

## Stofnkostnaður jarðgufuvirkjana

**Valgarður Stefánsson**

**Greinargerð VS-2000-01**

4 May, 2000

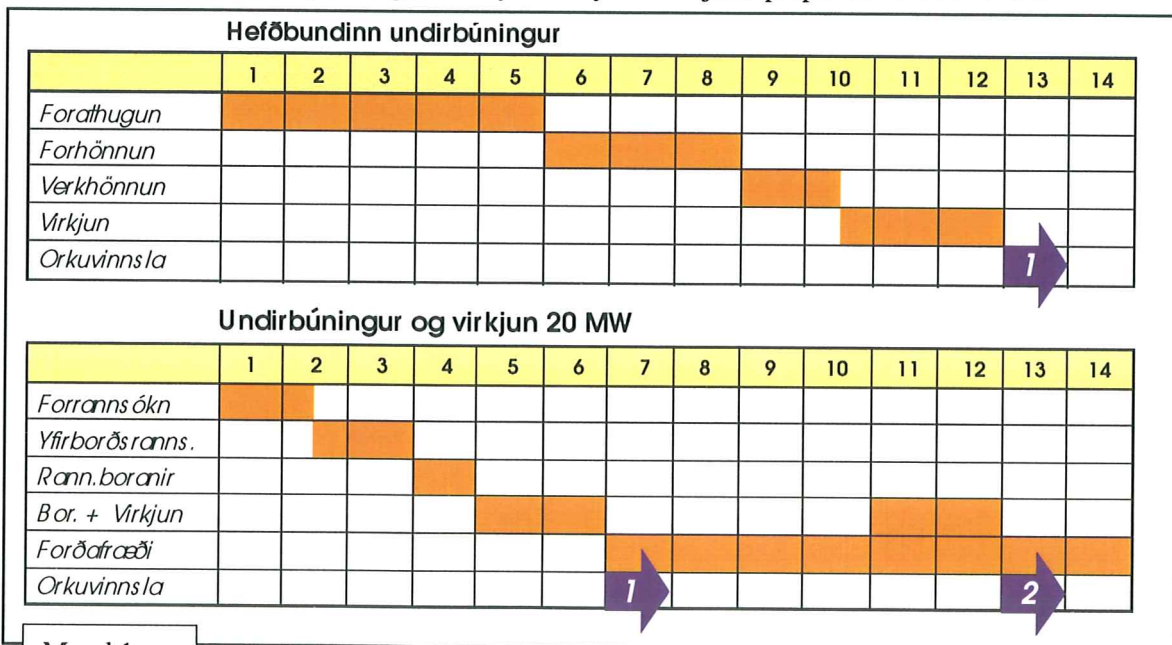
## STOFNKOSTNAÐUR JARÐGUFUVIRKJANA

### Inngangur

Mjög fáar áætlanir liggja fyrir um stofnkostnað jarðgufuvirkjana. Við mat á virkjunarkostum innan Rammaáætlunar er nauðsynlegt að leggja mat á almenna hagkvæmni jarðgufuvirkjana. Þessi greinargerð fjallar um aðferðir til þess að meta væntanlegan stofnkostnað jarðgufuvirkjana.

### Undirbúningur jarðgufuvirkjana

Á síðasta áratug hefur orðin mikil breyting á þeim aðferðum sem notaðar eru við rannsóknir og undirbúning jarðgufuvirkjana. Helstu breytingarnar eru þær að í stað þess að gera ráð fyrir að virkja háhitasvæði í einu lagi eða mjög fáum þrepum er núna notað það vinnulag að virkja jarðhitann í tiltölulega smáum þrepum. Upphaflega var gert ráð fyrir að hæfileg virkjunarþrep væru 20 MW, en á seinni árum hefur komið í ljós að heppilegra getur verið að fyrsta þrepið sé stærra en 20 MW. Nú er því oft gert ráð fyrir að fyrsta virkjunarþrepið sé 30 eða 40 MW.



Helstu kostir nýja fyrirkomulagsins eru þeir að undirbúningstíminn styttest og stofnkostnaður á orkuveiningu lækkar verulega.

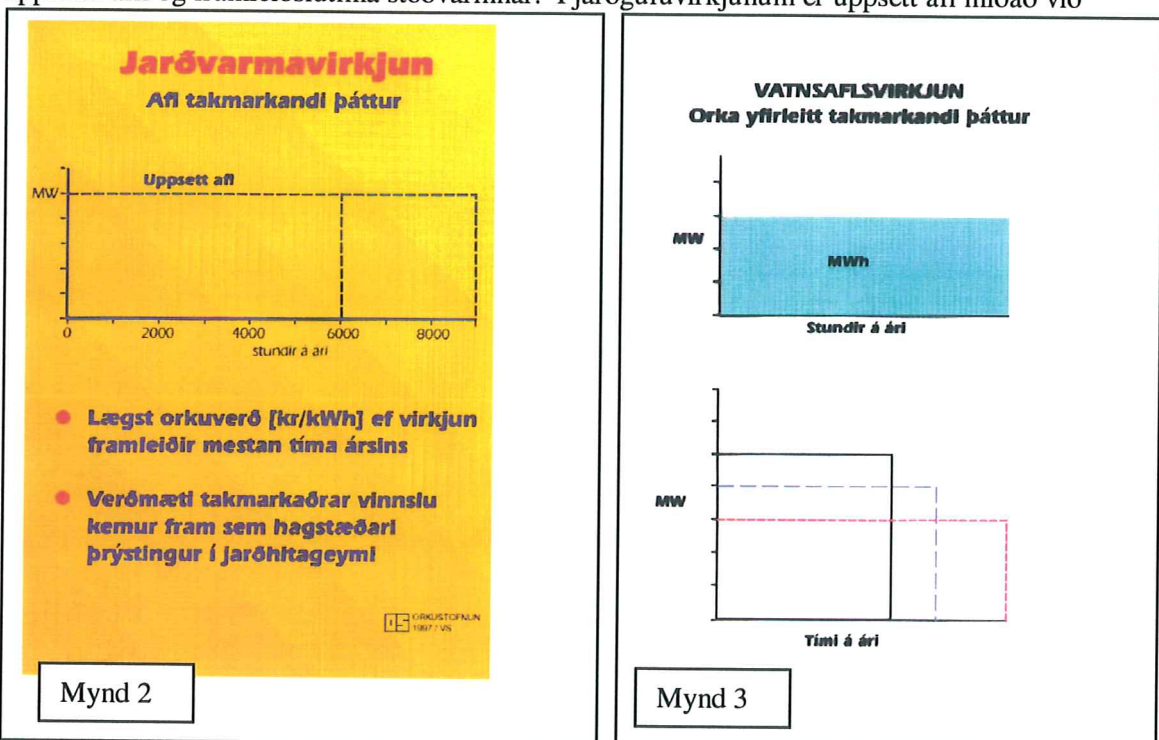
Með nýju aðferðarfræðinni er orkugeta jarðhitasvæðisins ekki ákvörðuð áður en ákvörðun um virkjun fyrsta þreps (20-40 MW) er tekin, heldur er vinnslan notuð til þess að meta viðbrögð svæðisins og þær athuganir síðan notaðar til þess að meta orkugetu svæðisins og hvaða virkjunarhraði er æskilegur fyrir viðkomandi vinnslusvæði.

