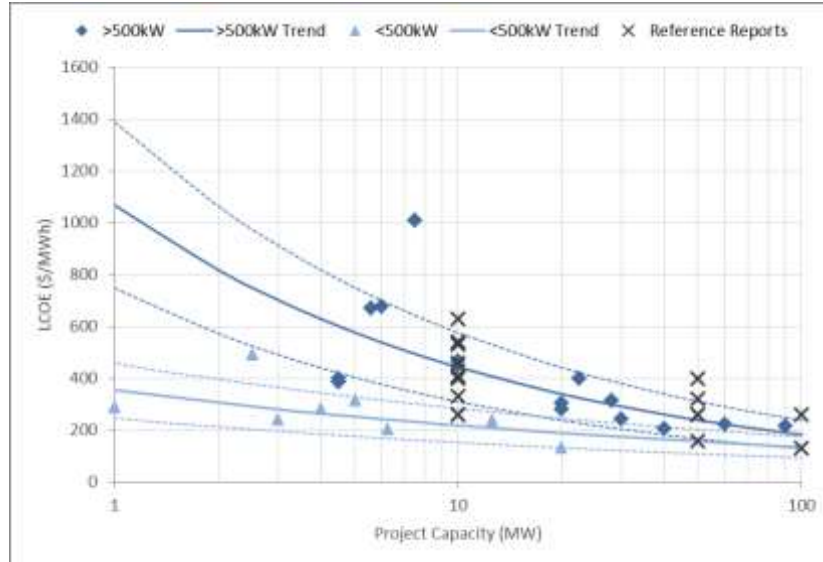
The industry averaged LCOE value has been achieved through averaging across a range of technology developers. The percentage breakdown therefore does not represent one particular technology, rather an average across the tidal energy industry as a whole. A breakdown of CAPEX (by specific cost centre) and OPEX contributions to the LCOE is presented in Figure 9 below.

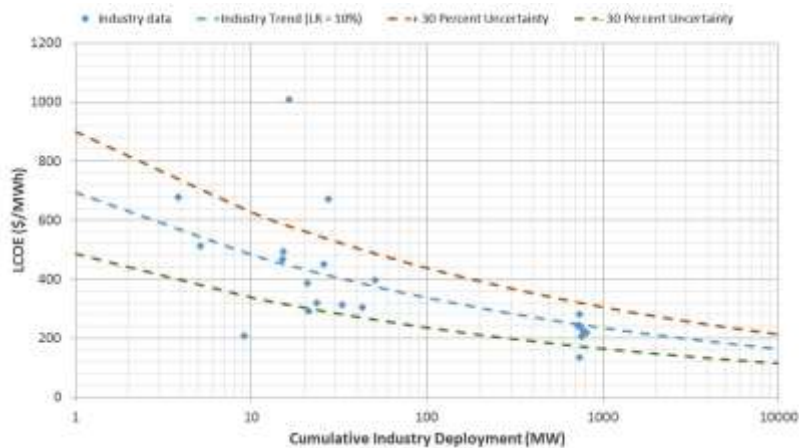
LCOE breakdown:



The size of the pie chart has been adjusted such that the area of the chart is representative of the total LCOE. Whilst the cost breakdowns may appear similar, there is a significant difference in the overall LCOE value. Although costs in real terms are expected to decrease across all the identified cost centres resulting in a lower LCOE value, the relative breakdown of CAPEX associated with the device itself is expected to increase relative to other CAPEX costs. Operational costs are expected to represent an increased proportion of the overall LCOE in commercial arrays.

LCOE TREND BY SIZE OF THE PROJECT: The uncertainty levels at each deployment stage, as agreed through industry consultation, resulted in the calculation of maximum and minimum bounds of $\pm 30\%$, based on the LCOE reduction trend associated with the industry consultation data. In general, the responses from industry indicated an increase in array scale with increasing maturity of the technology. The scale of array to be deployed at each of the stages under consideration varied widely, and again the LCOE chart has been presented with two technology scales: Large scale (≥ 500 kW) and small scale (< 500 kW).





It must be remembered that the above chart does not represent the effects of learning, merely the initial LCOE of array projects at given array scales. It would be anticipated that learning by doing would result in cost reductions over time, and this will be discussed in the following section.

It must be stressed that this learning rate projection is based upon a plausible, yet hypothetical deployment scenario, in which the LCOE of tidal stream energy would reach cost competitiveness with the current costs of offshore wind (approximately 240 \$/MWh) within 1250 MW of cumulative deployment. Further cost reduction would be expected with continued deployment

Whilst individual technologies offer different cost reduction and learning opportunities, the analysis presented here represents a less optimistic learning rate than has been associated with other European projects such as SI Ocean. In SI Ocean, data suggests that an LCOE of 100 €/MWh (approximately 133 \$/MWh) could be achieved after 10 GW of cumulative deployment, using a learning rate of 12%. However, the analysis carried out within this report suggests that previous work may be optimistic, with costs only reducing to approximately 160 \$/MWh within the given 10 GW deployment frame.

TIDAL STREAM ENERGY CONCLUSION: Although tidal stream energy converters have converged upon the horizontal axis turbine, there still exists design diversity in terms of number of rotors, rotor diameter and rated capacity of early prototype designs. Many of the early companies developing technology for the tidal stream industry focused on MW scale devices and multi-MW arrays. However, a number of companies are now present whose focus lies firmly on the smaller capacity devices.

The data suggests that small scale technology could offer a lower LCOE in the short term with the early projects, however there is convergence in terms of LCOE once MW scale technologies reach their commercialisation target and larger deployment capacities.

It is anticipated that in order to meet national level deployment targets, the use of large scale technologies will be required in the long term. However, the short term deployment programme will see significant benefit from a greater focus on the symbiotic deployment of technologies at the lower scale of the spectrum.

It is difficult to present the cumulative deployed capacity of the tidal energy industry without being subjective (the number of stakeholders engaging with this project do not cover the full spectrum of tidal stream energy deployment worldwide, but represents a reflective proportion of industry stakeholders; however this list is not exhaustive).

The commercial targets presented in this report are the CAPEX, OPEX, and LCOE values that developers anticipate to reach with their first commercial project. As such, continued cost reduction can be expected with larger scale roll-out and deployment of tidal energy technology. The commercial targets described within this report confirm that the tidal energy sector will require continued support and incentive mechanisms in the medium-term to enable the projects to be

economically viable and financially attractive, albeit the level of support provided could see reduction if technologies meet their commercialisation target aspirations. The cost reduction trends outlined in this report clearly mark out the trajectory that the tidal energy sector must achieve in order to maintain continued positive public and private sector support.

DISCUSSION AND CONCLUSIONS: This project has contributed significantly to the state of the art in knowledge of LCOE and cost reduction trajectories for Wave, Tidal Stream, and OTEC on an international level. Industry consultation has allowed the development of revised cost models for all the technologies considered, producing revised expectations on the development trajectory for each technology.

Some similarities exist among the technologies considered. Current LCOE values are very high for wave, tidal and OTEC technologies in comparison to the incumbent power generation technologies, leading to significant cost-reduction requirements in order to become competitive. Although progress has been demonstrated to date, the level of progress is not on par with expectations. The rate of deployment has been significantly slower than anticipated by some investors and policymakers.

At this stage in the development of each technology, the best available data comes from pilot projects. In conjunction with a simplified cost model, as used within this approach, the uncertainty level was expected to be in the region of $\pm 30\%$, consistent with studies in other technologies both within and outside of the energy sector.

There were also a number of differences between the technologies that were clear within this study. Wave energy sector development lags that of tidal stream energy, and there is an identified lack of fundamental performance and operational data to validate the early stage projections made by wave energy technology developers.

Tidal stream energy converters have largely converged on horizontal axis designs; however there is a clear split in the development trajectory. The first considers large scale technology, greater than or equal to 500 kW in capacity, which has been the mainstay of development to date. The second considers the development of small scale technology less than 500 kW in scale. The data provided for this project suggests that the smaller scale technologies could offer a lower LCOE in the short term, with greater opportunity to achieve cost reduction targets through up-scaling of technology. Larger scale technology will reach cost competitiveness with the smaller scale technologies only after considerable deployment has taken place. (Undirstrikun VÖ).

The economies of scale and LCOE analysis clearly indicate that OTEC plants at a large scale are economically more attractive for the first project. In contrast, while wave and tidal stream energy technologies could achieve lower LCOE through multi-MW array deployment, the route to multi-MW arrays must first allow for development and deployment of the earlier lower-capacity arrays. LCOE reductions for wave and tidal stream energy are dependent on build out of early arrays, and not immediate progression on to large-scale multi-MW projects. Confidence in the technology must be gained at these early array stages prior to the progression and build-out of larger array capacities.

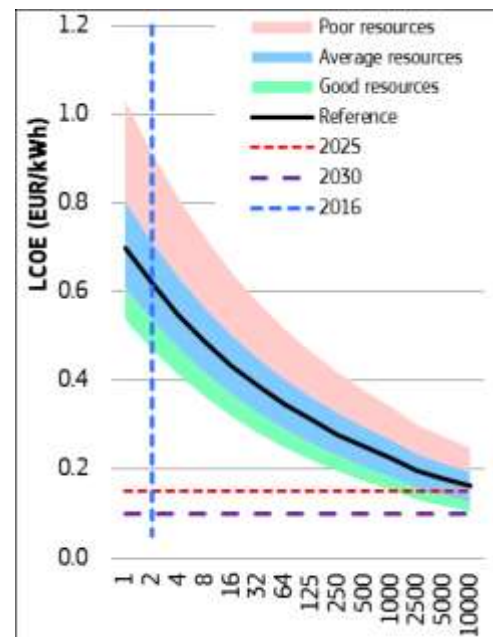
Wave and tidal stream energy technologies are modular in design, and therefore the range of perceived deployment capacities for future array projects varied widely.

3.4. Spá rannóknamiðstöðvar ESB

JRC: JRC Ocean energy status report, 2016 edition:

TIDAL ENERGY RDI AND COST REDUCTION: According to the OEF (Ocean Energy Forum 2016), the tidal energy industry should focus on the reliability of the technology developed so far, and in bridging the gap towards the creation of a stable tidal energy market. Nevertheless, R&D activities are necessary to ensure that the cost of the technology can be reduced to meet the targets agreed in the SET-Plan declaration of intent. A mix of deployment and technology innovation are needed.

Spá um stofnkostnað sjávarfallavirkjana; byggð á mati frá 2014. Hún sýnir mjög mikið fall stofnkostnaðar eftir því sem framleiðslan eykst; og þar með mikla aukningu á hagkvæmni og samkeppnishæfi. Erfitt er að spá um þessa hluti með mikilli nákvæmni, en telja verður þessa spá þá trúverðugustu sem völ er á, í ljósi þess að hún er sett fram af færustu sérfræðingum heims á þessu sviði. Himinn og haf er milli þessarar spár og þess svartnættis sem gætir í skýrslum atvinnuvegaráðuneytisins um samkeppnishæfi sjávarfallaorku.



The figure shows that current LCOE ranges between 54 and 71 cEUR/kWh today for an average resource, with a reference value of about 62 cEUR/kWh. Low resource and high resource were represented by using different capacity factors. LCEO predictions have been calculated applying the same methodology as in the previous edition of this report [Magagna & Uihlein 2015]. The learning rates that were applied are 12 % for CAPEX and 3 % for OPEX. The band- 8 width of the average resource represents the low and high CAPEX values. To meet the 2025 targets agreed in the SET-Plan declaration of intent, the cumulative capacity of tidal energy should reach 1000 MW to 10000 MW.

When we look at the possibilities to reduce the levelised cost of electricity of tidal energy, it seems promising to aim reducing CAPEX cost components and improving the device performance in terms of availability and capacity factors.

Since 2014, in the EU, the Horizon 2020 framework programme has funded 10 tidal energy projects for a total of about EUR 30 million. Five of these projects are directed to Research and Innovation Actions (RIA) to improve existing technologies.

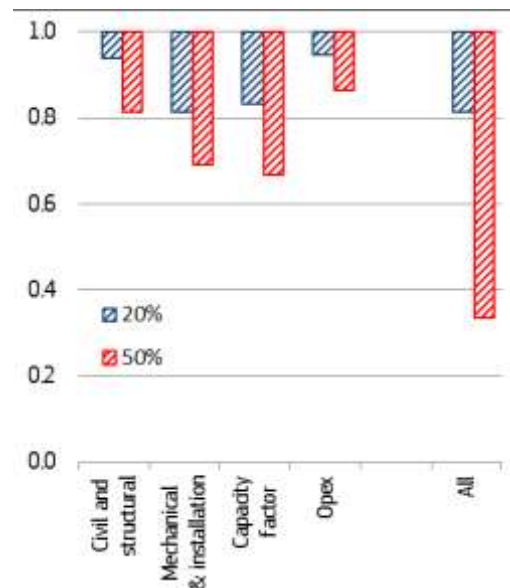
Most projects share a common goal of reducing the cost of existing technologies; and of incorporating the results of the ongoing R&D activities in their future devices.

Specific area of focus for most of the projects include the optimisation of the Power Take Off (PTO), improved access to the turbine for ease of maintenance, and innovative monitoring solution for the removal of uncertainties related to the environmental impact of tidal turbines on marine mammals.

From a strict technological point of view, R&D activities on PTO could bring a number of advantages to the future generation of tidal devices. Increased power capture will lead to increased capacity factors and to lower LCEO.

Furthermore, H2020 projects such as Tipa and TAOIDE are working in developing wetgap PTO, rather than in sealed air-gap PTOs. Current systems employ air-gap systems, making the system susceptible to the presence of water in the nacelle. The results of such activities are expected to reduce significantly maintenance intervals of tidal turbines, and thus decrease the cost related to O&M.

Hagkvæmniaukning sjávarfallavirkjana í €/kWst, greind á einstaka kostnaðarþætti. Fyrir hvern þátt er sýnd niðurstaða annarsvegar fyrir 30% aukningu hagkvæmni (blátt) og hinsvegar 50% (rautt).



The figure provides an overview of the reduction of the LCOE taking into account reduction of cost-centres and capacity factor improvements.

A reduction of the civil and structural costs (which include structure, prime mover, moorings & foundations) by 50 % could lead to a decrease of total LCOE by almost 20 %. Reducing the costs of mechanical equipment and installation by 50 % would allow a decrease of total LCOE by about 30 %.

Other possible improvement options that are not directly targeting capital expenditure could include a reduction of operating expenditure (OPEX). Assuming a 50 % improvement in OPEX would lead to reduction of the LCOE by 16 %. An increase of the capacity factor (CF) by 20% would translate in a reduction of 18 % of the LCOE, whilst a 50% improvement of the CF would lead to a 33% cost reduction for tidal technology.

When comparing the different options to reduce the overall costs of tidal energy, there is not one option that is more favourable than others. From Figure 6, it becomes clear that a combination of all measures could deliver a LCEO reduction of almost 75 % which would mean costs of about 15 c EUR/kWh.

3.5. Lausnir til framleiðslujöfnunar

Sjávarföll orsakast af aðdráttarafli tungls og þeim meginbylgjum sem myndast á yfirborði sjávar vegna þess. Þau geta verið með nokkuð ólíkum hætti vegna aðstæðna en þar sem þeirra gætir er straumstyrkur þeirra breytilegur innan hvers sólarhrings. Afleiðingin er sú að orkuframleiðsla sjávarfallahverfla er einnig breytileg. Hér við land og víða annarsstaðar er flæði tvisvar á sólarhring og fjara jafn oft. Því eru fallaskipti fjórum sinnum; sem þýðir algera framleiðslustöðvun sjávarfallavirkjana. Frá fallaskiptum til mesta straumstyrks er framleiðslan stígandi, en dalar svo aftur til næstu fallaskipta. Þetta flökt í framleiðslu hafa gagnrýnendur sjávarfallavirkjana óspart bent á og notað sem vopn gegn þessari hreinu orkunýtingu. En auðitað er hér aðeins um úrlausnarefni að ræða. Lausnir eru þekktar á þessu viðfangsefni og hér skal bent á nokkrar þeirra.

Nýting sjávarfallaorku til vatnshitunar er líklega einfaldasta og hagkvæmasta lausnin til sveiflujöfnunar. Þá er raforka frá sjávarfallahverfli eða hverflabúi leidd til lands og nýtt til hitunar vatns eða annars vökva í stórum einangruðum geymi/tanki. Vatn úr geyminum má svo nýta sem hvert annað hitaveituvatn, t.d. til hitunar húsa; fiskeldis eða til raforkuframleiðslu. Þar sem virkjunin keyrir beint inn á element er ekki um neinn kostnaðarsaman jöfnunarbúnað að ræða, þó vissulega megi nýta hann einnig. Einkanlega ætti slíkt úrræði vel við hérlandis og víðar á norðlægum slóðum; sér í lagi á „köldum svæðum“ sem ekki búa að jarðhitavatni; enda er kynding húsa að jafnaði helsta orkunotkun almennings. Þá gæti þessi aðferð opnað leiðir til atvinnuuppbyggingar t.d. í landeldi fiska; gróðurhúsarækt eða annarrar „grænnar“ atvinnuuppbyggingar. Þessi notkun sjávarorku er

einkar athugandi á stöðum sem ekki búa við raforku frá netkerfi en liggja nærri orkuríkri sjávarröst. Hverfill Valorku er sérlega hentugur í þessu tilliti; mun hentugri en skrófuhverflar sem ekki geta nýtt hægstraum.

Samkeyrsla með öðrum orkugjöfum er einnig aðgengileg og sjálfsögð leið til orkujöfnunar, þar sem staðir liggja vel við raforkuneti. Sérstaklega á þetta vel við þar sem raforka á netinu er framleidd með endurnýjanlegri orku og orkufyrirtæki eru í eigu almennings, eins og staðan er hérlandis. Slík samkeyrsla er t.d. forsenda þess að unnt sé að nýta hina óáreiðanlegu orku vindorkuvera, og er hér um samkeyrslu að ræða á sama grundvelli. Kostur slíkrar samkeyrslu er að með henni má afla samfelldrar spennujafnaðrar orku. Sparast mun í lónum vatnsaflsvirkjana sem nýttar yrðu í slíkt, sem aftur minnkar þörf á frekari virkjunum og lónagerð og stuðlar þar með að landvernd.

Nýting mismunandi flóðatíma (e: phasing) er áhrifarík aðferð til framleiðslujöfnunar. Þá er hagnýttur sá tímamunur sem er á sjávarföllum frá einum virkjanastað til annars með langri strönd. T.d. tekur það sjávarfallabylgjuna að meðaltali um 12,4 klst að fara kringum Ísland (VST; „Sjávarfallastraumar í Breiðafirði“; 2008). Með því að virkjaðar væru rastir kringum landið; T.d. við Vestfirði, Langanes, Austfirði, Reykjanes, Snæfellsnes og í Breiðafirði og þær tengdar inn á orkunetið mætti fá all stöðuga orkuöflun. Þetta á víðar við, eins og sést af tilvitnuðum greinum hér á eftir og á línuriti SEAI á blaðsíðu 58 hér síðar.

Hleðsla rafgeyma er aðferð sem sífellt verður vænlegri, með hinni hröðu þróun rafhlaðna sem fylgir rafbílavæðingunni. Má ætla að þessi aðferð, e.t.v. ásamt hitun, verði ofaná innan tíðar; einkum í afskekktum byggðum og eyjasamfélögum þar sem ekki er völ á tengingu við orkunet. Vísir að slíkri notkun sjávarfallavirkjunar er reyndar að komast í gagnið nú þegar, þar sem franski skrófuhverfillinn Sabella sinnir orkuþörf nær 900 manna samfélags á eyjunni Ushant við Bretaníuskaða. Í því tilviki eru geymarnir nýttir til að jafna út smærri sveiflur, en ekki framleiðslustöðvun yfir fallaskipti. Sjá grein um það hér á eftir: „*Sabella installs tidal turbine coupled with battery storage kit*“. Skyld þessari jöfnunaraðgerð er það að nota sjávarorku til hleðslu rafbíla og annarra hleðslutækja þegar framleiðsla er mest.

Dæling og fleyting eru tveir möguleikar enn til framleiðslujöfnunar sjávarfallavirkjana, sem vel koma til greina. Í fyrra tilvikinu er um það að ræða að toppur mestu framleiðslu hverfilsins er nýttur til að dæla sjó upp í lón, en þegar hægir á fallastraumnum og dregur úr framleiðslu er rennsli úr lóninu keyrt í gegnum rafal til jöfnunar. Víða með t.d. ströndum Íslands hagar þannig til að orkumiklar rastir eru undan háum nesjum, þar sem nýta mætti einhverja hvílt í nokkurri hæð sem jöfnunarlón án mikilla umhverfisáhrifa. Fleyting er af öðrum toga, þó þar sé einnig nýtt stöðuorka til geymslu. Þá er orka hverfilsins nýtt til að knýja búnað sem dregur belgi eða annað flot niður á aukið dýpi. Uppdrif flotsins er svo nýtt til orkuframleiðslu yfir fallaskiptin. Þessi aðferð hefur verið nokkuð hugsuð af Valorku og væri athugunarverður kostur, einkum þar sem dýpi er verulegt. Henni fylgja mun minni umhverfisáhrif en þeirri fyrrnefndu.

3.6. Aðrar skýrslur og fræðigreinar um efnið

Ren21: Um geymslu, jöfnun og nettengingu orku.

TECHNOLOGIES FOR SYSTEMS INTEGRATION: So-called enabling technologies help to integrate VRE into the electricity sector and facilitate the coupling of renewable power with the thermal and transport sectors. They include energy storage (both electrical and thermal) as well as digital communication and control technologies for optimising distributed renewable energy for least-cost resource allocation, load balancing and ancillary services.

Such technologies have been advancing in parallel with renewables, in part to increase the

efficiency and reliability of energy systems. But they also can help to accommodate higher shares of renewable energy by contributing to more flexible and integrated energy systems, provided that the policy and regulatory environment enables this to occur and provides incentives where needed.

ENERGY STORAGE: Utility-scale electricity storage can advance integration in several ways: it smooths fluctuating output from wind and solar power, and it enables the shifting of supply to better align with demand, thereby reducing the incidence of curtailment. Customer (behind-the-meter) electricity storage, installed alongside VRE systems, helps to integrate distributed resources by storing electricity that is produced when it is not needed and releasing it when demand is higher; this storage also can provide ancillary services (as does utility-scale storage) if markets and controls are set up properly.

Thermal energy storage allows a temporal shift of renewable electricity or thermal energy supply to meet demand for heating and cooling (or for conversion back to electricity) when needed, and can allow (surplus) renewable electricity to serve thermal loads. Power-to-gas (P2G) technologies enable temporal (seasonal), spatial and sectoral shifts, with the potential use of hydrogen fuel (and derived ammonia) in transport and industry, including fertiliser production, and regional trade in renewable energy. Pumped storage (hydropower) is well established and is the most significant source of electricity storage globally, but other storage technologies are becoming cost-effective in some applications.

HEAT PUMPS: Heat pumps use energy from an external source (generally grid electricity) to efficiently provide heating or cooling services. When used with appropriate control measures and thermal storage (e.g., thermal mass, hot water tanks, chilled water), heat pumps can help to balance the electrical system by shifting load away from peak periods, and also to reduce curtailment of VRE by using (surplus) solar and wind power to meet heating and cooling demand. Heat pumps that are connected to district heating systems also can increase flexibility by using thermal storage capacities.

