

## Stækkun Lagarfossvirkjunar Greinargerð um arðsemi

### Inngangur og niðurstaða

Markmið með greinargerðinni er að finna út arðsemi þess að auka uppsett afl Lagarfossvirkjunar um **18 MW**. Aflgeta núverandi Lagarfossvirkjunar er **8 MW** þannig að virkjunin eftir stækkun verður **26 MW**.

Niðurstaðan er sú að stækkunin er talin afar hagkvæmur kostur með framleiðslukostnað upp á **1,51 kr/kWh** en söluverð er áætlað að meðaltali **2,77 kr/kWh** með staðalfráviki upp á 0,26 kr/kWh. Vætanlegt söluverð er því langt umfram framleiðslukostnað. Það er æskileg staða ef taka á ákvörðun um stækkunina á þessu stigi í ljósi óvissu um viðskiptahætti með raforku eftir markaðssvæðingu samkvæmt raforkulögum frá mars 2003. Nálægð við markaðssvæði Rarik á Austurlandi ætti þó að treysta stækkun Lagarfossvirkjunar sem góðan fjárfestingarkost. Einnig má benda á að samkvæmt áætlunum mun orka streyma til Austurlands eftir Kárahnjúkavirkjun og staðsetning Lagarfoss-virkjunar hagstæð að því leyti.

Niðurstaðan miðast við rekstrarárið 2011, en þá verður Kárahnjúkavirkjun komin í fullan rekstur. Tímasetning stækkunar er hagkvæm strax á árinu 2007.

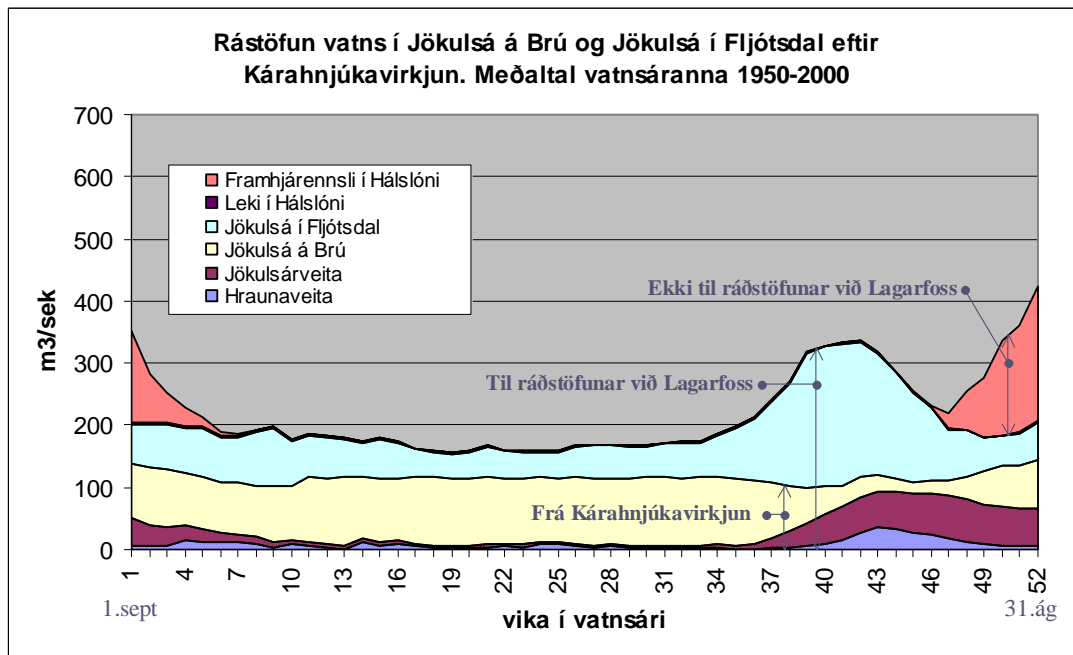
### Virkjun og rennsli

Með virkjun Kárahnjúkavirkjunar breytast rennsl við Lagarfossvirkjun vegna eftirfarandi þátta:

- Jökulsá á Brú verður miðluð í Háslóni.
- Stórum hluta Jökulsár á Brú verður veitt frá Háslóni til Jökulsár í Fljótsdal um Kárahnjúkavirkjun.
- Jafnframt verður stórum hluta Jökulsár í Fljótsdal veitt til Kárahnjúka-virkjunar.
- Við fulla miðlun í Háslóni verður, af umhverfisástæðum, vatni frekar hleypt á yfirfalli í Hraunaveitu og Ufsarlóni í Jökulsá í Fljótsdal og mun þá draga úr yfirfallsrennsli Háslóns til Jökulsár á Brú síðsumars og á haustin.

