

Kerfisáætlun

2004

fyrir árin
2005 – 2009

Október
2004

Skýrsla nr: LV-2004/109

Dags: 27.10.2004

Fjöldi síðna: 35 Upplag: 50 Dreifing: ☒ Opin ☐ Lokuð til

Titill: Kerfisáætlun 2004 - fyrir árin 2005 - 2009

Höfundar: Eymundur Sigurðsson og Margrét E. Ragnarsdóttir

Verkefnisstjóri: Eymundur Sigurðsson

Unnið fyrir: Flutningssvið

Samvinnuaðilar: _____

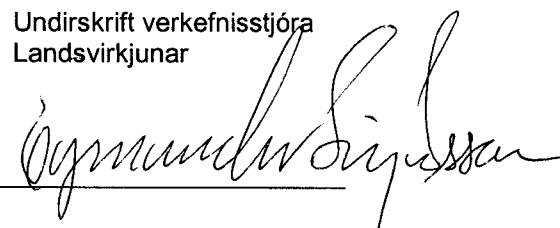
Útdráttur: Í Kerfisáætlun flutningssviðs Landsvirkjunar fyrir árin 2005-2009 er gerð grein fyrir þeim framkvæmdum sem ráðgerðar eru til að tryggja afhendingaröryggi og endurnýjunarþörf flutningskerfisins. Skýrslan ætti að gefa þökkalegt yfirlit yfir kostnaðarliði flutningssviðs Landsvirkjunar næstu árin.

Lykilorð: Kerfisáætlun 2004

ISBN nr: _____

ISSN nr: _____

Undirskrift verkefnisstjóra
Landsvirkjunar



Efnisyfirlit

EFNISYFIRLIT	3
1. KERFISÁÆTLUN FLUTNINGSSVIÐ 2004.	5
1.1. SAMANTEKT OG HELSTU NIÐURSTÖÐUR	5
1.1.1. Árið 2005.....	5
1.1.2. Árið 2006.....	6
1.1.3. Árið 2007.....	7
1.1.4. Árið 2008.....	8
1.1.5. Árið 2009.....	8
2. INNGANGUR OG FORSENDUR.....	9
2.1. INNGANGUR	9
2.2. FORSENDUR SKÝRSLUNNAR	9
2.2.1. Tímabil áætlunarinnar	10
2.2.2. Kostnaðargrundvöllur	10
2.2.3. Forsendur áætlana um þróun markaðarins.....	10
2.2.4. Bilanarekstur - atburðir	11
2.2.5. Veikleikar, endurskoðun.	12
3. FLUTNINGSKERFIÐ.....	13
3.1. FLUTNINGSKERFIÐ OG HELSTU TAKMARKANIR ÞESS	13
3.1.1. Truflanir í flutningskerfinu.	14
3.1.2. Aflgeta kerfisins og líkur á reiðuafnskorti árin 2004 til 2009.....	16
3.1.3. Álagsflæði á árunum 2005 til 2009.....	18
3.1.4. 220 kV kerfið á SV-landi	19
3.1.5. 132 kV kerfið (og 220 kV kerfi á Austurlandi).....	20
3.1.6. Spennudreifing byggðalínunnar.....	23
3.1.7. Töþ í flutningskerfinu.....	24
3.2. UM FLÖSKUHÁLSA OG TENGINGAR MILLI MARKAÐSSVÆÐA.....	24
3.3. RANNSÓKNIR OG FRAMTÍÐARSÝN.....	26
3.3.1. Áreiðanleiki.	26
3.3.2. Athuganir vegna stóriðju á Norðurlandi.....	27
3.3.3. Úrvinnsla úr seltumælingum.....	28
3.3.4. Athuganir vegna byggingar verksmiðju Fjarðaáls.	29
3.3.5. Grunnrannsóknir.....	29
3.3.6. Umhverfis- og skipulagsmál.	30
4. UPPBYGGING OG ÞRÓUN FLUTNINGSKERFISINS ÁRIN 2005 – 2009.....	31
4.1. AÐVEITUSTÖÐIN Á BRENNIMEL	31
4.2. TENGIVIRKI VIÐ KOLVIÐARHÓL.	31
4.3. SULTARTANGALÍNA 3.....	31
4.4. TENGIVIRKIÐ Á SANDAFELLI	31
4.5. AÐVEITUSTÖÐIN VIÐ BESSASTAÐI.....	32
4.6. FLJÓTSDALSLÍNUR 3 OG 4.....	32

4.7.	KRÖFLULÍNA 2 OG FLJÓTSDALSLÍNA 2.....	32
4.8.	TENGIVIRKIÐ Í FLJÓTSDAL	32
4.9.	AÐVEITUSTÖÐIN Á HRYGGSTEKK.....	33
4.10.	BRENNIMELSLÍNA 1.....	33
4.11.	AÐVEITUSTÖÐIN VIÐ TEIGARHORN.....	33
4.12.	BJARNARFLAGSLÍNA 1 OG TENGIVIRKI BJARNARFLAGI.....	34
4.13.	KRÖFLULÍNA 3	34
4.14.	SPRENGISANDSLÍNA	35
4.15.	TENGIVIRKI VIÐ HVAMM OG BREYTING Á BÚRFELLSLÍNU 1.....	35
5.	YFIRLIT YFIR VIÐAUKA	36
VIÐAUKI – A	FORSENDUR	36
VIÐAUKI – B	AFLFLÆDIMYNDIR.....	36
VIÐAUKI – C	ALCOA - FLUTNINGSSKÝRSLA	36
VIÐAUKI – D	ÁREIÐANLEIKASKÝRSLA	36
VIÐAUKI – E	TENGING YFIR HÁLENDIÐ	36
VIÐAUKI – F	ÁLAGSAUKNING Á NORÐURLANDI 30–60 MW.....	36

1. Kerfisáætlun flutningssvið 2004.

Í Kerfisáætlun flutningssviðs Landsvirkjunar fyrir árin 2005-2009 er gerð grein fyrir þeim framkvæmdum sem ráðgerðar eru til að tryggja afhendingaröryggi og endurnýjunarþörf flutningskerfisins. Skýrslan ætti að gefa þokkalegt yfirlit yfir kostnaðarliði flutningssviðs Landsvirkjunar næstu árin.

Miklar framkvæmdir eru nú í gangi á Austurlandi vegna byggingar álvers Fjarðaáls á Reyðarfirði og á Suðvesturlandi vegna stækkunar álvers Norðuráls. Í áætluninni er eingöngu gert ráð fyrir þeirri aukningu í orkusölu sem þegar hefur verið samið um.



Stærstu framkvæmdir áætlunarinnar tengjast álveri á Austurlandi og stækkun Norðuráls

Við gerð þessarar áætlunar er gengið út frá þeim hönnunarforsendum sem flutningssvið Landsvirkjunar miðar nú við. Þær hönnunarforsendur eru í sífelldri endurskoðun og reynt að taka tillit til þeirra breytinga sem þörf er fyrir vegna stækkunar raforkukerfisins.

Áætlunin hefur verið unnin af flutningssviði Landsvirkjunar auk ráðgjafa sem gerðu einstaka athuganir.

1.1. Samantekt og helstu niðurstöður

Hér á eftir má finna stutt yfirlit yfir þær framkvæmdir sem áætlaðar eru. Hafa verður í huga forsendur skýrslunnar þegar þessi listi er lesinn. Einnig skal bent á að ýmiss kostnaður fellur til á þessu tímabili óháð því hvort búið sé að taka ákvörðun um framkvæmdir. Ástæða þessa er sú að flutningssvið Landsvirkjunar verður að vera í stakk búið að mæta þeim tímaramma sem áætlaður er ef af framkvæmdum yrði og verður þar af leiðandi að leggja út í einhvern lágmarkskostnað til að geta það.

1.1.1. Árið 2005

- Vegna 145/36/12 kV aðveitustöðvar á Teigarhorni mun falla kostnaður á árinu 2005 sem nemur 22 Mkr.
- Mannvirki vegna Fjarðaáls :
 - o Vegna 145/36 kV aðveitustöðvarinnar á Bessastöðum mun falla kostnaður á árinu 2005 sem nemur 2 Mkr.

- o Vegna Fljótsdalslína 3 og 4. Kostnaður á árinu 2005 er áætlaður 1.966 Mkr.
- o Vegna tengingar 145 kV Kröflulínu 2 við tengivirkið í Fljótsdal mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera 57 Mkr.
- o Vegna byggingu tengivirkisins í Fljótsdal mun áætlaður kostnaður þetta árið vera 389 Mkr.
- o Vegna þéttavirkis á Hryggstekk mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera 44 Mkr.
- Stækkun Norðuráls kallar á eftirtaldar framkvæmdir:
 - o Vegna byggingu Sultartangalínu 3 mun falla kostnaður þetta árið samtals 3.088 Mkr.
 - o Vegna stækkunar 245kV tengivirkisins á Brennimel mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera 68 Mkr.
 - o Vegna byggingu tengivirkis við Kolviðarhól mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera: 144 Mkr.
 - o Vegna tengivirkis á Sandfelli mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera 358 Mkr.
- Kostnaður vegna endurnýjunar Brennimelslínu 1 er áætlaður 29 Mkr þetta ár.

1.1.2. Árið 2006

- Mannvirki vegna Fjarðaáls :
 - o Vegna Fljótsdalslína 3 og 4. Kostnaður á árinu 2006 er áætlaður 1.119 Mkr.
 - o Vegna tengingar 145 kV Kröflulínu 2 við tengivirkið í Fljótsdal, mun áætlaður kostnaður árið 2006 vera 418 Mkr.
 - o Vegna byggingu tengivirkisins í Fljótsdal mun áætlaður kostnaður þetta árið vera 2.120 Mkr.
 - o Vegna þéttavirkis á Hryggstekk mun áætlaður kostnaður árið 2006 vera 524 Mkr.
- Stækkun Norðuráls kallar á eftirtaldar framkvæmdir:
 - o Stækkun 245kV tengivirkisins á Brennimel vegna tilkomu Sultartangalínu 3. Áætlaður kostnaður vegna þessa árið 2006 er 3 Mkr.
 - o Vegna byggingu Sultartangalínu 3 mun falla kostnaður þetta árið samtals 349 Mkr.

- o Vegna tengivirkis á Sandfelli mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera 18 Mkr.
 - o Vegna byggingu tengivirkis við Kolviðarhól mun áætlaður kostnaður árið 2005 vera: 735 Mkr.
- Kostnaður vegna endurnýjunar Brennimelslínu 1 er áætlaður 29 Mkr þetta ár.
- Fyrirhugað er að tengja virkjanir í Þjórsá við Núp við 220kV Búrfellslínu 1. Áætlaður kostnaður vegna tengivirkis við Hvamm árið 2006 er 19 Mkr.

1.1.3. Árið 2007

- Vegna byggingar virkjana Orkuveitu Reykjavíkur á Hellisheiði er þörf á tengivirki við Kolviðarhól, kostnaður vegna þessa virkis árið 2007 nemur 61 Mkr.
- Mannvirki vegna Fjarðaáls:
 - o Hafist verður handa við að taka niður aðveitustöðina á Bessastöðum sem hefur þjónað byggingu Kárahnjúkavirkjunar og mun falla kostnaður á árinu 2007 sem nemur 4 Mkr.
 - o Vegna Fljótsdalslína 3 og 4. Kostnaður á árinu 2007 er áætlaður 248 Mkr.
 - o Vegna tengingar 145 kV Kröflulínu 2 við tengivirkið í Fljótsdal, mun áætlaður kostnaður árið 2007 vera 36 Mkr.
 - o Vegna byggingu tengivirkisins í Fljótsdal mun áætlaður kostnaður þetta árið vera 204 Mkr.
 - o Vegna þéttavirkis á Hryggstekk mun áætlaður kostnaður árið 2007 vera 47 Mkr.
- Kostnaður vegna endurnýjunar Brennimelslínu 1 er áætlaður 74 Mkr þetta ár.
- Kostnaður vegna byggingar Sprengisandslínu yfir hálendið frá Búðarhálsi að Kröflustöð er áætlaður 18 Mkr árið 2007.
- Vegna tengingar virkjana í Þjórsá við Núp við 220 kV Búrfellslínu 1 er áætlaður kostnaður vegna tengivirkis við Hvamm árið 2007 12 Mkr.

1.1.4. Árið 2008

- Kostnaður vegna endurnýjunar Brennimelslínu 1 er áætlaður 1.159 Mkr þetta ár.
- Kostnaður vegna byggingar Sprengisandslínu yfir hálendið frá Búðarhálsi að Kröflustöð er áætlaður 18 Mkr þetta árið.
- Vegna tengingar virkjana í Þjórsá við Núp við 220 kV Búrfellslínu 1 er áætlaður kostnaður árið 2008 vegna tengivirkis við Hvamm, 202 Mkr.
- Kostnaður vegna tengivirkisins við Bjarnarflag verður 2 Mkr. Þetta árið.

1.1.5. Árið 2009

- Kostnaður vegna Bjarnarflagslínu 1 mun verða 1 Mkr þetta árið.
- Kostnaður vegna endurnýjunar Brennimelslínu 1 er áætlaður 1.422 Mkr þetta ár.
- Kostnaður vegna byggingar Sprengisandslínu yfir hálendið frá Búðarhálsi að Kröflustöð er áætlaður 18 Mkr þetta árið.
- Vegna tengingar virkjana í Þjórsá við Núp við 220 kV Búrfellslínu 1 er áætlaður kostnaður árið 2008 vegna tengivirkis við Hvamm, 648 Mkr.
- Kostnaður vegna tengivirkisins við Bjarnarflag verður 6 Mkr. Þetta árið.

2. Inngangur og forsendur

2.1. Inngangur

Í 9. gr. raforkulaga laga er kveðið á um „Skyldur flutningsfyrirtækisins”. Þar kemur meðal annars fram að flutningsfyrirtækið, sem á þessari stundu er flutningssvið Landsvirkjunar, skal sjá til þess að fyrir liggi spá um raforkubörf og áætlun um uppbyggingu flutningskerfisins, eins og það er orðað í lögunum. Einnig eru ákvæði um upplýsingaskyldu fyrirtækisins gagnvart stjórnvöldum, viðskiptavinum og almenningi til að hægt sé að leggja mat á jafnræði og almenn gæði áætlunarinnar.



Úr 9. gr. raforkulaga um skyldur flutningsfyrirtækisins:

„Sjá til þess að fyrir liggi spá um raforkubörf og áætlun um uppbyggingu flutningskerfisins.”

Flutningssviði Landsvirkjunar hefur á bráðabirgðatímanum verið falið það hlutverk sem hér um getur.

Flutningssvið Landsvirkjunar mun vinna í nánú samstarfi við dreifiveitur, orkuframleiðendur og sala, sem nýta sér flutningskerfi Landsvirkjunar, greina framtíðarþörf þeirra og byggja flutningskerfið upp á hagkvæman hátt að teknu tilliti til öryggis, skilvirkni, áreiðanleika afhendingar og gæða raforku. Auk þessa er það stefna flutningssviðs að huga að umhverfisvernd við allar framkvæmdir. Skýrslunni er ætlað að gefa heildarsýn yfir þróun og áætlanir flutningssviðs næstu árin en forðast er að kafa mjög djúpt í einstaka þætti. Skýrslunni fylgja viðaukar þar sem farið er dýpra í einstaka hluti.

2.2. Forsendur skýrslunnar

Hér verður aðeins stiklað á stóru, en nánari umfjöllun um forsendur skýrslunnar má sjá í viðauka A.

Skýrslan og áætlanirnar sem hún byggir á miða að eftirfarandi:

- að þörfum viðskiptavina verði mætt,
- að ástandi og hæfi eigna sé haldið við á viðeigandi hátt,
- að tekið sé tillit til hagkvæmnissjónarmiða,
- að geta kerfisins sé á hverjum tíma nægjanleg til að standa undir þeim lágmarkskröfum sem til þess eru gerðar,
- að tekið sé tillit til þeirra þjóðhagslegu markmiða sem fram koma í raforkulögum.