ELECTRIC VEHICLES: EVs can be a source of both demand- and supply-side flexibility. On the demand side, EVs enable the use of renewable electricity in the transport sector. EVs draw significant amounts of power, but, as with heat pumps, battery charging or hydrogen production can be interrupted when it is not a priority. While uncontrolled EV charging could exacerbate load peaks, charging that is managed to coincide with renewable power generation could help integrate larger shares of VRE. Through vehicle-to-grid (V2G) technology and infrastructure, EVs also have the potential to support grid stability by serving as electricity storage capacity. These enabling technologies are advancing where there are supportive policies and market structures, including effective price signals.

„Sabella installs tidal turbine coupled with battery storage kit“.

Grein í veftímaritinu „Marine Energy.biz“ í okt 2018, en tímaritið er líklega öflugasti þekkingamiðillinn á sviði sjávarorku nú til dags.

French company Sabella has completed the reinstallation of its D10 tidal turbine in Fromveur Passage, near Ushant island, where the onshore battery storage system has also been set up to increase the grid stability. The immersion of the optimized Sabella's D10 tidal power turbine was completed on October 16, 2018, after which the 1MW-rated device started generating electricity to the island's grid. The installation was carried out by the British company INYANGA-Tech, with the Norwegian vessel Far Superior of the Solstad Farstad fleet. Sabella's team will now focus on the reliability of D10 power production, and the validation of the machine's performance curves. In parallel, numerous environmental studies on the marine environment will also be carried out. The improvements made to the D10 turbine, which was deployed at the same location during 2015-2016, include overhauling the entire power conversion chain, which has been doubled to increase the robustness and reliability of the machine, and reduce the frequency of maintenance to every 8 to

10 years, according to Sabella. These conversion elements, which are indispensable, make it possible to provide a clean electrical signal that complies with the requirements of the network, Sabella said. In addition, a battery storage capacity has been deployed onshore to smooth wave-induced fluctuations in production that can disrupt current. The new D10 testing campaign, expected to last for three years, marks a step forward towards creating a sustainable energy model for isolated communities in off-grid locations with tidal energy resources.

„Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays“.

Mikilvægt er, þegar hugað er að hagkvæmni sjávarfallavirkjana, að hafa í huga niðurstöður ofanefndrar fræðigreinar, sem nánar er fjallað um á bls 9 hér framar. Þar komast sérfræðingar að þeirri niðurstöðu að það umfang sjávarorku sem hingað til hefur talist hagkvæmt að nýta, muni u.þ.b. sjöfaldast með tilkomu nýrrar hverflataækni sem nú er í þróun; svonefndrar 2.kynslóðar, en þó einkum 3.kynslóðar sjávarfallahverfla. Hverfill Valorku er fremstur í þróun 3.kynslóðar hverfla; þ.e. hverfla sem ætlað er að nýta um 1,5 m/sek straumhraða eða hægari á hagkvæman hátt.

„Renewable Energy sources and Climate Change Mitigation“. Skýrsla IPCC frá 2012. IPCC:

Intergovernmental Panel on Climate Change, -Alþjóða loftslagsráðið-, er byggt á grunnni Alþjóða veðurfræðistofnunarinnar WMO og Umhverfisstofnunar Sameinuðu þjóðanna UNEP og er heimsríkjum til leiðsagnar um umhverfismál og stefnumótun á því sviði. M.a. byggir Parísarsamkomulagið á ráðgjöf IPCC.

PROSPECTS FOR OCEAN TECHNOLOGY IMPROVEMENT, INNOVATION AND INTEGRATION: As emerging technologies, ocean energy devices have the potential for significant technological advances. Not only will device-specific R&D and deployment be important to achieving these advances, but technology improvements and innovation in ocean energy converters are also likely to be influenced by developments in related fields. Integration of ocean energy into wider energy networks will need to recognize the widely varying generation characteristics arising from the different resources. For example, electricity generation from tidal stream resources shows very high variability over one to four hours, yet extremely limited variability over monthly or longer time horizons.

„Evaluation and comparison of the levelized cost of tidal, wave and offshore wind energy“:

Grein í „Journal of Renewable and sustainable energy“ í september 2015, eftir Sharay Astaritz hjá háskólanum í Santiago de Compostela; A. Vasquez hjá sama háskóla, og Gregorio Iglesias hjá háskólanum í Plymouth. Áhugaverð og trúverðug rannsókn á orkuverði þessara þriggja orkuöflunarleiða.

In the current context of environmental degradation and depletion of fossil fuels, marine energy has emerged as an alternative to traditional energy resources. However, being in an initial step of development, extracting energy from the ocean is often regarded as difficult and uneconomical. The existing models for assessing marine energy costs are often oversimplified, leading to uncertainties that may hold investors back and slow down the market penetration of this renewable. Therefore, an accurate prediction of marine energy costs is fundamental to drawing conclusions about its competitiveness.

Among the different possibilities of marine energy, this paper focuses on the economic analysis of tidal, wave, and offshore wind energy. The individual costs involved in the construction of these offshore energy parks and operation and maintenance tasks during their lifetime are determined. With this information, the levelized cost (¢/MW h) is calculated for offshore wind, wave and tidal energy (€165/MW h, €225/MW h and €190/MW h, respectively). It is found that these renewables have a higher energy cost than traditional energy sources; however, considering factors such as the learning rate or externalities enhances their competitiveness.

In the second part of this paper, combined energy systems, such as hybrid converters, are presented as a future solution to boost the development of marine energies. The synergies between these renewables are outlined, as well as the cost savings that can be achieved through diversified energy systems.

THE PREOPERATING COST involves all the expenses incurred on preliminary studies, projects, environmental impact assessment, consenting procedures, etc., as well as the direction and coordination of the aforementioned activities. It will depend on a number of factors, such as the location, as policies vary from one country to another, or the size of the installation. Therefore, there is a wide range of values for this cost reported in the bibliography (Table I). It is considered that this cost ranges between €500 000 and €2 000 000 and it is usually expressed as a percentage of the capital cost (CAPEX). Moreover, the permitting and sitting fee is considered to be \$37 per kW installed, i.e., it is assumed to be around 37 times the capacity of the generator in the unit of dollar.

TABLE I. Pre-operating and licenses costs.

Category	Cost	Source
Preoperating cost	10% CAPEX (€)	31 and 53
	€500 000-€2 000 000	8
Licenses and permissions	$0.037 \times \text{Installed power in W (\$)}$	46
	2% wind turbines cost (€)	31 and 53

Taflan hér að ofan hlýtur að teljast nokkuð áhugaverð, bæði fyrir Valorku og fyrir stjórnvöld sem meta „hæfilegan“ stuðning við þróun sjávarorkutækni. Sérfræðingarnir áætla að þróunarkostnaður hverfils áður en kemur að tilraunakeyrlu hans gæti verið frá 500.000 € til 2.000.000 €; þ.e. milli 65 og 260 milljónir króna (gengi 02.10.2018). Verkefni Valorku hafa, á 10 ára þróunartíma, fengið um 60 milljónir króna alls í opinberan stuðning. Þau eru nú (í okt.2018) án alls opinbers stuðnings þrátt fyrir að hafa sannað sig tæknilega; vera í forystu á sínu sviði á heimsvísu og þrátt fyrir að vera komin á stig prófana í sjó.

TIDAL ENERGY COSTS: The predevelopment cost is assumed to be the same than in offshore wind energy farms since both are installations located in a marine environment. After the energy farm is planned and all permissions are obtained, the next stage is the construction and start up of the plant. The capital cost is estimated to range between £1400/kW and £3000/kW.

Our references state that the device cost for horizontal axis tidal turbines is similar to offshore wind turbines, and it is about 50% of the capital cost. The cost of the turbine is considered to be around 30%. This difference demonstrates the existing uncertainties in tidal energy cost as being this technology in its infancy.

Ongoing maintenance costs include O&M costs, insurance costs, decommissioning costs, and others. They are estimated to be between \$191 000 and \$302 000 annually. In the same line one source considers an O&M cost between £121 000/yr and £315 000/yr. The average of \$232 250/yr will be used in this analysis. Apart from the different costs, the capacity factor is usually considered around 30% in the literature.

TABLE V. Breakdown of capital costs.

Distribution of the capital cost	Percentage of total cost
Turbine (and structure)	30%–50%
Installation	16%–30%
Electrical installation	15%–20%

According to the values of LCOE obtained (Table VII), wave energy presents the highest cost, whereas offshore wind is the most economical and tidal power has a medium value but closer to offshore wind energy. These data are well in line with previous estimates found in the literature. For example, Ref. 2 states that the levelized cost of offshore wind energy ranges from £89/MW h to £193/MW h,⁸² considers a range between £140 and £250/MW h for tidal power, and⁸³ a levelized cost from e180/MW h to e490/MW h—greater scattering—for offshore energy farms.

The explanation of the differences between the LCOE of these three offshore renewables lies in the stage of development. Indeed, offshore wind energy is at commercial stage and there are already some farms around the world that are providing electric power to the grid, while wave energy technology is in an initial stage and most of the WECs are prototypes that have not been tested in large scale.

TABLE VII. Levelized cost (€/MW h).

Technology	LCOE (€/MW h)
Offshore wind	165
Tidal	190
Wave	325

TABLE VIII. Levelized cost estimates for ten electricity generation y technologies.^{29,40}

Technology	LCOE (€/MW h)
PWR nuclear (pressurized water reactor)	49.96
CCGT (combined cycle gas turbine)	43.17
IGCC coal (integrated gasification combined cycle)	36.59
IGCC coal with CCS (carbon capture and storage)	55.76
Retrofit coal	44.40
Pulverized fuel	32.57
Pulverized fuel with CCS	50.79
CCGT with CCS	59.78

When comparing the LCOE values obtained with those of other traditional electricity generation technologies (Table VIII), it is clear that currently producing a MWh by marine renewable energy is more expensive than by non-renewable technologies.

Therefore, marine energy is only profitable at present if favored by subsidies, which are essential to achieve the desired technology development and percentage of participation in the energy mix. Recent studies concluded that an initial strike price of €220–300/MWh (2012 prices) for offshore wind energy, €390–420 for tidal stream energy, and €420–450 for wave energy is required to catalyze the industry and allow the necessary economies of scale a learning to be realized. These higher prices in comparison to traditional energy technology (€200/MWh in average) may lead to a negative response from the common users. In this context, raising environmental awareness of society would be fundamental.

Furthermore, over time it is expected that projects can reach economies of scale and then promoters could realize greater investments based upon tested technology. At this stage, it is likely that costs would be reduced and, consequently, investors could obtain profits and promoters could operate in market prices similar to other common renewable energies. There are not many studies examining the impact of learning curves on the profitability of marine energy park. Despite that, most of them agree on a learning rate of 85%–90% within the next 10 years. If this is considered even in a pessimistic scenario a reduction of the levelized cost of wave energy around 22% may be obtained. Decisions about energetic planning are usually based on the generation cost of each source of energy, forgetting the other stages in

energy production. There exists a new tendency that consists in including externalities—positive or negative consequence of an economic activity that is experienced by unrelated third parties—when calculating the energy cost. For example, it is estimated that carbon emissions in wave energy are 6 gCO₂/kWh, whereas the average value for traditional energy resources is 250 gCO₂/kWh, a remarkable difference that should be included when calculating the energy cost.

Besides the environmental externalities, there are others that should be also considered, such as the effect that renewable have in the supply security reducing the risk of supply cuts of conventional fuels, or the creation of new jobs and integration into the economic fabric. In this sense, oil and coal technologies for electricity production have associated high external costs (60 and 58.33 €/MWh, respectively) in comparison with other non-renewable sources energies like natural gas (€15/MWh). The difference is still greater in the case of wind, which is associated with external cost of a mere €1.75/MWh.

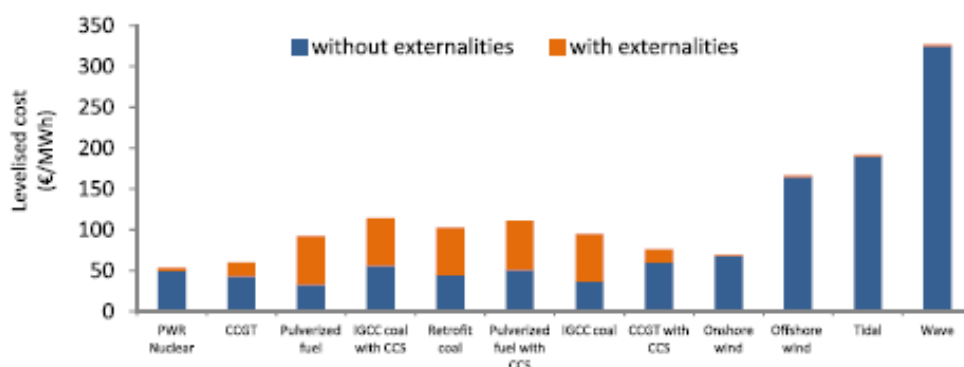


FIG. 1. Levelised cost (€/MW h) of different technologies including external costs.

CONCLUSIONS: Renewable energies are crucial in combating against climate change and the dependence of fossil fuels. Marine energy has emerged as one of the alternatives with better prospects, thanks to the enormous resource available. However, this technology is often regarded as uneconomical. In this context, the first part of this study was dedicated to analysing marine energy economics and to compare the LCOE obtained with that of other conventional energy sources. Among the different alternatives, this paper focused on tidal, wave, and wind offshore power. Wave energy presents the highest costs (€325/MW h) on account of the initial stage of wave Technology; prototypes that have not been tested a large scale. However, this novel renewable is expected to become more competitive through the practice and economies of scale, a learning rate between 10% and 15% is expected in the following 10 years. To this end, it is important for governments to support its development with subsidies to attract investors. At the other extreme of renewable energy LCOE is offshore wind (€165/MW h), which has been at a commercial stage for more than a decade. However, it is still more expensive than traditional energy sources. For its part, tidal energy is closer to wind energy costs due to the technological similarities between tidal converters and wind turbines. Furthermore, a new tendency for the calculation of energy costs by including the so-called externalities was also considered in this study. This is a most realistic analysis which modifies the conclusions about renewable energy profitability substantially. In fact, the LCOE of traditional resources increases up to 70%, reducing the difference with marine energy by 50%. Conventional sources such as coal or fuel presented levelized costs greater than onshore wind energy and closer to offshore wind and tidal energy when externalities were considered. Therefore, these external costs are important to planning the energy use over the long term, and ignoring them would leave society exposed to the full range of side effects associated with fossil fuel usage. In a second part of this study, combined energy systems were proposed as a way of enhancing the competitiveness of marine energy by taking advantage of the mutual benefits of their combination and thus boosting the

joint development of these renewables. It was concluded that combined farms provide an excellent opportunity to increase the power production from renewables in a cost-competitive way, to achieve a more sustainable use of the resource and to reduce supply uncertainties due to the variability inherent to the resource. Furthermore, it was stated that an important effort in the development of hybrid converters should be made to enhance the synergies between offshore wind and wave or tidal energy. Through them the available resource in water depths could be turned into exploitable increasing the suitable locations for deploying offshore farms, which would be important in the case of crowded areas.

„Marine renewable energy in Canada; 2018 state of the sector report“:

COST REDUCTION AND INNOVATION: MRE projects are often sited in harsh, high-flow environments where deployment and operating costs are high; these costs are challenging to offset during this early stage while technology designs and development approaches are still evolving. To date, the levelized cost of energy (LCOE) for MRE projects shows a wide range as these have been installed in different types of sites, using different devices at different stages of technology development.

Fortunately, over the past five years, increased MRE technology demonstration and refinement has brought cost reductions as well as clearer cost estimates. This is largely due to achievements in building economies of scale by producing and deploying multiple devices, learning by doing, process optimization, engineering validation, and improved commercial terms.

Recent analysis led by the UK's Offshore Renewable Energy Catapult illustrated that cost reduction for in-stream tidal energy will be realized through increased deployment as suppliers and developers overcome early design and operational challenges as well as incremental innovation and continuous learning. It is projected that cost reductions can be achieved over a relatively modest volume of deployment – LCOE of £150 per MWh by 100MW installed, £130 by 200MW and £90 by 1GW.

Sjöföldun nýtanlegrar sjávarfallaorku með 3.kynslóð sjávarfallahverfla (þ.m.t. hverfli Valorku).

Varðandi hagkvæmni sjávarorkunýtingar er nauðsynlegt að hafa í huga niðurstöður fræðiritgerðar sem fjallað var um hér frammar á bls 9: **„Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays“**. Þar komast sérfræðingar að þeirri niðurstöðu að nýtanleg orka sjávarfalla sé í raun sjöföld á við það sem hingað til hefur verið álitid. Flestar rannsóknir á umfangi sjávarorku hafa miðað við skráfuhverfla sem nú eru komnir lengst í þróun, sem þurfa 2,5 m/sek straumhraða til að teljast hagkvæmir. „Önnur kynslóð“ sjávarorkuhverfla, t.d. Tidal sails, þarf einungis 2 m/sek, og „þriðja kynslóð“ enn minna, eða um 1,5 m/sek til hagkvæmrar orkuvinnslu. Ekki er vitað um neinn hverfil þeirrar kynslóðar sem lengra er kominn í þróun en hverfill Valorku, og eykur þessi staðreynd mjög mikilvægi hans.

Kafli 4. Umhverfisáhrif sjávarfallaorkuvera

Meginástæða hinnar miklu áherslu sem nú er lögð á nýtingu sjávarorku er hin knýjandi þörf fyrir mengunarlausa og endurnýjanlega orkugjafa, þó vissulega hafi sjávarorka ýmsa fleiri kosti umfram hefðbundnar orkuöflunarleiðir.

Umhverfisáhrif orkuvera eru eins margvísleg og þau eru mörg, en með fullum rökum mætti segja að ekkert mannanna verk sé án nokkurra umhverfisáhrifa. Mestu umhverfissóðarnir eru vafalaust orkuver sem nýta jarðefnaeldsneyti í einhverju formi. Með Parísarsáttmálanum er nánast kveðinn

yfir þeim dauðadómur, og skýrir það þá stóruknu áherslu sem nú er lögð á að leita leiða til hreinni orkuöflunar.

4.1. Samanburður umhverfisáhrifa orkuvera

Í stórum dráttum má flokka umhverfisáhrif nokkurra hefðbundinna orkuvinnsluaðferða þannig:

Brennsla jarðefnaeldsneytis: A. Ágengni við óendurnýjanlegar auðlindir. B. Umhverfisáhrif og loftmengun við vinnslu; hvort heldur er borun eftir olíu eða gasi; kolagröftur; vinnsla úr olíubornum sandi; „fracking“ eða annað. C. Umhverfisáhrif og loftmengun við brennslu. D. Umhverfisáhrif við förgun úrgangs. E. Hætta á umhverfisslysum við vinnslu og flutning. Þetta er því versta form orkuvinnslu sem hugsast getur, í umhverfislegu tilliti, og verður líklega lagt af innan fárra áratuga. Í því ljósi er næsta hláleg sú áhersla sem íslensk stjórnvöld hafa til skamms tíma lagt á rannsóknir og nýtingu svonefnds Drekasvæðis, í von um skjótfenginn auð.

Kjarnorka: A. Ágengni við takmarkaðar auðlindir. B. Umhverfisáhrif af vinnslu eldsneytis. C. Umhverfisáhrif og áhætta við brennslu. D. Mikil umhverfisáhrif við förgun úrgangs og búnaðar.

Virkjun vatnsfalla: A. Mikil landspjöll og spjöll á lífríki vegna uppistöðulóna, mannvirkja og vegagerðar. (Sagt endurkræft, en reyndin er önnur). B. Veruleg sjónmengun. C. Losun gróðurhúsalofttegunda, bæði við jarðrask og við mikla notkun steinsteypu.

Virkjun jarðhita: A. Ágeng nýting jarðhitageyma (var í fyrstu sögð endurnýjanleg orka, en það hefur reynt staðleysa). B. Mikil sjón-, hljóð, og efnamengun. C. Veruleg landspjöll vegna borhola, vegalagningar, röralagningar og annarra mannvirkja. D. Mikil loftmengun við orkuvinnslu. E. Losun gróðurhúsalofttegunda við mikla notkun steinsteypu.

Vindorka: A. Mikil sjónmengun, (einkum þar sem orkuverin eru á háum turnum þar sem víðsýni er allajafna mest). B. Mikil hljóðmengun í næsta nágrenni. C. Landspjöll vegna vegagerðar og mannvirkja. D. Fugladráp.

Sólarorka: A. Ágengni við óafturkræfar auðlindir (í þeim tilfellum sem notaðir eru sjaldgæfir málmar). B. Landspjöll vegna mannvirkja. C. Sjónmengun.

Til samanburðar verður hér reynt að glöggva sig á hugsanlegum umhverfisáhrifum sjávarorkuvera. Ekki verður eytt orðum að OTEC-virkjunum, sem koma ekki til greina á norðurslóðum, og ekki heldur ölduvirkjunum eða seltuvirkjunum, sem enn hafa lítt eða ekki komist áfram í þróunarferlinu.

Sjávarfallavirkjun með stíflun: A. Mikil umhverfisspjöll vegna lóna, vega og annarra mannvirkja. B. Alger umbylting á lífríki, einkum þar sem slík virkjun er gjarnan í árós þar sem lífríki er fjölskrúðugt. C. Losun gróðurhúsalofttegunda við mikla notkun steinsteypu.

Sjávarfallavirkjun með skrúfuhverflum: A. Nokkur umhverfisáhrif á strönd vegna þunga íhluta. B. Nokkur umhverfisáhrif á botni vegna borunar og festinga. C. Hætta á skaða lífvera vegna mikils snúningshraða hverflaenda. D. Hugsanleg breyting lífríkis þar sem hverfill dregur úr straumhraða og vatnsskiptum t.d. í þröngu fjarðarmynni. E. Losun gróðurhúsalofttegunda við mikla notkun steinsteypu.

Sjávarfallavirkjun með fjörlása gegnumstreymishverfli (Valorka): A. Banna þarf veiðar á virkjunarsvæðinu, hafi þær einhverjar verið, en líklegra er að virkjað verði í sátt við útgerðaraðila. B. Hugsanlega þarf að takmarka fjölda hverfla á einhverjum stöðum, komi í ljós að orkutap í röst hafi áhrif á lífríki eða setflutning, sem þó er ólíklegt.

Önnur umhverfisáhrif eru ekki greinanleg af virkjunum Valorku, ef frá eru taldir þættir sem öllum virkjunum eru sameiginlegir og lúta að a) smíðum, meðhöndlun, eftirliti og förgun vélbúnaðar; b) flutningi raforku frá virkjunarstað; c) förgun búnaðar og d) óhöppum vegna t.d. stórviðra.

Sú gerð sem nú er í þróun hjá Valorku er sérstaklega hönnuð til að halda umhverfisáhrifum í lágmarki; og um leið kostnaðarþáttum. Hverfillinn er gerður úr algengum efnum, sem að langmestu leyti eru endurvinnanleg. Átaksflötur verður úr efnum sem eyðast í náttúrunni. Botnfestingar verða úr náttúrulegu grjóti en ekki steinsteypu. Hverfillinn verður lagður út og endurheimtur með báti á yfirborðinu, líkt og fiskilína og án köfunar. Hann verður því að fullu endurheimtanlegur á einu sjávarfalli. Umhverfissvænni orkuframleiðsla er ekki hugsanleg.