Þessar ráðstafanir munu leiða til þess að rennsli mun aukast við Lagarfoss eins og sýnt er á mynd 1:

Mynd 1



Með Kárahnjúkavirkjun mun rennsli við Lagarfoss aukast verulega einkum vetrarrensli.

Uppsett afl núverandi virkjunar Rarik við Lagarfoss er 8 MW.

Hugmyndir hafa komið upp um stækkun Lagarfossvirkjunar í tengslum við þessar breytingar. Liggur fyrir verkhönnun að 18 MW stækkun Lagarfoss-virkjunar sem unnin var fyrir Rarik af VST hf og Rafeikningu hf í desember 2003. Samkvæmt verkhönnunarskýrslunni er áætlað að stofnkostnaður virkjunar af þessari stærð sé 2.825 Mkr á verðlagi í janúar 2003.

## Orkugeta og framleiðsla

Í greinargerðinni er leitast við að meta arðsemi 18 MW stækkunar Lagarfossvirkjunar, en með því mun uppsett afl í virkjuninni verða samtals 26 MW.

Við mat á hagkvæmni virkjana er jafnan reiknuð út orkugeta og áætluð framleiðsla með notkun hermílikana af raforkukerfinu. Í þessari athugun var stuðst við hermílikanið HYENA (HYdro ENergy simulAtor) sem Annað veldi ehf hefur hannað í samvinnu við Landsvirkjun.

Niðurstaðan er sýnd í töflu 1:

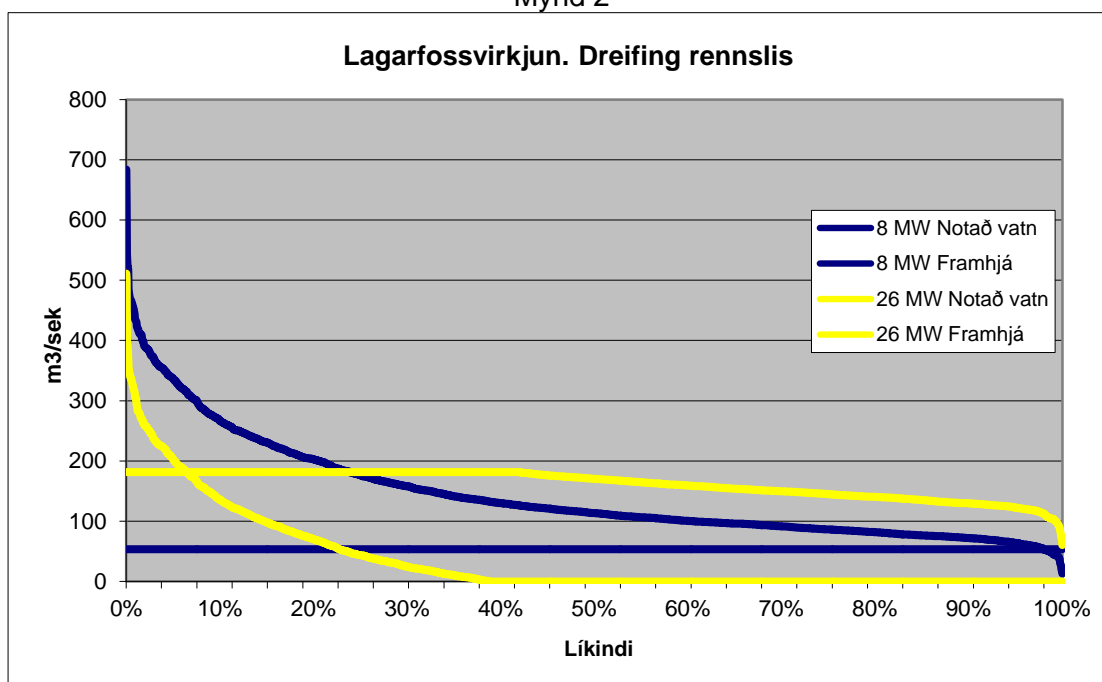
Tafla 1. Stærðir Lagarfossvirkjunar.