Eftir nokkurra ára vinnslu liggja fyrir gögn sem segja til um hvort jarðhitasvæðið stendur undir aukinni vinnslu og þá er tekin ákvörðun um næsta virkjunarþrep og svo koll af kolli þar til öll orkugeta jarðhitasvæðisins hefur verið virkjuð. Þannig má segja að orkugeta jarðhitasvæðisins sé ekki ákvörðuð fyrir en búið er að fullvirkja svæðið.

Lækkun stofnkostnaðar kemur til af því að bora þarf færri holur áður en ákvörðun um virkjun er tekin. Fjárfestingar í undirbúningsrannsóknum nýtast mun fyrir en ella og heildarniðurstaðan verður sú að virkjunarkostnaður á orkueiningu verður mun lægri en með gamla laginu. Mynd 1 sýnir að heildartíminn styttest úr 12 árum í 6.

## Orkugeta virkjana

Orkugeta virkjana segir til um hve mikla raforku virkjunin getur framleitt á ári hverju. Viss eðlismunur er á jarðgufu- og vatnsaflsvirkjunum í þessu tilliti. Orkugeta virkjunar er margfeldi af uppsettu afli og framleiðslutíma stöðvarinnar. Í jarðgufuvirkjunum er uppsett afl miðað við



gufurennslu úr borholum. Þetta gufurennslu er til reiðu allt árið og er því hægt að keyra vélarnar á fullu afli þann tíma sem telst vera heppilegur. Orkugeta stöðvarinnar er einungis háð því hve margar stundir er framleitt á hverju ári. Því má segja að afl sé takmarkandi þáttur í rekstri jarðgufustöðva. Mynd 2 sýnir eifaldaða mynd af aðstæðum jarðgufuvirkjana.

Það gefur auga leið að nýtingartími jarðgufuvirkjana ákveður orkugetu stöðvarinnar. Ef jarðgufustöðin er keyrð að meðaltali 6000 stundir á ári reiknast orkugetan 32% lægri en ef stöðin væri keyrð linnulaust allt árið eða 8760 stundir.

Til eru vatnsaflsvirkjanir sem líkjast jarðgufuvirkjunum að því leyti að rennslu vatnsfallanna er nokkuð stöðugt allt árið. Í þessum hreinu rennslisvirkjunum er fyrir hendi náttúruleg miðlun í stöðuvötnum sem verður til þess að rennslu vatnsfallanna er mjög stöðugt. Dæmi um slíkar rennslisvirkjanir eru t.d. Laxá- og Sogsvirkjanir. Slíkar stöðvar er heppilegt að nota sem grunnafl í raforkukerfi á meðan miðlunarvirkjanir eru notaðar til að sinna breytilegu álagi.

Almenna reglan um vatnsaflsvirkjanir er hins vegar sú að rennsli vatnsfalla sé mjög breytilegt á mismunandi tímum ársins og þá eru settar upp miðanir til þess að hægt sé að jafna rennslið í gegnum hverfla virkjunarinnar. Í þessu tilviki kemur það vel fram að orkugeta vatnsaflsvirkjana er háð því vatnsmagni sem hægt er að láta renna í gegnum hverfla virkjunarinnar á hverju ári. Orkan er því takmarkandi þáttur fyrir vatnsaflsvirkjanir. Á mynd 3 er flatarmálið á grafinu afl sinnum tími, mælikvarði fyrir þá orku sem virkjunin framleiðir á árinu. Hægt er að aðlaga uppsett afl eftir nýtingartíma. Ef aflið er aukið lækkar nýtingartíminn að sama skapi.

Orkugeta virkjunar er lykilstærð við hagkvæmnimat virkjunarinnar. Hagkvæmnimat er annað hvort miðað við einingarverð á orkueiningu (kr/kWh/a) eða við framleiðsluverð stöðvarinnar (kr/kWh) þar sem tillit er tekið til stofnkostnaðar og reksturskostnaðar virkjunar. Í báðum tilvikum er miðað við orkugetu viðkomandi virkjunar, þ.e. að virkjunin framleiði eins mikla raforku og hún hefur getu til. Við samanburð á jarðgufu- og vatnsaflsvirkjunum er það nauðsynlegt að mat á orkugetu stöðvanna sé samræmt.