Í eftirfarandi skýrslum og rannsóknaniðurstöðum gætir verulegrar varfærni varðandi áætluð umhverfisáhrif sjávarvirkjana, og lögð er áhersla á vandað eftirlit og rannsóknir. Hinsvegar er niðurstaða þeirra í þokkalegu samræmi við mat Valorku hér að ofan.

4.2. LCA-greiningar vegna sjávarorkuvera

Líftímagreiningar (Life Cycle Assessment; LCA) eru nú gerðar í auknum mæli á ýmskonar mannvirkjum og atvinnutækjum í þeim tilgangi að meta heildaráhrif þeirra á umhverfið yfir allan líftímann. Þetta er sérlega áhugaverður samanburður þar sem um mikil mannvirki er að ræða og langvarandi starfsemi; ekki síst þar sem yfirlýst markmið er að vinna að bættri umhverfismenningu, líkt og á við um orkuskipti þau sem heimsríki vinna að í samræmi við Parísarsáttmálann. Nauðsynlegt er að þróunaraðilar og notendur orkutækni sýni framá trúverðugar LCA-greiningar fyrir sín mannvirki.

LCA-greining verður að sjálfsögðu ekki trúverðug nema fyrir það mannvirki eða það tæki sem hún er gerð fyrir. T.d. er ekki unnt að gera LCA-greiningu á hverflum Valorku fyrr en þróun er komin á lokastig og unnt að spá með góðum líkindum um notkun og líftíma. Engu að síður er mjög gagnlegt að skoða það sem greint hefur verið af þeim búnaði sem hefur nokkurn skyldleika.

Hér verður litið á nýja og, að því er virðist, vandaða greiningu á hinum ítalska Kobold-hverfli. Þetta er einása gegnumstreymishverfill sem prófaður hefur verið um tíma; fljótandi í Messína sundi við Ítalíu. Hverfill Valorku er fjölása, og er frá upphafi hannaður til að hafa sem minnst vistspor. Hann kæmi því að öllum líkindum enn betur út úr svona greiningu.

„Life Cycle Assessment (LCA) of a marine current turbine for cleaner energy production“.

Fræðiritgerð útg. 2018 eftir Fausto Cavallaro hjá háskólanum í Molise, Ítalíu; og Domenico Coiro hjá háskólanum í Napolí. Gerð er LCA greining á gegnumstreymishverflinum Kobold, sem verið hefur í tilraunarekstri í Messínasundi um nokkurn tíma. Niðurstöðurnar eru mjög áhugaverðar, og mun trúverðugri en þær greiningar sem taka mið af tröllauknum skráfuhverflum.

ABSTRACT: Reducing risk to the environment connected with energy production is a clearly stated target of the environmental control programmes of many industrialised countries. Thus, it would appear that systems of energy production need to be assessed and due consideration given to their environmental impact. That renewable energy technologies, particularly in the production phase, are currently those that generate a lower environmental impact compared to traditional fossil fuel systems is now well-established. Despite this, many studies fail to include an evaluation of the impacts generated by systems designed and built for energy production over their entire life cycle. Among the more interesting and unexplored renewable energy sources is the energy from marine tidal currents. Tidal currents are coming to be recognised as a resource to be exploited for the

sustainable generation of electrical power. A study of 106 possible locations in the EU for tidal turbines showed that these sites could generate power in the order of 50 TWh/year. The aim of this paper is to provide, with the aid of LCA, a preliminary environmental assessment analysis of a innovative marine current turbine for cleaner energy production.

INTRODUCTION: The environmental impacts of traditional systems for generating electricity arise mainly during the operational phase of the plant. In contrast, this phase of systems that use renewable energy sources does not generally produce toxic emissions. In devising energy strategy it is therefore vital to analyse and quantify the indirect emissions produced i.e. those deriving from the construction and dismantling of energy conversion devices and power stations. Life Cycle Assessment (LCA) is a tool used to determine the flows of energy and material inputs which allows the environmental impacts of a product or service to be evaluated. There are various reports in the literature regarding the application of LCA to installations using renewable sources. For example overviews the general aspects, and look at thermodynamic solar power, hybrid systems using photovoltaic, wind and diesel are dealt with in, off-shore wind power in and apparatus to extract wave energy from the sea. The aim of this paper is to report a preliminary environmental analysis using LCA methodology in relation to a sea turbine, and all the associated apparatus (buoys, mooring system etc.) that is designed to extract energy from marine currents. The paper is set out as follows: the next section illustrates the basic characteristics of the turbine, part 3 details the analyses carried out and finally, section 4 presents the main results obtained from calculations.

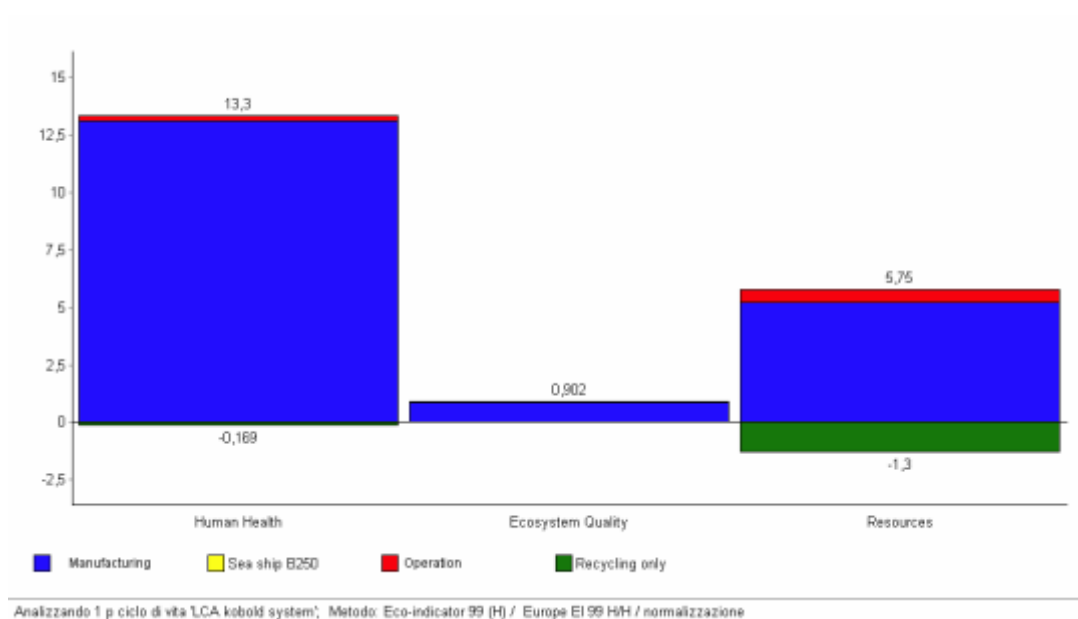
CHARACTERISTICS OF THE MARINE CURRENT TURBINE: Energy from tidal currents is one of the most interesting yet unexplored sources of renewable energy. In Europe alone the amount of this type of energy that is feasibly available is estimated to be around 50 TWh/year. The turbines to exploit tidal currents at sea, like wind turbines, can be either horizontal or vertical axis: the former are more efficient but the costs relating to their construction, installation and maintenance are generally higher than for the slightly less efficient alternative. However, the vertical axis turbines are unaffected by the direction of the currents and thus are more suited to tidal currents that invert direction 180 degrees at regular intervals (in the Mediterranean this occurs every six hours). Horizontal axis turbines have been installed at the Hammerfest power station and in Lynmouth, England. The costs of these experimental installations have already reached reasonable levels and they are forecast to become even more competitive for multiple installations.

The system, which is called Kobold, is a hydraulic vertical axis turbine; i.e. the rotation axis of the rotor is perpendicular to the direction of the flow hitting it. It is able to convert kinetic energy available in the tidal currents of rivers and seas into mechanical rotational energy which in turn is converted into electrical power. The turbine has been designed to achieve the highest possible level of productive efficiency compatible with the need to safeguard the environment as well as to keep costs of its construction and above all maintenance as low as possible. A pilot plant has been installed just off the coast of Sicily in the strait of Messina (ITALY) near the village of Ganzirri, in the vicinity of the lake by the same name. The plant comprises a floating buoy moored to the seabed onto which the 3-blade rotor is attached. The rotor has a diameter of six metres while the blades span is 5 metres. The following components are fitted inside the buoy: the gearbox, the 160 kW electrical generator and the power converter so that the power generated is ready to go onto the national electrical grid. The rotor was developed and built by the ADAG research group based at the Department of Aerospace Engineering at the University of Naples "Federico II" starting from a scale model tested in the wind tunnel in the Department, this is illustrated in figure 1. An international patent has been taken out for the innovative rotor mechanism in which the blades oscillate automatically around the hinged axis. The buoy and the components fitted therein together with the mooring system were built by the company Ponte di Archimede Spa, the owner of the complete installation. The rotor produces 160 kW at a flow current speed of 3.5 m/s. The installation was built as a demo and in order to ascertain the low environmental impact and to test the performance of

both the system as a whole as well as its individual components. Figure 1 shows the turbine model and in figure 2 can be seen the actual system moored in the Strait of Messina.



Kobold-hverfillinn; t.v. sem módel í vindgöngum og t.h. á prófunarstað í Messina sundi.



The figure (4) above clearly shows that the most critical phase in terms of environmental impact to be the one relating to turbine construction and assembly, the next is the operational phase whilst the transport by sea of the turbine and floating buoy using a tug vessel from the site of manufacture to the location for use is negligible in terms of impact.

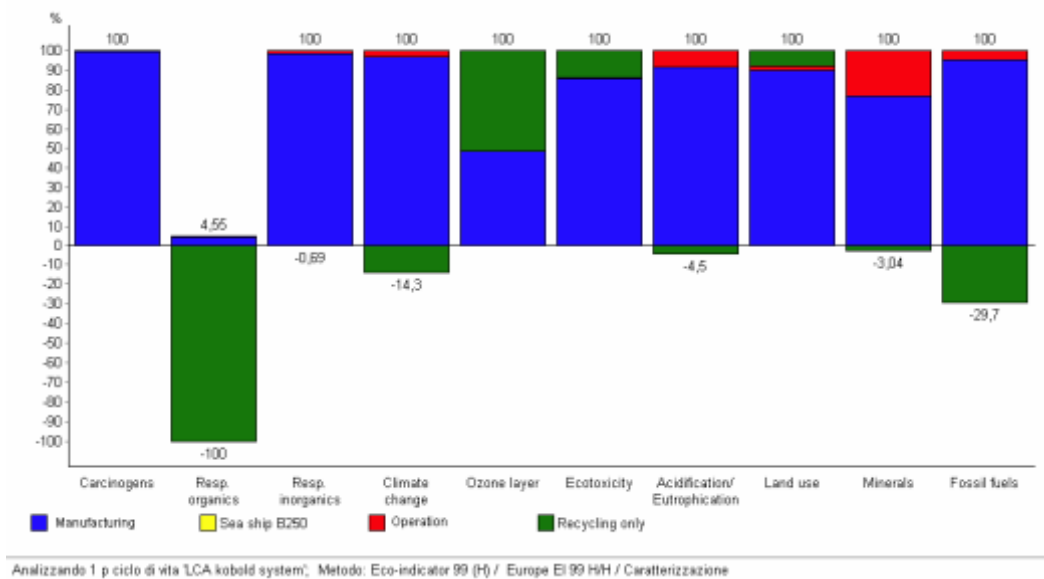


Fig. 5 (above) presents the results relating to the various impact categories according to the Eco-indicator 99. By examining the phase of greatest impact over the entire LCA, i.e., the assembly of the whole system it is clear that the greatest impact derives from the manufacture of the concrete mooring blocks and of the floating buoy with the generator being the next most important.

Fig. 6 (below) shows the assessment of damage using a global measure in relation to the assembly phase. It is extremely important when appraising energy systems to calculate *Energy Pay-Back Time* (EPBT) a measure that is widely used by analysts to determine the sustainability of different technologies in energy terms. This measure, which works along the same line of thinking as, the financial measure payback time, expresses the energy return time, that is it states the time needed for the plant to produce an amount of energy equivalent to the amount of energy required to realize that same plant.

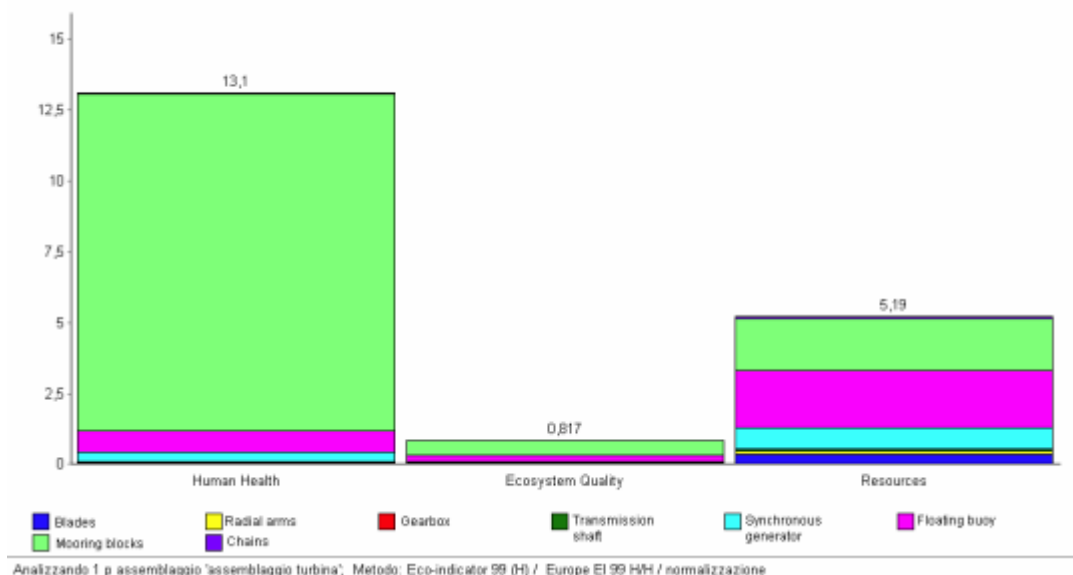
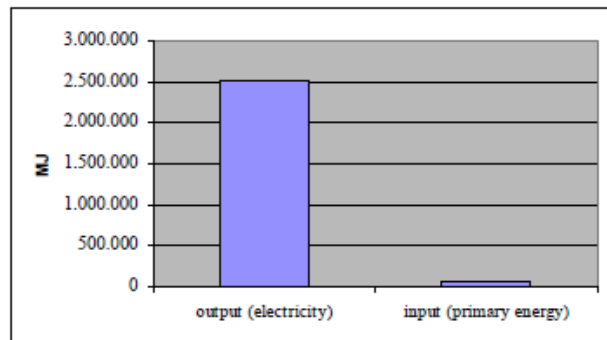


Fig. 7 shows the energy balance i.e the relative proportions of primary energy used over the whole life cycle of the plant plotted against the amount of electricity this plant supplies to the grid over its 20-year useful life span. The EPBT was calculated to be 0,7 which means that the turbine produces enough energy in less than one year to offset the amount used for its construction. It is important to point out that there are uncertainties regarding the amount of energy consumed by some processes. Nevertheless, the energy balance is highly positive and thus commercial development of the turbine is sustainable in energy terms



CONCLUSIONS: The results obtained illustrate that the overall environmental impact over the entire life cycle of a system exploiting marine currents is extremely low and virtually negligible in comparison with the impact of conventional fossil fuel power stations. The energy balance also appears to be excellent. The results obtained are therefore rather encouraging and merit further investigation. A comparative study of this system with other energy technologies is planned.

Við þessa niðurstöðu sérfræðinganna er litlu að bæta, öðru en því að neikvæð áhrif hverfils Valorku munu að öllum líkindum verða enn minni en það sem hér eru sögð vera óveruleg (negligible) áhrif. Ástæðan er sú, eins og áður sagði, að við smíði og notkun hverfla Valorku verður minna notað af mengandi efnum. T.d. verður ekki notuð steinsteypa í botnfestingar heldur náttúrulegt grjót.

4.3. Áhrif sjávarfallavirkjana á setflutninga

„Impact of tidal-stream arrays in relation to the natural variability of sediment processes“.

Fræðiritgerð útg. 2014 eftir Peter E. Robins, Simon P. Neill og Matt J. Lewis hjá School of Ocean Sciences; Bangorháskóla. Fjallar um rannsóknir á áhrifum sjávarfallahverfla á setrof og setflutninga.

INTRODUCTION: With growing interest in the exploitation of the tidal energy resource, the environmental impact of available technologies still requires detailed investigation. Tidal-stream turbines, also referred to as Tidal Energy Converters (TECs), will reduce current speeds in the vicinity of the turbines and, therefore, impact sediment transport and morphodynamics, even in the absence of a local source of sediment supply. Small changes in velocity (U) could potentially generate large changes in bed shear stress, which behaves as $\sim U^2$. Further, sediment transport is a function of an even higher power of U , e.g. $U^{3.4}$ for total (bed load þ suspended load) transport. This will not only affect sediment transport in the near field, but also in the far field. One way to ascertain whether these impacts, and their environmental consequences, are within the ‘acceptable’ range is to evaluate the natural variability of the system. For instance, a TEC array may be considered as nondetrimental to the local environment if velocities and bed shear stress are affected by an amount less than the intra-seasonal and inter-annual variability due to natural tidal and wave motions. Wave-induced variability will be greater during winter, when energy demand is high, than during summer when the sea is rich

with biological productivity. Therefore, it is important to consider natural intra-seasonal variability of oceanographic processes when determining the environmental impact of tidal energy extraction. To date, this approach has not been adopted in environmental impact assessments of energy extraction. It is our aim, therefore, to investigate the natural variability of sedimentary processes as a means of quantifying the impacts of energy extraction.

Sedimentary processes are a nonlinear function of the current velocity and wave orbital motion, in conjunction with sediment properties such as grain size and bed features. Sediment transport is typically subdivided into suspended load transport, which is carried by the water motion over large spatial and temporal scales, and bed load transport which takes place just above the bed and reacts instantaneously to the local conditions.

CONCLUSIONS: A 2D, finite-element morphodynamic model of the Irish Sea has been used to simulate complex sedimentary processes in a region which is desirable for tidal-stream energy extraction, the Skerries (northwest Anglesey, UK). Simulated suspended sediment concentrations correspond to a turbidity maximum which is present in the region throughout the year and is important for the biological productivity of the Irish Sea. Simulations of bed shear stress and bed load transport reproduced established residual transport pathways and areas of sediment accretion where offshore sand banks form, which act as a natural form of coastal protection during storm events.

Our case study of energy extraction off northwest Anglesey has shown that first generation TEC arrays (of the order 10e50 MW) reduce velocities locally by only a few percent, and reduce bed shear stress and bed load transport by slightly more (suspended load transport is relatively unchanged, since TEC arrays induce locally increased turbidity). However, these changes were small compared to the range of natural variability and could therefore be considered negligible. It is only when a considerable proportion of energy was extracted from the system (e.g. greater than 50 MW) that sedimentary processes became significantly affected. Further afield (e.g. 10 km from the TEC array), it is unlikely that the impact of energy extraction on bed shear stress will ever exceed natural levels of variability, in all but the most quiescent wave periods, and most energetic (spring) tidal periods.

Our results reflect positively for the marine energy industry, and clarify the environmental implications that tidal-stream energy extraction may have in terms of sediment dynamics. For example, in northern Europe, wave-induced natural variability in bed shear stress is higher during winter months (when energy demand is high), enabling more energy to be extracted at low environmental cost than during summer months when energy demand is low and biological productivity is high.

However, since sedimentary processes and natural variability are controlled by waves, tides, sediment type, and morphology, the impact of energy extraction will always be site-specific. If we are to exploit the large tidal energy resource of the UK, and help reduce carbon emissions at low environmental cost, the sedimentary and morphological impacts of energy extraction should be considered at the site selection stage. This could mean compromising energy production and increasing maintenance costs in order to prevent issues arising from coastal erosion and sediment supply, and secondary effects on marine biodiversity.

Í þessari skýrslu skoðuðu vísindamennirnir einn stað; Anglesey við Bretland, sem er skilgreindur sem vænlegt virkjanasvæði fyrir skráfuhverfla þá sem nú eru í þróun. Niðurstaða þeirra styður ágætlega þær forsendur sem Valorka hefur sett fram; að sjávarfallavirkjun sem er vel yfir sjávarbotni hafi hverfandi áhrif á setflutninga; sé ekki verulegt (margir tugir MW) afl tekið úr straumnum; og alls engin áhrif í nokkurri fjarlægð frá virkunarstaðnum. Hinsvegar er sjálfsagt, einkanlega í byrjun, að gefa góðar gætur að þessum þætti og stunda frekari rannsóknir.

4.4. Áhrif á lífríki og aðrir umhverfispættir

Úr skýrslu Ren21:

As the ocean energy industry draws closer to commercialisation, questions remain regarding potential impacts on marine life. Based on current knowledge, the deployment of single devices appears to pose very small risk to the marine environment, but only actual experience with large commercial arrays will reveal any risk that they represent. More research, data collection and sharing are needed to establish accurate risk assessment, which is a prerequisite for wellinformed consent and permitting requirements.

Niðurstöður IEA-OES:

The OES TCP estimates that if deployed worldwide, ocean technologies could meet the world's current electricity demand of close to 20 000 TWh. While a range of technologies and devices have been demonstrated through pilot projects, widespread commercialisation is slow due to relatively high costs and concerns over environmental issues in coastal waters such as the risks to marine mammals and habitats.

For these reasons the OES TCP set out to assess the environmental effects of ocean wave, current and tidal energy systems. ...

Workshop participants defined specific interactions between marine animals and ocean energy devices (collision, attraction, avoidance and entrapment), and proposed optimal approaches to measure interactions, and assesses monitoring costs. Of these, collision/evasion was identified as the highest risk. Examples cited include harbour porpoises interacting with tidal devices, large whales and harbour seals changing movement patterns around wave arrays, and monitoring interactions of large fish around tidal turbines, including evasion and passage through the turbine. For these issues, monitoring and observation is most appropriate via boats or airplanes.

While there appeared to be consensus among participants representing the research community that the risk of collision between marine animals and tidal blades is very low, the interaction remains of concern to regulators and stakeholders. Therefore, further monitoring and research are needed. Key methods to improve monitoring of collision/evasion include tagging mammals to track movements; acoustic monitoring to detect, localise and characterise species attracted to sounds emitted by wave and tidal devices; and assessing fish populations so as to track developments over time.

These best practices provide insight into the interactions between marine wildlife and wave and tidal devices that enable policy makers and regulators to make informed decisions on deployment projects. These findings, together with best practices for monitoring the environmental effects of marine energy devices, have been collected into a final report, *Best Practices for Monitoring Environmental Effects of Marine Energy Devices*.