Lagarfossvirkjun	Uppsett afl (MW)	Orkugeta (GWh/ári)	Framleiðsla (GWh/ári)	Nýting á Uppsettu afli
Núverandi	8	70	64,1	97,6%
Stækkun	18	115	130,1	82,5%
Samtals	26	185	194,2	86,9%

Hugtakið orkugeta er skilgreint sem sá ávinningur verður af því að reisa virkjunina. Það var gjarnan notað meðan Landsvirkjun hafði leyfi til einkasölu á raforku hér á landi. Orkugeta þarf ekki endilega að endurspegla áætlaða framleiðslu virkjunar. Þetta er nokkurs konar “benefit” hluti af þjóðhagslegri “cost/benefit” greiningu á framkvæmdum í orkugeiranum. Þannig fengu ekki aðeins virkjanir orkugetu heldur einnig miðlanir án virkjana, vatnsveitur og jafnvel háspennulínur. Ekki verður annað sagt er að hugtakið hafi reynst vel á tímum einkasölu.

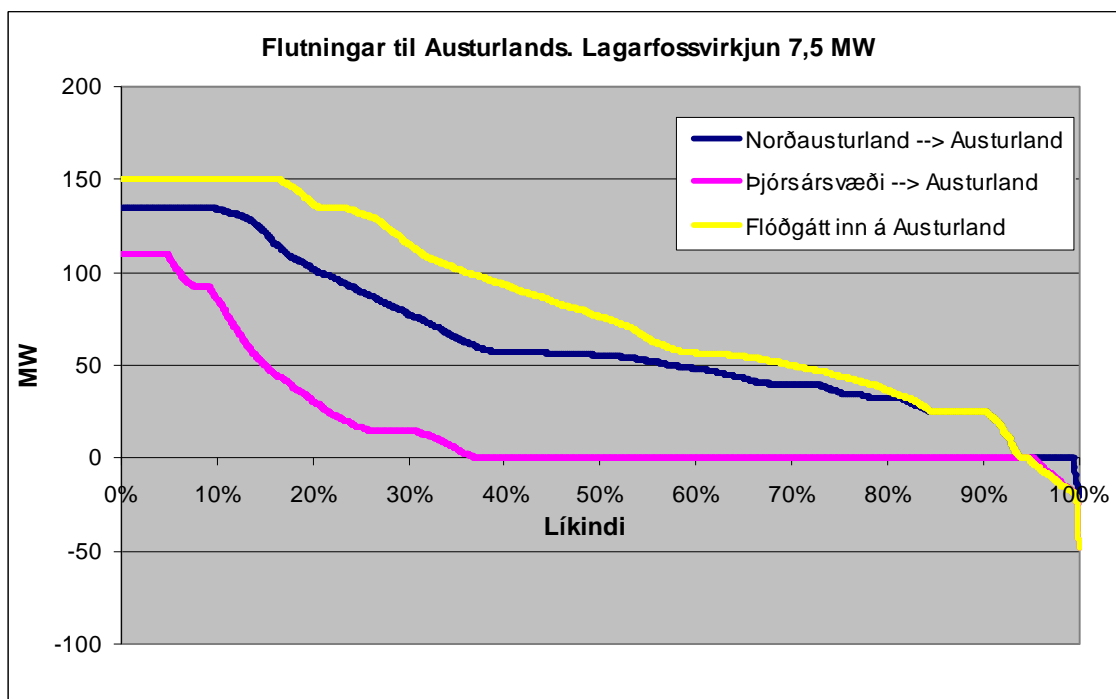
Meðal áhugaverðra niðurstaðna úr reiknilíkaninu HYENA er rennsli um Lagarfossvirkjun fyrir og eftir stækkun sbr. mynd 2:

Mynd 2



Á mynd 3 eru sýndir flutningar eftir Byggðalínu inn og út af Austurlandi árið 2011. Fram kemur að um er að ræða einhliða flutninga inn á Austurland. Þetta bendir til þess að Lagarfossvirkjun sé staðsett þar sem þörf er fyrir orku á þessu tiltekna rekstrarári og gerir það ekkert nema að stuðla enn frekar að arðsemi stækkunar.