Flutningssvið Landsvirkjunar stefnir að góðu samstarfi við viðskiptavini, opinbera aðila sem og aðra hagsmunaaðila við þróun og viðhald flutningskerfisins.

Viðskiptavinir og orkukaupendur úr flutningskerfi Landsvirkjunar árið 2003 eru 8, en það eru:

Almennur markaður – stærð árið 2003: 2.310 GWst.:

Rafmagnsveitur ríkisins, Orkuveita Reykjavíkur, Orkubú Vestfjarða, Norðurorka, Hitaveita Suðurnesja.

Stóriðja – stærð árið 2003: 5.232 GWst.:

ALCAN á Íslandi hf., Íslenska járnblendifélagið hf., Norðurál hf.

Orkusvið Landsvirkjunar framleiðir mestan hluta þeirrar orku sem þessir viðskiptavinir þurfa, eða 7.245,5 GWh árið 2003. Helstu framleiðendur fyrir utan orkusvið Landsvirkjunar eru Orkuveita Reykjavíkur og Hitaveita Suðurnesja. Árið 2003 keypti Landsvirkjun 425,5 GWst af Orkuveitu Reykjavíkur og 186,5 GWst af Hitaveitu Suðurnesja.

Samkvæmt samningi kaupir Landsvirkjun 351 GWst af Orkuveitu Reykjavíkur árið 2003 sem lækkar um 27 GWst á ári. Landsvirkjun hefur einnig samið um að kaupa 10 MW eða 87 GWst á ári til viðbótar frá 1/10 2003. Auk þessa ber Landsvirkjun að kaupa 80 MW ef Orkuveitan óskar þess.

Samkvæmt samningi Landsvirkjunar við Hitaveitu Suðurnesja þá selur Hitaveita Suðurnesja Landsvirkjun tryggða orku samkvæmt töflu fyrir árið 2000 afl 26,250 MW og orku 210 GWst sem lækkar í þrepum en verður helmingi lægra árið 2009 en helst þá óbreytt allt til 2019.

2.2.1. Tímabil áætlunarinnar

Áætlunin nær yfir fimm ára tímabil, með upphaf á fjárhagsárinu sem byrjar í janúar 2005 og lýkur í desember 2009.

2.2.2. Kostnaðargrundvöllur

Allar kostnaðartölur í áætluninni eru miðaðar við byggingarvísitölu í janúar 2004 (BV: 287,8 stig).

2.2.3. Forsendur áætlana um þróun markaðarins

Kerfisáætlun byggist helst á:

- Raforkuspá
- Sérstökum óskum viðskiptavina
- Kerfisrannsóknunum



Lítill eða meðalstór stóriðja er á við 10 ára vöxt almenna markaðarins (100 MW)

Áætlanir um álagsþróun almenna markaðarins eru byggðar á raforkuspá frá raforkuhópi Orkuspánefndar, sem gefin er út árlega.

Raforkuspáin er á heimasíðu Orkuspárnefndar: <http://www.orkuspa.is>.

Einnig er leitað eftir upplýsingum beint frá viðskiptavinum flutningskerfisins.

Kerfisrannsóknir byggjast á áætlunum um álag í afhendingarstöðum (aðveitu- eða spennistöðvum) þar sem orkuafhending á sér stað og framleiðslu aflstöðva. Með þessum hætti er unnt að meta getu flutningskerfisins á hverjum tíma og flöskuhálsa þess.

Áætlunin tekur mið af vinnureglum og hönnunarforsendum flutningssviðs Landsvirkjunar. Einnig er tekið mið af vinnureglum sambærilegra fyrirtækja á Norðurlöndunum. Á vegum Orkustofnunar er í gangi vinna sem lítur að gerð reglugerðar um spennugæði. Byggir sú vinna að mestu á þeirri vinnu sem undanfarið hefur farið fram á flutningssviði Landsvirkjunar og gefin var út í skýrslunni LV-2004/051.

2.2.4. Bilanarekstur - atburðir

Hjá flutningssviði Landsvirkjun er gert ráð fyrir því að kerfið sé rekið sem N-1 kerfi sem þýðir að þó ein eining í kerfinu fari úr rekstri hefur það ekki áhrif á afhendingu raforku til viðskiptavina Landsvirkjunar¹. Í athugun er hvort hægt sé að nýta enn frekar það svigrúm sem er til skerðingar á álagi, einkum stóriðjuálagi.

Í þessari athugun voru athuguð áhrif þess að helstu 220 kV og 132 kV línur flutningskerfisins fari úr rekstri. Eru það eftirfarandi línur eftir því sem við á:

- Brennimelslína 1
- Búrfellslína 1
- Búrfellslína 2
- Búrfellslína 3
- Kolviðarhólslína 1
- Hamraneslína 1
- Hrauneyjarfosslína 1
- Sogslína 3
- Sultartangarlína 1
- Sultartangarlína 2
- Sultartangarlína 3
- Sigöldulína 4
- Prestbakkalína 1
- Hólalína 1
- Teigarhornslína 1
- Blöndulína 1
- Blöndulína 2
- Kröflulína 1
- Kröflulína 2

Um álagsflæðið og bilanatilvikin er fjallað nánar í næsta kafla.

¹ Það þýðir hinsvegar ekki, eins og stundum er haldið fram að allar einingar eigi að vera með “backup” ef þær bila. Þetta á eingöngu við um afhendingargæði ef einhver eining í kerfinu er úr rekstri.

2.2.5. Veikleikar, endurskoðun.

Helstu veikleikar áætlunarinnar eru þeir að ef af stóriðjusamningum verður á áætlunartímabilinu þarf að endurskoða hana. Þetta stafar af því að lítil- eða meðalstór stóriðja er á við 10 ára vöxt almenna markaðarins (100 MW).

Svipaða sögu er að segja um rannsóknir en þær eru mjög háðar mati starfsmanna veitufyrirtækja út frá þeim viðræðum sem eru í gangi eða hafa verið í gangi. Rannsóknir á línuleiðum þurfa t.d. að liggja fyrir, þó svo að ekkert hafi verið ákveðið um byggingu viðkomandi lína, ef líklegt er talið að á þeim þurfi að halda fyrir hugsanlega stóriðju í framtíðinni.

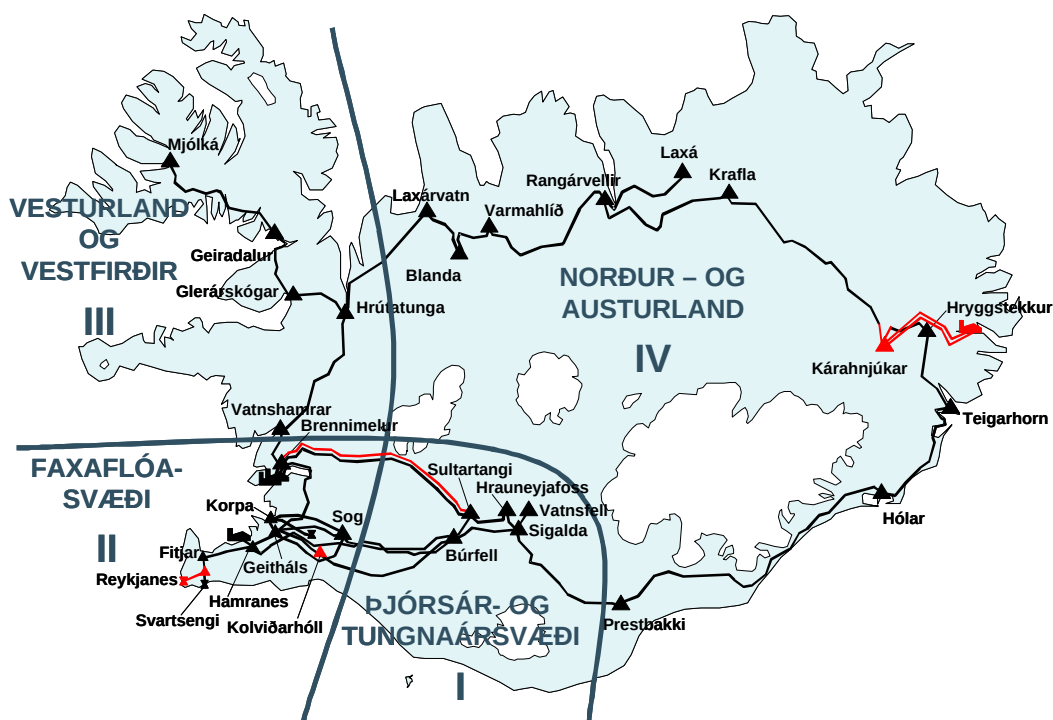
Áætlun sem þessi er því í stöðugri endurskoðun og er gefin út árlega í svipuðu formi.

3. Flutningskerfið

3.1. Flutningskerfið og helstu takmarkanir þess

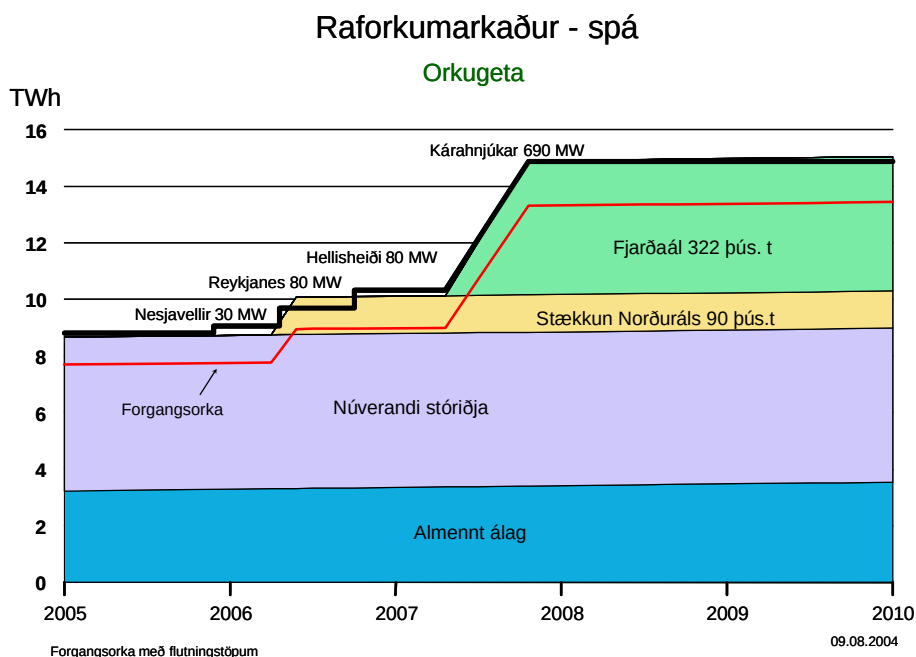
Til að meta ástand flutningskerfisins við eðlileg rekstrarskilyrði voru gerðir aflflæðiútreikningar sem byggðust á orkuspá árunna 2005 til 2009 og var miðað við hámarksálag kerfisins á hverjum tíma við gerð útreikninganna. Niðurstöður má sjá í viðauka B. Þegar álag er lítið og hlutfallslega fáar vélar eru tengdar inn á flutningskerfið er það veikast gagnvart truflunum. Því eru viðbrögð kerfisins í kjölfar skyndilegra álagsbreytinga, eða til dæmis ef eining fer fyrirvaralaust út skoðuð við þessar aðstæður, en ekki við háálag eins og flestar athuganirnar ganga út á.

Helstu niðurstöður eru að unnt er að anna allri eftirspurn og halda rekstrarspennu innan viðmiðunarmarka á öllum teinum án mikilla framkvæmda í flutningskerfinu, sé tekið mið af hönnunarforsendum. Í rekstrareftirlíkingunum er reiknað með tilkomu Kárahnjúkavirkjunar árið 2007 og 322 þúsund tonna álvers (535 MW) á Reyðarfirði, Fjarðaáli. Einnig er gert ráð fyrir stækkun á Norðuráli árið 2006, sem nemur um 90 þúsund tonna framleiðsluaukningu eða 150 MW (phase 3). Helstu framkvæmdir í flutningskerfinu á umræddu tímabili tengjast þessum virkjana- og álversáformum.



mynd 3-1: Svæðisskipting flutningskerfisins á Kerfisáætlun.

Flutningskerfinu er skipt í fjögur svæði. Svæðin eru: Þjórsár-Tungnaáarsvæðið að Sogi (I), Faxaflóasvæðið að Vatnshörmum (II), Vesturland, Vestfirðir og hluti Norðurlands að Laxárvatni (III) og eystri hluti Norðurlands og Austfirðir og Suðausturland að Sigöldu (IV). Svæði I og II ná yfir 220 kV kerfið meðan svæði III og IV ná yfir 132 kV kerfið.



mynd 3-2: Áætluð orkugeta kerfisins til ársins 2009

3.1.1. Truflanir í flutningskerfinu.

Ef fyrirvaralausar truflanir valda skerðingu til viðskiptavina, er skerðingin metin um leið og hún er skráð. Út frá þessum upplýsingum er straumleysistíminn reiknaður. Oftast valda örfáar en umfangsmiklar truflanir stærstum hluta straumleysisins. Flestar straumleysismínútur verða vegna truflana á línum. Þetta er oft í beinu samræmi við veðurfarið á hverjum tíma. Árið 1998 er þó undantekning á þessu þar sem tæknilegar orsakir eru ástæða hækkunar frá fyrra ári og má rekja það til mikilla framkvæmda sem þá voru í gangi. Á mynd 3-5 samsvarar 1 klst. því að straumlaust væri á öllu landinu í eina klukkustund á árinu (8760 klst. eru í einu ári), einnar klst. straumleysi á ári samsvarar 99,99% áreiðanleika.

Straumleysismínútur á mynd 3-3 eru reiknaðar út sem hlutfall skertrar orku til viðskiptavina og orkusölu Landsvirkjunar í heild yfir árið, margfaldað með fjölda mínútna í ári. Flutningssvið Landsvirkjunar mun í framtíðinni reikna út straumleysismínútur miðað við flutta orku í kerfinu, sem er nokkuð hærri tala en orkusalan. Tafla 3-1 sýnir þessa tölu reiknaða út fyrir árið 2003.

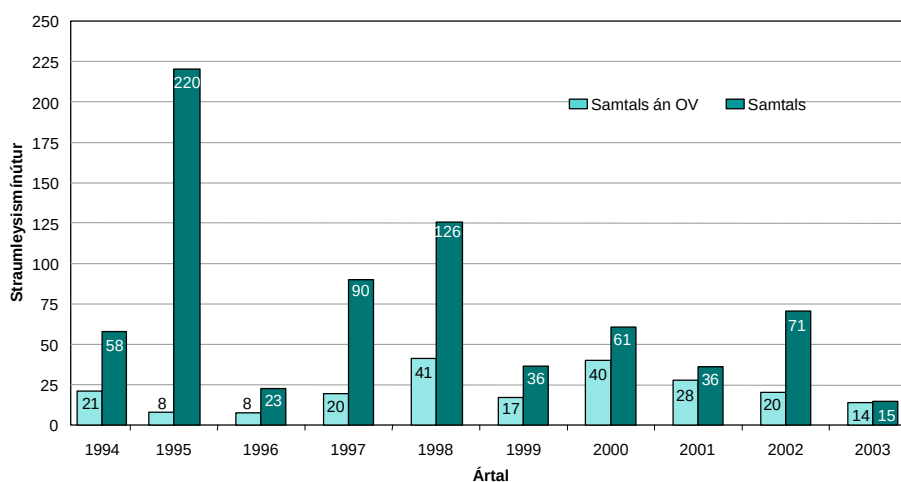
	Landsvirkjun - 2003						Aðveitu- og flutningskerfi LV - 2003					
	Allt kerfið			Án Orkubús Vestfjarða			Allt kerfið			Án Orkubús Vestfjarða		
	Forgangs	Ótryggt	Samtals	Forgangs	Ótryggt	Samtals	Forgangs	Ótryggt	Samtals	Forgangs	Ótryggt	Samtals
Skert orkuafhending [MWst]	199,6	15,2	214,8	191,4	4,1	195,5	175,2	13,2	188,4	167	2	169
Straumleysismínútur [mín]	14,7	19,9	15	14,2	6,5	13,9	12,4	17,2	12,6	11,9	3,2	11,5

NB! Straumleysismínútur fyrir LV reiknaðar út frá seldri orku, straumleysismínútur fyrir aðveitu- og flutningskerfi LV reiknaðar út frá fluttri orku.