Úr skýrslu IEA-OES; „The state of knowledge for environmental effects (Driving consenting/permitting for the Marine Renewable Energy industry)“:

CONCLUSIONS: Based on the current level of understanding of the interactions of wave or tidal devices with the marine environment, the risks for deployment and operation of single devices appear to be very low. Very small arrays of wave devices may also present low risks.

However, the remaining uncertainties associated with commercial arrays will require investigation as the larger arrays come online. The risks from wave and tidal devices differ somewhat and need to be addressed separately. Regulatory requirements are currently high and may not always target the most useful information.

As the MRE industry moves toward deployment and operation of larger arrays at the commercial scale, assuring that this emerging low-carbon energy source can expand add to global energy sources without causing unacceptable harm to the marine environment will require:

- sharing of all the collected information;

- application of data collected from one location to another;
- additional monitoring and validation of numerical models;
- development of strategic research programs at regional, national, and international levels;
- AM strategies; and
- the ongoing need for international and national government assistance.

„Marine renewable energy in Canada; 2018 state of the sector report“:

Action on climate change requires a reduction in greenhouse gas (GHG) emissions. Renewable electricity is recognized as a leading solution to decreasing GHGs. Increasing the use of renewable energy sources for electricity is being driven by international, federal, provincial and territorial initiatives including the Paris Agreement....

Like other renewable resources, waves, offshore wind, tidal currents, and river currents are clean and sustainable sources of energy. The addition of MRE resources to the electricity mix can assist in reducing the use of fossil fuels and GHGs. For example, utility-scale MRE projects could be used to displace carbon-emitting energy supplies, while smaller projects could supply electricity to remote communities currently using diesel fuel for generation.

The amount of carbon savings experienced through MRE development will be dependent on future deployment. The International Energy Agency (IEA) has calculated that MRE, alongside geothermal and “other renewables,” could deliver 2% of the GHG emissions reductions necessary to limit global temperature rise to 2 degrees Celsius...

Like other renewable resources, MRE is variable in nature. However, wave, tidal and river current resources have unique attributes that set them apart. They are generally more energy dense, more predictable, and more reliable than wind and solar energy – key benefits that can assist with electricity system planning and further diversification of the electricity mix.

Kafli 5. Stefnumótun varðandi sjávarorkunýtingu

5.1. Aukin áhersla á sjávarorkunýtingu

Þær geigvænlegu ógnir sem lífríki jarðar stafar af hefðbundinni orkuvinnslu eru sífellt betur að koma í ljós. Þó margir hafi lengi haft uppi varnaðarorð er það fyrst þegar afleiðingarnar birtast m.a. í formi fárviðra, þurrka, flóða, mengunarpöku, stórslysa, bráðnunar jökla og hækkaðs sjávarborðs að almenningur knýr ríkisstjórnir til að sveigja af sinni helfararstefnu.

Verulegur árangur náðist með Parísarsamkomulaginu 2015; ekki af því að þar væri stigið risaskref, heldur vegna þess að að því komu nánast öll þjóðríki heims. Allir sögðust gera sér grein fyrir hættunni og lofuðu bót og betrun. Blekið var þó varla þornað á undirskriftunum þegar ríki fóru að draga í land og reyna að finna leiðir til að snúa útúr skuldbindingum sínum. Bandaríkjamenn kusu sér forseta sem afneitar samningnum. Íslensk stjórnvöld, sem í orði segjast ætla að hafa samninginn í hávegum, brjóta hann þegar í upphafi á ýmsan hátt. Gleggsta dæmið um það er brot á 10.gr sáttmálans sem segir að aðildarríki skuli styðja við tækni sem vænleg er til orkuskipta á heimsvísu og miðla henni. Stjórnvöld hafa með ýmsum hætti brugðið fæti fyrir verkefni Valorku, t.d. með því að svipta það möguleikum á styrkjum. Einnig með því að ganga framhjá þróunaraðilum sjávarorku við mótun orkustefnu og sniðganga þann þátt markvisst.

Þessi frávik eru þó í hrópandi andstöðu við flest iðnríki heims, sem nú leggja verulega áherslu á stefnumótun á sviði sjávarorku. Sum eru þegar komin vel á veg í því efni. Líklega ekkert þó eins og Evrópusambandið, eins og hér verður vikið að:

5.2. Stefnumótun Evrópusambandsins

„Ocean Energy Strategic Roadmap“. Ocean Energy Forum er samráðsvettvangur stofnana, sérfræðinga og hagsmunaaðila innan ESB á sviði sjávarorku. Árið 2016 gaf stofnunarin út vandað yfirlit um fjöldamargt sem varðar stefnumótun á þessu sviði, þar sem segir m.a.:

OCEAN ENERGY PROVIDES A SOLUTION FOR EUROPE'S OVER-RELIANCE ON FOSSIL FUEL IMPORTS

The EU is in a precarious energy position. The bloc continues to rely on imports for 53 % of its energy needs, costing €400bn a year¹⁵. Dependence on a handful of exporting countries is becoming increasingly problematic.

Renewables are the only viable source to power Europe in the coming decades. Based on projections, ocean energy has the potential to generate 350TWh of electricity meeting up to 10 % of Europe's demand by 2050¹⁶.

OCEAN ENERGY CAN PLAY A CENTRAL ROLE IN THE TRANSITION TO A LOW-CARBON ECONOMY AND THE FIGHT AGAINST CLIMATE CHANGE. Policy in Europe has been very successful in taking the first generation of renewable energy technologies, such as solar and wind, to commercially-competitive levels. The EU will however need other technologies to further diversify its low-carbon generation capacity, if it is to meet its objective of reducing greenhouse gas emissions to 80–95 % below 1990 levels by 2050¹⁷. Power generated by the ocean energy sector could avoid the equivalent of 276m tonnes of CO₂ emissions annually¹⁸ by 2050.

OCEAN ENERGY CAN LEVERAGE EXTRA VALUE BY EXPLOITING SYNERGIES AND KNOWLEDGE TRANSFER ACROSS THE BLUE ECONOMY. Other marine sectors have both a lot to offer and a lot to gain from the development of the ocean energy sector. Today, companies from sectors such as naval construction, offshore oil & gas, offshore wind and dredging are amongst the leading players in the ocean energy sector. These companies are creating extra value from their existing knowledge by using it to exploit new growth opportunities in the emerging ocean energy industry.

OCEAN ENERGY CAN REDUCE ISLANDS' DEPENDENCE ON COSTLY GENERATION

The remoteness of small islands and other locations can mean high electricity costs due to reliance on oil generators; ocean energy can provide a viable, more competitive solution. The higher price paid for electricity in these locations, will allow ocean energy to be deployed with less support whilst ensuring a return on investment.

Main technology focus areas:

The following technological aspects, relating to performance and cost reduction, must be addressed to reduce sector-specific risks.

Testing and modelling. Validation of concepts and development of high-definition modelling through to demonstration in real conditions and deployment is of prime importance for the sector's development. This step is not linear; both demonstration and modelling on sub-systems, components and the entire device in real and in controlled environments are needed at the different stages of the technology's development.

Reliability and survivability. Increasing the reliability of ocean energy devices by developing monitoring systems in real conditions will identify potential failure modes and subsequently improve designs. A high priority must be to increase the reliability and survivability of devices to protect investment and ensure long-term availability of power production and income.

Installation and logistics. There is significant scope for utilising existing infrastructure (such as harbours, vessels, power cables, grid connection) and processes (including training, health and safety) from other marine industries. However, a new generation of waterborne and sub-sea solutions is needed to match the specificities of ocean energy devices and reach the targeted costs per kWh.

Power generation and grid. Devices, farms and plants must be able to deliver grid compliant electricity. A key missing technological component, fundamental to the development of ocean energy on a large scale, is a central power electronic hub to collect and efficiently transmit electricity from multiple devices to shore through an export cable.

Standardisation of the industry leading to certification. De-risking industrial roll-out and accessing finance will be enabled through the availability of suitable standardisation processes, building on existing guidelines and sector knowledge.

Planning and licensing frameworks are required, which afford confidence to industry, regulators and stakeholders

For ocean energy development to move forward in a sustainable manner, current practices in the areas of consenting and licensing, planning, and research and monitoring must be reviewed and enhanced.

Consenting and licensing procedures are an often cited barrier to the development and progress of ocean energy. From a regulator's perspective sufficient evidence on which to base their licensing decision and to ensure compliance with the relevant legislative regime(s) and the application of EU environmental Directives is required.

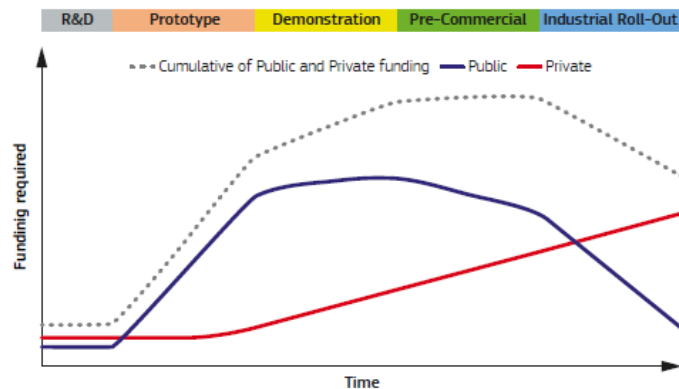
Clarity and consistency in Environmental Impact Assessment (EIA) and Appropriate Assessment (AA) obligations and application under the Habitats Directive, as well as their associated costs and the requirements for a precautionary approach placed on small-scale or single-unit deployments, are the main concerns.

These issues should be addressed in advance of technology and project development to ensure that the necessary processes and systems are in place to support developers through the consenting process.

A pan-European sustained research and monitoring agenda to tackle environmental effects of devices would greatly benefit addressing high level strategic questions, regarding, for example, population level effects, cumulative impacts and ecosystem models, in addition to specific environmental effects. This should be accompanied by a robust operational level research and monitoring programme that enables better assessment of broad scale effects of ocean energy and other marine related activities. Collaboration between industry, public bodies and academia, will yield the most effective use of resources in reducing uncertainty through multi-scale investigations.

The implementation of the Maritime Spatial Planning (MSP) Directive across the EU presents an opportunity for improving planning and consenting processes for ocean energy. Improvements can be achieved through (among others) rationalisation of existing requirements, increasing transparency and certainty for developers, better consideration of cumulative impacts and co-location opportunities, and more effective inclusion of stakeholders in decision-making processes.

Hér sést áætlað hlutfall þróunarkostnaðar eftir uppruna. Eðlilegt er að raunhæf verkefni séu í byrjun borin uppi af samfélagssjóðum, en síðar komi fjárfestar að þeim í síauknum mæli. Hér lendis skortir stefnu og skilning á þessu atriði. Verkefni Valorku hafa stundum notið samfélagsstyrkja, en stopult og ómarkvisst.

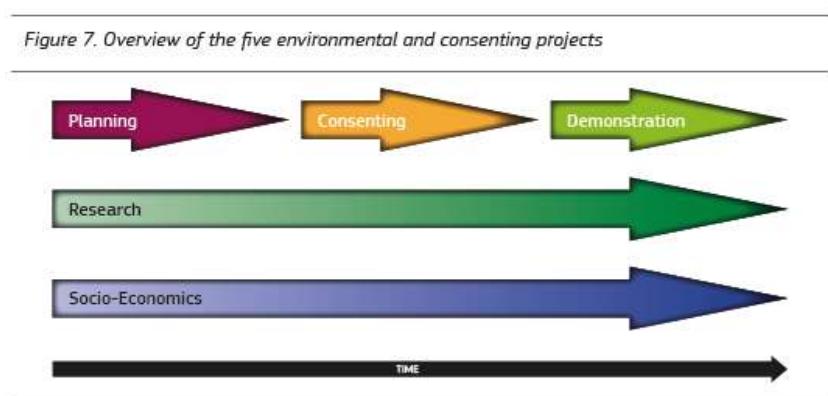


- Investment support must remain an essential part of support schemes for each specific technology until the industrial roll-out phase is reached. If withdrawn too early in favour of revenue-support mechanisms, the technology might not have reached the required maturity to make use of the scheme.
- Investment support can come in the form of equity, debt, grants or repayable grants, or capital guarantees.

- While some framework and reporting is required to ensure good use of public funding, innovations schemes should aim at being least bureaucratic, most flexible and most responsive as possible, to match the fluid nature of innovative technology development.

Í skýrslunni eru lagðar til úrbætur í nokkrum áhersluflokkum og að stofnuð verði verkefni varðandi stefnumótun; leyfaveitingar; notkun; rannsóknir og félagslega áhrifabætti.

Vísast til skýrslunnar sjálfrar um nánari útlistanir á þeim.



5.3. Úr öðrum skýrslum og fræðigreinum

Úr skýrslu Irena 2018; „A Roadmap to 2050“:

Renewable energy needs to be scaled up at least six times faster for the world to start to meet the goals set out in the Paris Agreement.

The historic climate accord from 2015 seeks, at minimum, to limit average global temperature rise to “well below 2°C” in the present century, compared to pre-industrial levels. Renewables, in combination with rapidly improving energy efficiency, form the cornerstone of a viable climate solution. Keeping the global temperature rise below 2 degrees Celsius (°C) is technically feasible. It would also be more economically, socially and environmentally beneficial than the path resulting from current plans and policies. However, the global energy system must undergo a profound transformation, from one largely based on fossil fuels to one that enhances efficiency and is based on renewable energy. Such a global energy transformation – seen as the culmination of the “energy transition” that is already happening in many countries – can create a world that is more prosperous and inclusive....

The global energy system has to be transformed. An energy supply system based largely on fossil fuels has to be based, instead, on renewable energy.

Úr skýrslu OES 2015; „Consenting Processes for ocean energy on OES member countries“.:

CONCLUSIONS: Consenting is still regarded as a non-technological barrier to the progress of marine renewable energy industry, due to the complexity of consenting processes and the lack of dedicated legal frameworks. Appraisal of issues affecting consenting processes can promote discussion on changes to legislation, streamlining of requirements, improvements in administrative procedures, and a more consistent interpretation and application of legislation taking into account the national context.

The objective of this report was to present and analyse consenting regimes for ocean energy in the different countries members of the OES group. The approach followed along this work counted with an analysis of the current Marine Spatial Planning (MSP) strategy for ocean energy, EIA requirements, and consultation process in the different member countries. As an overall conclusion, several aspects of the consenting process still need to be improved before having an ideal situation for the implementation of ocean energy. A summary of the main conclusions gather for each theme considered in the analysis is made below.

MARINE SPATIAL PLANNING POLICY: MSP considering ocean energy already exists in China, Portugal, and the UK. MSP in Denmark and Germany includes only offshore wind and in Sweden

interest areas for this technology have been selected. The MSP strategy in other countries includes at least one of the ocean energy technologies. In Nova Scotia, Canada a pre-selected area for tidal current energy development has been defined in the Bay of Fundy and, in Nigeria, areas for the development of OTEC are to be established following the completion of feasibility studies for OTEC. In the USA, MSP, which includes ocean energy, has been introduced in some states.

Although in some countries a defined MSP strategy is still missing, most part of the countries under analysis have already implemented or are in the process of implementing a MSP strategy taking into account renewable energy developments. Ocean energy is not always considered in such strategies but, e.g. in the European Union, these plans are supposed to be periodically reviewed and thus it is possible for ocean energy to be either included or extended to more regions in the future.

CONSENTING PROCESS FOR OCEAN ENERGY: Several member countries have identified a number of authorities involved in the consenting process. It is also clear from this analysis that many member countries don't have any specific authority allocated to lead the process. However, there are some exceptions. In Sweden, for example, the permission is granted by the Environmental Court, which has an input from the Country Administrative Board. In the UK the involved authorities are clearly identified and limited to two entities. In most cases February 2015 Consenting Processes for Ocean Energy 40 the consenting process is very complex, including a number of steps and involving several entities. However, fit for purpose consenting can be found for ocean energy in e.g. the UK.

In most member states there are no specific legislations and regulations set for ocean energy. However, in China a specific regulation was issued by the State Oceanic Administration for the consenting process of ocean energy and in Norway the legislations and regulations fall under the Ocean Energy Act of 2010. In Portugal there is no over-arching dedicated consenting procedure, however, all the required consents have been adapted to better suit wave energy development. In Denmark the legislation falls under the renewable energy act and in Sweden the consenting process of ocean energy is regulated by the environmental legislation in the environmental code. The legislations and regulations in the UK and USA are either focussing on ocean energy or have been adapted to fit in the case of ocean energy.

ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT: Although the Environmental Impact Assessment (EIA) European Directive has been reviewed recently, it does not specifically address ocean energy projects probably due to the early stage of development of this technology. The EIA Directive outlines which project categories shall be made subject to an EIA, which procedure shall be followed and the content of the assessment. Project categories are split between Annex I for which EIA is compulsory and Annex II for which EIA is dependent on whether significant environmental effects may occur and national authorities decide whether an EIA is needed. Most member countries under analysis require an EIA for ocean energy developments. However, in countries such as Denmark, Ireland, Germany, Mexico and the UK the decision on whether an EIA is required or not is decided on a case by case basis.

CONSULTATION: The development of a consultation process is a legal requirement identified in the consenting process of most part of the different member countries under analysis. It is also clear that most part of the member countries start with a formal consultation, which is normally followed by an informal consultation process, where the consultation process is adjusted to the type of stakeholders involved in the region.

CHALLENGES TO THE CONSENTING PROCESS: It is clear that all the member countries are facing challenges and barriers to the implementation of ocean energy developments related to the consenting process. Challenges encountered by the member states causing delays in the process are uncertainties regarding environmental aspects and impacts of the projects, public acceptance and extended time of public consultations, governmental permits, judicial/legal rules opposed to practical solutions, lack of a one stop shop facility, uncertainties February 2015 Consenting Processes

for Ocean Energy 41 and lack of information of the different public decision makers, lack of guidance to developers and lastly maritime safety. Therefore, in order to help developers dealing with these challenges most of the countries have already implemented mechanisms for guidance and advice, either through websites, special committees, research centres or guidebooks. Efforts have been made by several member countries to streamline ocean energy consenting although in different ways. Some member countries have created a one stop shop facility to manage all process while others, have adapted their regulation to better suit projects' licensing. In countries which follow a parallel processing (of the consenting requirements), better coordination between different authorities is needed to avoid e.g. asking the developer for the same information. The licensing process in designated test sites might be different since it may already involve pre-consenting of the projects.

„Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas“:

Nations across the globe are turning towards renewables; low-carbon energy sources that can be replenished on human timescales, to meet their energy and electricity needs. In Europe, the 2009 Renewables Directive set binding targets for all EU member states so that 20% of EU energy will come from renewable sources by 2020 (European Parliament and Council 2009). Meanwhile, the UK Government has committed to legally binding targets to reduce carbon emissions by 34 % by 2020 and 80 % by 2050, as set out in the 2008 Climate Change Act (HM Government 2008). To achieve these targets, it is predicted that 30 % of UK electricity will need to be generated from renewable sources by 2020 (HM Government 2009), while the sector will need to be almost entirely carbon free by 2050 (HM Government 2011).

TABLE 1: POLICY SUPPORT MECHANISMS

Taflan hér til hliðar er **úr ársskýrslu IEA-OES 2016** og sýnir stefnumótun hinna ýmsu heimsríkja varðandi þróun og nýtingu sjávarorku á þeim tíma. Hér má m.a. sjá grannríki okkar; Danmörku og Noreg, en ekki bólar á Íslandi enn, þrátt fyrir umfang sjávarorku héraendis og öflugt þróunarstarf Valorku og fleiri.

		NATIONAL STRATEGY				MARKET INCENTIVES					FINANCING			
		Ocean energy targets	Roadmap for ocean energy	Detailed resource assessment	Marine spatial plan	Feed-in tariff or Premium	ROC	Tradable green certificates	RE portfolio standard	Open sea testing centers	Streamlined licencing regime	Fundamental R&D	Prototype testing	Testing centers
	Australia			x	x							x	x	
	Belgium			x	x			x		x	x	x	x	
	Canada	x	x	x	x	x				x	x	x	x	x
	China	x	x	x	x					UD		x	x	x
	Denmark		x			x				x	x	x		
European Union			x									x	x	x
	France	x		x	UD	x				x	UD		x	x
	Germany			x	x						x	x		
	India			x								x	x	
	Ireland	x	x	x	UD	x				x	UD	x	x	x
	Italy	x				x						x	x	x
	Japan		x	x						x		x	x	x
	Korea	x	x	x				x	x	UD		x	x	
	Mexico							x				x		
	Netherlands			UD						x				
	Monaco				x						x			
	Norway				x			x		x		x		
	New Zealand			x	x					UD				
	Nigeria			UD										
	Portugal	x			x					UD	x	x	x	
	Singapore									UD		x	x	x
	South Africa		UD											
	Spain	x		x						x	UD	x	x	x
	Sweden			UD	UD			x		x		x	x	
United Kingdom		x		x	x	x	x			x	x	x	x	x
	USA			x	x					x	UD	x	x	x

Update Source

UD: Under Development

Update
Source
UD: Un

Kafli 6. Nýtingarmöguleikar sjávarorku við Ísland

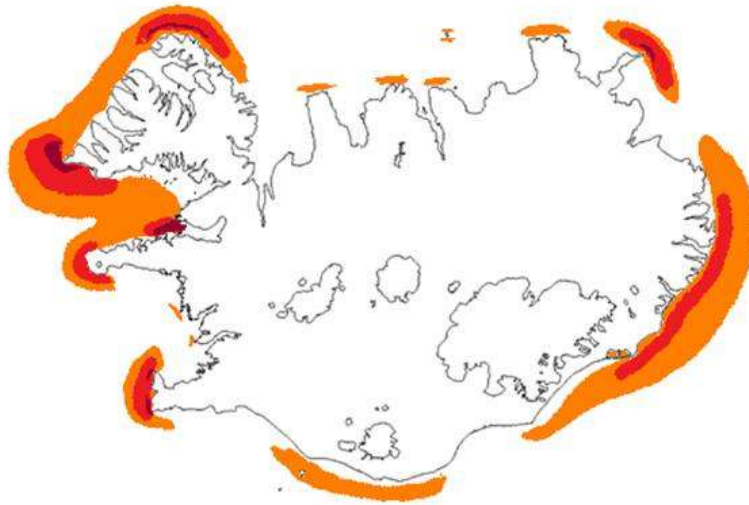
6.1. Áætlað umfang sjávarfallaorku við Ísland

Engar rannsóknir hafa verið gerðar gagnert í þeim tilgangi að meta umfang og nýtingarmöguleika sjávarorku við Ísland á heildstæðan hátt. Ýmsar vísbendingar má þó sjá ef horft er til eftirfarandi:

1. **Gert hefur verið reiknilíkan** sem sýnir í stórum dráttum hegðun sjávarfalla kringum landið; en af því er unnt að draga grófar ályktanir um straumhraða á einstökum svæðum sem síðan gefa vísbendingar um orkustærðir þar. Líkanið er aðgengilegt á vefnum og vistað hjá Vegagerðinni. Það er þó alls ekki nákvæmt fyrir einstaka staði, þar sem botlag og strandlögjun hafa veruleg áhrif, einmitt á þeim svæðum sem sjávarföll væru helst virkjanleg.
2. **Vísindalegar mælingar á hraða sjávarfalla á afmörkuðum svæðum** hafa vissulega verið gerðar; en þá oftast í tengslum við einstök óskyld verkefni. Má þar nefna brúargerð vegna vegalagningar; hafnarframkvæmdir; setburð frá stórvirkjun og vegna fiskeldis í fjörðum. Einu mælingarnar sem gagnert tengjast orkunýtingu voru gerðar í Röst í Hvammsfirði á vegum Sjávarorku, vegna hugleiðinga um virkjun hennar. Þær eru eflaust gagnlegar fyrir þann stað, en gefa enga vísbendingu fyrir heildina eða önnur svæði.
3. **Samanburður við heildstæðar rannsóknir á sjávarfallaorku erlendis**; einkum þar sem ætla má að sambærilegar aðstæður ríki og hérlendis. Eina viðleitnin til slíks samanburðar hefur verið á vegum Valorku ehf. Í fljótu bragði virðist sem Ísland skeri sig úr öðrum ríkjum sem búa að verulegri virkjanlegri sjávarfallaorku, varðandi hinn algera skort á upplýsingum um auðlindina, og hið himinhrópandi sinnuleysi sem stjórnvöld hafa sýnt þessari mikilvægu hreinu orkuauðlind framtíðarkynslóða. Öll lönd við norðanvert Atlantshaf sem búa við verulegar auðlindir á þessu sviði hafa gert einhverjar rannsóknir, mat á umfangi og áætlanir um hugsanlega nýtingu; öll nema Ísland. Hér má nefna Bandaríkin; Kanada; Noreg; Írland og Bretland, sem öll beina sjónum að þessari framtíðarorkuauðlind í sívaxandi mæli. Hérlendis berja ráðamenn sér á brjóst og guma af vatnsaflsvirkjunum og gufuafli, sem þó eru senn fullnýttar auðlindir, en skella skollaeyrum við ábendingum um sjávarorku og hindra framgang eina tækniþróunarverkefnisins á því sviði. Valorka ehf tók saman skýrslu árið 2011; „Sjávarfallaorka og hagsmunir Íslendinga“. Þar var litið til fyrirbyggjandi gagna frá Írlandi, Bretlandi og Noregi um mat á sjávarfallaauðlindum þessara strandríkja. Skýrsla SEAI (Orkustofnunar Írlands) frá árinu 2010 nefnist „Tidal and Current Energy Resources in Ireland“ og er enn í fullu gildi varðandi mat auðlinda, þó breytingar hafi orðið varðandi nýtingarmöguleika. Niðurstöður hennar eru m.a. að heildarumfang sjávarfallaorku milli 10 og 50 metra dýptarlínu við Írland sé um 240 TWst/a. Valorka vitnaði einnig til skýrslu Sustainable Development Commission frá árinu 2007; „UK Tidal Resource Review“, um umfang sjávarfallaorku við Bretland, sem telur nýtanlega sjávarfallaorku þar vera 36,42 TWst/a. Samkvæmt nýtingarhlutfalli sem þá var áætlað er heildarumfang sjávarfallaorku við Bretland því um 800 TWst/a. Það er í góðu samræmi við umfangið í Írlandi, sé reiknað í hlutfalli við flatarmál landanna. Mat sjávarfallaorku við norðanverðan Noreg er í góðu samræmi við þessar tölur, eins og nánar er skýrt í skýrslunni.