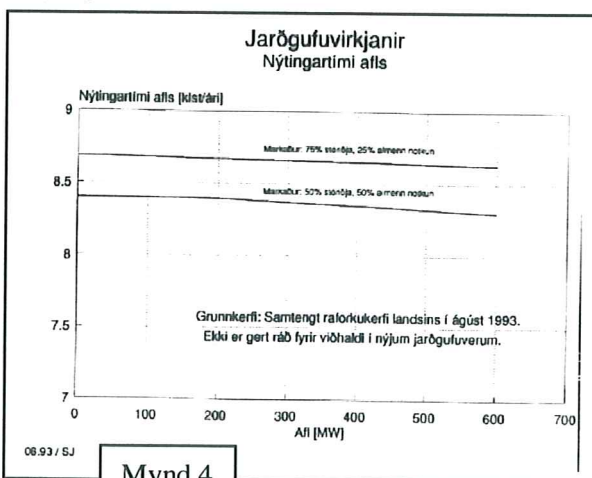
Fyrir allar tegundir virkjana skiptir það máli hvort virkjuninni er ætlað að vera eina virkjunin sem framleiðir inn á gefinn raforkumarkað, eða hvort virkjunin verður viðbót við raforkukerfi þar sem margar virkjanir framleiða inn á einn raforkumarkað. Í fyrra tilvikinu eru það eiginleikar markaðsins sem hafa áhrif á það hvernig virkjunin er rekin, en í seinna tilvikinu eru það eiginleikar raforkukerfisins sem ákvarða hvernig einstakar virkjanir í raforkukerfinu eru reknar.

Orkugeta allra virkjunarframkvæmda er háð því hvort litið er á framkvæmdirnar sem einangrað fyrirbæri eða sem viðbót við fyrirliggjandi raforkukerfi. Sem dæmi má taka eftirtaldir virkjanaframkvæmdir.

Tafla 1. Dæmi um virkjunarframkvæmdir

	Kerfisviðbót	Einangruð framkvæmd
	GWh/a	GWh/a
Hágöngumiðlun	100	0
Svartsengi 30 MW	240	150
Fljótisdalsvirkjun	1400	1100

Samrekstraráhrifin eru veruleg eins og fram kemur í töflunni. Með samtengingu má segja að fyrirliggjandi fjárfestingar í raforkukerfinu nýtist betur en ella. Þannig verður gildi Hágöngumiðlunar lítils virði nema sem viðbót við fyrirliggjandi kerfi.



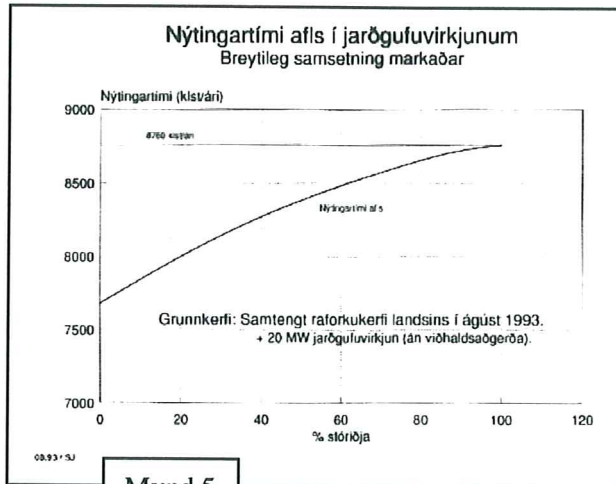
Mynd 4

Á sama hátt skiptir það máli fyrir nýja 30 MW virkjun í Svartsengi hvort virkjunin tengist raforkukerfinu eða hvort virkjunin er ætluð eingöngu fyrir raforkumarkaðinn á Suðurnesjum. Ef virkjunin tengist raforkukerfinu verður nýtingartími afls yfir 8000 stundir á ári og orkugeta virkjunarinnar þá 240 GWh/a. Ef virkjunin ætti hins vegar að framleiða inn á almennan markað á Suðurnesjum mundi nýtingartími markaðsins (ca 5000 stundir á ári) ákvarða framleiðslu virkjunarinnar og orkugetan verður þá einungis um 150 GWh/a.

Þriðja dæmið í töflunni er Fljótisdalsvirkjun en þar verður orkugetan nálægt þriðjungji hærri við samtengingu en ef virkjunin væri rekin á einangruðum raforkumarkaði. Í þessu tilviki eru það áhrif þess að tengja saman vatnsaflsvirkjanir á mismunandi úrkomusvæðum sem hefur þessi áhrif á heildarorkugetu krfisins. Rennslisraðir vatnsfalla á Norðausturlandi eru ekki í fasa við rennslisraðir

á Suðvesturlandi. Samtengingin verður þá til þess að heildarorkugetan verður hærri en summa einstakra þátta.

Gert er ráð fyrir að allar virkjanir sem reistar verða á Íslandi munu tengjast raforkukerfinu og að hlutlægt mat á orkugetu allra virkjana sé sú aukning í orkugetu raforkukerfisins sem verður við það að viðkomandi virkjun tengist kerfinu. Þessi aðferð við mat á orkugetu á jafnt við um jarðgufuvirkjanir og vatnsaflsvirkjanir.