Tafla 3-1: Skert orkuafhending og straumleysismínútur

Tafla 3-1 sýnir skerta orkuafhendingu og straumleysismínútur fyrir heildarkerfi Landsvirkjunar annars vegar og aðveitu- og flutningskerfi Landsvirkjunar hins vegar árið 2003. Skerðing v/bilana í aðveitu- og flutningskerfinu er 87% af heildarskerðingunni. Afgangurinn er vegna truflana í framleiðslukerfi Landsvirkjunar. Í töflunni er bæði sýnd skerðing vegna forgangsorku og ótryggðrar orku.

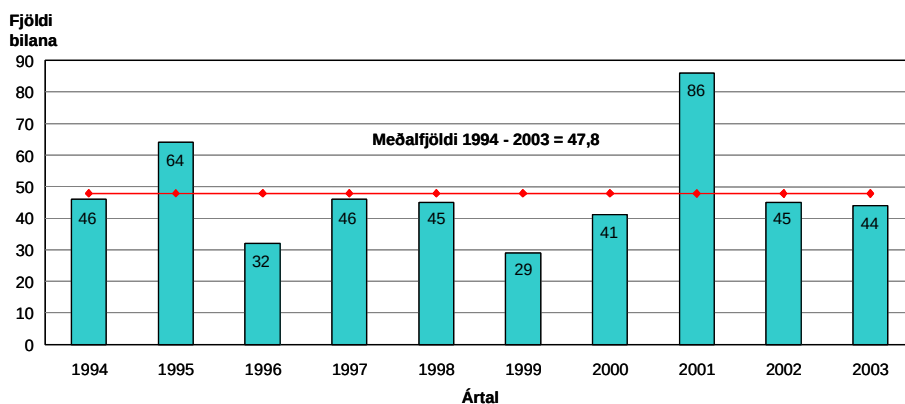
Straumleysismínútur í kerfi Landsvirkjunar
vegna fyrirvaralausra truflana



mynd 3-3: Straumleysismínútur v. fyrirvaralausra truflana 1994-2003²

Á mynd 3-4 má sjá fjölda fyrirvaralausra bilana í heildarkerfi Landsvirkjunar. Fjöldi útleysinga segir til um fjölda skerðingartilfella (bæði á forgangsorku og á ótryggðri orku) til viðskiptavina Landsvirkjunar. Meðalfjöldi bilana á þessum 10 árum eru 48 bilanir.

² Heimild: "Fyrirvaralausar rekstrartruflanir í flutningskerfi Landsvirkjunar árið 2003"

Fjöldi fyrirvaralausra bilana í aðveitu- og flutningskerfi Landsvirkjunar 1994 - 2003

mynd 3-4: Fjöldi fyrirvaralausra bilana 1994-2003



Flestar straumleysismínútur verða vegna truflana á línun. Þetta er oft í beinu samræmi við veðurfarið á hverjum tíma.

Þessa miklu fjölgun á útleysingum árið 2001 má fyrst og fremst rekja til tveggja seltuvedra sem gengu yfir landið á árinu. Einnig var skráningarreglunum breytt sem getur að einhverju leyti skýrt aukninguna.

3.1.2. Aflgeta kerfisins og líkur á reiðuafnskorti árin 2004 til 2009

Til að auka afhendingaröryggi hefur Landsvirkjun ávallt tiltækt umframafli. Markmiðið með því er að koma í veg fyrir að aflskortur verði ef aflvél í virkjun fer skyndilega úr rekstri. Líkurnar á að slíkur aflskortur eigi sér stað eru samspil líkinda á aflþörf raforkunotenda og líkum á að aflvél í virkjun eða annar búnaður bili fyrirvaralaust. Aflþörfin er breytileg innan ársins og er að vissu marki ófyrirsjáanleg.

Landsvirkjun hefur haft það fyrir viðmiðunarreglu við fjárfestingar í afli í virkjunum, að líkur á aflskorti samsvari því að *aflþörf sé meiri en aflgeta* samtals í tæpa eina klukkustund á ári (1/10.000 úr ári).

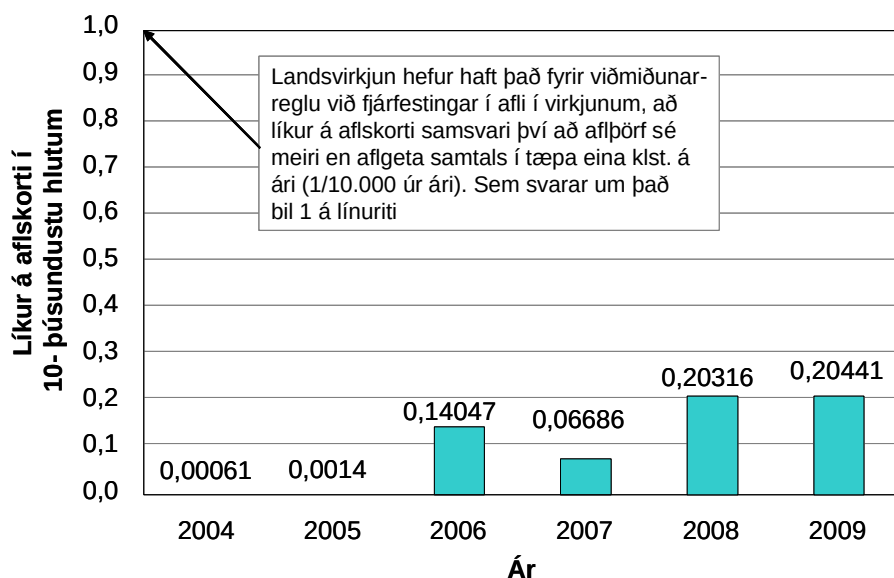
Við daglegan rekstur raforkukerfisins er þess ávallt gætt að reiðuafli geti þolað að stærsta vél kerfisins detti út, sem nú er 70 MW vél í Hrauneyjum. Stærsta einstaka eining er hinsvegar vélaspeninn í Búrfelli með 96 MW á bak

við sig og Vatnsfellslína 1 með 90 MW á bak við sig og þarf að hafa það í huga þegar mikil framleiðsla er í viðkomandi virkjunum.

Líkur á aflskorti í raforkukerfinu hafa verið áætlaðar fram til ársins 2009 með líkinda-afllíkani. Þær munu næstu árin verða verulega lægri en viðmiðunarmörk Landsvirkjunar. Þetta kemur fram á mynd 3-5 þar sem líkur á aflskorti eru sýndar í tíuþúsunda hlutum, þ.e. 1/10.000 samsvarar einum á línuritinu. Ein klst samsvarar 1,14 á myndinni. Útreikningar voru gerðir miðað við eftirfarandi forsendur:

- Endurreiknuð raforkuspá, þar sem tekið hefur verið tillit til byggingarrafmagns í Kárahnjúkum og í álveri við Reyðarfjörð.
- Núverandi stóriðjusamningum að viðbætti stækkun Norðuráls sem hefur uppkeyrslu 1. mars 2006 og verksmiðju Fjarðaáls 1. september 2007. Til einföldunar er miðað við að öll verksmiðja Fjarðaáls og Kárahnjúkavirkjun komi í rekstur samtímis.
- Miðað er við að 4. vél á Nesjavöllum komi í rekstur 1. des 2005, Reykjanesvirkjun, 2x40 MW, 1. júní 2006 og Hellisheiðarvirkjun, 2x38,5 MW, 1. okt 2006.
- Kárahnjúkavirkjun er reiknuð sem 6x115 MW, en þó þannig að virkjunin nýtist aldrei meira en 600 MW gagnvart heildarkerfinu vegna flutningstakmarkana. Austurland er tengt við raforkukerfið með tveimur 132 kV línum þ.e. Kröflulínu 2 og Sigöldulínu 4.

Líkur á aflskorti í kerfinu 2004 - 2009



mynd 3-5: Líkur á aflskorti

Eins og sést á súluritinu, eru líkur á aflskorti vel innan marka. Líkur á aflskorti eru meiri árið 2006 en 2007 og er ástæða þess fyrst og fremst sú að Hellisheiðarvirkjun kemur ekki í rekstur fyrr en 1. október 2006, en Norðurál

hefur lokið uppkeyrslu í byrjun sumars. Líkur á aflskorti eru óverulegar árið 2004 og 2005.

3.1.3. Álagsflæði á árunum 2005 til 2009

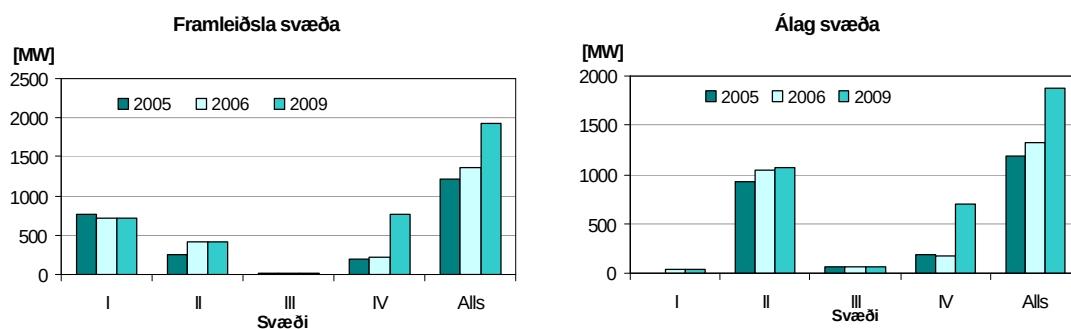
Verði ekki gerðir fleiri orkusölusamningar um stóriðju fram til ársins 2009, er ekki talin þörf á öðrum framkvæmdum í flutningskerfinu en lagt er til í þessari skýrslu. Framleiðsla og töp kerfisins miðað við áætlað hámarksálag, annars vegar fyrir árið 2005 og hins vegar fyrir árið 2009, er sýnd á myndum hér á eftir. Tímabilið sem skýrslan nær yfir einkennist af því að Alcoa ætlar



Til að auka afhendingaröryggi hefur Landsvirkjun ávallt umframafli tiltækt.

að taka í notkun álver á Reyðarfirði árið 2007 og Norðurál ætlar að tvöfalda orkukaup sín árið 2006. Allar framkvæmdir í flutningskerfinu á umræddu tímabili tengjast þessum stóriðjuáformum. Hefur verið fjallað um þær og gerðar sérstakar áætlanir þeim tengdum í sérstökum skýrslum. Hér verður því aðeins stiklað á stóru í því sambandi en í viðaukum má finna nánari umfjöllun um framkvæmdaþörf vegna viðkomandi stóriðju og áhrif þeirra á flutningskerfið.

Í skýrslunni var álag og dreifing þess endurskoðað frá fyrri skýrslum, eins og venja er.



mynd 3-6: Framleiðsla og álag eftir svæðum

Reiknað var álagsflæði í hermílíkani sem gert er í PSS/E³ forritinu svokallaða sem er í eigu flutningssviðs Landsvirkjunar. Yfirlit yfir atburði sem skoðaðir voru má finna í kafla 2.2.4.

³ Sjá www.pti-us.com

3.1.4. 220 kV kerfið á SV-landi

Helstu framkvæmdir í 220 kV kerfinu á þessu svæði verða bygging Sultartangalínu 3 árið 2005 og tenging Hellisheiðarvirkjunar inn á Búrfellslínu 2 við Kolviðarhól árið 2006.

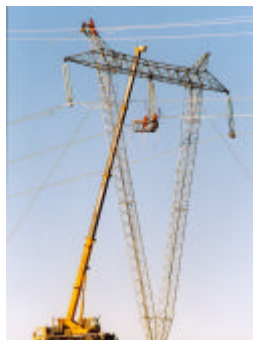
Hingað til hefur SV-horn landsins verið eina svæðið þar sem 220 kV kerfi hefur verið í rekstri. Nú verður nýtt 220kV kerfi á Austurlandi komið í rekstur vegna Fjarðaáls árið 2006, en um það er fjallað aftur í þessum kafla.

Þjórsár-Tungnaársvæðið að Sogi (Svæði I)

Frá Sultartanga að Brennimel verður byggð ný lína sem hlotið hefur nafnið Sultartangalína 3 eða SU3.

Skipulagsstofnun hefur fallist á fyrirhugaða byggingu 400 kV Sultartangalínu 3 frá Sultartanga að Brennimel á Hvalfjarðarströnd samkvæmt öllum þeim kostum sem lýst er í matsskýrslu flutningssviðs Landsvirkjunar.

Tilgangur með byggingu línunnar er að auka flutningsgetu raforkukerfisins að aðveitustöðinni á Brennimel, vegna mögulegrar aukningar orkunotkunar á þjónustusvæði hennar, svo sem vegna stækkunar Norðuráls á Grundartanga. Einnig er línan mikilvægur áfangi í uppbyggingu 400 kV meginflutningskerfisins. Línan verður 120 km að lengd og verður samsíða Sultartangalínu 1 að mestu. Línan verður sömu gerðar og Búrfellslína 3A sem Landsvirkjun byggði árið 1998.



Búrfellslína 3

Faxaflóasvæðið að Vatnshömrum (Svæði II)

Framkvæmdir á þessu svæði ráðast að miklu leyti af samningi við Norðurál um aukin orkukaup sem nema 150 MW. 220 kV teinn á Brennimel er orðinn mjög veikur punktur í kerfinu gagnvert frekari aflúttöku eins og fram kom á mynd 3-7 í Kerfisáætlun 2003 (spássíumynd á næstu síðu). Þegar eru hafnar framkvæmdir við byggingu nýrrar línu, svokallaðrar Sultartangalínu 3 (SU3) og er fjallað um hana í kaflanum hér á undan.

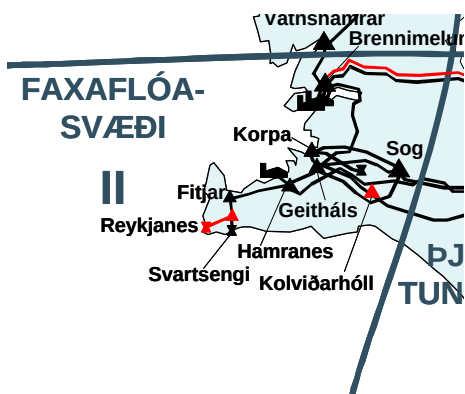
Árið 2005 er gert ráð fyrir að tekin verði í notkun ný 30 MW vél á Nesjavöllum.

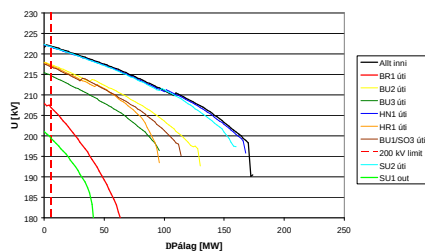
Árið 2006 er gert ráð fyrir að komin verði 80 MW virkjun á Hellisheiði, sem tengist nýju tengivirki við Kolviðarhól. Gert er ráð fyrir að virkjunin verði tengd inn á BÚ2 og að línan þaðan að Geithálsi fái nafnið Kolviðarhólslína 1 (KH1). Virkjunin verður í eigu Orkuveitu Reykjavíkur (OR).

Á sama tíma er gert ráð fyrir 80 MW virkjun á Reykjanesi. Sú virkjun tengist nýju tengivirki í eigu Hitaveitu Suðurnesja (HS) og þaðan í Fitjar.