Líklegt heildarumfang sjávarfallaorku við Ísland. Séu framangreindar orkustærðir Bretlands og Írlands yfirfærðar á Ísland samkvæmt sömu flatarmálsreglu má ætla að hér við land sé heildarumfang sjávarfallaorku í grunnsjó um **337 TWst/a**. Vitaskuld er nýtanleg orka aldrei nema brot af því, en það hlutfall er háð tiltækri tækni, sem er í örri þróun. Athyglisvert er að bera þessa tölu saman við niðurstöður fyrirbyggjandi rammaáætlana um virkjanlega orku vatnsafls og jarðvarma, sem er talin rösklega 30 TWST/a, en þar af eru þegar nýttar nær 20 TWst/a. Hve lengi ætla Íslensk stjórnvöld að

hundsá ábendingar Valorku og draga það að hefja rannsóknir? Hvers vegna er sjávarorkunýting ekki þegar orðin hluti af orkustefnu Íslands?



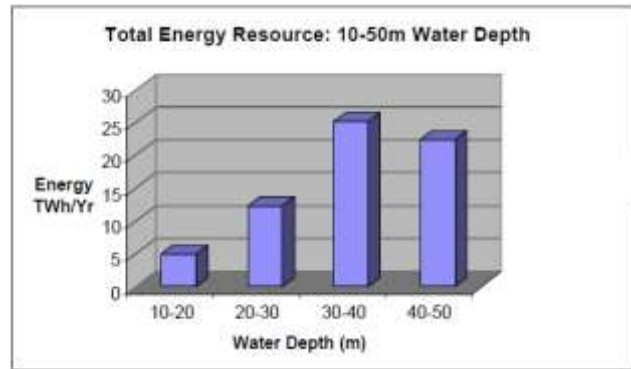
Á þessari teikningu eru merkt inn svæði þar sem ætla má að straumpungi sé mestur við strendur og vænlegast að virkja sjávarföll. Aflmestu svæðin eru þrjú; Breiðafjarðarsvæðið allt, þar sem mestur munur verður flóðs og fjöru við landið; Vestfjarðasvæðið, þar sem aflmiklar rastir eru við hvert annes, þar með Látraröst sem er orkuríkasta röstin við landið; Austfjarðasvæðið, en gríðar umfangsmikið straumasvæði nær langt á haf út undan sunnanverðum Austfjörðum. Að auki eru orkuríkar rastir við Reykjanes, Snæfellsnes og Langanes og allmikill straumur við Vestmannaeyjar og nesin norðanlands. Enn hafa engar vísindalegar mælingar verið gerðar í þessum röstum og því verður fátt fullyrt um umfang og nýtingarmöguleika þeirra. Kortið að ofan byggir annarsveggar á reiknilíkani á vef Vegagerðarinnar og hinsvegar á reynslu sjómanna, þar á meðal undirritaðs, sem reynslu hefur af veiðum allt í kringum landið. Sem dæmi um straumhraða í röstum má hér tilfæra það sem hinn virti skipherra Eiríkur Kristófersson segir í minningum sínum; „Á stjórnþallinum“; “: „Straumhraðinn í Látraröst getur orðið allt að átta mílum á klukkustund“. Það samsvarar meira en 2,5 m/sek. Jafnvel þó sá hraði sé álitinn hámarkshraði í stórstraumsfalli þá er straumhraði þar og víðar án nokkurs vafa virkjanlegur á hagkvæman hátt með hverflum Valorku.

„Tidal and Current Energy Resources in Ireland“.

Skýrsla SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland) frá árinu 2010 um mat á sjávarorkuauðlindum við Írland. Hér er á ferð mjög áhugaverð skýrsla, sem sýnir á skýran hátt hið gríðarlega umfang orkuauðlinda við landið. Niðurstöðurnar má að mörgu leyti yfirfæra á Ísland, enda aðstæður um flest líkar.

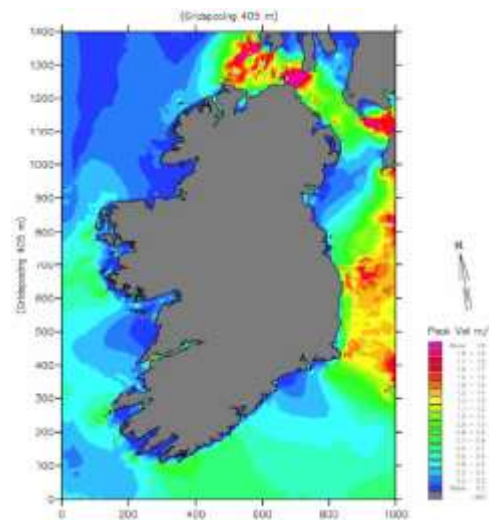
INTRODUCTION: The European Union, the Republic of Ireland and the Northern Ireland Governments have each produced policies in respect of electricity generation which are intended to promote an increase in the amount of electricity being generated from renewable energy sources. The European Union and its member states have set targets for electricity generation from renewable energy sources and the purpose of this study has been to investigate the tidal and marine current energy resource in Irish waters.

Hér er sýnd metin heildarorka á hverju dýptarbili fyrir sig. Mest er hún á 30-50 m dýpi, sem er kjördýpi fyrir ýmsa hverfla s.s. hverfil Valorku. Óljóst er hvernig þessi mynd lítur út við Ísland, en sumsstaðar hamla grynningar virkjun, miðað við þá tækni sem nú er í þróun

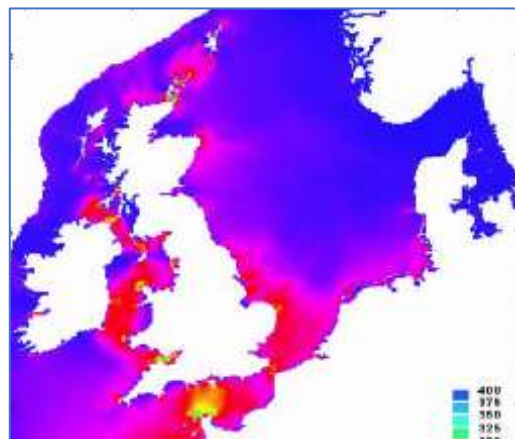


Í írsku skýrslunni er gerð tilraun til að áætla virkjanlega orku sjávarfalla. Sú viðleitni er þó barn síns tíma, og tekur að sjálfsögðu mið af þeim fáu sjávarfallahverflum sem þá voru að hefja tilraunakeyrsli. Það voru allt skrúfuhverflar sem þurfa minnst 2,5 m/sek straumhraða til að teljast hagkvæmir. Nú eru í þróun hverflar (Tidal Sails o.fl.) sem ætlað er að nýta straumhraða um 2 m/sek, og hverflar Valorku munu nýta straum undir 1 m/sek á hagkvæman hátt. Því er lítið leggjandi upp úr fyrri ára útreikningum hvað þetta atriði varðar.

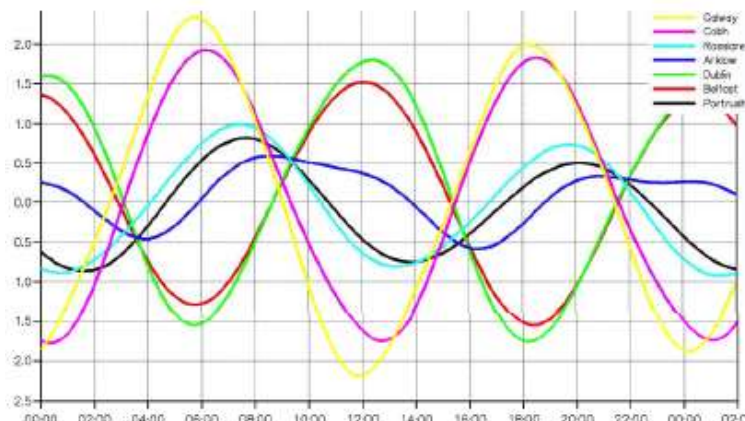
Á myndinni hér til hliðar sést að orkuríkustu svæðin við Írland eru milli þess og Bretlands, þó straumharðar annesjarastir séu víðar. Rauð svæði eru um og yfir 2 m/sek; gul yfir 1 m/sek og græn 0,6-1,1 m/sek. Sá hraði mun verða virkjanlegur með hverflum Valorku en var ekki talinn nýtanlegur þegar írska skýrslan var gerð.



Hér má sjá dreifingu öflugustu straumasvæðanna kringum Írland, Bretland og Frakkland. Sameiginlega búa þessi lönd líklega yfir umfangsmestu sjávarfallaorku a.m.k. við Atlantshaf, ef ekki í víðri veröld.



Á þessari mynd er sýnd sveifla sjávarfalla yfir einn sólarhring fyrir 7 staði kringum Írland; hver staður í sínum lit. Sjá má að með samtengingu virkjana mætti ná nokkuð jafnri orkuöflun. Valorka hefur bent á sömu möguleika hérlandis.



SUMMARY:

1. The technical resource has been calculated for areas where the peak tidal velocity is greater than 1.5m/s and is equal to 10.46TWh/yr which represents approximately 25% of the predicted electrical consumption for the year 2010. (Sjá þó aths. Valorku hér framar).
2. Tidal current machines are in the early stages of development with only a few examples at reasonable size having been demonstrated to date.
3. Existing electrical and subsea cabling technology as used in offshore wind power developments is sufficiently advanced and should be directly applicable to tidal current farms without major modification.
4. Extensive research into tidal energy technology is still required if economic electricity generation is to be achieved with peak tidal velocities of 1.5m/s.

Mikilvægt er að hafa í huga að hægstraumstækni Valorku er líkleg til að margfalda nýtingarmöguleika sjávarfallaorku; hérlandis sem erlendis. Sjá nánar hér frama á bls 9.

6.2. Íslensk verkefni í sjávarorku

Á Íslandi hefur orkuframleiðsla þróast með nokkuð öðrum hætti en hjá nágrannabjóðum, þannig að sjávarorka hefur nánast búið við fordóma. Ástæðan er líklega annarsvegar tímabundið gott aðgengi að virkjanlegu vatnsafla og jarðhita, en hinsvegar viðhorf stjórnvalda, sem einhliða hefur mótast af hagsmunum orkufyrirtækja sem eru einráð á litlum markaði. Sú viðhorfsmótun hefur gengið svo langt að heita má að stofnanir jafnt sem ráðuneyti á sviði orkumála gangi alfarið erinda stórra orkufyrirtækja, en leitist við að hafna öllu því sem ekki þjónar þeirra rekstri. Sú er ítrekuð reynsla Valorku ehf eftir áratugar viðskipti við stjórnkerfið. Verður þeim viðskiptum lítillega lýst í næsta kafla.

Þrátt fyrir þetta hafa eflaust fjölmargir velt fyrir sér möguleikum á beislun hinnar gríðarmiklu orku sem hvarvetna má sjá við strendur; í formi öldu og sjávarfalla. Undirrituðum er kunnugt um a.m.k. tvo frumkvöðla af sínum heimaslóðum sá sunnanverðum Vestfjörðum sem voru miklir áhugamenn um nýtingu sjávarfalla: Magnús Ólafsson hugvitsmaður í Vesturbotni og Sigurður Magnússon rafvirki sem um tíma bjó í Breiðavík. Sá síðarnefndi ritaði grein í Morgunblaðið árið 2001; „Öflun umhverfisvænnar raforku“, um þetta efni.

Eitt verkefni hefur verið stofnað með það að markmiði að rannsaka og kanna raunhæfi á nýtingu tiltekins svæðis. Þetta er fyrirtækið Sjávarorka ehf, stofnað 2001, sem hefur aðsetur í Stykkishólmi og beinir sjónum sínum að Röst í mynni Hvammsfjarðar. Upphafismaður verkefnisins og helsti drifkraftur

er Sigurjón Jónsson, en aðilar að því eru m.a. Landsvirkjun og Nýsköpunarmiðstöð Íslands. Gerðar hafa verið straumarannsóknir sem sýna að þarna er líklega einn mesti straumhraði sem verður við landið. Hinsvegar hefur verkefninu lítt miðað í nokkur ár. Engin tækniþróun er því samfara.

Tvö tækniþróunarverkefni er undirrituðum kunnugt um; að frátöldu verkefni Valorku, sem bæði lúta að þróun nýrra sjávarfallahverfla. Ekki liggur fyrir heimild til að nafngreina hugvitsmennina. Annað verkefnið var virkt fyrir um fimm árum, þegar undirritaður hitti hugvitsmanninn og fékk að sjá líkan. Það er einása skermaður gegnumstreymishverfill sem verður ekki lýst nánar hér. Ekki er vitað hvort hinn aldni hugvitsmaður hefur haldið áfram þróuninni. Hitt verkefnið er í gangi en á byrjunarstigi og er einnig gegnumstreymishverfill. Að því stendur eldhugi sem undirritaður hefur getað veitt nokkra leiðsögn. Skal hér ósagt látið um raunhæfi þessara verkefna.

Einungis eitt verkefni á sviði tækniþróunar sjávarorku hefur enn sem komið er komist verulega áleiðis. Það er verkefni Valorku ehf, sem hér verður lítillega fjallað um, en því eru betri skil gerð í sérstökum skýrslum sem birtar hafa verið og sendar stjórnvöldum.

6.3. Verkefni Valorku ehf.

Fyrsta og öflugasta þróunarverkefni Íslendinga á sviði sjávarorkutækni. Verkefni Valorku ehf, sem byggir á hugmyndum undirritaðs, er eina hverflaþróunarverkefnið sem komist hefur að stigi sjóprófunar og eini íslenski hverfillinn sem hlotið hefur einkaleyfi. Hugmyndir að beislun sjávarorku kviknuðu fyrir nokkrum áratugum hjá undirrituðum.

10 ára þróunarferli. Árið 2009 var Valorka ehf stofnuð; í eigu undirritaðs, og hafin var vinna að smíði líkana og prófun þeirra. Til að kanna nýnæmi var sótt um einkaleyfi. Það fékkst og var fyrsta einkaleyfi íslensks hverfils. Í ljós kom að aðferðir Valorku reyndust vel raunhæfar, en þær byggja á notkun nýrrar hverfilgerðar sem nefnd er „þverstöðuhverfill“. Hann er af ætt gegnumstreymishverfla“ (cross-flow turbines); þ.e. með meginöxul þvert á straumstefnu, en er annars ólíkur öðrum hverflum af þeirri gerð. Blöðin breyta afstöðu gagnvart straumnum á hringferlinum og fremur er nýttur þungi vatnsmassans en vængáhrif. Á tíu ára þróunarferli hafa þróast all margar gerðir af hverflinum.

Í upphafi var áhersla lögð á þróun einása hverfils. Náði hann fullkomun í gerð sem nefnd er V-5. Til stóð að prófa hann í sundum Hornafjarðar, þar sem eru kjörðaðstæður til prófana. Var í þeim tilgangi hannaður og smíðaður vandaður prófunarfleki með góðum búnaði; fyrsta hverflaprófunarstöðin hérlandis. En vart var fyrr búið að dýfa hverflinum í sjó þegar stjórnvöld kipptu öllum stuðningi af verkefninu. Þegar það loksins komst í gang aftur, nær tveimur árum síðar, var hafin vinna við nýja gerð hverfils sem byggði á hinum fyrri en er tvíása eða fjölása.

Tvíása hverfill hentugri. Blöð hans eru ekki fest á einn öxul heldur á bönd sem ganga um tvo eða fleiri öxla. Minnir þannig um margt á færiband. Þessi gerð hefur gengið undir heitinu Val-X (tíundi hverfill Valorku) eða Valex. Kostir þessa hverfils eru ýmsir umfram fyrri aðferð. Hinn stærsti og augljósasti er sá að með slíkum hverfli má virkja straum á víðu svæði þar sem dýpi er mjög takmarkað. Þannig hagar jafnan til á helstu virkjanasvæðum hverfilsins, sem eru annesjarastir þar sem massi sjávarfallsins hraðast vegna fyrirstöðunnar. Gerðar voru tilraunir með ýmsar aðferðir við t.d. opnun og lokun blaða og hvort betur hentaði undir- eða yfiropnun; þ.e. hvort blaðið opnast inn í hringinn eða útfyrir hann. Einnig með stífun blaða o.fl. Merkur áfangi náðist þegar aðferð fannst til að losa hverfilinn við burðarvirki milli ásanna. Með því er stigið stórt skref til einföldunar, minni efniskostnaðar, auðveldunar í lagningu, meðferð og endurheimtu o.fl. Stærsti kosturinn við þessa

aðferð er þó sá að hún gerir kleyft að hafa hverfilinn eins langan og aðstæður virkjunarstaðarins leyfa. Mikilvægt er, einkanlega í mjög hægum straumi, að ná saman afli af víðu svæði á sem hagkvæmastan hátt. Það liggur í hlutarins eðli að hægstraums- sjávarfallahverflar munu verða langstærstu hverflar heims, og líklega verður sá stærstur sem nýtir hægasta strauminn; hinn íslenski hverfill Valorku. Í einni útfærslu sinni er hverfillinn þeirrar gerðar að unnt er að leggja hann af skipi, líkt og fiskilínu; án þess að nokkur mannvirki þurfi áður að gera á hafsbotni og án þess að nota þurfi kafara eða sjódróna. Hann verður unnt að endurheimta að fullu á fáeinum klukkutímum. Þar sem góðar aðstæður eru fyrir hendi; t.d. þar sem straumur liggur langar leiðir í beina stefnu (t.d. undan Látrabjargi og víðar) getur sá hverfill auðveldlega verið yfir kílómetri að lengd, og aðrir samsíða stutt frá. Samanlagt flatarmál blaða slíks hverfils yrði yfir 1000 m², en afl hverfilsins er háð straumhraða og endanlegri skilvirkni hans. Í allri hönnun hverfilsins er leitast við að lágmarka bæði tilkostnað og umhverfisáhrif, en auka um leið einfaldleika bæði í virkni og meðhöndlun. Á þann hátt verður best tryggt að hverfillinn verði samkeppnishæfur.

Notkun. Hverfill Valorku verður lagður láréttur í sjó þar sem straumhraði er hæfilegur; líklega milli ca 0,7 og 2 m/sek. Hann verður nokkru ofan botnsins, þar sem straumur er hægari og iður meiri; og nokkru neðan yfirborðsins, þar sem brimið tortímur mannanna verkum. Hann hindrar því hvorki botnlíf né botnrek; ekkert er á yfirborðinu sem veldur sjónmengun eða hindrar skipaumferð; hvorki efnamengun né losun lofttegunda berst frá hverflinum og syndandi lífverum er engin hættu búin vegna hins hæga snúningshraða. Miklu fremur gæti hverfillinn verið í hættu ef stórar skepnur, t.d. hvalir, taka að klóra sér uppvið hann. Blöð verða staðsett þannig að „skuggaáhrif“ verði sem minnst; þ.e. að iðukeila aftan blaðs verði dofnuð út áður en hún nái að hafa áhrif á næsta blað á eftir. M.a. vegna þessarar keilu er ekki eftirsóknarvert að hafa blöð mjög stór, en fremur hafa hverfilinn lengri. Á löngum hverfli verða milliöxlar með vissu millibili til stýringar; frágengnir með aðferðum sem Valorka telur einkaleyfishæfar, líkt og margt fleira í hönnuninni.

Fremst á heimsvísu í nýtingu umfangsmestu strandsvæðanna. Ekki er vitað af neinum hverfli í heiminum sem kominn er nær því að ná tókum á virkjun mjög hægra strauma; jafnvel undir 1 m/sek, á hagkvæman hátt. Enginn hverfill sem nú er í þróun líkist hverfli Valorku að miklu marki; og enginn hverfill er hannaður fyrir svo lítinn straumhraða. Sá eini kemst næst því og er kominn nokkuð áleiðis í þróun er hverfill Tidal Sails, sem lýst var nokkuð hér framar. Hann er þó mun þyngri í vöfum og er ekki ætlað að starfa í minni straumhraða en 1,5-2 m/sek. Þegar einnig er tekið tillit til þess gríðarlega hafflæmis sem virkjanlegt verður með hverfli Valorku er ljóst að markaðsstaða hans er gulltryggð eftir að þróun lýkur. Það var því næsta grátbroslegt þegar Tækniþróunarsjóður notaði það sem fyrirlátt til að synja Valorku um framhaldsstyrk vorið 2018, að markaðsstaða hefði ekki verið könnuð til hlítar. Sýnir það betur en margt annað hina miklu vanþekkingu og þá miklu fordóma sem hér ríkja í garð sjávarorku.