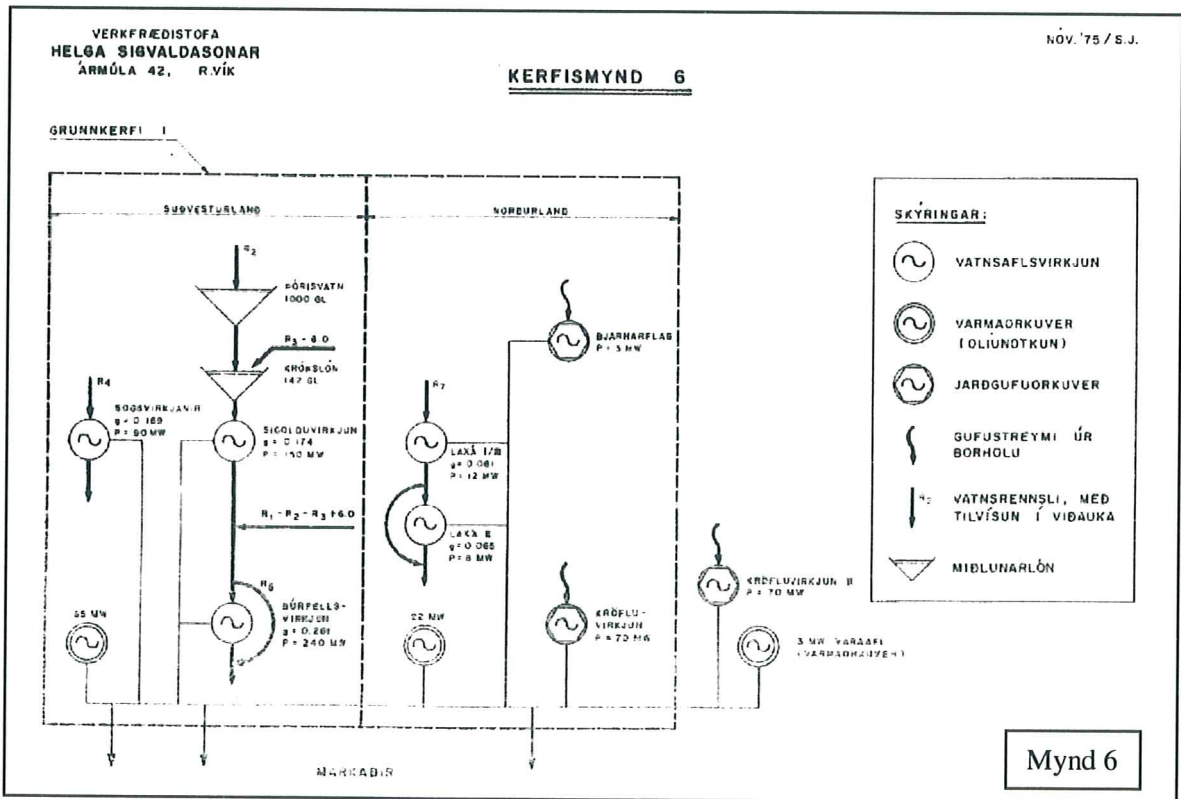


Mynd 5

Framlag jarðgufuvirkjana til orkugetu raforkukerfisins fer eftir því hver er heppilegasti nýtingartími þeirra í raforkukerfinu. Á árinu 1993 voru gerðar sérstakar rekstrareftirlíkingar af því að bæta jarðgufuvirkjunum við raforkukerfið. Myndin sýnir að þó allt að 600 MW jarðgufuvirkjunum væri bætt við kerfið verður nýtingartími afls langt yfir 8000 stundir á ári. Athuga ber að það er prentvilla í myndinni. Tímaeiningin á að vera þús. klst. á ári.

Sú niðurstaða að nýtingartími afls í jarðgufustöðvum sé yfir 8000 stundir á ári þó svo að raforkukerfið verði tvöfaldað með jarðgufustöðvum er athyglisverð. Skýringin er sú að miðlunareiginleikar kerfisins eru nægir til þess að anna mikilli aukningu á hreinum rennslisvirkjunum.

Markaðssamsetningin hefur áhrif á nýtingartíma afls í jarðgufustöðvum eins og sýnt er á mynd 5.



Mynd 6

Ef eingöngu væri fyrir hendi almennur markaður væri nýtingartími afls um 7700 klukkustundir á

ári, en með 100% stóriðjumarkaði væri heppilegast að keyra jarðgufustöðvarnar linnulaust eða 8760 stundir á ári.

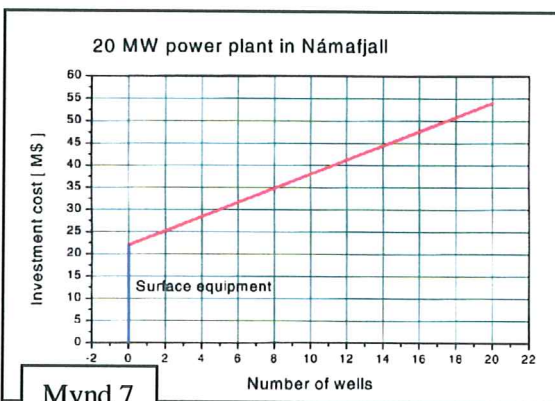
Þægileg almenn viðmiðun er að nýtingartími jarðgufuvirkjana sé 8000 stundir á ári. Það gefur nægilega möguleika til þess að stöðva vinnsluna allt að fjórum vikum á ári vegna viðhalds og annarra þarfa rekstursins.

Það er einnig athyglisvert að í fyrstu rekstrareftirlíkingu af tengingu raforkukerfisins á Norðurlandi við kerfið á Suðurlandi (*Orkuvinnslugeta virkjunarvalkosta á Norðurlandi*) sem Orkustofnun gaf út í janúar 1976 koma þessir eiginleikar jarðgufuvirkjana vel fram. Í skýrslunni er orkuaukning kerfisins ákvörðuð bæði fyrir 70 MW virkjun í Kröflu og einnig fyrir annan 70 MW áfanga í Kröflu. Orkuaukning kerfisins verður 590 GWh/a fyrir Kröflu I og 550 GWh/a fyrir Kröflu II. Þessi orkuaukning samsvarar nýtingartímanum 8428 h/a í fyrra tilvikinu en 7857 h/a í seinna tilvikinu.

Á árinu 1975 voru engar miðlanir fyrir hendi á Norðurlandi og á Þjórsársvæði var einungis rúmlega 1000 Gl miðlun í Þórisvatni eins og sýnt er á mynd 6. Þessir miðlunareiginleikar anna ekki nema takmarkaðri viðbót rennslisvirkjana þannig að nýtingartími afls verður lægri fyrir seinni stöðina í Kröflu heldur en fyrir þá fyrstu.