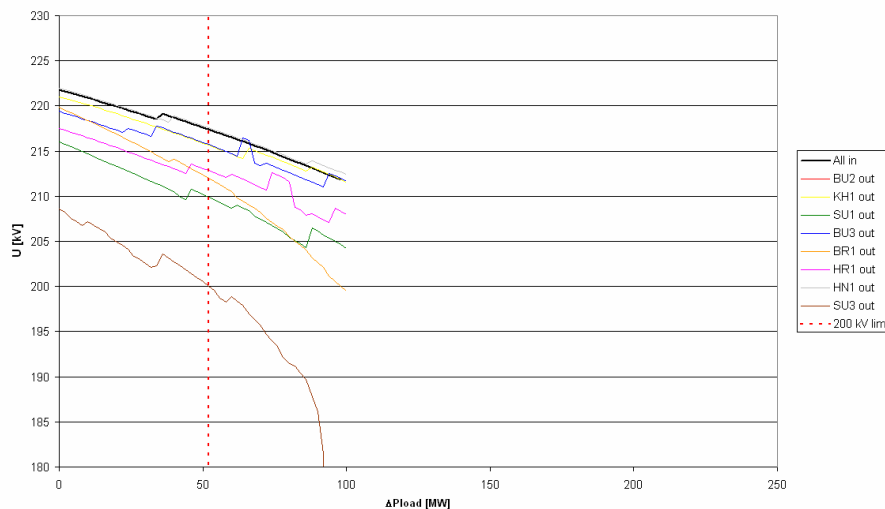
Allar ofangreindar framkvæmdir tengjast stækkun Norðuráls árið 2006.

Gerð var næmniathugun fyrir kerfið árið 2009 sem er lokaár kerfisáætlunar sem sýnir hvernig spennan á 220 kV teini á Brennimel fellur ef álagið er aukið á sama stað. Það sem mynd 3-7 segir er að árið 2009 er hægt að auka

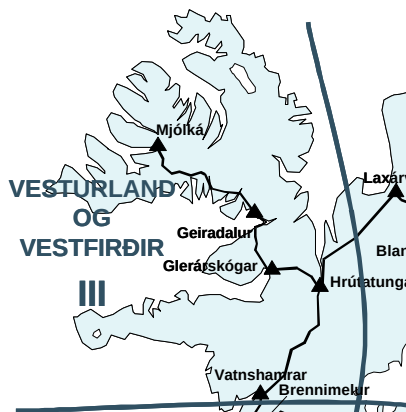




álag á Brennimel sem samsvarar c.a 50 MW án þess að spennan á staðnum fari niður fyrir leyfileg mörk eða -9% (200kV). Til samanburðar má sjá sömu útreikninga fyrir árið 2008 úr síðustu kerfisáætlun, en þá var ekki búið að semja um stækkun Norðuráls og því er Sultartangalína 3 ekki með í þeim útreikningum. Svigrúm til aflaukningar án SU3 er því sem næst ekkert.



mynd 3-7: Spennan á 220 kV teini á Brennimel þegar álagið er aukið (DPálag) umfram áætlað hámarksálag 2009 ($x=0$).



3.1.5. 132 kV kerfið (og 220 kV kerfi á Austurlandi)

Um alllangt skeið hafa litlar framkvæmdir verið í flutningskerfinu á umræddu svæði. Nú verður veruleg breyting þar á með tilkomu álvers Alcoa á Reyðarfirði og tilheyrandi aflflutningi þangað.

Vesturland, Vestfirðir og Norðurland að Laxárvatni (Svæði III)

Engar nýframkvæmdir eru áætlaðar á þessu svæði á tímabili áætlunarinnar.

Skoðað hefur verið hvaða áhrif það hefði t.d. á töp að spennuhækka línurnar frá Brennimel að Blöndu. Erum áhrifin umtalsverð en tvísýnt um hagkvæmni enn sem komið er. Það er hinsvegar háð ýmsum ytri aðstæðum og gæti breyst.

Álagsflæðiathuganir sýna sem fyrr að rekstrarspenna getur orðið lág í spennistöðinni við Mjólká. Vísast til fyrri Kerfisáætlana um umfjöllum um þetta.

Eystri hluti Norðurlands, Austfirðir og Suðausturland að Sigöldu (Svæði IV)

Á þessu svæði verða umfangsmestu framkvæmdir í flutningskerfinu næstu árin. Ástæðan er bygging Fjarðaáls og Kárahnjúkavirkjunar.

Árin 2005 – 2006, framkvæmdatími Kárahnjúkavirkjunar og álvers.

Byggt hefur verið sérstakt tengivirki við Bessastaði í Fljótsdal til að þjóna framkvæmdum við virkjunina. Áætluð rafmagnsnotkun á svæðinu má sjá á

mynd 3-8. Í lok ársins 2005 er aflþörf á Austurlandi komin í 110,5 MW, þar af er byggingarrafmagn Kárahnjúka og álvers samtals 35MW.

Til að svara þessum álagstoppi verður flutt á Hryggstekk 20 Mvar þéttavirki frá Geithálsi sumarið 2004. Með tilkomu þess uppfyllir kerfið N-1 skilyrði fyrir utan eftirfarandi tilvik:

Árið 2005	Skerðing ótryggt	Skerðing bygg.rafm.	Samtals skert	Ótíltæki ¹	Viðgerðar- tími
Sigöldulína 4	16 MW	8 MW	24 MW	0,1%	9,04 klst
Prestbakkalína 1	16 MW	8 MW	24 MW	0,2%	9,04 klst
Hóllalína 1	12 MW	5 MW	18 MW	0,1%	9,04 klst
Teigarhornslína 1	6 MW	0 MW	6 MW	0,1%	9,04 klst
Kröflulína 2	16 MW	5 MW	21 MW	0,2%	9,04 klst

Við ofangreindar bilanir þarf að skerða bæði ótryggt og tryggt álag, tryggða álagið myndi ávallt vera skert af framkvæmdasvæði Kárahnjúka, sem á þessum tímapunkti (des 2005) er samtals 35 MW. Þetta er gert svo almennir viðskiptavinir á Austurlandi þurfi ekki að líða skort á raforku vegna framkvæmda við Kárahnjúkavirkjun og álver.

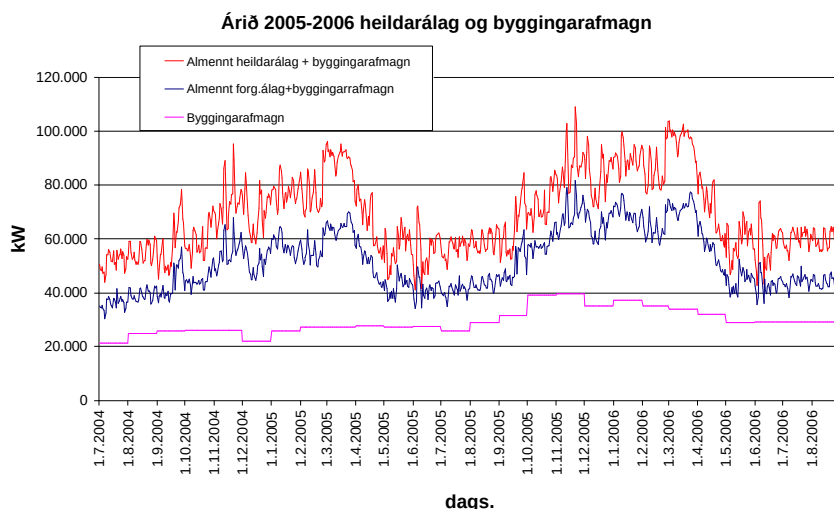
Vegna þess hve kerfið á Austurlandi er viðkvæmt fyrir útleysingum á framkvæmdatíma veturna 2005-2006 og 2006-2007 er nauðsynlegt að fjárfesta í sjálfvirkum fjarútleysingarbúnaði fyrir álagið. Þörfin fyrir þennan búnað er einnig nauðsynleg eftir 2007 sbr. viðauka C (Transmission Expansion Planning, Report and Impact study)

Reist verður +/- 30 Mvar týristorstýrt þéttavirki fyrir lok árs 2006 til að styrkja kerfið vegna komu Fjarðaáls.

Árin 2007 – 2009, rekstur Kárahnjúka og álvers

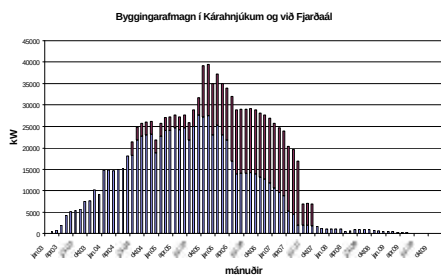
Seinni part árs 2007 mun 322 þúsund tonna álver á Reyðarfirði (Fjarðaál) koma í fullan rekstur. Í tengslum við það verður reist 220 kV tengivirki í Fljótsdal og tvær 400 kV flutningslínur, sambærilegar við Búrfellslínu 3A, niður í Reyðarfjörð. Í viðauka C má finna greinagerð um áhrif þessara framkvæmda á flutningskerfið.

¹ Líkur á viðkomandi atburði á ársgrundvelli



mynd 3-8: Heildar álag á Austurlandi árið 2005 og 2006

Á mynd 3-8 má sjá spá um forgangsálag (forgangur+byggingarafmagn) á Hryggstekk árið 2005 (blái ferillinn). Einnig er bætt við byggingarafmagn (fjólublár ferill). Rauði ferillinn sýnir summu almenns heildarálags og byggingarafmagns. Á myndinni hér til hliðar má sjá áætlað byggingarafmagn vegna framkvæmda við Kárahnjúka (bláir stöplar) og byggingarafmagn álversins (rauðir stöplar) á árunum 2003-2009.



Meta þarf nánar ástand línunnar milli Varmahlíðar og Rangárvalla, RA1. Línán er 87,4 km að lengd (668 stæður) og var byggð árið 1974 og á henni er leiðari, 18 mm í þvermál, sem hefur minni flutningsgetu en aðrir hlutar byggðalínunnar. Lausleg athugun⁴ á því hvort hagkvæmt væri að skipta um leiðara á línunni og fara upp í 24 mm leiðara benti til þess að það væri of kostnaðarsamt miðað við nýja línu. Álagsflæðiútreikningar benda til að línán verði flöskuháls í kerfinu og myndi hún t.d. hindra fulla nýtingu hálendislínu ef hún yrði byggð.

Brýnustu endurnýjunarverkefnið undanfarin ár hafa verið á Norðurlandi. Lokið er endurbótum í 66 kV spennistöðinni í Laxárstöð.

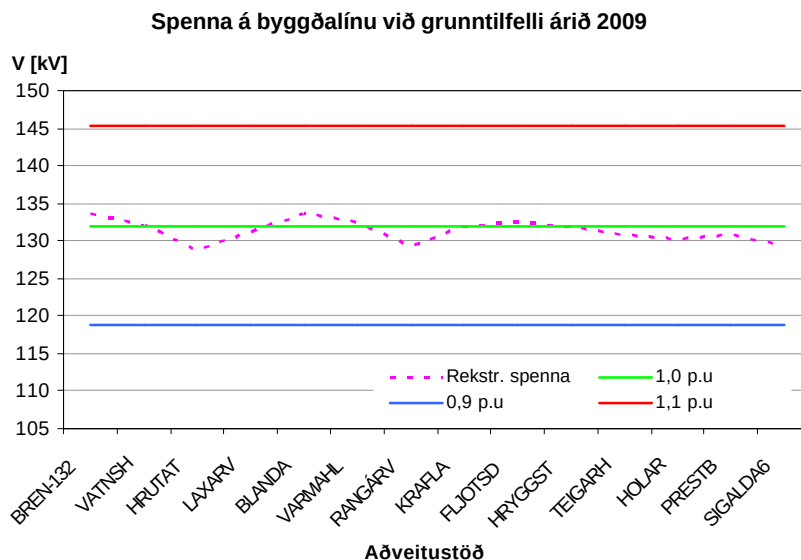
Verið er að endurnýja tengivirki á Teigarhorni í Berufirði í samvinnu við RARIK. Tengivirkið var sett upp til bráðabirgða fyrir um 20 árum og samræmdist ekki kröfum flutningssviðs um frágang í slíkum virkjum.

Til að fresta enn frekar þörf á tengingu yfir hálendið hefur flutningsvið verið að rannsaka möguleika á fjarútleysingum tengdum ákveðnum atburðum í kerfinu. Slíkar aðgerðir eru mjög áhrifaríkar en viss áhætta felst í flóknu stjórnskerfi og sjálfvirkum ákvörðunartökum sem fylgja slíkum búnaði.

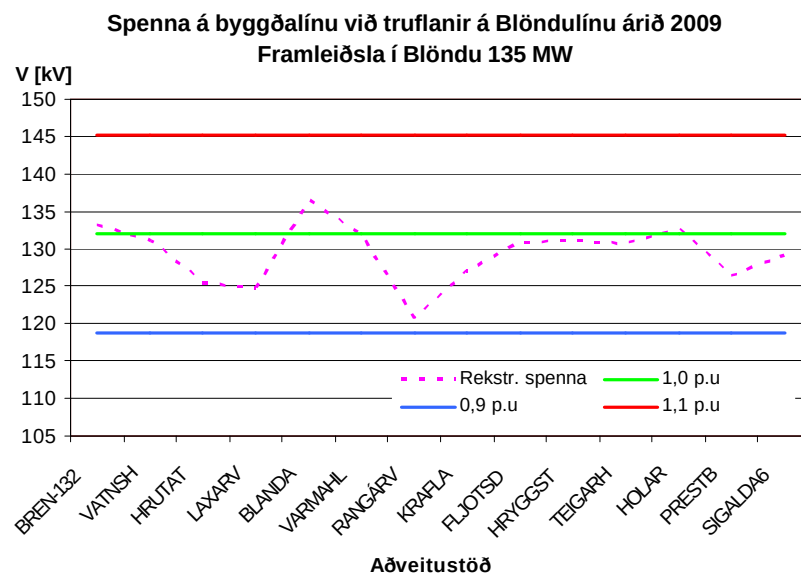
⁴ Línuhönnun

3.1.6. Spennudreifing byggðalínunnar

Samkvæmt stöðlum er leyfilegt að reka flutningskerfið til lengri tíma á spennu sem er frá 90 % til 110 % af nafnspennu⁵. Á byggðalínunni er málspennan 132 kV. Sjá má spennudreifingu á byggðalínunni fyrir kerfið árið 2009.



Myndin hér fyrir ofan sýnir að spennavandamál verða ekki til staðar árið 2009 í venjulegum rekstri. Myndin hér á eftir sýnir hvernig ástandið versnar verulega þegar línan Laxárvatn – Blöndustöð (BL1) er tekin út.

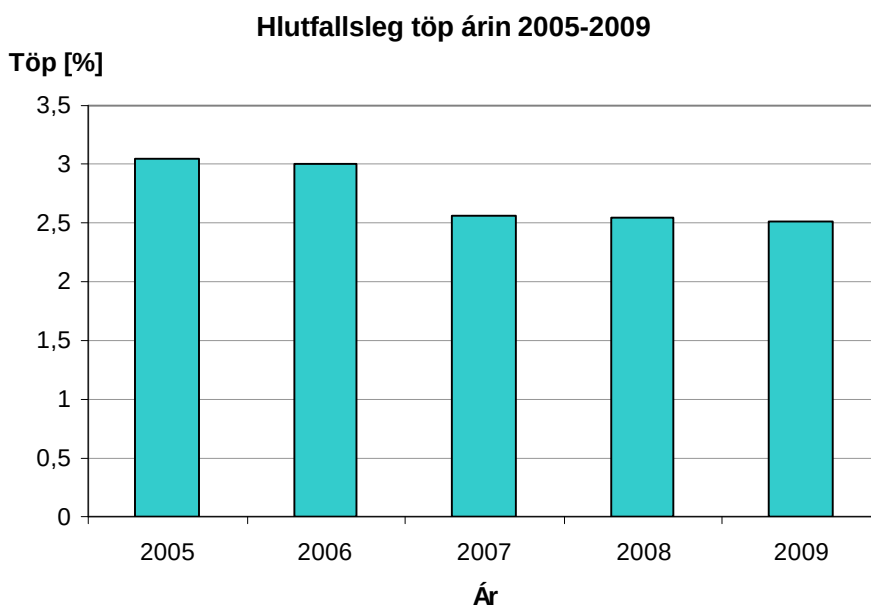


Greinilegt er þrátt fyrir að BL1 sé úti þá uppfyllir kerfið hönnunarforsendur um rekstrarspennu sem ekki má fara niður fyrir 90 % af nafnspennu.