Mynd 3



## Markaðsvæðing

Með samþykki nýrra raforkulaga í mars 2003 hófst markaðsvæðing raforkuiðnaðarins hér á landi. Helstu áherslur í markaðsvæðingu eru eftirfarandi:

- Í stað þess að opinber fyrirtæki með einkaleyfi ákveði uppbyggingu raforkukerfisins hverju sinni þá er einkaaðilum nú leyft að reisa og reka eigin raforkuver og selja raforku á frjálsum neytendamarkaði.
- Talið er að virkur neytendamarkaður muni skapa aðhald á framleiðendur og að lokum leiða til lægra orkuverðs og betri þjónustu.
- Ennfremur munu vísbendingar frá markaðnum verða leiðisnúra við ákvarðanir um byggingu nýrra orkuvera og koma að einhverju leyti í stað útreikninga hjá opinberum stjórnnum og nefndum.

Seljanlega varan á markaði verður nú raforkan sjálf og vísbendingar fyrir ákvarðanir í rekstri og uppbyggingu raforkukerfisins koma með verðmyndun á raforku á markaði. Aðili sem fer út í að reisa virkjun á við stækkun Lagarfossvirkjunar, í því rekstrarumhverfi, sem nýju lögin bjóða upp á, þarf því einkum að huga að framleiðslunni sjálfri þó vissulega þurfi jafnframt að hafa orkugetu einnig í huga. Í útreikningum í töflu 1 hér á eftir verður því stuðst við framleiðslutölurnar og eru þær merktar í lit.

## Viðskiptahættir

Með markaðsvæðingu verður komið á fót samkeppni í framleiðslu raforku en flutningur og dreifing raforkunnar frá virkjunum til orkukaupanda verður áfram rekin af fyrirtækjum með einkaleyfi undir eftirliti Orkustofnunar. Þess má geta að fjármunamyndun í raforkugeiranum er talin skiptast þannig að 35-40% er í framleiðslu en 60-65% í flutningi og dreifingu. Möguleikar til samkeppni á markaði takmarkast af þessum veruleika.

Töluverð vinna hefur verið lögð í að skilgreina gjaldskrá fyrir flutningsfyrirtæki, en minni áhersla hefur verið lögð á að skilgreina viðskiptahætti í framleiðsluhlutanum. Þó liggur fyrir að lang stærsti hluti viðskipta við framleiðendur verða í formi langtímasamninga en stóriðjusamningar, sem geta numið um 80% af orkusölunni, eru bundnir langtímasamningum jafnvel til 20 ára. Einnig gæti komið til greina að dreifiveitum verði gert skylt að gera hluta af orkukaupum sínum samkvæmt langtímasamningum til að milda áhrif af sveiflum í raforkuverði og skapa stöðugleika. Í Brasilíu, sem svipar til Íslands varðandi hlutfall vatnsorkuvinnslu, er dreifiveitum skylt að kaupa 85% af raforkunni með langtímasamningum. Í ljósi ótryggs ástands af völdum vatnsskorts á síðustu árum í Brasilíu, eru uppi kröfur um að hækka þessi viðmiðunarmörk upp í 95%. Þetta finnst sumum bera vott um afturhvarf til fyrra skipulags.

Ekki hefur enn verið ákveðið hvort skyndimarkaði verði komið á hér á landi eða hvort sá þáttur verði leystur með einhvers konar útboði. Hlutverk skyndimarkaðar við aðstæður hér á landi gæti aðallega orðið til verðmyndunar á jöfnunarorku.

Samkvæmt nýju raforkulögunum á full samkeppni að vera komin á 2007, sem þýðir að mat á arðsemi stækkunar á Lagarfossvirkjun þarf að miðast við hið nýja fyrirkomulag. Þar sem ekki hefur verið endanlega ákveðið með hvaða hætti það fer fram, þá verður að leita leiða við ákvarðanir um fjárfestingu í virkjunum í þessu millibilsástandi.

## Aðferðir við mat á arðsemi

Við mat á fjárfestingum í orkugeiranum er annars vegar horft til skammtíma-jaðarkostnaðar SRMC (ShortRunMarginalCost) og hins vegar til langtímajaðarkostnaðar LRMC (LongRunMarginalCost). SRMC og LRMC eru mæld í kr/kWh.