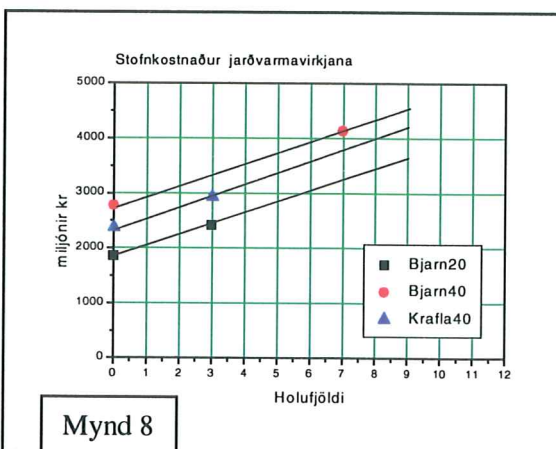
## Greining á kostnaðarþáttum

Sem einföldun á kostnaðarþáttum jarðgufuvirkjana er hægt að skipta stofnkostnaði á milli kostnaðs



Mynd 7

við yfirborðsmannvirki (sjálf virkjunin) og kostnaðs við gufuöflun (boranir). Þetta er að mörgu leyti heppileg skipting vegna þess að kostnaður við yfirborðsmannvirki er tiltölulega staðlaður og breytist lítið frá einu jarðhitasvæði til annars. Skekkjumörk áætlaða fyrir þennan hluta stofnkostnaðar eru þau sömu og við aðrar verklegar framkvæmdir eins og byggingar og vegagerð. Á hinn bóginn virðist vera munur á kostnaði við gufuöflun á milli jarðhitasvæða. Mynd 7 er ætlað að sýna hvernig árangur gufuöflunar getur haft áhrif á stofnkostnað 20 MW virkjunar í Bjarnarflagi.



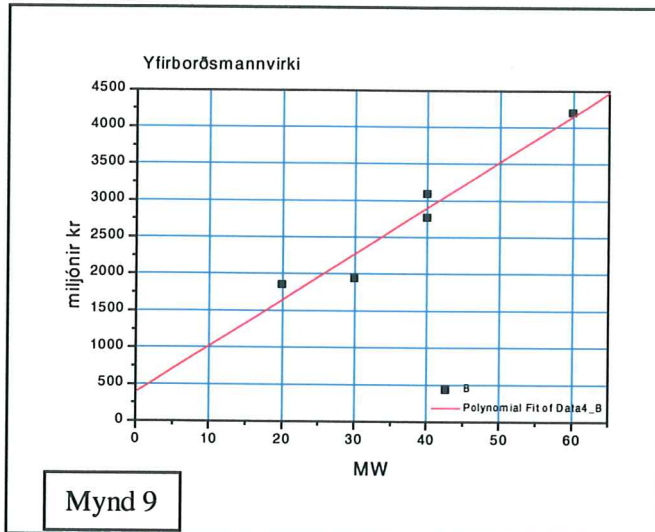
Mynd 8

Stofnkostnaðurinn ræðst af því hve margar holur þarf að bora til þess að fá næga gufu fyrir virkjunina. Myndin sýnir líka að til þess að kostnaðurinn við gufuöflun væri jafn mikill og kostnaðurinn við sjálfa stöðina þyrfti að bora 14 borholur fyrir þessa virkjun. Í reynd er reiknað með að það þurfi 4-5 holur á þessu svæði til þess að næg gufa fái fyrir virkjunina. Í því tilviki yrði kostnaðurinn við gufuöflun einungis 25-30% af heildarkostnaði virkjunarinnar. Þótt óvissa um kostnað við gufuöflun sé veruleg þarf það ekki að hækka óvissumörk heildarkostnaðs neitt tilfinnilega.

Nú liggja fyrir áætlanir um kostnað við þrjár jarðgufuvirkjanir sem ætlað er að vinna eingöngu raforku. Það eru 20 og 40 MW virkjanir í Bjarnarflagi og 40 MW virkjun í Kröflu. Á mynd 8 er

sýnt hvernig kostnaður skiptist á milli gufuöflunar og yfirborðsmannvirkja. Línurnar þrjár á myndinni eru samsíða þar sem kostnaðurinn við borun hvernar holu er talinn sá sami.

Hagkvæmni stærðar ætti fyrst og fremst að koma fram í kostnaði við yfirborðsmannvirki. Því var einnig tekið tillit til virkjunarkostnaðs 60 MW virkjunar á Nesjavöllum og 30 MW virkjunar í Svartsengi. Samband uppsetts afls og kostnaðar við yfirborðsmannvirki er sýnd á mynd 9.



Á myndina hefur einnig verið dregin besta lína í gegnum þær 5 kostnaðartölur sem fyrir liggja. Jafna þeirrar línu er:  $y = (391 \pm 353) + (62 \pm 8) * MW$  og fylgnistuðull  $R^2 = 0,94$ . Fyrirliggjandi gögn benda því eindregið til að það sé línulegt samband á milli kostnaðs yfirborðsmannvirkja og uppsetts afls jarðgufuvirkjana og að ekki sé að vænta neinnar stærðarhagkvæmni í yfirborðsmannvirkjum jarðgufustöðva á stærðarbilinu 20-60 MW.

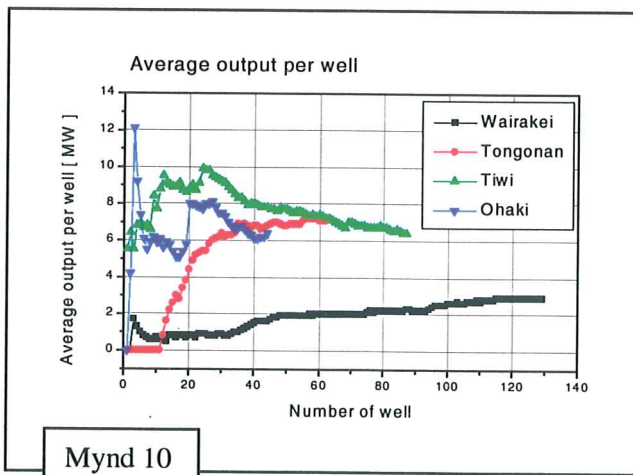
Jafna beinu línunnar á mynd 9 verður seinna notuð við almennt mat á stofnkostnaði jarðgufuvirkjana.

Fyrir þá þrjá virkjunarkosti þar sem eingöngu er fyrirhuguð raforkuvinnsla eru kostnaðartölur eins og sýnt er í töflu 2.