Staða þróunar hverfils Valorku er núna sú að smíðað hefur verið líkan sem tilbúið var til sjóprófana vorið 2018. Fresta þurfti prófununum vegna áðurnefndrar synjunar Tækniþróunarsjóðs, en unnið er áfram að undirbúningi þeirra. Hverfillinn sem prófaður verður er tveggja ása; með 50 metra bandi, eða um 25 m milli ása. Blöðin eru 16 að tölu; hvert 2,2x0,75m að stærð eða með heildarflatarmál um 26 m². Í smíðum er annar hverfill, með mun meira flatarmál. Þrátt fyrir þetta mikla flatarmál er þyngd hverfilsins sjálfs rétt um 50 kg, að frátöldum endabúnaði og hann er með hlutlaust flotvægi. Prófanir fara fram með tilraunafleka Valorku, sem breytt hefur verið í þessu skyni. Prófanirnar má gera með því ýmist að draga hverfilinn á eftir flekanum eða leggja honum við botn í straumi. Bæði verður mældur straumhraði og átak hverfilsins. Hefur Valorka fest kaup á bát til þessara prófana, en fyrir á Valorka flutningabíl til að koma búnaðinum milli staða. Tryggð hefur verið aðkoma

verkfræðifyrirtækisins Mannvits að prófununum og úrvinnslu niðurstaðna, en einnig hefur Valorka frá upphafi notið samstarfs við virta vísindamenn í háskólasamfélaginu.

Mikilvægt framlag til orkuskipta heimsins. Hverfill Valorku hefur alla möguleika á að verða mikilvægt framlag Íslendinga til þeirra orkuskipta sem framundan eru á heimsvísu; til þess brotthvarfs frá mengandi orkuvinnslu sem m.a. Parísarsáttmálinn skyldar öll aðildarríki til að vinna að. Um leið og hverfillinn gæti orðið mikilvæg og verðmæt íslensk hátækni framleiðsluvara gæti hann verið lykillinn að því að við Íslendingar verðum fyrsta þjóð heims til að nýta sjávarföll í annesjaröstum til raforkuframleiðslu.

Núverandi neikvætt viðhorf stjórnvalda í garð sjávarorku og verkefna Valorku eru því ekki einungis alvarlegt og skýrt brot á Parísarsamkomulaginu, heldur einnig brot gagnvart síðari kynslóðum Íslendinga og óspilltri náttúru landsins. Nánar um þetta atriði hér á eftir.

Mjög fjölpætt frumherjastarf. Auk hverflapróunar hefur Valorka verið brautryðjandi í flestu því sem lýtur að sjávarorkunýtingu hérlandis. Má þar nefna almenna kynningu á umfangi og nýtingarmöguleikum sjávarorku; baráttu fyrir því að stjórnvöld móti stefnu á þessu sviði; baráttu fyrir rannsóknum á sjávarorku; alþjóðlegu samstarfi; innlendu samstarfi; ráðgjöf til frumkvöðla á þessu sviði; kennslu á háskólastigi á þessu sviði; smíði fyrstu tilraunastöðvarinnar fyrir hverflaprófanir; fyrsta einkaleyfi íslensks hverfils og viðamikil upplýsingasöfnun. Og er þó ekki allt upp talið.

R&D	Prototype	Demonstration	Pre-Commercial	Industrial Roll-Out
- Small-scale device validated in lab - Component testing and validation - Small/medium-scale Pilots	- Representative single-scale devices with full-scale components - Deployed in relevant sea conditions - Ability to evidence energy generation	- Series or small array of full-scale devices - Deployed in relevant sea conditions - Ability to evidence power generation to Grid - For OTEC and salinity gradient: full functionality down-scaled power plant	- Medium-scale array of full-scale devices experiencing interactions - Grid connected to a hub or substation (array) - Deployed in relevant/operational sea conditions - For OTEC and salinity gradient: scalable	- Full-scale commercial ocean energy power plant or farms - Deployed in operational real sea conditions - Mass production of off-the-shelf components and devices
TRL 1-4	TRL 3-6	TRL 5-7	TRL 6-8	TRL 7-9

Source: Ocean Energy Europe. Generated through consultation with Ocean Energy Europe and the Ocean Energy Forum.

TRL-stig. Próunarstig sjávarorkutækni má meta t.d. með ofangreindri stigagjöf ESB sem víðast er opinberlega viðurkennd. Verkefni Valorku er núna á stigi frumgerðar; þ.e. TRL 3-6. Hverfillinn er nú tilbúinn til sjóprófana en tafðist 2018 vegna stjórnvaldshindrana. Eftir að jákvæðar niðurstöður hafa fengist úr sjóprófunum er verkefnið komið yfir stig TRL-6, en það opnar mikla möguleika, bæði á öflugu samstarfi og aðkomu fjárfesta og erlendra sjóða.

Samanburður við skráfuhverfla. Til samanburðar er hér litið á hverfil MeyGen.

CASE STUDY 1: Tidal Energy – MeyGen Phase 1A; 6MW

The MeyGen (www.meygen.com) project is the largest tidal current project under development in Europe. When fully constructed, the project will deliver 398MW of tidal power. In its first stage (Phase 1A) the project will deliver the installation of four 1.5MW turbines offshore as well as the construction of the onshore infrastructure. Three of the turbines will be supplied by Andritz Hydro Hammerfest and one Lockheed Martin-designed turbine supplied by Atlantis. The project finance was secured through a mix of debt, grant and equity finance (see table).



Project CapEx	Value
Overall Capital Expenditure (CapEx)	€51.3 million
Project size	6MW
Specific CapEx	€8.55 million/MW
Finance	Value
Debt	€17.5 million (34% share of total CapEx)
Grants	€13.3 million (26%)
Equity	€20.5 million (40%)
Of which developer share	€10.8 million (21%)

Nánast allir sjávarfallahverflar sem nú eru komnir langt í þróun, að undanteknum stífluvirkjunum, eru skrúfuhverflar. Þeim er ætlað að nýta mikinn straumhraða í sundum og eru ekki taldir hagkvæmir í hægari straumi en 2,5 m/sek. Þar er orkupéttni gríðarmikil, en hinsvegar eru slík sund mun sjaldgæfari og umfangsminni en annesjarastir þær sem t.d. hverfli Valorku er ætlað að nýta. Innskotið hér að ofan er úr skýrslu ESB: „Ocean Energy Roadmap“ frá 2016, og sýnir áfallinn þróunarkostnað vegna sjávarfallahverfilsins MCT sem nú er þróaður af Meygen, og hefur verið í tilraunakeyrlu í nokkur ár. Heildarstofnkostnaður hans hefur verið 51,3 millj.€ eða 6.669 milljónir ísl.króna, og þar af hafa styrkir numið 1.729 milljónum króna. Erfitt er að meta uppsafnaðan þróunarkostnað við hverfil Valorku, þar sem megnið af honum liggur í óbókfærðu vinnuframlagi frumkvöðulsins. En fengnir opinberir styrkir eru rétt rúmlega 50 milljónir króna. Hann á enn nokkuð í land með að ná sama þróunarstigi og MCT, en ljóst er af eðli verkefnisins að þróunarkostnaður verður ekki nema brot af því sem þarna sést; jafnvel þó tekið sé tillit til mun minni afkastagetu vegna ólíkra virkjunarstaða. Einnig skal haft í huga að hverfill Valorku mun nýtast á margfalt algengari og umfangsmeiri virkjunarsvæðum en MCT.

Hægstraumar algengastir. Staðir til nýtingar láhraðavirkjana eða strandvirkjana eru margfalt umfangsmeiri en þeir staðir sem nýta má með stífluvirkjunum og skrúfuhverflum. Þróunaraðilinn Tidal Sails telur að um 99% virkjanlegrar sjávarfallaorku við strendur sé þar sem straumhraði fer ekki yfir 2 m/sek. Hægstraumsvirkjanir sjávarfalla er því að öllum líkindum það virkjanaform sem verður ofaná þegar fram líða stundir; ekki síst í umhverfislegu tilliti.

Umsögn ESB í skýrslu JRC. Þróunaraðilar í fararbroddi sjávarfallavirkjana eru að sjálfsögðu þeir sem helst hafa notið stuðnings fjársterkra aðila. Stöðunni er lýst á eftirfarandi hátt í skýrslu Rannsóknamiðstöðvar ESB: „JRC Ocean Energy Status Report; 2016 Edition“, en þar segir þetta um stöðu tækniþróunar (þýðing VÖ):

„Sjávarfallavirkjanir (TEC) hafa þróast jafnt og þétt á síðustu árum. Merkasta skrefið í átt til markaðssetningar sjávarorkutækni var tekið af Meygen-verkefninu, sem gangsett var árið 2016. Fjórir 1,5 MW hverflar mynda fyrsta hverflabú (array)

sjávarorkuverfla í heimi, ásamt 200 kW hverflabúi Nova Innovation á sömu slóðum. Fjöldi tilraunaverkefna er í sjóprófunum í Frakklandi (Open Hydro), Hollandi (Tocado og Bluewater TEC), Bretlandi (Minesto, ScotsRenewable, Sustainable Energy Marine) og Kanada (Open Hydro).

Sjávarorkugeirinn hefur náð mikilvægu skrefi þróunar, þar sem þörf er á hverflabúum í tilraunavinnslu, með skýr markmið um forgangsörðun og hagkvæmni. Aukinn fjöldi tilraunaverkefna í sjó er skýrt merki um að sjávarfallavirkjanir hafi náð ákveðinni tæknilegri fullkomnun. Skrófuhverflar hafa náð tæknipróunarstiginu (TRL) 8, og þau sem lengst eru komin eru nær fullþróuð. Aðrar aðferðir sem náð hafa verulegum árangri eru skermaðir hverflar (enclosed tips) og drekahverflar (tidal kite). Búist er við að yfirstandandi verkefni í Frakklandi og Kanada leiði í ljós hæfi skermaðra hverfla. Drekahverflar hafa náð TRL 5, og vonast er eftir að þeir nái TRL 7 árið 2017. Ekki er vitað til að árangur hafi náðst með annarri tækni, t.d. hverflum með lóðréttum ási, vænghverflum og Arkimedesarskrúfu.

Sá árangur sem nú er sýnilegur með áðurnefndum hverflabúum, varðandi áreiðanleika og þol, mun auka trúverðugleika greinarinnar og laða að einkafjárfesta. Samfélagslegur stuðningur er þó eftir sem áður nauðsynlegur til undirbúnings frekari árangri“.

6.4. Álit fræðimanna um kosti strandvirkjana:

„Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas“:

Fræðiritgerð útg. 2018, þar sem athyglinni er einkum beint að aðferðum til nýtingar sjávarfallarasta í grunnsjó. Höfundarnir eru A. Roberts; B. Thomas; P. Sewell og Z. Khan, sem starfa m.a. við Faculty of Science and Technology og Bournemouth háskóla. Einnig S. Balmann og J. Gillman sem starfa við Balman Environmental Trust.

Of the many varieties of renewable energy, tidal power is one of the few that is almost perfectly predictable over long timescales (Denny 2009). As a marine renewable, tidal power deployments can be located in under-utilised locations (Fraenkel 2006), and so positioned out of sight and out of mind much more readily than large onshore devices, overcoming the so-called not in my backyard (NIMBY) problem that particularly affects wind power (Premalatha et al. 2014). Since the tides are out of phase around the coast, power is likely to be available at one tidal installation while there is slack water and no tidal power available in another part of the country (Fraenkel 2002). However, energy availability during neap tides is significantly less than that during spring tides, regardless of location.

There are two methods of generating electricity from the tides:

1. tidal range devices, which utilise the difference in water level between high and low tide;
2. tidal stream devices, which utilise the energy of flowing water in tidal currents to generate electricity directly.

Range devices are the most well-known form of tidal energy, thanks in no small part to the 220 MW Rance River Tidal Power Station in Brittany, France, which opened in 1966 and has been operating at full capacity since 1968. However, tidal range schemes are currently receiving less research attention from government, industry and academia than the second method of tidal stream, which is perceived to benefit from lower installation costs and reduced environmental and ecological impacts (Fairley et al. 2013). Tidal stream is often considered to be analogous to wind

energy, as in both methods energy is extracted from a moving fluid. However, while the wind industry has seemingly settled on three-bladed axial-flow turbines as the energy convertors of choice [due to a general acceptance that they are more efficient at larger scales (Howell et al. 2010)] there are currently many different technologies in development in the tidal stream sector. These include a multitude of different turbine designs, as well as more unusual concepts such as oscillating hydrofoils and tidal kites.

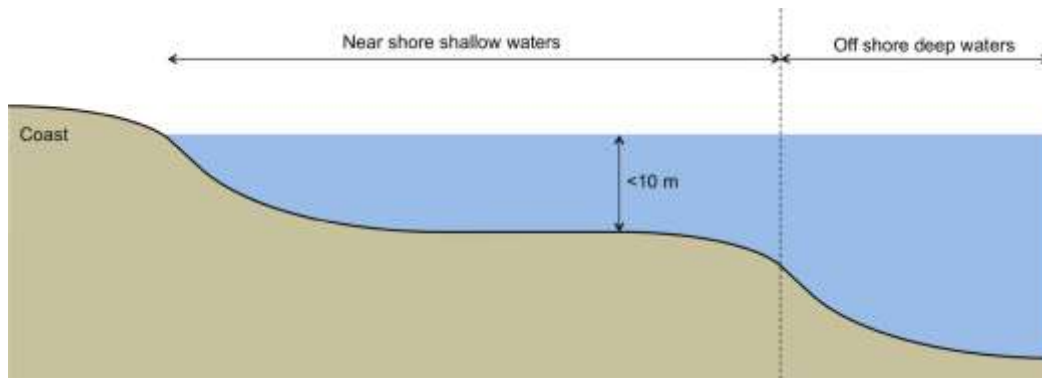
The bulk of current tidal energy research and development appears to be naturally focussed on developing larger scale schemes and devices to harness the greatest resources. As an example, Marine Current Turbines' (MCT) SeaGen device, arguably the most fully developed tidal stream turbine, is considered viable in 20–40-m-deep waters with peak spring tidal current velocities that are greater than 2.25 m/s (Denny 2009), while proposed tidal range schemes typically enclose tens or hundreds of square kilometres of water (Rourke et al. 2010a).

Many of the locations that meet these size and speed requirements, for instance Pentland Firth off the northeast coast of Scotland, are located in sparsely populated regions many kilometres from areas of peak electricity demand. A review of the literature suggests relatively little consideration has thus far been given to exploring the potential of smaller scale tidal power from more diverse locations that are closer to populated areas. For example, the 2025 UK tidal stream resource estimates provided by The Crown Estate (2012) were predicted assuming tidal turbine rotor diameters of 40 m, operating in waters up to 60 m deep (The Crown Estate 2013).

There would be benefits to developing devices that could harness any potential resources in such locations. Aside from the obvious contribution to renewable energy targets (either through directly supplying renewable electricity to the grid or by reducing demand from other resources), efficiency savings in terms of reduced transmission losses would be made by generating power much closer to where it is needed. Additionally, connecting devices to the grid would be a more straightforward endeavour; near-shore sites would reduce the length of expensive undersea cabling required to transmit power back to land—a definite benefit given that the price of installing the cable can sometimes exceed the costs of the cable itself (de Alegría et al. 2009).

Small devices would by definition be cheaper to build and install than their larger counterparts (Bryden et al. 1998), and devices in shallow near-shore waters would also be more accessible, allowing easier installation and maintenance. These benefits could make small-scale tidal technology an appealing option for coastal communities as part of a distributed generation strategy, helping to overcome the variability of other renewables and fitting in to a wider context of sustainability and efficiency.

However, there are drawbacks that will need to be overcome if such sites are to be utilised. Chief amongst these is that these sites are likely to be less resource rich than those already under consideration. For example, in shallow waters the slower flow of the tidal current boundary layer will occupy a greater portion of the water depth, reducing the resource available to tidal stream devices (Polagye et al. 2010). Additionally shallow channels, which are already highly stressed due to bottom friction, produce proportionally less power and suffer a diminishing return as new devices are added due to increasing levels of drag (Vennell 2012). Lone devices may, therefore, be more cost-effective in such areas than larger arrays. Submerged devices in shallow waters will also be closer to the photic zone and hence subjected to a greater risk of bio-fouling; being closer to shore they are also likely to more readily impact highly complex and inter-dependent coastal ecosystems. Devices in shallow waters will also pose more of a navigational hazard to commercial and recreational marine traffic and, positioned close to shore, they may also impact other water users such as swimmers, and be more visible on land, potentially leading back to issues with IMBYism.



Definition of shallow water location

Um niðurstöðuna: Í þessum útdrætti ritgerðarinnar komast fræðimennirnir að þeirri ályktun að smáar sjávarfallavirkjanir séu líklegri til að gagnast á grunnsævi en stærri virkjanir; einkum í dreifðari byggðum. Á þessa staðreynd hefur Valorka bent í sínum skýrslum. Hverfill Valorku er einstaklega hentugur á þessum stöðum og þróun hans hefur miðast við slíka notkun. Valorka hefur einnig bent á lausn annars vanda sem snýr að notkun sjávarfalla í byggðum fjarri samveitutengingu. Við slíkar aðstæður væri hentugt að nýta sjávarorkuna fyrst og fremst til hitunar vatns í geymum, en kynding er meginnotkun raforku a.m.k. á norðlægum slóðum. Auk þess eru ýmsar hentugar geymsluaðferðir raforku í hraðri þróun.

Um hagnýtingu tímamismunar til sveiflujöfnunar (phasing):

„Tidal energy leasing and tidal phasing“:

Fræðiritgerð útg. 2018 um kosti þess að nýta tímamismun sjávarfalla með nettengingu til að jafna út sveiflur vegna fallaskipta. Slík jöfnun á ekki síður við hér á Íslandi en í Bretlandi, sem þessi rannsókn beinist einkum að. Hefur oftinnis verið á það bent í skýrslum Valorku. Höfundar eru P. Neill og Matt J. Lewis hjá School of Ocean Sciences; Bangor University, ásamt M. Reza Hashemi hjá University of Rhode Island.

ABSTRACT: In addition to technical and economic constraints, tidal energy leasing is generally governed by demand for sites which contain the highest tidal streams, and does not take into account the phase relationship (i.e. the time lag) between sites. Here, the outputs of a three-dimensional tidal model are analysed to demonstrate that there is minimal phase diversity among the high tidal stream regions of the NW European shelf seas. It is therefore possible, under the current leasing system, that the electricity produced by the first generation of tidal stream arrays will similarly be in phase. Extending the analysis to lower tidal stream regions, we demonstrate that these lower energy sites offer more potential for phase diversity, with a mean phase difference of 1.25 h, compared to the phase of high energy sites, and hence more scope for supplying firm power to the electricity grid. We therefore suggest that a state-led leasing strategy, favouring the development of sites which are complementary in phase, and not simply sites which experience the highest current speeds, would encourage a sustainable tidal energy industry.

DISCUSSION: Our analysis of tidal current phasing throughout the NW European shelf seas reveals that more phase diversity is offered by lower tidal flow regions (peak spring tidal currents ≥ 1.5 m/s), compared to the phase diversity offered by high tidal flow regions (peak spring tidal currents > 2.5 m/s).

m/s). In particular, and in agreement with previous studies of the region, the high tidal flow regions of the NW European shelf are generally in phase with one another. Therefore, should all these high tidal flow regions be developed, the aggregated electricity generated would be characterised by strong semi-diurnal intermittency. Clearly, development of lower tidal stream sites would diversify this phasing, and generate firmer power with less intermittency. However, it is important to note that these lower tidal stream sites also experience intermittency over semi-diurnal timescales, and that the peak in aggregated electricity generation would be shifted by at best 1.25 h for lower tidal stream sites, in comparison to high tidal stream sites. Further, it is important to consider the cost associated with exploiting lower tidal stream regions, since the number of turbines (or equivalent swept area) installed would need to increase by an order of magnitude compared to high tidal energy sites.

Since leasing for tidal energy schemes is currently driven by demand for high tidal stream sites, this creates a scenario where the majority of tidal electricity generation for a country with an energetic tidal resource like the UK could be in phase. This is in contrast to the wind energy sector because, since the wind resource is governed by large-scale atmospheric circulation, there is no particular pattern to wind phasing throughout a country the scale of the UK. Therefore, leasing for multiple geographically distributed wind energy arrays need not account for phase, and so there would be no appetite for this aspect of the leasing process to be centrally controlled. In contrast, as we have demonstrated here, phase is an important consideration in optimising large-scale tidal energy resource exploitation, and so it could be useful for the sustainability of the tidal energy industry if the leasing strategy accounted for the phase relationship between sites, in addition to the magnitude of the resource.

A timescale issue which tidal stream energy alone cannot address, regardless of the phase relationship between sites, is intermittency over the spring-neap cycle. This longer timescale issue occurs simultaneously throughout the world, since it is governed by the lunar cycle, and so cannot be compensated through optimal site selection. In common with tidal stream energy, the potential energy contained within the vertical tide (tidal range) will also be significantly lower during neaps, in contrast to springs. Therefore, if marine energy is to make a significant contribution to large-scale electricity generation, it will be necessary to supplement it with electricity generated at independent timescales, e.g. via waves and offshore wind. One concept which has been suggested in the past is the development of a multiple-resource supergrid, which would facilitate the aggregation of discrete tidal energy sites investigated here, and also allow these locations to be connected to other intermittent renewable energy sources operating on various timescales, such as waves and offshore wind. Although such a concept would be difficult to implement in practice, due to cost and the level of international cooperation that would be necessary, it might also be possible to introduce storage into the supergrid, e.g. through pumped hydroelectric schemes, hence compensating for intermittency.

CONCLUSIONS: In this article, we analysed the outputs of a 3D tidal model of the NW European shelf seas to demonstrate that one strategy for encouraging a sustainable tidal energy industry could be to consider the parallel development of both low and high tidal stream sites, due to the phase diversity offered from aggregating electricity generated across a range of tidal current amplitudes. Although technical and economic constraints are important, this suggests that a state-led leasing process should be considered, since the current leasing process is primarily driven by demand for high tidal stream sites. It would be useful for future studies of phase diversity to consider additional tidal constituents (particularly the principal semi-diurnal solar, S_2 , constituent), and to also consider marine renewable energy sources acting on other timescales, e.g. waves, and to apply optimisation algorithms to determine optimum renewable energy roadmap scenarios. Further, such a study would

be advised to include feedbacks between energy extraction and the resource, and to examine timescales of relevance to stochastic processes, e.g. seasonal, inter-annual, and inter-decadal.