SRMC er kostnaður við rekstur kerfsins án fjárfestinga og LRMC er kostnaður við fjárfestingar í orkuaukandi aðgerðum í kerfinu.

Almennt gildir við rekstur varmaafskerfa t.d. á meginlandi Evrópu og í USA að nýrra fjárfestinga er þörf þegar  $SRMC \geq LRMC$ .

Þessi aðferð er háð því að stöðugt þarf að vera í gangi afl sem kostar eitthvað í rekstri eins og kolastöðvar og olíustöðvar. Þessu er ekki þannig háttað hér á landi því lang oftast er eingöngu í gangi vatns- og jarðgufuafli sem kostar ekki neitt þegar búið er að virkja þ.e.  $SRMC = 0$ . Við vatnsskort kostnaður rokið upp úr öllu valdi vegna keyrslu olíustöðva og jafnvel orkuskorts með tilheyrandi skömmtun, en varaafli í olíustöðvum er af skornum skammti. Þetta er einmitt eiginleiki raforkukerfa sem að lang mestu leyti reiða sig á framleiðslu vatnsorkustöðva. "Oftast gerist ekki neitt, en þá sjaldan eitthvað kemur upp á þá jaðrar það við hamfarir". Þessu fengu menn að kynna óþyrmilega á orkuleysisárunum upp úr 1980, allt þar til Hrauneyjafossvirkjun komst í gagnið.

Reiknað hefur verið út hvað það þýðir að að fá þessa aðferðafræði til að ganga upp við aðstæður hér á landi. Niðurstaðan er sú að auka þarf álag rekstrarárið 2011 um ca 750 GWh/ári með aukningum á meðalorkukostaði í 1.500-2.000 Mkr/ári. Orkukostnaður samanstendur af kostnaði við skerðingu á ótryggri orku bæði til stóriðjuvera og almennings, endurkaup á orku frá stóðijuverum, keyrslu olíustöðva og orkuskort og þá með gríðarlegum kostnaði. Meðalorkukostnaður síðustu 15-20 árin hér á landi hefur verið vel innan við 100 Mkr/ári þannig að menn sjá það ekki fyrir að fyrirhugað óöryggi í orkuafhendingu, sem af 15-20 földun á meðalorkukostnaði mundi leiða, verði nokkurn tíma samþykkt. Þess ber að geta að kostnaður í einstökum vatnsleysisárum getur verið 10 faldur áætlaður meðalorkukostnaður. Önnur leið til að lýsa þessu er að það þarf virkjun af stærð Blönduvirkjunar með orkugetu upp á 750 GWh/ári sem öryggisventil gagnvart hamförum vegna vatnsskorts. Í reynd er þessum öryggisventli skipt niður á allar virkjanir í kerfinu.

Þetta þýðir að í stað þess að nota SMRC skammtímajaðarkostnað þá verður að leita annarra leiða í þessu millibilsástandi.

Leiðinni, sem valin var hérna, má lýsa með eftirfarandi hætti:

- Tekinn var útgangspunktur í gjaldskrá Landsvirkjunar frá 1. sept 2003 og gert ráð fyrir því að ný virkjun sem komi inn mundi njóta svipaðra möguleika á markaði og gjaldskráin endurspeglar.
- Í gjaldskránni er gert ráð fyrir kostnaði vegna flutningskerfisins. Þessi kostnaður var reiknaður út og dreginn frá gjaldskránni. Þannig fæst verðmæti orku frá stöðvarvegg.
- Lagður var við kostnaður við tengingu við flutningakerfið og bæði afl- og orkukostnað við innmötun samkvæmt drögum að flutningsgjaldskrá flutningssviðs Landsvirkjunar frá 1. júlí 2003.
- Þannig fékkst verðmæti orkuframleiðslunnar eftir innmötun inn á flutningskerfið, en það var síðan valið sem viðmiðunarpunktur í samanburð á orkukostnaði.

## Mat á hagkvæmni og niðurstaða

Útreikningar eru sýndir í fylgiskjali 1 en þar eru allir liðir með skýringu.

Eins og þar kemur fram þá er framleiðslukostnaður LRMC 1,51 kr/kWh en verðmæti orku frá stækkun Lagarfossvirkjunar á bilinu 2,14 til 3,52 kr/kWh með meðaltalinu 2,77 kr/kWh og staðalfrávikni upp á 0,26 kr/kWh.