⁵ Sjá skilgreiningar á spennu í skýrlunni Spennugæði - LV-2004/025, sem má finna sem viðauka J í síðustu Kerfisáætlun.

3.1.7. Töp í flutningskerfinu

Rafmagn inn á net árið 2003 var 7.857 GWh og út af neti var 7.542 GWh. Töp og eiginnotkun voru því 315 GWh eða 4,0 %. Eiginnotkun er um 0,7 %. Á mynd 3-9 eru hlutfallsleg töp í kerfinu sýnd frá árunum 2005 – 2009, þar má sjá hvernig hlutfallsleg töp í kerfinu minnka með komu Kárahnjúkavirkjunar árið 2007.



mynd 3-9: Töp í flutningskerfinu á árunum 2005-2009

Niðurstaða á útreikningi bendir til þess að töp í kerfinu séu um 427,5 GWh, en í orkuspá er gert ráð fyrir 411,98 GWh heildartöpum fyrir landið allt árið 2009 og má því segja að þetta sé í góðu samræmi við orkuspána. Framleiðsla Blöndu- og Kröflustöðva ræður miklu um töp kerfisins. Þetta er í samræmi við fyrri athuganir.

Jaðartöp kerfisins, þ.e.a.s. áhrif breytinga í framleiðslu eða notkun á heildartöpum kerfisins eru mismunandi milli landshluta. Ræður þar mestu nýting flutningskerfisins. Þannig er hægt að minnka heildartöpum kerfisins með því að auka álag á Norðurlandi eða auka framleiðslu raforku á suðvestur horni landsins. Á þennan hátt myndi flutningur afls milli landshluta takmarkast og því myndu skapast minni töp í flutningslínunum kerfisins. Jaðartöpum virkjana eru því minnst á Suðvesturlandi en jaðartöpum nýrra notenda eru minnst á Norðvesturlandi.

3.2. Um flöskuhálsa og tengingar milli markaðssvæða

Í 9. gr. raforkulaga kemur m.a. fram:

„Í rekstri flutningskerfisins felst m.a. að:

1. Tengja alla þá sem eftir því sækjast við flutningskerfið, enda uppfylli þeir tæknileg skilyrði fyrir því og greiði tengigjald samkvæmt ákvæðum í gjaldskrá, sbr. 12. gr. Þó er heimilt að synja nýjum aðilum um aðgang að flutningskerfinu á grundvelli sjónarmiða um flutningsgetu, öryggi og gæði kerfisins. Synjun skal vera skrifleg og rökstudd.
2. Útvega rafmagn í stað þess sem tapast í kerfinu.
3. Útvega launafl fyrir kerfið til að nýta flutningsgetu og tryggja spennugæði.
4. Tryggja áreiðanleika í rekstri kerfisins.
5. Sjá til þess að fyrir liggi spá um raforkuþörf og áætlun um uppbyggingu flutningskerfisins.”

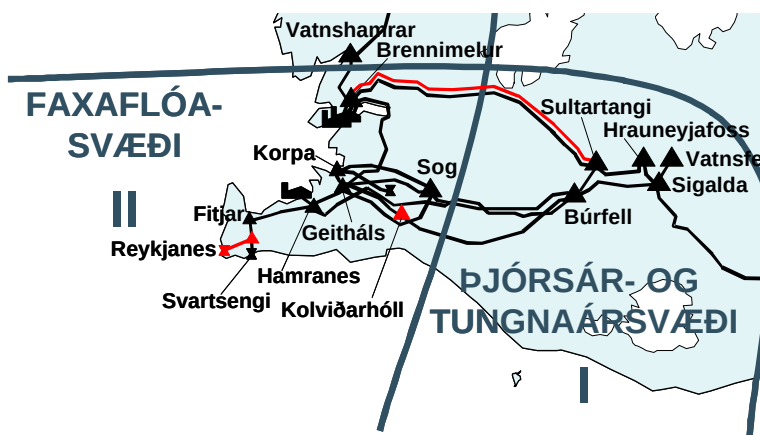
Í ofanskráðu felst allnokkur ábyrgð og sérstaklega getur ákvæði 1. liðar reynst erfitt fyrir flutningsfyrirtækið, því gera má ráð fyrir að synjun eins og um er rætt hljóti að vera algjört neyðarúrræði.

Jafnframt stendur í lögnum:

„Flutningsfyrirtækið ber ábyrgð á öruggri stýringu raforkukerfisins og skal tryggja öryggi og gæði við raforkuafhendingu. Í slíkri kerfisstjórnun felst m.a. að:

.....

5. veita stjórnvöldum, viðskiptavinum og almenningi upplýsingar sem nauðsynlegar eru við mat á því hvort fyrirtækið fullnægi skyldum sínum og til að tryggja jafnræði við flutning með raforku.”



Mikill hluti af raforkuframleiðslu landsins fer fram á Suðurlandi. Raforkunotkun er hinsvegar mest á höfuðborgarsvæðinu um 100 km frá framleiðslunni. Flöskuhálsar sem svo eru kallaðir milli þessara markaðssvæða eru ekki miklir enda mikill fjöldi 220 kV lína sem tengir svæðin saman og fleiri á leiðinni þ.e. áður nefnd Sultartungulína 3 (sjá mynd).



Úr raforkulögum:

„Þó er heimilt að synja nýjum aðilum um aðgang að flutningskerfinu á grundvelli sjónarmiða flutningsgetu, öryggi og gæði kerfisins. Synjun skal vera skrifleg og rökstudd”

Ljóst er af umfjöllun í Kerfisáætlunum undanfarinna ára að ýmis vandkvæði eru á rekstri svokallaðra byggðalína. Um þær er að vísu ekki mikill flutningur í dag, því reynt hefur verið að halda framleiðslu og raforkunotkun í jafnvægi á viðkomandi svæðum þó með Blönduvirkjun sem undantekningu. Gerð var athugun sem miðast við núverandi flutningskerfi, sjá viðauka F, sem leiðir í ljós að 30-60 MW álagsaukningu á Norðurlandi væri heppileg með viðeigandi framleiðslu á Suðurlandi. Slík lausn leiðir til meiri stöðugleika og minnkar hlutfallsleg töp kerfisins. Samsvarandi raforkunotkun fyrir norðan með framleiðslu þar hefði hinsvegar lítil áhrif á töp og myndi auka þann tíma sem kerfið væri rekið yfir stöðugleikamörkum.

Fyrirsjáanlegt er að þetta ákvæði laganna getur leitt til synjunar á tengingum hvort heldur sem er vegna framleiðslu eða aflúttöku í tengivirkjum sem tengjast 132 kV byggðalínunum. Því er það svo að núverandi ástand flutningskerfisins býður ekki upp á „jafnræði í viðskiptum með raforku“. Þeir sem búa við nálægð 220 kV kerfisins hafa meiri viðskiptamöguleika á raforkumarkaðinum.

Vandinn við rekstur byggðalínunnar er tvíþættur. Bæði er um að ræða 132 kV línu sem í sumum tilvikum er með nokkuð grönnum vír og þar af leiðandi takmarkaða flutningsgetu og umtalsverð töp. Hinsvegar er um að ræða tæknileg vandamál vegna lengdar línanna.

Nokkrar lausnir hafa verið til athugunar hjá Flutningssviði Landsvirkjunar undanfarin misseri og einnig fyrir daga flutningssviðs. Hefur þar helst verið rætt um tengingu frá Búðarhálsi yfir Sprengisand í Svartárfkot eða Kröflu. Sú lausn styrkir kerfið verulega og jafnar aðstöðu viðskiptavina flutningskerfisins til muna. Í þessu sambandi hafa verið skoðaðir ýmsir valkostir sjá viðauka E. Eins og þar kemur fram þá er mun vænlegra ef litið er til mikils orkuflutnings milli svæða að byggja loftlínu, hinsvegar má leysa tæknileg vandamál kerfisins með jarðstreng. Síðari lausnin gefur augljóslega ekki af sér miklar tekjur og ekki er reiknað með að viðskiptavinir flutningskerfisins séu tilbúnir til að greiða hærri gjaldskrá fyrir hærri áreiðanleika umfram það sem hann er í dag. Niðurstaða athuganna sem gerðar hafa verið erlendis á þörfum viðskipta benda til að svo sé.

Til að fresta enn frekar þörf á tengingu yfir hálendið hefur flutningsvið verið að rannsaka möguleika á fjarútleysingum tengdum ákveðnum atburðum í kerfinu. Slíkar aðgerðir eru mjög áhrifaríkar en viss áhætta fellst í flóknu stjórnkerfi og sjálfvirkum ákvörðunartökum sem fylgja slíkum búnaði.

3.3. Rannsóknir og framtíðarsýn

3.3.1. Áreiðanleiki.

Í viðauka D má finna ítarlega skýrslu um áreiðanleika flutningskerfisins. Helstu niðurstöður skýrslunnar eru þessar:

Þegar niðurstöður útreikninga og raunskerðingar er skoðaðar kemur það greinilega fram að bilanalíkur og viðgerðartími á flest öllum einingum LV hefur minnkað verulega frá niðurstöðum úr skýrslum frá 1997 og 2000.

Ef litið er á 66 kV kerfið sést að stuðlarnir hafa breyst mikið frá fyrri skýrslum og stafar þetta af fáum einingum í kerfinu og þar af leiðandi fáum skráðum truflunum fyrir 66 kV einingar. Þetta veldur því að mikið frávik er í stuðlunum fyrir 66 kV kerfið. Þó er hægt að sjá greinilega minnkun á óteltæki í 66 kV kerfinu ef bornir eru saman stuðlarnir sem fundnir voru árið 1997, 2000 og 2003 þar sem viðgerðartími á loftlínunum hefur minnkað verulega. Ef litið er á 132 kV kerfið sést að allir stuðlar hafa lækkað og ber þar einna helst að nefna að viðgerðartími loftlína hefur minnkað bæði fyrir byggðalínuna og Vestfirði. Þetta hefur veruleg áhrif á óteltæki á öllum landshlutum og hefur þá kostnaður vegna raforkuskorts lækkað sem því nemur. Það sama er hægt að segja um 220 kV kerfið en þar hafa allir stuðlar einnig lækkað og má þar einna helst nefna minni viðgerðartíma á loftlínunum og ef litið er á óteltæki hjá stóriðjum á SV-horni landsins þá sést töluvert minni raforkuskortur vegna þessa. Þó svo að þessi sé raunin hafa bilanalíkur véla aukist mikið eða úr 0,2 bilunum árið 2000 í 1,34 bilanir árið 2003. Þetta hefur þó ekki haft í för með sér aukningu á óteltæki virkjana þar sem óteltæki útanga, aflrofa og aflspenna hafa minnkað.



Bilanalíkur og viðgerðartími á flest öllum einingum LV hefur minnkað verulega frá niðurstöðum úr skýrslum frá 1997 og 2000

Ef litið er á kerfið árið 2008 með öllum fyrirhuguðum breytingum er kerfið mun öruggara en nú er og sést það einna helst ef borin er saman hlutfallsleg orkuskerðing frá árinu 2003 og 2008 sem sýnir fram á 0,020 % minnkun á orkuskerðingu.

3.3.2. Athuganir vegna stóriðju á Norðurlandi.

Verið er að vinna að athugunum á flutningskerfi fyrir álver á Norðurlandi. Til grundvallar er lögð sú vinna sem þegar hefur verið unnin á undanförunum árum um svipað málefni meðal annars fyrir Atlandsál á árunum 2002 og 2003.

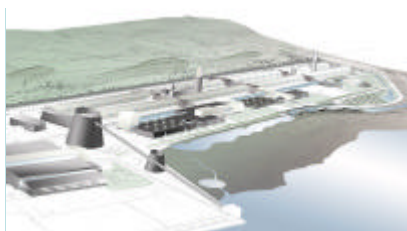
Tilgangur þessarar athugunar er að kanna lauslega þörf á flutningsvirkjum vegna nýlegra hugmynda um álver á Norðurlandi. Til greina kemur að reisa álverið við Húsavík, á Dysnesi við Eyjafjörð eða í Skagafirði.

Ársframleiðsla álversins er áætluð samtals um 350 þús tonn. Það yrði því nokkuð (8%) stærra en Fjarðaál, eða nær tvöföld núverandi stærð álversins í Straumsvík. Hugmyndir eru um að það komi inn í 2 áföngum. Fyrri áfangi áversins þ.e. 150 þús. tonn komi árið 2011, en seinni áfanginn 200 þús. tonn kæmi árið 2013 og með fullum afköstum yrði það 583 MW og 5110 GWh/ár. Af ofangreindu er ljóst, að um mjög umfangsmiklar framkvæmdir er að ræða.

Reiknað er með að álverið myndi að mestu nýta virkjanakosti á Norðurlandi bæði á Norðurlandi vestra og Norðurlandi eystra.

Athuginin gekk fyrst og fremst út á að *kanna tæknilega möguleika* kerfisins og *meta lauslega stofnkostnað* flutningskerfisins við að anna þessum mikla raforkuflutningi.

Gerð hefur verið tillaga að línukerfi til að annast flutninga á rafmagni á Norðurlandi. Þær *línuleiðir* sem er miðað við í athugininni hafa fáar verið kannaðar og því er *ekki fullvíst hvort þær séu raunhæfar* út frá umhverfissjónarmiðum né heldur veðurfari og þar með kostnaði. Þetta gerir það að verkum að þeir tímarammar sem settir hafa verið fram eru mjög knappir nema að allt leyfis- og umsagnarferlið gangi án mikillar togstreitu milli aðila málsins.



Hugsanlegt er að álver á Norðurlandi yrði 8% stærra en Fjarðaál, eða nær tvöföld núverandi stærð álversins í Straumsvík

Niðurstaðan virðist sú að það er ekki afgerandi munur á kostnaði milli þeirra leiða á uppbyggingu stóriðju, sem miða að uppbyggingu á Húsavík eða í Eyjafirði, en uppbygging í Skagafirði lítur út fyrir að vera kostnaðarsamasti valkosturinn og stafar það af þeim virkjunum sem hér hafa verið tilnefndar. Ef um meiri orkuframleiðslu væri að ræða í Skagafirðinum, eða minni stóriðju, gæti sú leið orðið hagkvæmari.

Verði ákveðið að halda áfram þessari vinnu myndi það breyta mikið þeim áætlunum sem fram koma á síðari hluta þessarar Kerfisáætlunar. Ætti það þá að koma fram jafnvel strax í næstu áætlun árið 2005.

3.3.3. Úrvinnsla úr seltumælingum.

Landsvirkjun hefur frá árinu 1993 rekið þrjár seltumælistöðvar þar sem selta á yfirborði einangra er mæld með skipulegum hætti. Þessar stöðvar eru við Svartárvatn í Bárðardal, við Írafosstöð og við Hrauneyjafosstöð. Einnig hafa verið settir upp gamlir spennumælaspennar og lekastrumurinn yfir þá notaður við mat á seltu. Árið 2002 fór af stað vinna við úrvinnslu úr þessum gögnum. Markmið úrvinnslunnar má m.a. greina í eftirfarandi tvo megin hluta:

Fyrsti hluti:

- Skoða magn seltu, bæði meðaltal og hámark á mælistöðum meðal annars með flokkun samkvæmt alþjóðlegum stöðlum í huga.
- Tímasetja seltuáraun innan ársins, samanburður milli staða.
- Samantekt hámarksgilda seltumælinga.
- Bera saman seltuáraun milli staða, þar sem byggt er á áður nefndri flokkun og einnig tekið tillit til hámarksgilda.