Um niðurstöðuna: Hér fjalla fræðimennirnir um aðferð til að jafna út framleiðslustöðvun um fallaskipti sem er fylgifiskur sjávarfallavirkjana. Á þetta hefur Valorka iðulega bent í skýrslum sínum. Aðferðin er sú að tengja virkjanir, sem staðsettar eru við mismunandi fallatíma, inn á sameiginlegt neyslunet. Aðferðin er einkar hentug á eyhlöndum eins og t.d. Íslandi og Írlandi, þar sem fallabylgjan fer í kringum landið og fallaskipti eru á misjöfnum tímum í röstum kringum eyna. Forvitnilegt er í þessu efni að skoða grafið í kafla 6, á bls 56 hér á undan, um hugsanlega fasajöfnun á Írlandi.

Kafli 7. Viðhorf og stefnumótun íslenskra stjórnvalda

7.1. Stjórnkerfi mótað af hagsmunum

Hér að framan hefur verið leitast við að gefa sannferðuga mynd af stöðu og möguleikum sjávarorkunýtingar. Í þeim tilgangi hefur verið vitnað orðrétt í hinar ýmsu skýrslur þeirra sérfræðinga sem gerst ættu að þekkja til, og margra stofnana sem starfa á þessu sviði. Allt er það í samræmi við hinar mörgu skýrslur og greinargerðir sem Valorka hefur ítrekað sent stjórnvöldum; oftast en ekki án viðbragða eða svara.

Á tíu ára þróunarferli sínum hafa verkefni Valorku í alla staði gengið vel og sannað sig, hvað varðar verklega þætti og væntingar. Hinsvegar hefur verkefnið ítrekað lent í erfiðleikum og hættu af öðrum orsökum, sem eru fordómafull viðhorf, skammsýni, þekkingarleysi og ónógur stuðningur stjórnkerfisins. Birtingarmyndir þessa hafa verið með ýmsu móti, en til að bregða ljósi á þær má benda á eftirfarandi dæmi. Haft skal í huga að hér eru einungis fá dæmi nefnd; þau eru miklu fleiri:

- **Ástæðulaus synjun um stuðning.** Tækniþróunarsjóður synjaði verkefninu um framhaldsstyrk haustið 2013, vorið 2014, haustið 2014 og vorið 2018 þrátt fyrir að sýnt væri fram á árangur verkefnisins. Þær synjanir gengu mjög nærri verkefninu og töfðu alla þróun.
- **Sinnuleysi ríkisstjórnar.** Ríkisstjórnin synjaði sjálf verkefninu um stuðning í tvígang, þegar sótt var um lítilsháttar framlag af ráðstöfunarfé hennar til að forða verkefninu frá stöðvun. Á sama tíma styrkti hún þó ýmis önnur verkefni um svipaðar upphæðir með framlögum.
- **Grænn sjóður misnotaður.** Eitt fyrsta verk ríkisstjórnar á haustdögum 2013 var að taka mestallt það fé sem ætlað var á fjárlögum til verkefna á vegum „græna hagkerfisins“ og setja það í óskyld verkefni, en að óbreyttu hefði mátt ætla að verkefni Valorku ættu að njóta stuðnings af því. Ríkisendurskoðandi gerði alvarlegar athugasemdir við þessa ráðstöfun ríkisstjórnarinnar, en á hann var ekki hlustað.
- **Ráðherra ver spillingarmál.** Iðnaðarráðherra varði spillingarmál sem upp kom við styrkveitingar Orkusjóðs, þegar Valorku var synjað um stuðning en formaður ráðgjafarnefndar veitti stofnun bróður síns stærstu styrki sjóðsins. Formaðurinn varð að víkja eftir að umboðsmaður Alþingis áleit þá styrkveitingu ólögmeita. Ráðherra lét hina ólögmeitu styrkveitingu standa og Valorku var ekki bættur skaðinn. Engar skýringar hafa fengist af hendi ráðuneytisins og ráðherra nýsköpunar og orkumála hundsáði beiðni Valorku um fund.
- **Orkusjóði meinað að styðja nýsköpun.** Iðnaðarráðherra lagði fram lagafrumvarp á Alþingi þar sem afnumin var heimild Orkusjóðs til að styrkja tækniþróunarverkefni af nokkur tagi. Alþingi samþykkti þessa fráleitu tillögu án nokkurrar umræðu eða mótatkvæða. Sagt var í ráðuneytinu og Orkusjóði að mistök hefðu verið gerð við samningu frumvarpsins en engin tilraun hefur verið gerð til lagfæringa á þeim mistökum. Verkefnisstjóri innti alþingismenn ítrekað eftir skýringum á þessari kollsteypu á hlutverki Orkusjóðs og fundaði með

atvinnuveganefnd Alþingis, en fékk engin viðbrögð hennar og hún svarar ekki erindum Valorku. Samkvæmt þessu ætla stjórnvöld hafna allri nýsköpun hérlandis á sviði orkumála.

- **Iðnaðarráðherra gerði að engu þingsályktunartillögu** sem samþykkt var einróma á Alþingi vorið 2014. Tillagan var lögð fram fyrir hvatningu verkefnisstjóra Valorku, og beindist að því að hafnar yrðu rannsóknir á hinum gríðarmiklu auðlindum sjávarorku við Ísland. Var ráðherra með henni falið að skipa starfshóp til að skipuleggja það starf. Skipan ráðherra í þennan hóp er mjög gagnrýniverð, og greinilegt að ráðherra ætlaði starfshópnum frá upphafi að drepa niður það sem var tilgangur þingsályktunarinnar; að undirbúa rannsóknir á sjávarorku við landið. T.d. sniðgekk ráðherra eina aðilann sem fengist hefur við tækniþróun á sviði sjávarorku og hafði með gildum rökum hvatt til þessara rannsókna; þ.e. verkefnisstjóra Valorku. Skýrsla starfshópsins er á skjön við allan raunveruleika, t.d. tækniþróun erlendis; alþjóðlegar skýrslur og áherslur í loftslagsmálum, svo eitthvað sé nefnt. Hún er því ómarktæk í flestu tilliti, og því er sá vilji Alþingis enn óuppfylltur sem kom fram í þingsályktuninni og skýringum við hana. Hagur komandi kynslóða er fyrir borð borinn meðan þingmenn láta við svo búið standa.
- **Orkurisinn Landsvirkjun**, sem er í þjóðareigu og undir eignastýringu ríkisstjórnarinnar, hefur hafnað því að verja örlitlu broti gríðarlegs arðs síns af sölu orkuauðlinda þjóðarinnar til stuðnings við þetta leiðandi íslenska verkefni á sviði sjávarorkunýtingar. Um leið og Landsvirkjun hafnar því nýtir fyrirtækið sama söluhagnað blygðunarlaust í eigin þágu til að þróa tækni til vindorkunýtingar; án nokkurrar stefnumörkunar að hálfu eigenda.
- **Nýsköpunarmiðstöð Íslands bregst lögbundnu hlutverki sínu.** Valorka átti í byrjun góð samskipti við Nýsköpunarmiðstöð. Haustið 2014 gerði Valorka skriflegan samning við NMÍ um aðstoð við verkefnið, og lagði þá fram allar upplýsingar um það. NMÍ braut hinsvegar alvarlega trúnað þegar stofnunin, með þessar trúnaðarupplýsingar í farteskinu, sótti um styrki Orkusjóðs í eigin nafni og í harla ójafnri samkeppni við skjólstæðing sinn. Valorku var synjað en NMÍ hlaut tvo hæstu styrki sjóðsins, en forstjóri NMÍ og þáverandi formaður úthlutunarnefndar eru bræður. Slík vinnubrögð eru forkastanleg og algerlega óásættanleg. NMÍ hefur einkum það lagalega hlutverk að stuðla að framgangi nýsköpunarverkefna og hefur í þeim tilgangi fjölda sérfræðinga á sínum snærum, sem veita skulu hlutlausu faglega ráðgjöf. Gefur auga leið að verkefnarekstur stofnunarinnar í eigin nafni, með tilheyrandi fjármálabraski og umsóknum í sjóði gegn skjólstæðingum sínum er algerlega óviðunandi. Skorað er á alþingismenn að endurskoða nú þegar lagagrunn og starfshætti NMÍ. Í þessu efni má minna á svar iðnaðarráðherra við fyrirspurn þingmanns Pírata fyrir nokkrum misserum, þar sem fram kom að NMÍ sækir grimmt í samkeppnissjóði fyrir sín verkefni, í samkeppni við skjólstæðinga sína. Ekki verður séð að það samræmist lögum um stofnunina.
- **Iðnaðarráðherra hundsáði hagsmuni þjóðarinnar og hagsmunaaðila** þegar lögð var fram „aðgerðaráætlun um orkuskipti“ árið 2017. Þar var ekki að finna eitt einasta orð um þá miklu þýðingu sem þróun sjávarorkutækni hefur í þessu tilliti; ekki var lagt til að stutt verði við þróun nýrrar orkutækni af neinu tagi og ekki var lagt til að Orkusjóður styddi nýja orkutækni. Alþingi samþykkti þessa tillögu framkvæmdavaldsins nánast orðalaust.
- **Enn var fæti brugðið fyrir verkefni Valorku** þegar Tækniþróunarsjóður skrufaði fyrir styrki vorið 2018 án þess að meta styrkumsókn á málefnalegan hátt. Engar skýringar fengust og skriflegri fyrirspurn Valorku var ekki svarað. Sú ástæðulausa synjun olli því að ekki var unnt að hefja sjóprófanir sumarið 2018 og tefur framgang verkefnisins.
- **Stjórnvöld svíkja fyrirheit um stuðning við nýsköpun.** Eftir efnahagshrunið 2008 töluðu stjórnvöld fjálglega um nauðsyn þess að styðja yrði nýsköpun og hlú að sprotum sem gæti orðið verðmæta- og atvinnuskapandi. Liður í þeirri viðleitni var að stofna svonefndar „frumkvöðlamiðstöðvar“ þar sem sprotafyrirtækjum gæfist húsaskjól á viðráðanlegu leiguverði. Ein þeirra var Eldey á Ásbrú; húsnaði sem ríkið fékk skuldlaust frá bandaríska hernum. Þar fékk Valorka inni. Ekki voru mörg ár liðin frá hruni þegar stjórnvöld hlupu frá öllum sínum fyrirheitum og gáfu þetta húsnaði í hendur einkaaðila sem eingöngu hugsa um

eigin gróða. Nú hefur öllum sprotum verið sagt upp húsnæðinu í Eldey án nokkurra vona um framhaldsleigu. Menn geta svo velt því fyrir sér hvort tímasetningin sé tilviljun ein; að stjórnvöld eigi þannig þátt í að svipta Valorku aðstöðu um leið og stuðningur er afskorinn.

- **Ráðuneyti orku og nýsköpunar beitir sér gegn sjávarorkunýtingu.** Á vörþingi óskaði Alþingi eftir skýrslu ráðuneytisins um nýjar aðferðir orkuöflunar; sjávarorku, vindorku og varmadælur. Við skýrslugerðina og skipun í samráðshóp um hana sniðgekk ráðuneytið Valorku algerlega, þrátt fyrir að Valorka sé eini aðilinn sem fengist hefur við tækniþróun í sjávarorku og beitt sér fyrir rannsóknum og stefnumótun á því sviði. Valorku var sendur útdráttur úr skýrsludrögum ráðuneytisins, en þar er flestum staðreyndum snúið við og allt gert til að sverta stöðu og framtíð sjávarorkunýtingar en upphefja aðra orkukosti. Spurningar hljóta að vakna um hlutleysi ráðuneytisins í orkumálum. Ekki verður við það unað að það gangi svo grímulaust erinda orkufyrirtækja sem hafa yfirburði á íslenskum orkumarkaði.
- **Gagnslítil aðgerðaáætlun loftslagsmálum.** Ríkisstjórnin birti á haustdögum 2018 aðgerðaáætlun sína í loftslagsmálum. Í henni sniðganga stjórnvöld algerlega skuldbindingar sínar í 10.gr Parísarsamkomulagsins um stuðning við tækni sem líkleg er til að stuðla að orkuskiptum á heimsvísu.

Parísarsamkomulagið. Öll helstu ríki heims komu saman á ráðstefnu í París í árslok 2015, í þeim tilgangi að koma böndum á mengun sem leitt hefur til mikilla loftslagsbreytinga og mun að óbreyttu stefna mestöllu lífi á jörðinni í hættu. Miklir hagsmunir voru í húfi og hart tekist á. Niðurstaðan varð sú að ráðstefnan samþykkti að stefnt skyldi að takmörkunum á losun gróðurhúsalofttegunda, sem nú þykir mesta ógnin; þannig að „hnattræn hlýnun“ verði innan við 2°C á samningstímanum, sem er til 2020. Nú þegar hafa nægilega mörg ríki fullgilt sáttmálann til þess að hann hefur tekið gildi; þeirra á meðal Ísland. Með 10.gr sáttmálans eru aðildarríki skuldbundin til að styðja tækniþróun sem stuðlar að orkuskiptum á heimsvísu. Það ákvæði brjóta íslensk stjórnvöld með framkomu sinni gagnvart verkefnum Valorku. Sjá nánar í næsta kafla.

Úr stjórnarsáttmála ríkisstjórnarinnar desember 2017:

„Ríkisstjórnin vill gera betur en Parísarsamkomulagið gerir ráð fyrir“.

„Löggð verði áhersla á ... að draga úr losun og stutt við nýsköpun á þessu sviði“.

„Loftslagsráð verður sett á laggirnar og aðgerðaáætlun um samdrátt í losun verður tímasett og fjármögnuð“.

„Í aðgerðaáætlun verða m.a. ... markmið um loftslagssjóð“.

„Langtímaorkustefna verður sett... Í orkustefnu verði byggt á áætlaðri orkuþörf til langs tíma ... og hvernig megi tryggja raforkuframboð fyrir almenning og atvinnulíf“.

„Nýsköpun og hvers konar hagnýting hugvits er mikilvæg forsenda fjölbreytts atvinnulífs, sterkrar samkeppnisstöðu, hagvaxtar og velferðar þjóða“.

„Löggð verður sérstök áhersla á að hvetja til nýsköpunar á sviði... verkefna í þágu loftslagsmarkmiða“.

7.2.

Tækifæri í hættu vegna skorts á stefnumótun

Ísland hefur í ýmsu tilliti sérstöðu meðal heimsþjóða. Annarsvegar að því leyti að hér er eyþjóð fjarri öðrum löndum, og því með sjálfstæðu raforkukerfi. Hinsvegar að því leyti að landið býr að allnokkrum orkulindum í formi vatnsfalla og jarðhita, sem hér hafa verið nýtt til almennrar notkunar í hærra hlutfalli en víðast annarsstaðar í heiminum. Íslenskum hagsmunaaðilum hættir til að nefna

Þetta endurnýjanlegar orkulindir; án nokkurs fyrirvara, en það eru þær ekki nema að vissu marki. Sér í lagi hefur það komið í ljós varðandi jarðhitann; þar er í fæstum tilfellum unnt að tala um sjálfbæra nýtingu í verulegum mæli. Virkjun vatnsfalla hefur í för með sér mikil náttúruspjöll, einkum vegna lóna og mannvirkja; auk þess sem stærstu virkjanirnar byggja á bráðnun jökla vegna yfirstandandi hnattrænnar hlýnunar. Í því tilliti er ekki unnt að tala um sjálfbæra né endurnýjanlega orkulind. Sumar smávirðjanir standa þó vel undir þeirri skilgreiningu.

Allt frá fyrstu dögum rafvæðingar hefur megináhersla raforkuvirkjunar beinst að virkjun vatnsfalla með stíflugerð. Á síðustu áratugum hefur þó aukist raforkuöflun með jarðgufu. Ísland býr vel að mörgum öðrum örkulindum, sem flestar eru endurnýjanlegri en þessar tvær; en þeim hefur fæstum verið sinnt. Á síðustu árum hafa þó verið gerðar tilraunir með vindvirkjun. Ókostir hennar eru augljósir; orkuöflun er ófyrirséð og virkjunum fylgir sjón- og hljóðmengun, auk náttúruspjalla. Það virkjanaform hefur mætt mikilli andstöðu erlendis og mun svo einnig verða hér á öllum líkindum. Sólarorka er ekki nýtt í verulegum mæli.

Ölduorka er gríðarlega orkurík auðlind við Ísland. Ölduorka er hvergi meiri í heiminum en við norðanvert Atlantshaf. Hér er hún allsstaðar við landið, en mest við suðurströndina. Þar sem tækni er enn ekki tiltæk verður hér ekki eytt miklum orðum að ölduorku, en ámælisvert er samt að umfang orkunnar skuli ekki hafa verið rannsakað og metið við landið, þannig að nýtingu hennar megi taka inn í orkustefnu til langs tíma.

Sjávarfallaorka er mjög umfangsmikil orkuauðlind við Íslandsstrendur, eins og fjallað var um hér að framan. Heildarumfang hennar er líklega tíföld sú orka sem virkjanleg telst af vatnsföllum og jarðhita samanlagt, og líklegt er að virkjanleg orka sjávarfalla verði ekki minni að umfangi en þær hefðbundnu orkulindir þegar virkjanatæknin þróast á næstu árum og hagkvæmni hennar eykst með fjöldaframleiðslu og vegna þeirra ráðstafana sem heimsríki þurfa að grípa til vegna orkuskipta í ljósi hamfarahlýnunar jarðar.

Eins og hér hefur verið rakið er víða um heim leitað leiða til að ná tökum á hinni stóru og endurnýjanlegu orkulind sem sjávarfallastraumar eru. Áhersla heimsríkja á að finna tæknilausnir hefur stórauðist í seinni tíð. Áherslan mun aukast enn frekar eftir nýjustu skýrslu loftslagsráðs SP um neyðarráðstafanir sem þarf að grípa til, ef markmið Parísarsáttmálans eiga að nást.

Allt íslenska stjórnkerfið í orkumálum; jafnt stofnanir sem ráðuneyti og Alþingi; jafnvel fjölmiðlar og menntakerfi, er mótað af þeim „rétttrúnaði“ sem einhliða orkuvinnsla hefur skapað og þeim linnulausa áróðri sem rekinn hefur verið fyrir verkefnum stærstu orkufyrirtækjanna. Bæði opinber stefnumótun og lagasetning ber merki um þessa einsýni, sem í mörgum tilfellum mætti nefna þröngsýni í orkumálum. Þeir sem dirfst hafa að setja fram efasemdir eða ný viðhorf í orkumálum hafa mátt sæta sniðgöngu og fordómum að hálfu stjórnvalda. Þau viðhorf hafa m.a. bitnað illilega á verkefnum Valorku, og voru dæmi um þau nefnd hér framar. Stærsta íslenska orkufyrirtækið; Landsvirkjun, er í eigu þjóðarinnar að nafninu til. Þjóðin hefur þó enga möguleika til stjórnunar á málefnum fyrirtækisins; einkum eftir að það var gert sjálfstætt hlutafélag í opinberri eigu. Landsvirkjun er sjálfstæð stjórnunareining sem fer sínu fram, og kjörnir fulltrúar þjóðarinnar eru líkt og þjórnar í þágu fyrirtækisins. Fyrirtækið skapar gríðarmikinn gróða í skjóli einokunaraðstöðu sinnar. Eðlilegt væri, í ljósi þess að hér er um fyrirtæki í þjóðareign að ræða, að hluta þess arðs væri varið til að styðja framfaramál í þjóðarþágu; t.d. þróun nýrra orkukosta á vegum annarra aðila. Slíkri beiðni Valorku var þó algerlega synjað að hálfu Landsvirkjunar. Þegar leitað var til stjórnvalda svöruðu þau með því að leggja niður stuðningsúrræði Orkusjóðs og skrífa fyrir styrkveitingar Tæknipróunarsjóðs, sem Valorka hafði áður notið. Dæmi um langvarandi áhrif stórra orkufyrirtækja á íslenskt stjórnkerfi endurspeglast m.a. í viðhorfum atvinnuvega- og nýsköpunarráðuneytisins, eins og þau t.d. birtast í

nýlegum drögum að svari við skýrslubeiðni Alþingis um sjávarorku og fleiri orkuöflunarkosti. Svar ráðuneytisins er í engu samræmi við þær niðurstöður alþjóðastofnana og sérfræðinga sem vitnað er í hér að framan; heldur miklu fremur mótað af hagsmunum hefðbundinnar orkunýtingar hérlandis.

Sú kredda er lífseig í íslensku stjórnkerfi jafnt og hjá almenningi, að hérlandis þurfi ekki að huga að öðrum orkukostum en vatnsafl og jarðhita; þrátt fyrir að sýnt hafi verið fram á það m.a. með rammaáætlunum og þrálátum deilum að þeir virkjanakostir verða æ sjáldgæfari og óraunhæfari í ljósi breyttra umhverfisviðhorfa.

Með aðild sinni að Parísarsáttmálanum skuldbinda íslensk stjórnvöld sig til þess m.a. að styðja tækniþróun sem stuðlar að markmiðum sáttmálans, sem einkum lúta að minni losun gróðurhúsalofttegunda á hnattræna vísu. Íslensk stjórnvöld geta því ekki sýnt þann heimóttahátt sem þau nú gera; að einblína á samdrátt í losun hérlandis. Þau verða að styðja við nýja orkutækni; jafnvel þó hún komi Íslandi ekki strax að sama gagni og öðrum ríkjum. Skýrt er kveðið á um þetta í 10.gr Parísarsáttmálans sem er skuldbindandi fyrir Ísland, þar sem segir:

- 1. Aðilar eiga sameiginlega langtímasýn um mikilvægi þess að nýta til fullnustu tækniþróun og -yfirfærslu í því skyni að auka viðnám gegn loftslagsbreytingum og draga úr losun gróðurhúsalofttegunda.*
- 2. Aðilar, sem gera sér grein fyrir mikilvægi tækni fyrir framkvæmd aðgerða til að draga úr losun og til aðlögunar samkvæmt Parísarsamningnum og viðurkenna núverandi viðleitni til að nýta tækni og dreifa henni, skulu styrkja samvinnuaðgerðir um tækniþróun og -yfirfærslu.*

Því eru það skýr brot á þessum skuldbindingum Íslands að stjórnvöld skuli nú hafa gert Orkusjóði ókleyft, með lagasetningu 2014, að styrkja þróun nýrrar orkutækni. Það eru einnig brot á þessum skuldbindingum að Valorku skuli hafa verið synjað um áframhaldandi stuðning Tækniþróunarsjóðs vorið 2018 án nokkurs rökstuðnings, en þá kom í ljós að sjóðurinn tekur ekki neitt tillit til Parísarsamningsins við sínar styrkveitingar. Áðurnefnd viðhorf ráðuneytis nýsköpunar og orkumála eru einnig brot á ákvæðum sáttmálans; svo og synjun Landsvirkjunar um aðstoð. Í öllum þessum efnum þurfa stjórnvöld að bæta strax úr.

Tækifæri Íslands á sviði sjávarorku eru einkum af tvennum toga.