Tafla 2. Stofnkostnaður og orkuverð þriggja jarðgufusöðva

	Stofn- kostnaður Mkr	kr/kWh/a	kr/kWh
Bjarnarflag 20 MW	2412	15,0	1,43
Bjarnarflag 40 MW	4131	12,8	1,22
Krafla 40 MW	2934	9,11	0,87

## Árangur borana

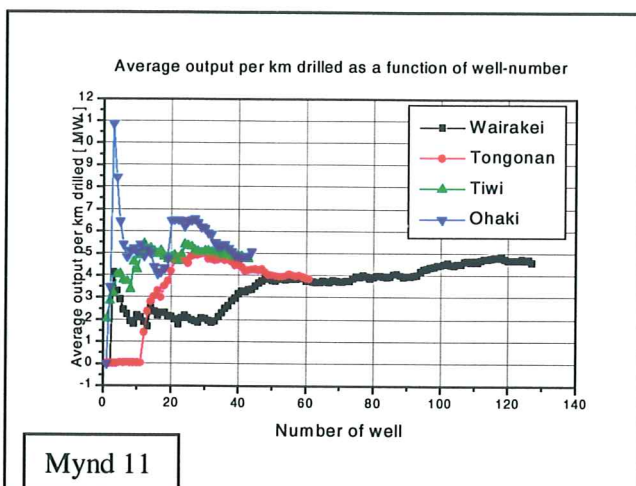


Ég hef gert athugun á borárangri á 30 háhitasvæðum víðsvegar í heiminum (Geothermics, Vol. 21, No. 5/6, pp. 823-832, 1992). Mynd 10 sýnir niðurstöður frá fjórum jarðhitasvæðum á Filippseyjum og Nýja Sjálandi.

Myndin sýnir hvernig meðalborárangur breytist eftir því sem fleiri holur eru boraðar á hverju jarðhitasvæði. Það tekur vissan holufjölda þar til menn hafa lært nóg um jarðhitakerfið til þess að fullum borárangri sé náð. Dæmið frá Wairakei sýnir einnig að þekkingin á svæðinu eykst jafn vel eftir að

búið er að bora 90 holur á svæðinu.

Borárangur er ekki bara háður fjölda hola, heldur skiptir dýpt holanna miklu máli. Mynd 11 sýnir árangurinn frá sömu jarðhitasvæðum og mynd 10 ef miðað er við boraðan km á viðkomandi svæði. Í þessu tilviki kemur fram að borárangur er nokkurn veginn sá sami á öllum fjórum svæðunum, eða um 4-5 MW á hvern boraðan km.

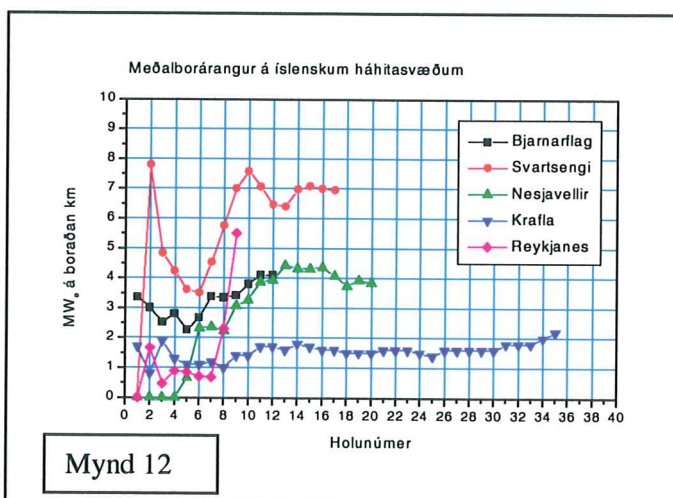


Mynd 11

Þessi stærð, meðalafli hola á boraðan km, er svæðiseiginleiki sem segir til um hvaða borárangri má búast við á viðkomandi jarðhitasvæði.

Þessi framsetning á gögnum sýnir einnig að þó eiginleikar jarðhitakerfanna séu mjög svipaðir þá hefur það tekið mislangan tíma, eða réttara að það hefur þurft að bora mismikinn fjölda borhola á hverju svæði, þar til meðalárangurinn hefur náð því marki sem eiginleikar viðkomandi jarðhitakerfis leyfa.

Árangur borana á íslenskum háhitasvæðum fylgir í stórum dráttum sama ferli og kemur fram á öðrum háhitasvæðum annars staðar í heiminum. Mynd 12 sýnir borárangur á 5 íslenskum háhitasvæðum.



Mynd 12

Að Kröflu frátalinni er meðalborárangur 4-7 MW á boraðan km. Sérstaða Kröflu, þar sem meðalárangurinn er aðeins um 2 MW á boraðan km, skýrist af því að meginmarkmið borana þar hefur fyrst og fremst beinst að því að bora holur þar sem áhrif eldsumbrota hafa ekki haft áhrif á efnasamsetningu jarðhitavökvans. Af þeim sökum hafa boranir í Kröflu frekar beinst að jöðrum jarðhitakerfisins en að þeim stöðum á jarðhitasvæðinu þar sem mest rennsli fæst úr holunum.

Ef athugaður er meðalborárangur á 30 háhitasvæðum í 10 löndum fást þær niðurstöður sem sýndar eru í töflu 3.

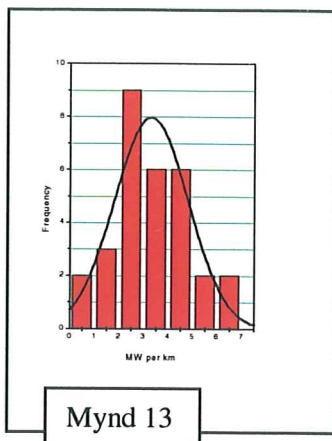
Tafla 3. Meðalborárangur á 30 háhitasvæðum

Meðal MW <sub>e</sub> á boraða holu	4,2 ± 2,2
Meðal MW <sub>e</sub> á boraðan km	3,3 ± 1,5
Fjöldi hola þar til fullum árangri er náð	9,3 ± 6,1

Mynd 13 sýnir dreifingu á meðalborárangri á þessum 30 háhitasvæðum sem athuguð voru. Dreifingin í borárangri er ekki mjög mikil, hlutfallsleg skekkja meðaltalsins er um 45%.

Hægt er að nota þessar tölfræðilegu niðurstöður til þess að áætla meðaltalsstofnkostnað jarðgufuvirkjana.