Annar hluti:

- Samanburður seltumælinga (seltuuppsöfnunar) og spennumælinga á Írafossi.
 - ✓ Eingöngu borið saman seltumælingar og spennumælingar. Ekki tekið tillit til annarra þátta.
- Greina þá þætti sem hafa áhrif á seltuuppsöfnun, áhrif veðurfars (Írafoss)
 - ✓ Hvaða veðurfarsþættir hafa áhrif á seltuuppsöfnun og hvernig.
- Greina þá þætti sem hafa áhrif á spennumælingar (Írafoss)
 - ✓ Samhengi spennumælinga og seltumælinga
 - ✓ Hvaða veðurfarsþættir hafa áhrif á spennumælingar og hvernig.

Nokkrar athyglisverðar niðurstöður virðast ætla að koma út úr þessari vinnu og má vænta skýrslu um verkefnið í lok árs 2004.

3.3.4. Athuganir vegna byggingar verksmiðju Fjarðaáls.

Um er að ræða einn 535 MW skála en álagið á Austurlandi í dag er að jafnaði á bilinu 15 til 50 MW, háð notkun fiskimjölsverksmiðja. Það gefur auga leið að sveiflur í kerfinu verða gífurlegar þegar þetta ~500 MW álag er að fara út eða koma inn á kerfið á ný. Ýmsar athuganir voru gerðar í tengslum við samningagerð Landsvirkjunar og Fjarðaál, en hinsvegar er ljóst að fara þarf mun dýpra í mörg atriði er varða þessar álags breytingar sem og uppkeyrslu álversins árið 2007.

Að beiðni RARIK hefur flutningskerfið auk þess verið rannsakað með það í huga að Lagarfossvirkjun verði stækkuð um 20 MW árið 2007. Hefur það verið gert og er ekkert sem bendir til þess að þær framkvæmdir hefðu neikvæð áhrif á flutningskerfið. Væntanleg er skýrsla í lok ársins 2004 þar sem gert er grein fyrir þessum áhrifum.

3.3.5. Grunnrannsóknir.

Nokkrar grunnrannsóknir hafa verið í gangi sem reknar eru af flutningssviði. Helstar eru:

Ísingarannsóknir

Selturannsóknir

Eldingarannsóknir

Þessar rannsóknir eru unnar í samstarfi við fyrirtæki og stofnanir hér á landi og í samstarfi og samráði við erlend samtök. Þetta samstarf hefur reynst vel.

Eins og fram hefur komið hér áður þá er nauðsynlegt að endurskoða þessar rannsóknir með nýja viðskiptavinum t.d. á Norðurlandi í huga.

Lagt er til að rannsóknir á varmaleiðni jarðvegs verði hafnar á nokkrum stöðum á landinu, þar sem líklegt er talið að strengir verði lagðir í jörðu í náinni framtíð.

3.3.6. Umhverfis- og skipulagsmál.

Nokkur mál hafa verið í athugun sem tengjast umhverfis- og skipulagsmálum. Í fyrsta lagi er í gangi vinna við mat á umhverfisáhrifum nokkurra mannvirkja, sem líklegt er að flutningsvið láti byggja á næstu árum. Þessi mannvirki tengjast þó öll stóriðjuframkvæmdum sem ekki hefur verið samið um enn. Einnig hefur verið unnið að því að koma upp árlegri vöktun á notkun SF₆ gass.



Gerð hefur verið úttekt á notkun SF₆ gass á árinu 2003. Slík úttekt verður gerð árlega.

Byggðin á höfuðborgarsvæðinu er nú farin að nálgast tengivirki flutningssviðs Landsvirkjunar á Geithálsi og í Hamranesi. Þetta veldur nokkrum áhyggjum og getur sett í uppnám framtíðaráform um uppbyggingu flutningskerfisins á svæðinu. Nokkur sveitafélög á Hvalfjarðarsvæðinu hafa sett sig í samband við flutningssvið Landsvirkjunar vegna vinnu við skipulagsmál.

4. Uppbygging og þróun flutningskerfisins árin 2005 – 2009

MANNVIRKI VEGNA STÆKKUNAR NORÐURÁLS

Í töflunni hér fyrir neðan má sjá kostnað viðkomandi mannvirkis í milljónum króna. Kostnaðurinn er sýndur fyrir þau ár sem falla undir áætlunina, árin 2005-2009. Einnig má sjá kostnaðinn sem fellur á mannvirkið fyrir tíma áætlunarinnar (<2005) og svo heildarkostnað viðkomandi mannvirkis.

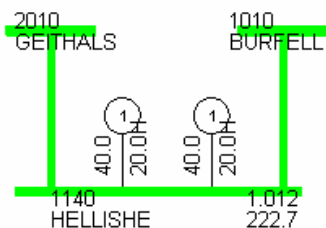
Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Sultartangalína 3	1.677	3.088	349				5.113
Norðurálslínur 1 og 2 - Breyting	16	120	5				141
Aðveitustöð á Brennimel	12	68	3				83
Tengivirki við Kolviðarhól	68	144	735	61			1.008
Tengivirki á Sandafelli	79	358	18				455

4.1. Aðveitustöðin á Brennimel

Vegna stækkunar Norðuráls er nauðsynlegt að stækka 245 kV tengivirkið vegna tengingar Sultartangalínu 3. Hafin er vinna við vegaslóða, jarðvinnu og gerð undirstaða.

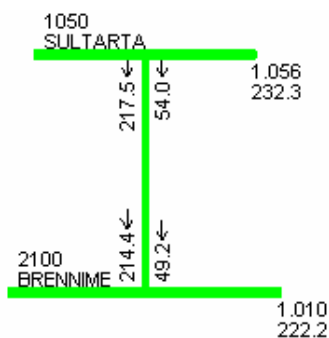
4.2. Tengivirki við Kolviðarhól.

Vegna stækkunar Norðuráls 2006 mun Orkuveita Reykjavíkur (OR) taka í notkun fyrsta áfanga virkjunar á Hellsheiði (2x40 MW) sama ár. Ákveðið hefur verið að tengja vélarnar með umtengjanlegum spennni inn á 220kV Búrfellslínu 2 (sjá mynd hér til hliðar). Tengivirkið mun vera staðsett við Kolviðarhól og fær línun frá Kolviðarhóli að Geithálsi nafnið Kolviðarhólslína 1 (KH1).



4.3. Sultartangalína 3

Sultartangalína 3 er 420 kV háspennulína sem liggur frá tengivirkinu á Sandafelli að aðveitustöðinni á Brennimel, rúma 120 km leið. Þörf er fyrir línuna vegna stækkunar Norðuráls á Grundartanga árið 2006. Hafin er vinna við línuna og mun þeirri vinnu ljúka í lok árs 2005.



4.4. Tengivirkið á Sandafelli

Vegna stækkunar álvers Norðuráls á Grundartanga er nauðsynlegt að stækka 245 kV tengivirkið á Sandafelli vegna tengingar Sultartangalínu 3.

MANNVIRKI VEGNA BYGGINGU FJARÐAÁLS

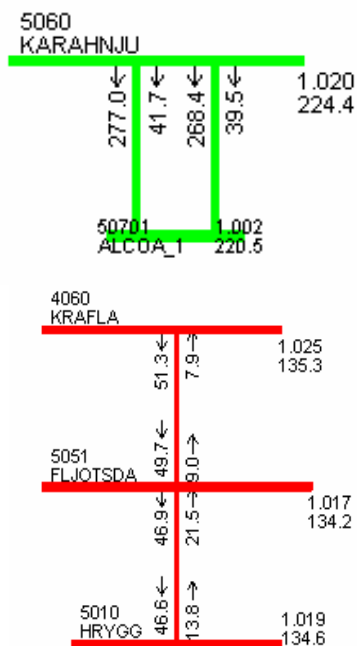
Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Fljótsdalslínur 3 og 4	1.058	1.966	1.119	248			4.391
Kröflulína 2 og Fljótsdalslína 2	14	57	418	36			525
Aðveitustöð á Bessastöðum	212	2	0	4			217
Aðveitustöð á Hryggstekk	49	44	524	47			663
Tengivirki í Fljótsdal	281	389	2.120	204			2.993

4.5. Aðveitustöðin við Bessastaði

Aðveitustöðin við Bessastaði í Fljótsdal þjónar byggingu Kárahnjúkavirkjunar og hófst orkuafhending frá henni í byrjun júlí 2003. Smávægilegur kostnaður fellur á árið 2005 og síðan aftur þegar taka verður tengivirkið niður árið 2007.

4.6. Fljótsdalslínur 3 og 4

Fljótsdalslínur 3 og 4 liggja frá tengivirkinu í Fljótsdal að álveri Fjarðaráls að Hrauni í Reyðarfirði. Fljótsdalslína 3 er um 49,3 km að lengd og Fljótsdalslína 4 um 52,9 km. Tilgangur með byggingu línanna er að flytja orku frá tengivirkinu í Fljótsdal til væntanlegs álvers í Reyðarfirði.



4.7. Kröflulína 2 og Fljótsdalslína 2

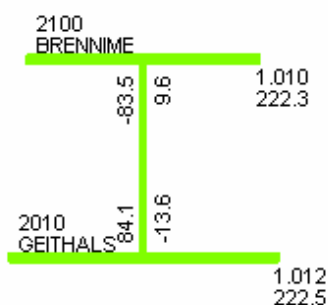
Ákveðið hefur verið að tengja 145 kV Kröflulínu 2 við tengivirkið í Fljótsdal. Kröflulína 2 verður lögð yfir Fljótsdalsheiði fram af Teigsbjargi að fyrirhuguðu tengivirki í Fljótsdal. Þessi breyting á línunni er um 10 km. Frá tengivirkinu er gert ráð fyrir að Kröflulína 2 verði lögð sem strengur að Brattagerði í Fljótsdal sem er um 9 km og tengist þar Kröflulínu 2, en frá tengivirkinu í Fljótsdal að aðveitustöðinni á Hryggstekk í Skriðdal fær línan við þessa breytingu heitið Fljótsdalslína 2. Framkvæmdir eru fyrirhugaðar á árunum 2005 og 2006.

4.8. Tengivirkið í Fljótsdal

Lokið er endurskoðun frumhönnunar og verkhönnun 245/145 kV tengivirkisins í Fljótsdal, en reisa þarf virkið vegna byggingar Kárahnjúkavirkjunar og álvers Fjarðaráls í Reyðarfirði.

4.9. Aðveitustöðin á Hryggstekk

Byggja verður +/- 30 MVAr týristorstýrt þéttavirki á Hryggstekk fyrir haustið 2006. Athugun leiddi auk þess í ljós að þörf væri á þétti strax haustið 2004. Því var fluttur 20 MVAr þéttir frá Geithálsi að aðveitustöðinni á Hryggstekk sumarið 2004. Þéttirinn mun verða fluttur til baka á Geitháls þegar álver á Reyðarfirði er komið í fulla keyrslu. Reiknað er með að settur verði upp fjarútleysibúnaður fyrir ótryggt afl á Austurlandi til að mæta truflunum (sjá: mynd 3-8).



AÐRAR FRAMKVÆMDIR

4.10. Brennimelslína 1

Fyrirsjáanlegt er að BR1 verður orðinn flöskuháls í kerfinu innan 10 – 15 ára. Því er talið tímabært að hefja vinnu við mat á umhverfisáhrifum nýrrar línu frá Brennimel og til höfuðborgarsvæðisins. Rannsóknir sem gerðar hafa verið undanfarið benda til þess að 400 kV lína frá Brennimel að Hamranesi sé heppilegasti kosturinn.

Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Brennimelslína 1	5	29	29	74	1.159	1.422	2.798

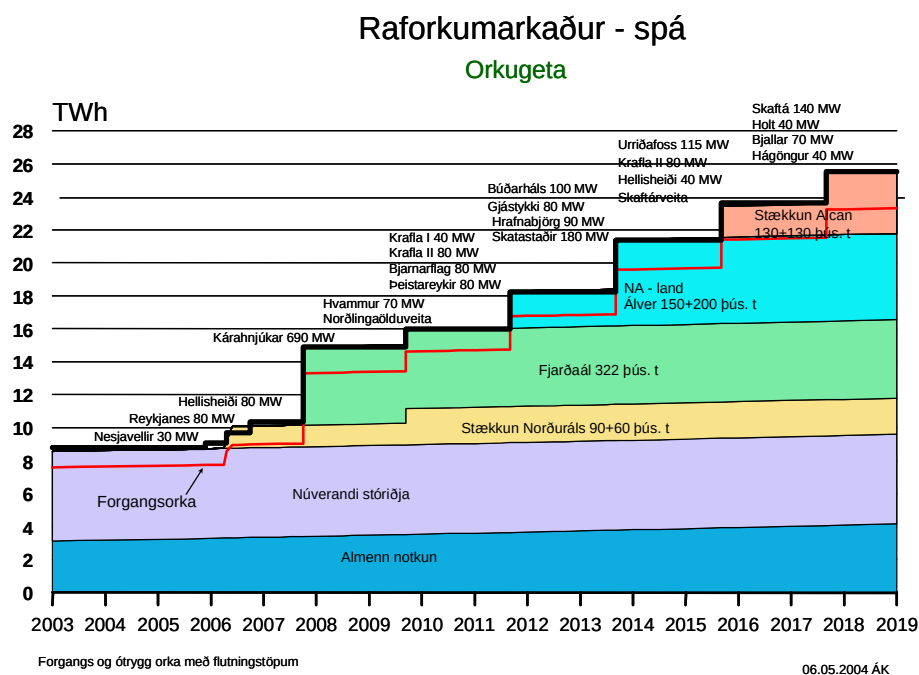
4.11. Aðveitustöðin við Teigarhorn

Unnið hefur verið við byggingu 145/36/12 kV aðveitustöðvarinnar við Teigarhorn í stað bráðabirgða stöðvarinnar sem er þar nú. Aðveitustöðin er sameign Landsvirkjunar og Rafmagnsveitna ríkisins og annast Rafmagnsveiturnar framkvæmd verksins fyrir hönd beggja eignaraðila.

Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Aðveitustöð við Teigarhorn	200	22					222

ÖNNUR MANNVIRKI Í UNDIRBÚNINGI

Eins og sjá má á mynd 4-1 þarf flutningssvið að undirbúa sig fyrir miklar framkvæmdir á næstu áratugum. Ef tímaáætlun sem sett er upp á myndinni gengur eftir þá þarf að vera byrjað að huga að hluta þessara framkvæmda fyrir árið 2009 og fellur sú vinna innan þessarar kerfisáætlunar. Hér á eftir er stiklað á nokkrum helstu verkefnum sem gera má ráð fyrir að hefjist fyrir 2009. Mikilvægt er að gera sér grein fyrir að hér er verið að tala um langtímaáform og því mun meiri óvissa með þessa þætti en þá sem tíundaðir eru hér að framan.



mynd 4-1: Orkugeta kerfisins til ársins 2019

4.12. Bjarnarflagslína 1 og tengivirki Bjarnarflagi

Bjarnarflagslína 1 mun liggja frá fyrirhugðu tengivirki við Bjarnarflagsvirkjun að tengivirkinu við Kröflustöð um 11 km leið og verður málspenna línunnar 145 kV. Unnið er að verkhönnun, setningu hönnunarforsenda og mati á umhverfisáhrifum, en umhverfismatið er unnið samhliða mati fyrir Bjarnarflagsvirkjun og eru umhverfisáhrifin metin sameiginlega þ.e. í einni skýrslu. Heildarkostnaðurinn inniheldur einnig þann kostnað sem fellur á mannvirkið eftir tíma áætlunarinnar.

Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Bjarnarflagslína 1	10					1	281
Tengivirki í Bjarnarflagi	5				2	6	295

4.13. Kröflulína 3

Áformuð 245 kV Kröflulína 3 liggur frá tengivirkinu við Kröflustöð samhliða Kröflulínu 2 alla leið austur á Fljótsdalsheiði og yrði tekin í spenni ofan af Teigsbjargi að tengivirki Flutningssviðs Landsvirkjunar í Fljótsdal. Lengd línunnar er 122 km. Tilgangur með byggingu línunnar er að flytja orku frá gufuafsvirkjunum á Bjarnarflags- og Kröflusvæðinu til Austfjarða vegna orkufreks iðnaðar þar og til að tryggja og viðhalda afhendingaröryggi raforkukerfisins. Eins og staðan er í dag er ólíklegt að af byggingu þessarar línu verði fyrr en eftir 2015 og hefur verkefnið því verið lagt til hliðar í bili. Ekki er reiknað með að kostnaður falli á þetta verkefni á árunum 2005 - 2009.

4.14. Sprengisandslína

Sprengisandslína er 245 kV háspennulína sem liggur yfir hálendið frá tengivirki við Búðarháls yfir Sprengisand um Bárðardal, norðan Mývatns að tengivirki við Kröflustöð. Heildarlengd línunnar er 239 km. Í þessari áætlun er lagt til að farið verði að vinna að mati á umhverfisáhrifum hálendislínu af fullri alvöru árið 2007. Heildarkostnaðurinn inniheldur einnig þann kostnað sem fellur á mannvirkið eftir tíma áætlunarinnar.

Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Sprengisandslína	127			18	18	18	4.756

4.15. Tengivirki við Hvamm og breyting á Búrfellslínu 1

Fyrirhugað er að tengja virkjanir í Þjórsá við Núp við 220 kV Búrfellslínu 1. Unnið er að undirbúningi og er miðað við tvær mismunandi útfærslur virkjunarinnar. Önnur útfærslan er í einu þrepi (Skarðsvirkjun) og hin í tveimur þrepum (Hvammsvirkjun og Holtavirkjun). Í fyrri útfærslunni er gert ráð fyrir að staðsetja tengivirkið undir Búrfellslínu 1 og tengja virkjunina með 2,5 km löngum jarðstreng. Í hinni útfærslunni er miðað við að tengivirkið verði staðsett undir Búrfellslínu 1 og Hvammsvirkjun muni tengjast því með 300 m löngum jarðstreng. Holtavirkjun tengist tengivirkinu með 16 km löngum 66 kV jarðstreng. Einnig hefur verið könnuð kerfisleg áhrif þess að tengja virkjunina inn á 66 kV kerfi RARIK á Suðurlandi. Var niðurstaða þeirrar athugunnar jákvæð. Unnið hefur verið að mati á umhverfisáhrifum og var úrskurður Skipulagsstofnunar vegna mats á umhverfisáhrifum birtur í ágúst 2003. Samhliða vinnu við mat á umhverfisáhrifum hefur verið unnið að verkhönnun og setningu hönnunarforsenda. Heildarkostnaðurinn inniheldur einnig þann kostnað sem fellur á mannvirkið eftir tíma áætlunarinnar.

Mannvirki	<2005	2005	2006	2007	2008	2009	Heild
Tengivirki við Hvamm	19	0	19	12	202	648	1.328

5. Yfirlit yfir viðauka

Viðauki:	Skýring
VIÐAUKI – A	Forsendur
VIÐAUKI – B	Aflflæðimyndir
VIÐAUKI – C	Alcoa - Flutningsskýrsla
VIÐAUKI – D	Áreiðanleikaskýrsla
VIÐAUKI – E	Tenging yfir hálendið
VIÐAUKI – F	Álagsaukning á Norðurlandi 30–60 MW

Forsendur

Frekari þróun flutningskerfisins

Í 9. gr raforkulaga nr. 65/2003 frá 27. mars 2003, sem tóku gildi 1. júlí það ár, stendur:

„Skyldur flutningsfyrirtækisins.

Flutningsfyrirtækið skal byggja flutningskerfið upp á hagkvæman hátt að teknu tilliti til öryggis, skilvirkni, áreiðanleika afhendingar og gæða raforku. Fyrirtækið hefur eitt heimild til að reisa ný flutningsvirki.

Leyfi ráðherra þarf ef reisa á línur sem flytja raforku á 66 kV spennu eða hærri. Ráðherra getur bundið leyfið skilyrðum er lúta að þeim atriðum sem greinir í 1. mgr. auk skilyrða er lúta að umhverfisvernd og landnýtingu.

Í rekstri flutningskerfisins felst m.a. að:

1. Tengja alla þá sem eftir því sækjast við flutningskerfið, enda uppfylli þeir tæknileg skilyrði fyrir því og greiði tengigjald samkvæmt ákvæðum í gjaldskrá, sbr. 12. gr. Þó er heimilt að synja nýjum aðilum um aðgang að flutningskerfinu á grundvelli sjónarmiða um flutningsgetu, öryggi og gæði kerfisins. Synjun skal vera skrifleg og rökstudd.

2. Útvega rafmagn í stað þess sem tapast í kerfinu.

3. Útvega launafl fyrir kerfið til að nýta flutningsgetu og tryggja spennugæði.

4. Tryggja áreiðanleika í rekstri kerfisins.

5. Sjá til þess að fyrir liggi spá um raforkuþörf og áætlun um uppbyggingu flutningskerfisins.

Flutningsfyrirtækið ber ábyrgð á öruggri stýringu raforkukerfisins og skal tryggja öryggi og gæði við raforkuafhendingu. Í slíkri kerfisstjórnun felst m.a. að:

1. Stilla saman raforkuvinnslu og raforkuþörf svo að hægt sé að mæta frávikum milli umsaminna kaupa og raforkunotkunar, sem og að gera samninga við vinnslufyrirtæki í þessu sambandi.

2. Tryggja nægjanlegt framboð reiðuafis við rekstur kerfisins.

3. Ákvarða notkunarferla þar sem aflmæling fer ekki fram.

4. Mæla það rafmagn sem afhent er inn á og út af flutningskerfinu í samræmi við reglugerð þar að lútandi, halda utan um mælingar og skila gögnum til viðkomandi aðila svo að unnt sé að gera upp viðskipti með raforku.

5. Veita stjórnvöldum, viðskiptavinum og almenningi upplýsingar sem nauðsynlegar eru við mat á því hvort fyrirtækið fullnægi skyldum sínum og til að tryggja jafnræði í viðskiptum með raforku.

Flutningsfyrirtækið skal í samráði við raforkufyrirtæki setja reglur um kerfisstjórnunina sem ráðherra staðfestir. Í reglunum skal m.a. kveðið nánar á um þau atriði sem tilgreind eru í 1.–5. tölul. 4. mgr.

Flutningsfyrirtækið skal hafa aðgang að öllum upplýsingum hjá vinnslufyrirtækjum, dreifiveitum og raforkusölum sem nauðsynlegar eru til að það geti rækt hlutverk sitt.

Flutningsfyrirtækið skal gæta jafnræðis við starfrækslu sína og trúnaðar um upplýsingar er varða viðskiptahagsmuni og aðrar þær upplýsingar sem sanngjarnt er og eðlilegt að leynt fari.

Ef ófyrirséð og óviðráðanleg atvik valda því að framboð raforku fullnægir ekki eftirspurn ber flutningsfyrirtækinu að grípa til skömmtnar raforku til dreifiveitna og notenda. Við skömmtnun skal gæta jafnræðis og byggja á málefnalegum sjónarmiðum sem nánar skulu útfærð í reglugerð.

Ráðherra skal í reglugerð1) setja nánari ákvæði um hlutverk og starfsemi flutningsfyrirtækisins, kerfisstjórnun og tengingu virkjana við flutningskerfið.

1)Rg. 511/2003, rg. 513/2003.”

Jafnframt kemur fram í 12. grein:

„Gjaldskrá.

Flutningsfyrirtækið skal setja gjaldskrá vegna þjónustu sinnar í samræmi við tekjumörk sem Orkustofnun ákveður, sbr. 2. mgr., og kröfur um uppbyggingu gjaldskrárinnar, sbr. 3. mgr. Tveimur mánuðum áður en gjaldskráin á að taka gildi skal hún send Orkustofnun. Flutningsfyrirtækið skal birta gjaldskrána opinberlega.

Orkustofnun skal árlega ákveða tekjumörk flutningsfyrirtækisins út frá eftirfarandi viðmiðum:

1. Kostnaði sem tengist starfsemi fyrirtækisins, þ.m.t. kostnaði vegna viðhalds, afskrifta á nauðsynlegum eignum til reksturs kerfisins, leigukostnaði vegna flutningsvirkja, kostnaði við orkutöp, almennum rekstrarkostnaði og kostnaði við kerfisstjórnun.

2. Arðsemi flutningsfyrirtækisins skal að jafnaði vera 2% eða hærri en þó ekki hærri en tveimur prósentustigum yfir markaðsávöxtun óverðtryggðra ríkisskuldabréfa til fimm ára eða sambærilegra verðbréfa. Arðsemi reiknast sem hlutfall hagnaðar fyrir fjármunatekjur, fjármagnsgjöld og skatta (EBIT) og bókfærðs verðs fastafármuna.

3. Hagræðingarkröfu sem skal taka mið af eðlilegum kostnaði samkvæmt mati Orkustofnunar að teknu tilliti til þeirrar þjónustu sem fyrirtækið veitir.

4. Komi í ljós að arðsemi hjá fyrirtækinu síðastliðin þrjú ár er utan þeirra marka sem fram koma í 2. tölul. skal taka tillit til þess við gerð gjaldskrár á næsta ári.

Gjaldskráin skal byggð upp á eftirfarandi hátt:

1. Skilgreina skal gjald fyrir tengingu við flutningskerfið og gjald fyrir mötun og úttekt í hverjum tengipunkti flutningskerfisins. Sama gjaldskrá skal gilda fyrir mötun í öllum tengipunktum flutningskerfisins og fyrir úttekt í öllum tengipunktum meginflutningskerfisins. Þó skal taka tillit til afhendingaröryggis. Gjald fyrir úttekt í öðrum hlutum flutningskerfisins skal metið út frá eðlilegum kostnaði, sbr. 1. tölul. 2. mgr., vegna viðkomandi flutningsvirkja og afhendingaröryggis, auk kostnaðar í viðkomandi tengipunkti meginflutningskerfisins.

2. Einstakir notendur sem tengjast flutningskerfinu skulu njóta betri kjara ef þeir sýna fram á að viðskipti þeirra leiða eða hafa leitt til hagkvæmari uppbyggingar og nýtingar kerfisins.

Standi væntanlegar tekjur vegna nýs viðskiptavinar ekki undir eðlilegum stofn- eða rekstrarkostnaði er heimilt að krefja hann um greiðslu viðbótarkostnaðar. Sama á við hafi forsendur viðskipta breyst verulega.

Í reglugerð skal setja frekari ákvæði um tekjumörk, viðskiptaskilmála og gjaldskrá, þ.m.t. um afskriftareglur, arðsemismarkmið og kröfur um hagræðingu.”

Hagrænar og að hluta til tæknilegar forsendur fyrir uppbyggingu flutningskerfisins eru samkvæmt þessu lagðar til af löggjafanum. Eignastýring hefur jafnframt sett sér markmið um að flutningskerfið og þróun þess skuli miðast við eftirfarandi:

- Að það styðji skilvirka raforkuframleiðslu og rekstur raforkukerfisins í heild til að geta mætt þörfum viðskiptavina um allt land
- Að það geti staðist áraun vegna bilana í raforkuframleiðslu eða í flutningskerfi.
- Að það sé sveigjanlegt með tilliti til stækkana og endurbóta.
- Að fylgt sé lögum og reglum, s.s. um umhverfis- og skipulagsmál, sem meðal annars kveða á um hvernig samfélagið skuli virkjað til ákvörðunartöku.
- Að leitað tækifæra til að ná fram hagræðingu, minnka orkutöp og auka afhendingaröryggi.

Hagrænir þættir

Hagrænir þættir ráða miklu varðandi þróun flutningskerfisins, en tímasetningar taka einkum mið af eftirfarandi:

- Stofn- og fjármagnskostnaði¹ búnaðar, þ.á.m. af fasteignum, hönnun og verkefnastjórnun.
- Rekstrar- og viðhaldskostnaði, líftíma búnaðar.
- Kostnaði vegna hugsanlegs tjóns samkvæmt áhættumati.
- Ávinningi af samtengingu svæða.
- Sparnaði vegna staðbundinnar orkuframleiðslu.
- Áætluðum kostnaði vegna óafhentrar orku

Einnig getur mat á öðrum atriðum haft áhrif á tímasetningu og val aðgerða.

Í vissum tilvikum þegar kostnaður er mikill getur verið erfitt að færa hagræn rök fyrir úrbótum sem miða að því að auka áreiðanleika orkuafhendingar. Þetta kann að þýða að hagkvæmara sé að greiða sektir vegna orku sem ekki er afhent á gefnu tímabili frekar en að byggja ný mannvirki. Þó skal þess gætt að ekki sé gengið á ímynd flutningssviðs.

Sé um meiri háttar fjárfestingu að ræða er unnin áhættugreining og hún notuð við ákvörðunartöku.

Umhverfisþætti

Lög um mat á umhverfisáhrifum og umhverfisstefna Landsvirkjunar gera kröfur um að tekið sé tillit til umhverfisþátta og hagsmuna samfélagsins við gerð áætlana um uppbyggingu og rekstur flutningskerfisins.

Lögin gera ráð fyrir verulegri opinberri kynningu til að finna þann kost sem samfélagið og Landsvirkjun geta helst sameinast um.

¹ Sbr. Kostnaðarlíkan Landsvirkjunar útg. 3.1

Meðal þeirra umhverfisþátta sem taka þarf tillit til eru samfélagsleg og sjónræn áhrif ásamt áhrifum á dýr og gróður.

Kostnaði og umhverfisáhrifum er haldið í lágmarki með því að:

- Leitast við að staðsetja nýja tengipunkta þar sem línur eru þegar fyrir hendi .
- Stækka spennistöðvar í rekstri
- Auka flutningsgetu núverandi flutningslína

Áætlanagerð

Aðferðafræði greininga

Til að koma til móts við raforkubörf einstakra landssvæða er nauðsynlegt að orku- og aflbörf sé áætluð miðað við hvern tengipunkt (aflkröfu m.v. orkuspa). Þetta leggur grunninn að ákvörðunum um stækkun netsins. Einnig er tekið tillit til hugsanlegra stórnotenda.

Yfirleitt er ekki þörf á að gera umfangsmikla kostnaðargreiningu til að finna hagkvæmasta flutningskostinn þar sem hann er oftast nokkuð augljós að teknu tilliti til notkunarstaðar, umhverfissjónarmiða og almennrar hagkvæmni.

Samráð við viðskiptavinum flutningskerfisins

Í því rekstrarumhverfi sem nú er við lýði á visst samráð sér stað milli aðila til að ákveða úrbætur í kerfinu. Á þetta bæði við um almenningsveitur og stórnotendur. Í nýju rekstrarumhverfi munu hagsmunaaðilar markaðarins ráða að mestu um ákvörðun nýrra mannvirkja og mun samráð við þá aukast.

Grundvöllur áætlanagerðar

Við gerð langtímaáætlunar árið 1996 var lögð áhersla á að skilgreina þær hönnunarforsendur sem notaðar yrðu á næstu misserum hjá Landsvirkjun. Þessar áætlanir eru í sífelldri endurskoðun. Hér á eftir fer samantekt á helstu hönnunarforsendum flutningskerfisins. Til stendur að endurskoða þær. Við endurskoðun verður m.a. litið til reynslu annarra þjóða vegna markaðsvæðingar í raforkugeiranum.

Fundir með viðskiptavinum eða upplýsingar sem þeir hafa lagt fram.

Eins og fram hefur komið er almennt stuðst við opinbera raforkuspá fyrir landið. Orkusvið Landsvirkjunar sem og verkfræði- og framkvæmdasvið hafa lagt til upplýsingar er varða samninga, sem Landsvirkjun hafa gert eða eru að vinna við þessa daganna. Einnig hefur verið rætt við Orkuveitu Reykjavíkur um þeirra áform við Norðlingaholt í Reykjavík og á Hellisheiði.