## Uppsett afl og tímasetning

Í verkhönnunarskýrslu VST og Rafeikningar frá desember 2003 er gert ráð fyrir stækkun Lagarfossvirkjunar upp á 18 MW í uppsettu afli. Lauslegar athuganir og niðurstöður fyrri athugana gefa ekki tilefni til að hrófla við þessari ákvörðun.

Á mynd 5 er sýndur breytilegur rekstrarkostnaður í landskerfinu árin 2003-2020. Er þar miðað við eftirfarandi framkvæmdir:

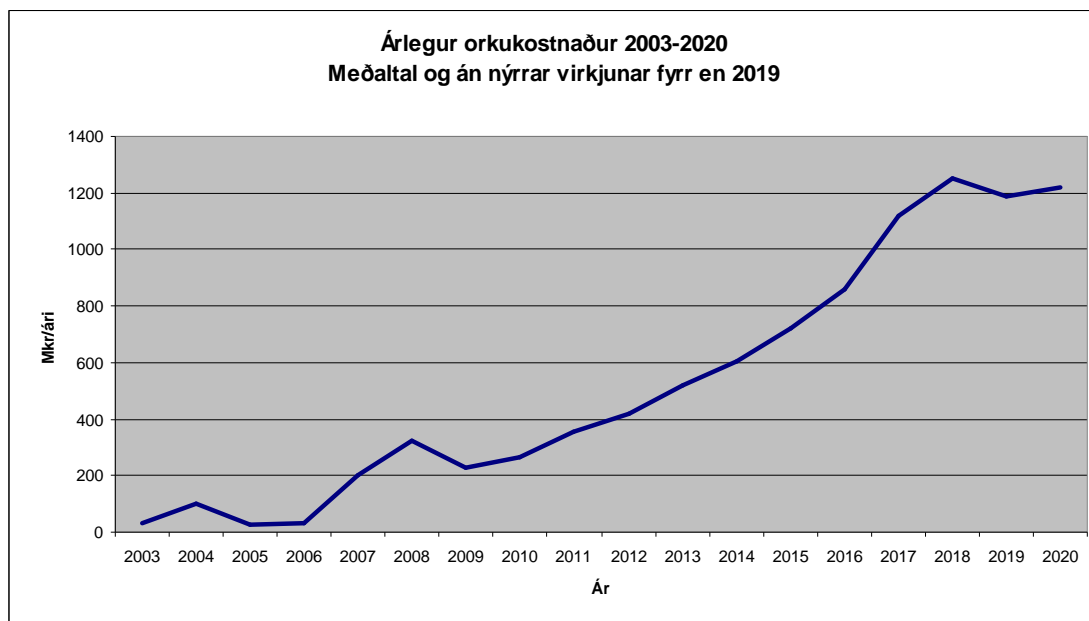
- Stækkun Nesjavallavirkjuar 30 MW 2005
- Virkjun í Hengli 80 MW 2006
- Reykjanesvirkjun 80 MW 2006
- Kárahnjúkavirkjun 690 MW 2007
- Jökulsárveita 2007
- Hraunaveita 2008

Miðað við forsendur um vexti og fastan rekstrarkostnað, afskriftartíma og annuitet er árlegur kostnaður vegna stækkunar Lagarfossvirkjunar

$$2825 * 0,069 = 190 \text{ Mkr/ári.}$$

Samkvæmt niðurstöðu á mynd 5 mætti stækkunin þess vegna koma inn árið 2007, að því gefnu að stækkunin verði næsta virkjun á eftir Kárahnjúkavirkjun.

Mynd 5



## Hlutfall afgangsortku

Niðurstöður hér að framan gera ráð fyrir því að Lagarfossvirkjun muni eingöngu framleiða inn á forgangsortumarkað, en hlutur virkjunarinnar eftir stækkun er 39% af markaði á Austurlandi. Forgangsortka á Austurlandi er 58% af markaði árið 2011.

Gerð var lausleg athugun á því hverju það breytir að auka hlut afgangsortku í framleiðslu Lagarfossvirkjunar annars vegar sem nemur landsmeðaltali 10,6% og hins vegar sem nemur hlutdeild afgangsortku á Austurlandi sem er 41,7%.