Mynd 13

### Stofnkostnaður jarðgufuvirkjana

Hér að framan hefur meðalkostnaður yfirborðsmannvirkja og meðalborárangur á háhitasvæðum verið athugaður. Þessar niðurstöður eru nú notaðar til þess að áætla meðalstofnkostnað jarðgufuvirkjana á Íslandi.

Að meðaltali er stofnkostnaður yfirborðsmannvirkja á Íslandi (í milljónum króna) þessi:

$$y = (391 \pm 353) + (62 \pm 8) * MW$$

og meðalborárangur á 30 háhitasvæðum í 10 löndum er  $3,3 \pm 1,5$  MW á boraðan km á jarðhitasvæði. Ef gert er ráð fyrir að meðaldýpt borhola sé 1,5 km og að kostnaður við slíka holu sé 120 Mkr verður gufuöflunarkostnaðurinn  $120 / (4,95 \pm 2,25)$  fyrir hvert MW. Þá má setja upp jöfnu fyrir stofnkostnað jarðgufuvirkjana á þekktum jarðhitasvæðum sem:

$$\text{Stofnk. [Mkr]} = (391 \pm 353) + (62 \pm 8) * MW + (24 + 20 / -8) * MW$$

Meðalstofnkostnaður 20 MW jarðgufuvirkjunar á þekktu jarðhitasvæði verður þá 2111 Mkr. Efri vikmörk eru 3024 Mkr og neðri vikmörk eru 1438 Mkr.

Jafnan hér að ofan gildir á þekktum jarðhitasvæðum, þ.e. þar sem boraðar hafa verið nægilega margar holur til þess að fullum borárangri hefur verið náð. Að meðaltali hefur hins vegar þurft að bora  $9,3 \pm 6,1$  holur til þess að ná fullum borárangri. Það má því ætla að á þessu stigi þekkingarleitarinnar sé borárangur aðeins um 50% af fullum borárangri. Frá kostnaðarlegu sjónarmiði þýðir þetta að þegar farið er inn á óþekkt jarðhitasvæði þurfi að gera ráð fyrir viðbótarkostnaði sem samsvarar borun  $4,6 \pm 3,0$  hola til þess að læra á eiginleika jarðhitakerfisins. Kostnaður við hverja holu er áætlaður 120 Mkr, þannig að þessi viðbótarkostnaður verður  $552 \pm 360$  Mkr.

Kostnaðarjafnan fyrir óþekkt jarðhitasvæði verður:

$$\text{Stofnkost. [Mkr]} = (943 \pm 713) + (62 \pm 8) * MW + (24 + 20 / -8) * MW$$

Meðalstofnkostnaður 20 MW virkjunar á óþekktu jarðhitasvæði verður þá 2663 Mkr. Efri vikmörk eru 3936 Mkr og lægri vikmörk eru 1630 Mkr. Hlutfallsleg skekkjumörk eru um 50% á óþekktum jarðhitasvæðum en 45% á þekktum jarðhitasvæðum.

Þegar ráðist er í fyrsta virkjunarþrep á jarðhitasvæði er gert ráð fyrir að farið sé inn á óþekkt svæði, en að eiginleikar jarðhitasvæðisins séu þekktir við seinni virkjanaþrep. Ofangreindar niðurstöður má því setja fram á eftirfarandi hátt:

Tafla 4. Stofnkostnaður og orkuverð jarðgufustöðva

	kr/kWh/a	kr/kWh
<b>Fyrsta virkjunarþrep</b>		
meðalverð	16,6	1,58
efri vikmörk	24,6	2,35
neðri vikmörk	10,2	0,97
<b>Seinni virkjunarþrep</b>		
meðalverð	13,2	1,26
efri vikmörk	18,9	1,80
neðri vikmörk	9,0	0,86

### Samanburður við aðra virkjunarkosti

Á ráðstefnu um virkjanir norðan Vatnajökuls haldin 1995 á vegum Verkfræðingafélagsins og Tæknifræðingafélagsins í samvinnu við iðnaðarráðuneytið gaf Helgi Bjarnason yfirlit um stofnkostnað helstu virkjunarkosta í vatnsafla á þessu svæði. Ef sá stofnkostnaður er færður til verðlags ársins 2000 fæst eftirfarandi tafla:

Tafla 5. Stofnkostnaður og einingaverð Austurlandsvirkjana

	Orkugeta GWh/a	Kostn. des.93 Mkr	Kostn. mar.00 Mkr	Einingar- verð kr/kWh/a
Kárahnúkavirkjun	3350	53340	65284	19,5
Arnardals + Brúarvirkjun	3950	60690	74280	18,8

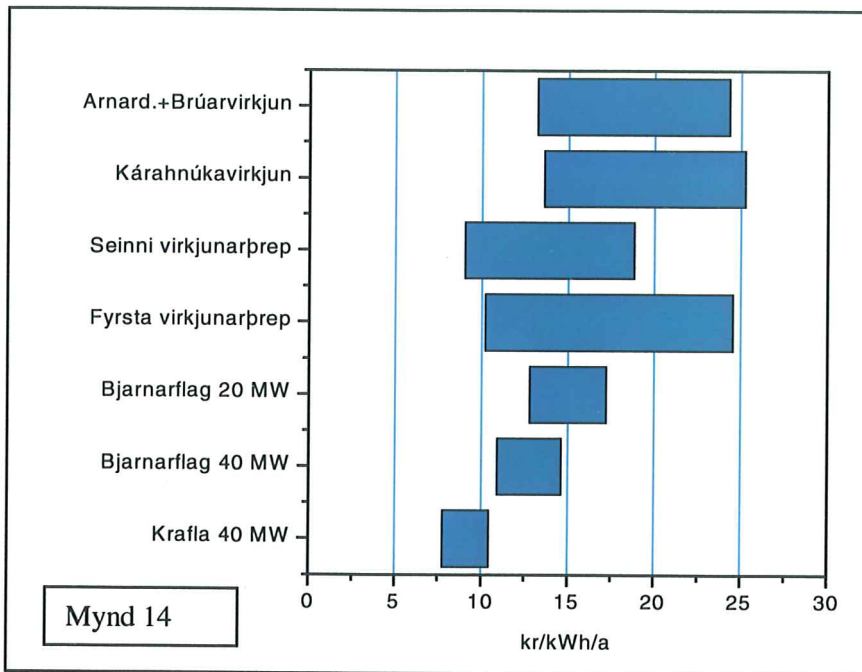
Austurlandsvirkjanir eru með hagstæðustu virkjunarkostum í vatnsafla. Þær eru því verðug viðmiðun fyrir jarðgufuvirkjanir. Austurlandsvirkjanir eru allar á frumhönnunarstigi og er því gert ráð fyrir að hlutfallsleg skekkjumörk í áætlunargerðinni séu um 30%. Miðað við þessar forsendur verður samanburður jarðgufu- og vatnsaflsstöðva þannig:

Tafla 6. Samanburður jarðgufu- og vatnsaflsstöðva

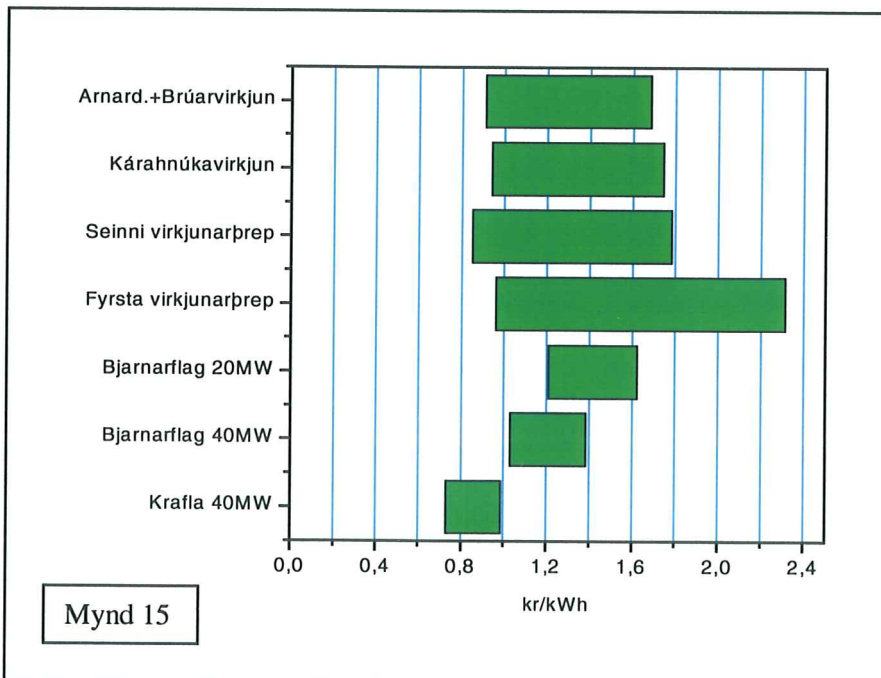
	Orkugeta GWh/a	Meðal- verð kr/kWh/a	Lægri vikmörk kr/kWh/a	Efri vikmörk kr/kWh/a
Krafla 40 MW	320	9,11	7,75	10,5
Bjarnarflag 40 MW	320	12,8	10,9	14,7
Bjarnarflag 20 MW	160	15,0	12,8	17,3
Fyrsta virkjunarþrep-nýtt svæði	160 - 320	16,6	10,2	24,6
Seinni virkjunarþrep-nýtt svæði	160 - 320	13,2	9,0	18,9
Kárahnúkavirkjun	3350	19,5	13,6	25,3
Arnardals+ Brúarvirkjun	3950	18,8	13,2	24,4

Taflan sýnir að stofnkostnaður litlu jarðgufuvirkjananna er mjög sambærilegur við stofnkostnað vatnsaflsvirkjana sem eru um tíu sinnum stærri en jarðgufuvirkjanirnar.

Niðurstöðurnar úr töflu 6 eru sýndar á mynd 14.



Einnig má reikna orkuverð frá þessum virkjunum og er það sýnt á mynd 15. Er þá miðað við 40 ára afskriftartíma vatnsaflsvirkjana en 25 ára afskriftartíma jarðgufuvirkjana. Rekstrarkostnaður vatnsafls er reiknaður 0,7% af stofnkostnaði vatnsaflsvirkjana, en 2% af stofnkostnaði jarðgufuvirkjana. Vextir eru 5,5% á ári.



## Samandregnar niðurstöður

Helstu atriði þessarrar samantektar eru þessi:

- ◆ Með breyttri aðferðarfræði við undirbúning jarðgufuvirkjana hefur undirbúningstíminn verið stytur um helming og einingarkostnaður verið lækkaður.
- ◆ Orkugetu virkjunarkosta skal miða við þá aukningu sem verður í raforkukerfinu með tilkomu nýrrar virkjunar. Þetta gildir jafnt fyrir jarðgufu- og vatnsaflsvirkjanir.
- ◆ Aðeins liggja fyrir þrjár áætlanir um stofnkostnað jarðgufuvirkjana þar sem framleiðslan er eingöngu raforka. Í öllum þrem tilvikum eru þetta mjög hagkvæmir virkjanakostir.
- ◆ Hagkvæmni stærðar kemur ekki fram í kostnaði við yfirborðsmannvirki jarðgufustöðva.
- ◆ Meðalárangur borana á 30 háhitasvæðum í 10 löndum er 3,3 MW á boraðan km á hverju svæði og að meðaltali næst fullur borárangur eftir borun 9 hola á svæði.
- ◆ Með því að nota tölfræðilegar niðurstöður um borárangur frá 30 háhitasvæðum og meðalkostnað yfirborðsmannvirkja á Íslandi eru reiknuð út vikmörk stofnkostnaðar jarðgufuvirkjana á jarðhitasvæðum sem ekki hafa verið rannsökuð. Hlutfallsleg skekkjumörk slíks kostnaðarmats eru um 50%.
- ◆ Einingarverð stofnkostnaðar jarðgufuvirkjana er mjög sambærilegt við einingarkostnað Austurlandsvirkjana.
- ◆ Orkuverð frá jarðgufuvirkjunum er mjög sambærilegt við orkuverð frá Austurlandsvirkjunum.