- 1. Nýtingarmöguleikar** á hinum miklu orkulindum sjávar. Þó vatnsafl og jarðhiti nægi til að uppfylla orkuþarfir þjóðarinnar næstu áratugina þá er orðið fullljóst að þeir orkukostir ganga óðum til þurrðar jafnframt því sem eftirspurn eykst fyrir orku. Nauðsynlegt er að hefja tafarlaust markvissar rannsóknir á umfangi og nýtingarmöguleikum sjávarorku; kortleggja nýtingarsvæði og móta nýtingarstefnu. Einkum er þetta brýnt varðandi sjávarfallaorku, þar sem tækni til nýtingar hennar er mun nærtækari en tækni til ölduvirkjunar. Dráttur á rannsóknum og stefnumótun varðandi sjávarfallanýtingu getur ekki talist annað en svik við komandi kynslóðir.
- 2. Verðmætasköpun með tækniframleiðslu og leiðandi staða á nýju tæknisviði.** Hverfill Valorku er núna nær því en nokkur annar hverfill sem vitað er um, að verða nothæf tækni til hagkvæmrar nýtingar tiltölulega hægra sjávarfallastrauma sem algengir eru t.d. í annesjaröstum hér við land og víða um heim. Eftir því sem best er vitað er enginn annar hverfill kominn á stig sjóprófana með hæfni til að nýta straumhraða á bilinu 0,5 til 1,5 m/sek, sem er sá hraði sem hverflar Valorku munu geta nýtt. Enginn annar hverfill hefur náð viðlíka einfaldleika að allri gerð, samfara mikilli stærð og þar með getu til orkusöfnunar. Tveir þættir gera þessa stöðu að verulega verðmætu og eftirsóknarverðu tækifæri: Annarsvegar sú

pressa sem alþjóðasamfélagið er nú undir; að finna tafarlaust nýja orkuöflunarkosti sem leyst geti mengandi jarðefnaeldsneyti af hólmi. Hinsvegar hin gríðarlega víðfeðmu orkusvæði sem opnast sem raunhæfur virkjunarkostur með tilkomu hverfilsins. Sú orka er komin frá tungli en ekki sólu, og hana má nýta án nokkurra þekktra umhverfisáhrifa. Sú staðreynd er mjög þýðingarmikil í ljósi breyttra viðhorfa í orku- og umhverfismálum. Hérlandis hefur ekki vaxið upp veruleg iðnaðarframleiðsla eins og í öðrum velmegandi ríkjum. Framleiðsla hverfilsins eða hluta hans hérlandis gæti orðið þýðingarmikið og verðugt framlag til uppbyggingar þeirrar stoðar þjóðartekna.

Hverfill Valorku er að öllum líkindum sú tækni sem best hentar sem framlag Íslands til fullnustu þess áðurnefnda ákvæðis Parísarsáttmálans sem kveður á um tæknifyrfærslu. Í því ljósi er fráleitt að íslensk stjórnvöld hafi nú stöðvað það, á þeim tímapunkti sem það er að hefja sjóprófanir og þar með fullnaðarsönnun og kynningu á virkni sinni. Stjórnvöld eru af því tilefni minnt á skyldur sínar samkvæmt Parísarsáttmálanum og þá hagsmuni þjóðarinnar sem þeim ber skylda til að virða.

Kafli 8. Samandregnar niðurstöður

Í þessu yfirliti hafa verið dregnar saman nokkrar niðurstöður helstu alþjóðastofnana á sviði orkumála, ásamt greinum virtra sérfræðinga, í því skyni að fá sem sannast yfirlit um stöðu sjávarorkunýtingar; fýsileika hennar og mögulega framtíð. Þessari grein orkuvinnslu hefur lítill gaumur veið gefinn hérlandis, þrátt fyrir að mikil sjávarorka sé tiltæk við Ísland; stjórnvöld séu skuldbundin til að styðja við tæknipróun og vel hafi gengið hjá eina þróunaraðilanum hérlandis. Engu að síður hefur hér verið reynt að rýna í fýsileika sjávarfallanýtingar útfrá tiltækum gögnum. Þess hefur verið gætt að láta texta hinna erlendu heimilda halda sér, til að hver sem er geti dregið sínar heildarniðurstöður. Íslenski textinn er hið eina sem ritað er til að lýsa verkefnum og hagsmunum Valorku ehf.

Hér verður litið á samandregnar niðurstöður kaflanna hér á undan. Þessi samandráttur er þó á engan hátt tæmandi, enda eru frumtextar í sjálfum köflunum hin eina rétta útlekking á efni þeirra.

Umfang sjávarorku heims og flokkun nýtingaraðferða (kafli 1)

Að mati IEA-OES gæti sjávarorka heims fullnægt núverandi raforkunotkun heimsins, 20.000 TWst, væri hún nýtt. Telur stofnunin að raforkuframleiðsla úr sjávarorku gæti orðið 748 GW árið 2050 og skapað 160.000 bein störf um árið 2030. MRC metur umfang sjávarorku heims mun meira, eða 100.000 TWst, sem myndi nægja meira en 8 milljón heimilum og meiri en orkuþörf heimsins. ESB telur að sjávarorka við strendur Evrópu gæti mætt 10% af orkuþörf þar fyrir árið 2050.

Nokkrar megingerðir sjávarfallahverfla eru í þróun. Skrúfuhverflar eru komnir lengst; nokkrir slíkir hafa verið í tilreynakeyrlu með raforkuframleiðslu í nokkur ár. Þeir eru þungir, dýrir, hafa nokkur umhverfisáhrif og henta einungis í mesta straumnum.

Gegnumstreymishverflar eru hentugri en skrúfuhverflar til notkunar á litlu dýpi, t.d. í annnesjaröstum (sjá t.d. „Current tidal power technologies“ o.fl.). Hverfill Valorku er skyldur gegnumstreymishverflum. Hann er léttur, ódýr, án nokkurra þekktra umhverfisáhrifa og hannaður sérstaklega til notkunar í algengum röstum.

Mat á umfangi og nýtingarmöguleikum sjávarorku hefur jafnan miðast við þá fáu skrúfuhverfla sem komnir eru lengst í þróun og hafa verið í tilraunakeyrlu í nokkur ár. Hinsvegar hafa þeir ekki getu til að nýta nema um 1% nýtanlegrar sjávarorku við strendur heimsríkja. Hverflar sem hafa getu til

nýtingar lægri straumhraða munu margfalda það nýtingarhlutfall sjávarorkuauðlinda sem hingað til hefur verið miðað við. Í fræðiritgerð hér að framan (bls 9) er lýst vönduðum rannsóknum í þessu efni, þar sem niðurstaðan er sú að „3. kynslóð sjávarfallahverfla“ muni sjöfalda nýtanlega orku miðað við þá „1. kynslóð“ sem eru skrófuhverflar. Hverfill Valorku er af þessari þriðju kynslóð, þar sem hann hver getu til orkuvinnslu úr sjávarföllum um og undir 1,5 m/sek að straumhraða. Sú staðreynd ætti að verða stjórnvöldum, styrktaraðilum og öðrum áminning um mikilvægi þessarar íslenku tækni.

Staða verkefna til nýtingar sjávarfallaorku (kafli 2)

Helstu nýtingaraðferðir sjávarorku eru: sjávarfallavirkjun; ölduvirkjun; hitastigulsvirkjun og seltumunavirkjun. Aðferðir til nýtingar sjávarfalla má síðan flokka eftir tækni í stífluvirkjanir; skrófuhverfla; gegnumstreymishverfla (þ.m.t. þverstöðuhverfil Valorku); og vængvirkjanir.

Virkjuð sjávarfallaorka í lok ársins 2017 var 529 MW, þar af um 90% með stífluvirkjunum. Aðrir sjávarfallahverflar framleiddu um 17 MW í tilraunaskyni, en skrófuhverflar eru 76% þeirra sem nú eru í þróun. Mikil og síaukin áhersla er á að ná tökum á nýtingu hinnar hreinu, endurnýjanlegu og fjörsjáanlegu sjávarfallaorku, og ríkir aukin bjartsýni á árangur. Miklar framfarir hafa orðið með þróun búnaðar fyrir sjávarfallavirkjanir. T.d. varðandi botnfestingar, rafala og aðferðir til orkujöfnunar og geymslu.

Talið er í skýrslu Ren21 að heildarupphæð sem varið hefur verið til þróunar sjávarorkutækni frá árinu 2016 nemi um 200 milljónum USD. Á sama tíma hafa minnkað verulega fjárveitingar til þróunar á sviði vatnsafls og jarðhita.

Hagkvæmni nýtingar sjávarfallaorku (kafli 3)

Í skýrslunni er sjónum beint að orkuverði frá sjávarfallahverflum; öðrum en stífluvirkjunum. Mjög erfitt er að spá fyrir um verð á sjávarfallaorku af nokkru viti. Ástæðan er einkum sú að tækni til nýtingar sjávarfallaorku er enn öll á byrjunarstigi. Raforka er eingöngu framleidd með frumgerðum í tilraunaskyni og engin fjöldaframleiðsla hafin. Nánast engin framleiðsla er hafin frá öðrum gerðum en skrófuhverflum, sem eru mun dýrari og allt annarrar gerðar en t.d. hverfill Valorku. Engu að síður hafa nokkrir virtir aðilar reynt að rýna í hugsanlegt verðlag út frá þessum fátæklegu forsendum, en niðurstöður þeirra eru að vonum mjög misvísandi.

Alþjóða orkuráðið (WEC) er að vanda svartsýnt á óhefðbundna orkuöflun og telur orkuverðið verða um 440 \$/MWst (51.040 kr/MWst m.v. gengi 11.10.2018). Alþjóða orkumálastofnunin IEA telur að byrjunarverð gæti orðið á þeim nótum, en strax eftir að 10 GW framleiðslugetu er náð muni það lækka í um 100 €/MWst (13.400 kr/MWst), og verða sambærilegt við orkuverð vindorkuvera. Rannsóknamiðstöð Evrópusambandsins (ESB-JRC) telur að í byrjun verði verðið 0,62 €/kWst (83.000 kr/MWst); árið 2025 verði það komið niður í 0,15 €/kWst (20.000 kr/MWst) og árið 2030 verði það 0,1 €/kWst (13.000 kr/MWst). Fræðimenn nokkurra háskóla reyndu að meta verðið og komust að þeirri niðurstöðu að verð frá sjávarfallavirkjunum muni í fyrstu verða um 190 €/MWst (25.460); frá ölduvirkjunum um 225 €/MWst (30.150 kr/MWst) og frá vindorkuverum 165 €/MWst (22.110 kr/MWst). Samráðshópur um sjávarfallavirkjanir í Kanada (MRC) telur að orkuverð sjávarfallavirkjana, eftir fyrstu 100 MW virkjuð, muni verða 150 £/MWst (23.100 kr/MWst; eftir virkjun 200 MW verði það 130 £/MWst (20.020 kr/MWst) og eftir 1 GW virkjun verði það komið niður í 90 £/MWst (13.860 kr/MWst). Bjartsýnustu spána er að finna á vefsíðu Tidal Sails, sem þróar tækni sem kemst næst hverfli Valorku, þó líklega sé tækni Valorku enn hagkvæmari. TS telur að eftir að fjöldaframleiðslu er náð muni fyrirtækið geta selt orku fyrir 0,05 €/kWst (6.700 kr/MWst).

Eins og vænta má eru þessar niðurstöður ekki allar sammála. Vönduðustu spárnar eru líklega þær sem IEA hefur látið frá sér, enda byggja þær á skoðun margra þátta og varfærnu mati. Þær niðurstöður eru í samræmi við mat ESB og Kanadamanna, og segja að eftir að framleiðsla er hafin að einhverju marki muni verð orku frá sjávarfallavirkjunum verða sem svarar 13.400 kr/MWst. Það verði þá vel samkeppnishæft við t.d. orkuverð frá vindorkuverum. IEA telur að smærri sjávarfallavirkjanir muni verða hagkvæmari en þær stærri, og fær það álit stuðning í fleiri rannsóknaniðurstöðum.

Varðandi samkeppnishæfni þarf að hafa í huga að orkuverð mun að óhjákvæmilega hækka verulega frá þeim hefðbundnu orkuverum sem valda umhverfisspjöllum eða loftmengun. Í þeim efnum nægir að benda á vaxandi meðvitund almennings um náttúruvernd og svartsýnar skýrslur loftslagsráðs SP.

Gagnrýnendum sjávarfallavirkjunar verður tíðrætt um framleiðslustöðvun á fallaskiptum. Hana verður auðvelt að brúa með ýmsum þekktum leiðum. IEA telur að nýting sjávarfallahverfla verði um 42%, en eigi að síður muni þeir skila því samkeppnisfæra verði sem áður segir þegar framleiðsla hefst.

Umhverfisáhrif sjávarfallaorkuvera (kafli 4).

Vitnað er í skýrslur, bæði alþjóðastofnana og fræðimanna. Þar á meðal er áhugaverð LCA-greining á Kobold-hverflinum. Hún leiðir í ljós að umhverfisáhrif eru hverfandi lítil, og nánast engin í samanburði við t.d. orkuframleiðslu með jarðefnaeldsneyti. Mest eru áhrifin af smíðum og framleiðslu, en einnig nokkur af botnfestingum úr steinsteypu. Jafnvægi í notkun og framleiðslu orku næst mjög fljótt í starfrækslu hverfilsins. Þess má geta að hverfill Valorku verður án nokkurra þessara neikvæðu þátta; t.d. steinsteypu.

Vitnað er til ítarlegra rannsókna á áhrifum sjávarfallahverfla á setflutninga á hafsbótnei, en niðurstaða þeirra er að hverflar sem ekki sitja á botninum hafa hverfandi áhrif á setflutninga í samanburði við náttúrulegar breytingar. Sama er að segja um áhrif á lífríki: Bæði skýrslur Ren21 og IEA eru sammála um að sjávarfallahverflar hafi hverfandi áhrif á lífríkið. Allar eru þessar niðurstöður þó með fyrirvara varðandi það að frekari rannsókna sé þörf ef fjöldi hverfla verður mjög mikill á sama svæði.

Helstu umhverfisáhrif hverfla sem Valorka hefur bent á í sínum skýrslum verða hugsanlega þörf á samræmingu virkjunarsvæða og veiðisvæða. Ólíklegt er þó að þeir hagsmunir skarist víða.

Stefnumótun varðandi sjávarorkunýtingu (kafli 5)

Nýting sjávarorku er án nokkurs vafa vænlegur valkostur í þeim orkuskiptum sem öll heimsríki þurfa að standa sameiginlega að, ef takast á að ná viðunandi árangri í loftslagsmálum samkvæmt m.a. skuldbindingum heimsríkja í Parísarsáttmálanum. Einnig þarf að huga sérstaklega að kostum sjávarfallavirkjana fyrir eyjar og önnur afskekkt samfélög. Stjórnvöld þurfa að leggja stórauðna áherslu á alla stefnumótun varðandi sjávarorkunýtingu og sjávarorkutækni. Tryggja þarf með stefnumótun að stuðningsumhverfi og sjóðir stuðli að rannsóknum og þróun á þessu sviði, ásamt því að tryggja faglega stjórnsýslu í skipulags- og leyfamálum er varða sjávarorkunýtingu. Stuðningur við þróun og rannsóknir þarf að vera markviss og samfelldur, en reynsla Valorku hefur leitt í ljós verulega annmarka á því. Niðurstaða Ren21 er sú að „nauðsyn sé á umbyltingu á orkukerfum heimsins. Orkuöflun sem hingað til hefur byggst á jarðefnaeldsneyti verður héðan í frá að byggja á endurnýjanlegri orku“.

Ísland er eftirbátur annarra heimsríkja varðandi stefnumótun á sviði sjávarorku. Sjá má af samantekt IEA-OES sem vitnað er til í kaflanum að 26 heimsríki hafa á einhvern hátt mótað sér stefnu sem stuðlar að framgangi og nýtingu sjávarorkutækni. Hérlandis ríkir enn fullkomið sinnuleysi í þessum efnum; þrátt fyrir að Ísland teljist í hópi velmegunarríkja; þrátt fyrir skuldbindingar Íslendinga í Parísarsáttmálanum; þrátt fyrir að við Ísland séu firnamiklar auðlindir sjávarfallaorku og þrátt fyrir að

hérlandis sé tækniþróun komin lengst varðandi nýtingu algengra hægstrauma annesjarasta. Vegna stefnuleysis íslenskra stjórnvalda hefur það frumkvæði enn á ný verið sett í hættu.

Nýtingarmöguleikar sjávarorku við Ísland (kaflí 6)

Engar rannsóknir hafa verið gerðar á umfangi eða nýtingarmöguleikum sjávarorku við Ísland, og engar vísindalegar straumamælingar liggja fyrir í annesjaröstum sem unnt væri að byggja slíkar rannsóknir á. Vilji Alþingis í þessa átt kom þó skýrt í ljós við samþykkt þingsályktunar í þessum efnum árið 2014, en tillaga þess efnis kom fram í kjölfar skýrslu Valorku til Alþingis árið 2011. Nefnd sem ráðherra skipaði í framhaldi af þingsályktuninni skilaði niðurstöðum sem um margt eru á skjön við fyrirliggjandi heimildir. Þar eru þó lagðar til rannsóknir á sjávarfallaorku, en stjórnvöld hafa enga tilburði enn sýnt í átt til framkvæmda.

Umfang sjávarfallaorku hefur nokkuð verið rannsakað í grannríkjum okkar; Írlandi, Bretlandi, Noregi og Kanada. Séu þær niðurstöður yfirfærðar á Ísland með einföldum hlutfallareikningi eftir flatarmáli landannna má ætla að heildarorka sjávarfallaorku við Ísland sé um 337 TWst/a. Einungis hluti þess er virkjanlegur, en nýtingarhlutfallið er háð tækninni sem tiltæk er hverju sinni. Ekki er þó óraunhæft að ætla að hér við land séu nýtanlegar yfir 30 TWst/a af sjávarfallaorku, en það jafngildir nokkurnvegin því sem talið er hámark samanlegs virkjaðs afls vatnsafls og jarðhita. Nauðsynlegt er að hafa í huga að sjávarfallaorka er ekki ágeng við umhverfi, líkt og vatnsafls- og gufuafsvirkjanir.

Helstu straumasvæði landsins eru þrjú; Breiðafjörður; Vestfirðir og Austfirðir, en víða eru stakar rastir við annes á öðrum svæðum. Einungis sumsstaðar í Breiðafirði væri hugsanlegt að nýta skrífuhverfla sem nú eru komnir lengst í þróun, og þurfa yfir 2,5 m/sek straumhraða. Látraröst er öflugasta annesjaröstin, en þar fer straumhraði yfir 2,5 m/sek. Yfirleitt er þó straumur mun hægari í annesjaröstum, þó þar geti verið mikið orkumagn. Til að nýta þá dreifðu orku þarf stóran hverfil en um leið ódýran í stofn- og rekstrarkostnaði. Hverfill Valorku stendur nú næst því af öllum hverflum sem komnir eru á stig sjóprófana, að uppfylla þessi skilyrði. Honum er ætlað að vinna orku úr 0,5 til 2 m/sek straumhraða; vera ódýr; umhverfisvænn og auðveldur í meðförum. Valorka hefur bent á að með virkjun rasta kringum landið or tengingu þeirra við orkukerfið megi fá nokkra samfellu í orkuframleiðslu þeirra, þrátt fyrir fallaskipti. Einnig hefur Valorka bent á kosti þess að nýta sjávarfallaorku fyrst og fremst til húshitunar, en sú framleiðsla er tiltölulega ódýr og kallar ekki á jöfnunarúrræði vegna fallaskipta. Valorka er nánast eini þróunaraðili sjávarfallahverfla hérlandis, en þó er vitað af tveimur frumkvöðlum öðrum sem eru mun skemmra komnir og hafa notið leiðsagnar Valorku.

Viðhorf og stefnumótun íslenskra stjórnvalda (kaflí 7)

Viðhorf íslenskra stjórnvalda í orkumálum eru mótuð af langvarandi þjónustu við orkufyrirtæki sem starfa á sviði vatnsfalla- og jarðhitaorku. Viðhorf stjórnvalda gagnvart sjávarorkunýtingu hafa öll litast af þessum hagsmunum, og líklega er það höfuðástæðan fyrir því andvaraleysi andúð á nýtingu sjávarorku sem m.a. hefur komið niður á verkefnum Valorku ehf í þeim mæli að jafnvel mætti nefna andúð. Íslensk stjórnvöld eru skuldbunin til þess, samkvæmt Parísarsáttmálanum, að styðja þróun sem stuðlar að markmiðum sáttmálans; líkt og verkefni Valorku gerir án nokkurs vafa. Þau hafa hinsvegar staðið að ýmsum ráðstöfunum sem hindrað hafa verkefnið. Má þar nefna lagabreytingu á Orkusjóði árið 2014, sem varð til þess að sjóðurinn telur sér ekki heimilt að styðja þróun nýrrar orkutækni. Þá hefur Tækniþróunarsjóður ítrekað synjað verkefninu um styrki, sem er bein afleiðing af stefnuleysti stjórnvalda varðandi þróun nýrrar orkutækni. Í þriðja lagi hafa stjórnvöld látið undir höfuð leggjast að hefja rannsóknir á umfangi og nýtingarmöguleikum sjávarorkutækni, þrátt fyrir brýna þörf sem Valorka hefur margsinis bent á.

Nauðsynlegt er að íslensk stjórnvöld átti sig á skuldbindingum sínum samkvæmt Parísarsáttmálanum varðandi þróun nýrrar orkutækni; átti sig á nauðsyn þess að undirbúa nýtingu nýrra orkuauðlinda þjóðarinnar í þágu komandi kynslóða og átti sig á þeim tækifærum sem nú eru í boði með verkefnum Valorku áður en það er um seinan.

Að lokum:

Fáeinir tilvísanir sem vitna um bjartsýni í skýrslum alþjóðastofnana varðandi sjávarorkunýtingu:

Ren21: „**OCEAN ENERGY INDUSTRY: Optimism prevailed in the industry in 2017, particularly in Europe, where some technologies advanced enough to be on the brink of commercialisation**“.

World Energy Council: „**The conversion of ocean energy resources to electricity could play an important role in meeting rising global energy demand, mitigating climate change, diversifying our energy supply and bolstering economic activity**“.

IEA-OES: „**The small scale technologies claim to offer lower capital costs per kW installed. The future cost reduction trend for large scale technologies is significantly greater than that of the small technologies**“....

„**The data provided for his project suggests that the smaller scale technologies could offer a lower LCOE in the short term, with greater opportunity to achieve cost reduction targets through up-scaling of technology. Larger scale technology will reach cost competitiveness with the smaller scale technologies only after considerable deployment has taken place.**“

„**Countries are faced with the challenge of achieving energy security, environmental protection and economic competitiveness. Ocean energy could contribute to these objectives in the medium to long term; provided that policies, which establish support mechanisms to stimulate market deployment and intensify R&D funding are implemented by their governments. Activities in these areas are growing, across the world**“.

ESB: Ocean energy roadmap: **Tidal stream technology is at a stage along its development path which requires full-scale demonstration projects supported by the right policy and economic conditions. It is expected that the demonstration farms phase will be underway by 2020, by which time around 100MW of capacity could be deployed in Europe alone.**

Resource assessment for future generations of tidal-stream energy arrays: „**Furthermore, developing technology to harvest peak spring tide velocity flows (SV) above 1.5 m/s, and all water depths, would allow (with the correct strategy) constant electricity (base load) to be generated due to the greater diversity of tidal phasing between sites**“.

Hér er átt við 3.kynslóð sjávarfallahverfla, en þar er hverfill Valorku kominn lengst allra í þróun.