Tafla 2  
Verðmæti orku frá 18 MW stækkun Lagarfossvirkjunar

Hlutdeild afgangsortku	Meðaltal	Staðalfrávik	Min	Max
0%	2,96	0,27	2,14	3,52
10,6%	2,84	0,27	2,02	3,38
41,7%	2,46	0,25	1,69	2,99

# Fylgiskjal 1 Útreikningar á arðsemi stækkunar Lagarfossvirkjunar

Lagarfossvirkjun stækkun; framleiðslukostnaður						Eining	Skýringar
<b>Forsendur:</b>							
Stærð						18 MW	
Orkustuðull						0,039 GWh/GI	Um 16,2 m nettófallhæð
Heildarkostnaður virkjunar:						2825 Mkr	Verkönnunarskýrsla VST
Reiknivextir á ári:						5,5%	Forsendur Rarik
Rekstrarkostnaður sem % af kostnaði á ári:						0,5%	Forsendur Rarik
Annuitet + rekstrarkostnaður						6,7%	Útreiknað
Afskriftartími						40 ár	Forsendur Rarik
Öll orka						Seljanleg	
Flutningskostnaður (132 KV)						0,58 kr/kWh	Jafnaðarverð yfir landið. Reiknað í HYENA
Vetrarorka						2,61 kr/kWh	Gjaldskrá Landsvirkjun
Sumarorka						1,30 kr/kWh	Gjaldskrá Landsvirkjun
Aflgjald Yfirafli:	15,5%	Gjaldskrá	10,457	Mkr/MW/ár		9,053 Mkr/MW/ár	Gjaldskrá Landsvirkjun
Ótryggð orka						0,83 kr/kWh	Gjaldskrá Landsvirkjun
Hlutfall afgangorku						0,0%	Landsmeðaltal
Gjaldskrá Landsvirkjunar						#1 / 2003	Frá 1. ágúst 2003
Flutningsgjaldskrá						#2 / 2003	Frá 1. júlí 2003
<b>Framleiðslukostnaður</b>							
Framleiðsla meðaltal						130,1 GWh/ári	Niðurstaða úr HYENA
Nýtingartími uppsetts afls						7230 klst/ári	Útreiknað
Einingakostnaður orku						21,7 kr/(kWh/a)	Útreiknað
Framleiðslukostnaður frá stöðvarvegg						1,46 kr/kWh	Útreiknað
Tengigjald						0,05 kr/kWh	Útreiknað. Mismunur í gjaldi v/innmötunar fyrir 26 MW og 8 MW
<b>Alls (LRMC LongRunMarginalCost)</b>						<b>1,51</b> kr/kWh	Fram.kostn+Tengigjald
<b>Jaðarkostnaður orku (SRMC) á Austurlandi 2011</b>							
Án stækkunar Lagarfossvirkjunar						0,43 kr/kWh	Reiknað í HYENA
Með 18 MW stækkun Lagarfossvirkjunar						0,32 kr/kWh	Reiknað í HYENA
<b>Fyrirvarar</b>							
Gert ráð fyrir 1 viku viðhaldi í hvorri Lagarfossvirkjun á hverju sumri							
Einungis er skoðað rekstrarárið 2011, sem er síðasta ár fyrir innkomu nýrrar virkjunar við aðstæðu einkasölur							
Orkuverð miðast við orku koma inn á flutningskerfið þ.e. með afhendingargjaldi og kostnaði við innmötun							
Austasti hluti Suðurlands er inni í orkutölum fyrir Austurland							



Verðmæti orku Lagarfossvirkjunar rekstrarárið 2011							
	Verð	Eining	Magn	Eining	Samtals		Skýringar
<b>Lagarfossvirkjun 7,5 MW</b>					<b>Mkr</b>		
<b>Tekjur</b>							
Markaður á Austurlandi			494	GWh/a			Með ótryggðri orku.
Afl Lagarfoss	9,053	Mkr/MW/ár	8,0	MW	72,4		Tekjur við innmötun
Vetrarorka Lagarfoss	2,03	kr/kWh	37,8	GWh/a	76,7		ef virkjanir á Austurl.
Sumarorka Lagarfoss	0,72	kr/kWh	26,44	GWh/a	19,0		selja með sömu kjörum
Afl Aðrar virkjanir	9,053	Mkr/MW/ár	4,2	MW	38,0		og Landsvirkjun er
Vetrarorka aðrar virkjanir	2,03	kr/kWh	9,5	GWh/a	19,3		að gera í dag samkv.
Sumarorka aðrar virkjanir	0,72	kr/kWh	7,4	GWh/a	5,3		gjaldskrá
Lagarfossvirkjun framleiðir			13%	af markaði			Til viðmiðunar
<b>Kostnaður</b>							
Skerðing ótryggðrar orku	2	kr/kWh	19,1	GWh/a	38,2		Aðallega R/O veitur
Olíustöðvar	10	kr/kWh	1,1	GWh/a	11,0		Dísilstöðvar
Innmötun Aflgjald	0,408	kr/kW	11,7	MW	4,8		Flutningsgjaldskrá
Innmötun Orkugjald	0,008	kr/kWh	81,14	GWh/a	0,6		Flutningsgjaldskrá
Afhendingargjald					3,9		Flutningsgjaldskrá
<b>Tekjur - Kostnaður</b>					<b>172,3</b>		
<b>Lagarfossvirkjun 26 MW</b>							
<b>Tekjur</b>							
Markaður á Austurlandi			494	GWh/a			Með ótryggðri orku.
Afl Lagarfoss	9,053	Mkr/MW/ár	26,0	MW	235,4		Tekjur við innmötun ef virkjanir á Austurlandi selja með sömu kjörum og Landsvirkjun er að gera í dag skv gjaldskrá
Vetrarorka Lagarfoss	2,03	kr/kWh	110	GWh/a	223,3		
Sumarorka Lagarfoss	0,72	kr/kWh	84,4	GWh/a	60,8		
Afl Aðrar virkjanir	9,053	Mkr/MW/ár	4,2	MW	38,0		
Vetrarorka aðrar virkjanir	2,03	kr/kWh	9,5	GWh/a	19,3		
Sumarorka aðrar virkjanir	0,72	kr/kWh	7,4	GWh/a	5,3		
Lagarfossvirkjun framleiðir			39%	af markaði			Til viðmiðunar
<b>Kostnaður</b>							
Skerðing ótryggðrar orku	2	kr/kWh	12,3	GWh/a	24,6		Aðallega R/O veitur
Olíustöðvar	10	kr/kWh	0,9	GWh/a	9,0		Dísilstöðvar
Innmötun Aflgjald	0,408	kr/kW	25,5	MW	10,4		Flutningsgjaldskrá
Innmötun Orkugjald	0,008	kr/kWh	211,3	GWh/a	1,6		Flutningsgjaldskrá
Afhendingargjald					3,9		Flutningsgjaldskrá
<b>Tekjur - Kostnaður</b>					<b>532,5</b>		
<b>Tekjur Rarik af stækkun Lagarfoss</b>				Meðaltal	<b>360,2</b>	Mkr/ári	Mismunur 26 og 8 MW
<b>Framleiðsla stækkunar</b>				Meðaltal	<b>130,1</b>	GWh/a	Mismunur 26 og 8 MW
<b>Verðmæti orku inn á flutningskerfi</b>				Meðaltal	<b>2,77</b>	kr/kWh	Útreiknað
				Staðalfrávik	<b>0,26</b>	kr/kWh	Reiknað í HYENA
				min	<b>1,96</b>	kr/kWh	Reiknað í HYENA
				max	<b>3,31</b>	kr/kWh	Reiknað í HYENA
<b>Jaðarkostnaður orku (SRMC) á Austurlandi 2011</b>							
Án stækkunar Lagarfossvirkjunar					<b>0,43</b>	kr/kWh	Reiknað í HYENA
Með 18 MW stækkun Lagarfossvirkjunar					<b>0,32</b>	kr/kWh	Reiknað í HYENA

<b>Fjárfesting (LRMC) í 18 MW stækkun Lagarfossvirkjunar</b>					<b>1,51</b>	kr/kWh	Framleiðslukostnaður
<b>Orka frá 18 MW stækkun Lagarfossvirkjunar boðin á markaði</b>							
Vetrarorka			72,2	GWh/a	<b>3,88</b>	kr/kWh	Verð sem leiða til meðalverðmæti orku samkvæmt þessu
Sumarorka			57,94	GWh/a	<b>1,38</b>	kr/kWh	
Samtals			130,1	GWh/a	2,77	kr/kWh	