Helstu hönnunarforsendur flutningskerfisins

Þær tillögur að hönnunarforsendum sem unnið hefur verið eftir síðan 1996 miða að því að tryggja svipað afhendingaröryggi í flutningskerfinu um allt land. Þó mun ekki vera unnt að tryggja að afhending til Vestfjarða í Mjólka verði sambærileg þar sem þangað liggur einungis ein lína. Í forsendunum er skilgreind lágmarksgeta kerfisins gagnvart truflunum í flutningskerfinu. Einnig er mikilvægt að staðið sé þannig að rekstri flutningskerfisins að meginmarkmið um afhendingaröryggi náist.

Hönnunarforsendur eiga að tryggja tæknileg gæði orkunnar á afhendingarstað. Með tæknilegum gæðum er átt við:

- Að spenna sé innan viðmiðunarmarka á afhendingarstað á hverjum tíma.
- Að tíðni kerfisins sé innan viðmiðunarmarka á hverjum tíma,.
- Að yfirtónar séu innan viðmiðunarmarka á afhendingarstað á hverjum tíma.
- Að áhrif truflana séu gerð eins staðbundin og unnt er.

Helstu hönnunar- og hermunarforsendur eru eftirfarandi:

- Kárahnjúkavirkjun verður tekin í notkun árið 2007.
- Fjarðaál, 322 þúsund tonna álver í Reyðarfirði, mun verða tekið í notkun árið 2007.
- Þróun í raforkunotkun á almennum markaði verði í samræmi við raforkuspá.
- Kerfið þarf að þola bilun á einni einingu, rafala, spennu eða flutningslínu, án þess að truflun verði á orkuafhendingu á mesta álagstíma.
- Tvær samtíma bilanir af sömu ástæðu, t.d. truflanir á samsíða línunum vegna veðurs, mega einungis leiða til svæðisbundinna áhrifa.
- Stefnt skal að því að fyrir afhendingarstaði, þar sem aðflutningur raforku er úr tveimur eða fleiri áttum, verði eftirfarandi skilyrðum fullnægt:
 - Fjöldi fyrirvaralausra truflana, sem vara lengur en *eina mínútu*, og valda forgangskuskerðingu skulu ekki vera fleiri en *ein* á ári að meðaltali síðustu þrjú árin.
 - Samanlagður meðalskerðingartími (straumleysismínútur) forgangskorku á sérhverjum afhendingarstað Landsvirkjunar skal ekki vera lengri en *ein og hálf klukkustund* (90 mínútur) yfir árið.
- 90 % eða meira af öllum fyrirvaralausum truflunum, sem valda skerðingu á forgangskorku skulu vara skemur en 400 mínútur.

- Straumleysismínútur á heildarkerfinu vegna annarra orsaka en veðurs skulu ekki vera fleiri en 30 á ári.

Ef eining fer úr rekstri vegna bilunar skal kerfisreksturinn endurskipulagður innan ákveðins tíma til að koma honum inn fyrir þau öryggismörk sem gilda í slíku tilfelli.

Hvert verkefni er metið sér. Tekið er tillit til m.a. hagrænna þátta og áreiðanleika.

Helstu hagrænu áhrifin eru flutningsgeta, verðmæti ekki afhentar orku og flutningstöp. Þau eru reiknuð út fyrir líftíma verkefnisins.

Stækkun tengivirkja fyrir einstaka viðskiptavin

Þar sem viðskiptavinur óskar eftir nýju úttaki í aðveitustöð í rekstri og möguleiki er til stækkunar, er í flestum tilfellum hægt að verða fljótt við slíkum óskum.

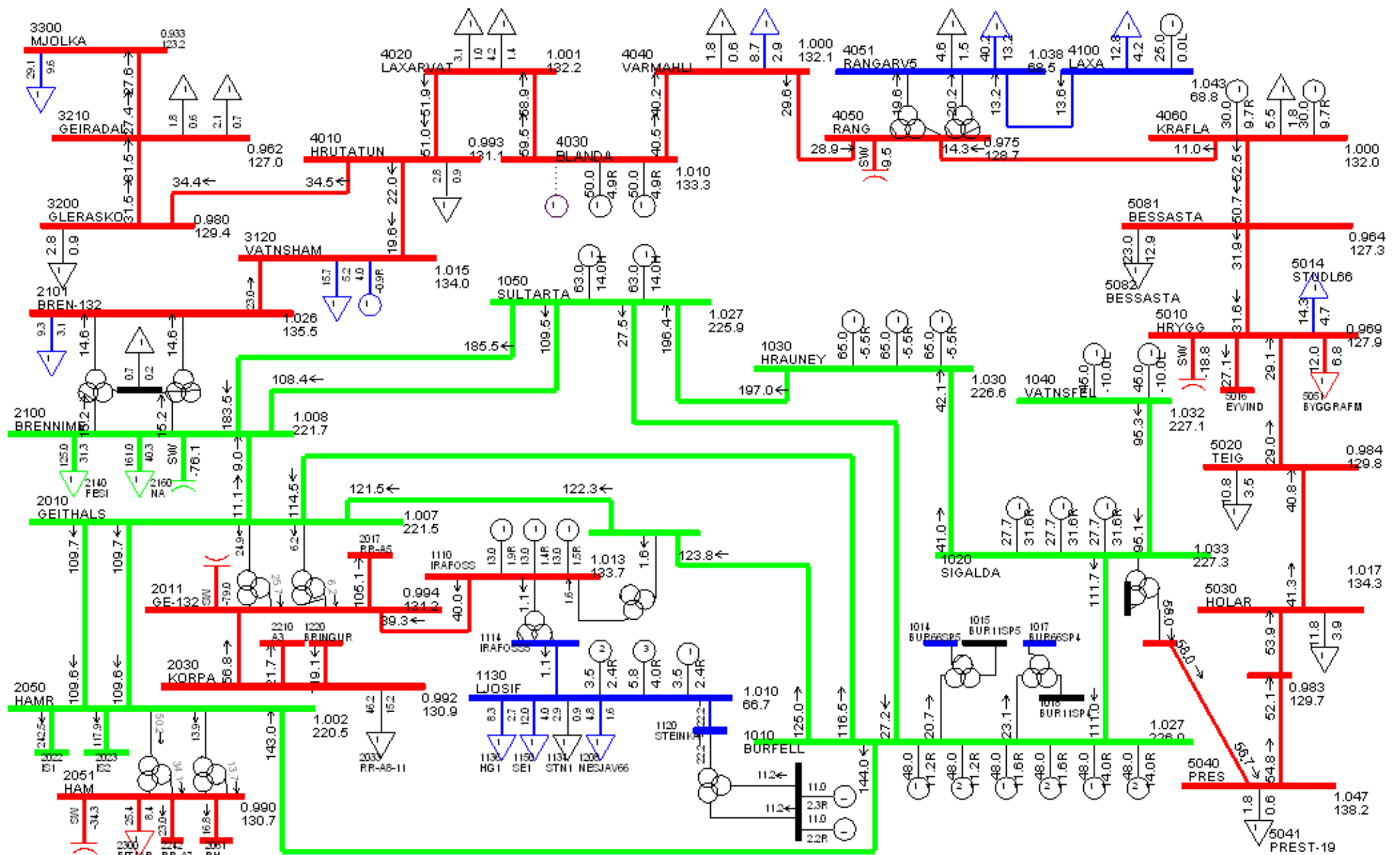
Áætlanir varðandi flutningskerfið

Yfirleitt líður langur tími frá því að sjá má fyrir þörf á framkvæmd innan flutningskerfisins og þar til hún er tekin í notkun. Þetta er að hluta til vegna hinnar miklu undirbúningsvinnu sem þarf að fara fram, eins og tæknileg hönnun, mat á umhverfisáhrifum o.s.frv.

Staðarval verður framkvæmt í náinni samvinnu Landsvirkjunar, viðkomandi viðskiptavinar, yfirvalda og samfélagsins.

Samningar við stórnotendur

Í samningum milli þeirra er tengjast flutningskerfinu og rekstraraðila netsins koma fram tæknilegar kröfur sem aðilar verða að uppfylla.

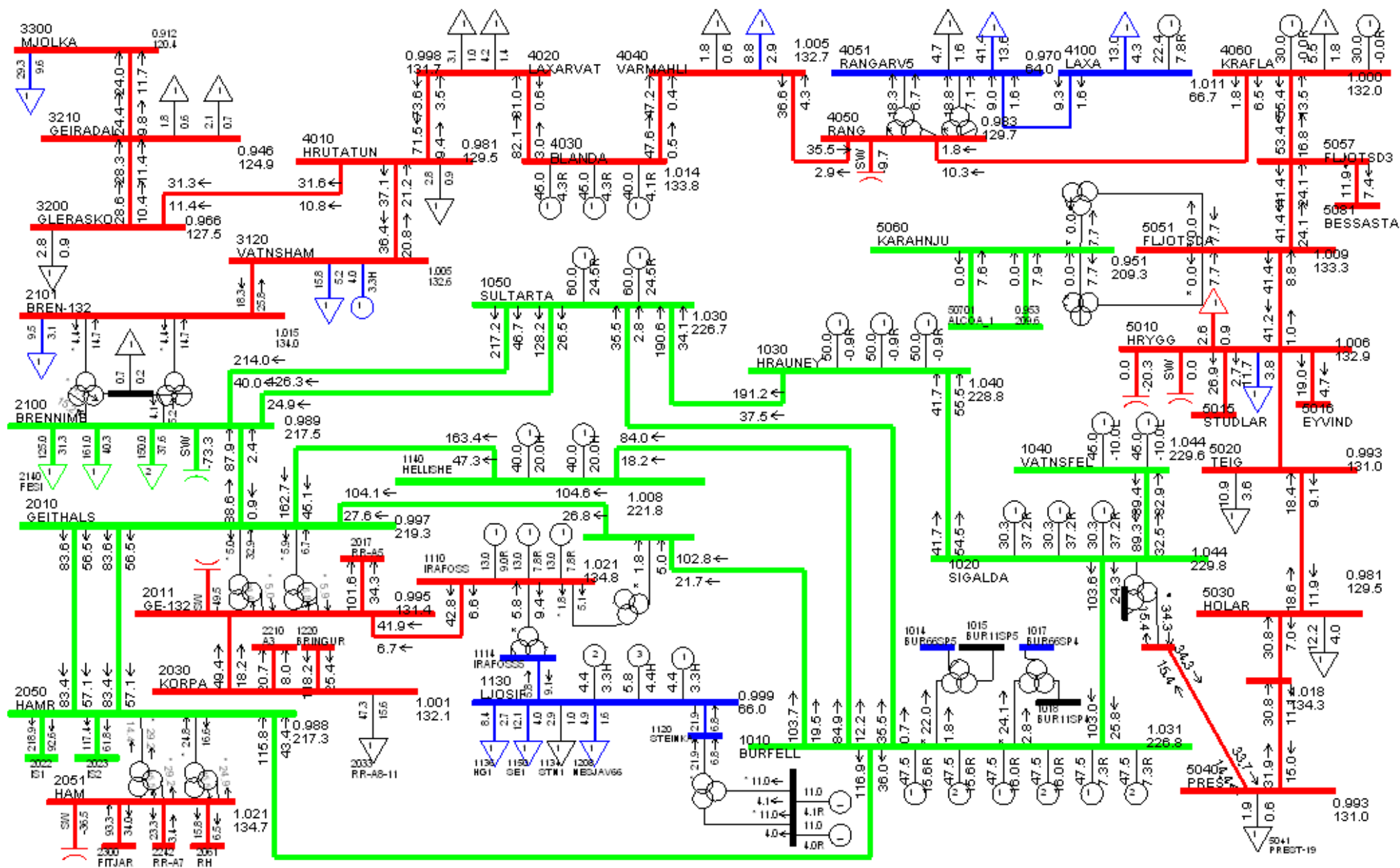


2005 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	FLÆÐI ¹ [MW]	BL1 ÚTI [kv]	BL2 ÚTI [kv]	KR2 ÚTI [kv]	FL2 ÚTI [kv]
BRE	2100	220	226,65	2015,89	1731,04	-286	229,68	229,74	231,18	226,36
BRE	2101	132	137,78	911,52	850,49	-10	137,65	138,82	137,67	136,46
GEH	2011	132	132,43	1481,03	1379,16	-4,2	132,02	131,98	132,72	132,42
HAM	2050	220	223,61	2178,2	1869,65	-358,3	226,33	226,09	228,03	223,58
KOR	2030	132	131,99	1313,57	1236,63	-	131,63	131,6	132,24	131,98
IRA	1110	132	134,84	1059,2	1011,02	5,1	135,07	135,03	135,59	134,83
LJO	1130	66	66,88	460,08	449,46	-	66,92	66,91	67,03	66,87
BUR	1010	220	231,41	3109,68	2393,86	243	235,28	235,38	237,7	231,47
PRE	5040	132	141,26	436,06	396,37	-1,8	136,08	142,31	139,55	144,49
HOL	5030	132	137,44	408,94	384,55	-11,8	137,49	133,56	131,38	137,56
TEI	5020	132	131,65	356,36	337,41	-10,8	130,76	130,1	124,4	135,19
HRV	5010	132	128,78	361,94	343,51	-55,8	127,12	129,97	121,81	135,18
KRA	4060	132	129,94	515,37	503,89	57,4	132,76	137,82	130,39	127,58
RAN	4050	132	127,02	479,02	473,56	-33,6	130,47	132,25	126,98	125,5
VAR	4040	132	131,11	584,54	577,87	-10,5	138,21	130,32	129,04	129,48
BLA	4030	132	132,6	765,8	752,78	100	140,94	137,65	130,64	131,28
LXV	4020	132	131,92	599,25	586,14	-7,3	130,46	135,41	128,5	129,77
HRU	4010	132	131,91	543,29	522,91	-36,3	131,17	133,45	128,02	129,25
VAT	3120	132	135,88	754,24	713,22	-17,8	135,71	136,9	134,8	134,28

¹ Flæðið sem fer frá viðkomandi teini til byggðarlínu eða 220kV kerfis eftir því sem við á.

2005 STAÐUR	TEINN	BU3 ÚTI [kV]	SU3 ÚTI [kV]	SU1 ÚTI [kV]	BR1 ÚTI [kV]	SI3 ÚTI [kV]	HR1 ÚTI [kV]	SI4 ÚTI [kV]	BU2 ÚTI [kV]	KH1 ÚTI [kV]	BU1 ÚTI [kV]	HA1 ÚTI [kV]	SO3 ÚTI [kV]
BRE	2100	225,62	220,62	224,39	228,94	227,61	224,78	227,54	226,65	226,65	227	227,22	226,85
BRE	2101	137,18	134,71	136,56	139,05	138,28	136,7	138,69	137,78	137,78	137,95	138,1	137,87
GEH	2011	131,67	131,86	132,52	133,19	133,04	132,18	131,05	132,43	132,43	132,55	131,33	132,29
HAM	2050	221,5	222,8	224,3	225,99	225,59	223,37	223,71	223,61	223,61	224,32	223,93	224,14
KOR	2030	131,32	131,49	132,06	132,64	132,52	131,77	130,79	131,99	131,99	132,09	131,03	131,87
IRA	1110	134,42	134,48	134,91	135,36	135,22	134,61	134,31	134,84	134,84	134,44	134,46	135,69
LJO	1130	66,79	66,81	66,89	66,98	66,95	66,83	66,77	66,88	66,88	66,8	66,8	67,05
BUR	1010	231,49	230,61	231,41	232,7	231,53	229,6	232,18	231,41	231,41	232,14	231,74	231,98
PRE	5040	141,23	140,84	141,23	141,88	142,36	142,15	128,77	141,26	141,26	141,56	141,42	141,49
HOL	5030	137,31	136,53	137,2	138,07	138,45	138,01	131,14	137,44	137,44	137,67	137,61	137,6
TEI	5020	131,55	130,88	131,46	132,23	132,59	132,21	130,07	131,65	131,65	131,87	131,81	131,81
HRY	5010	128,7	128,18	128,65	129,32	129,66	129,37	129,96	128,78	128,78	129	128,92	128,94
KRA	4060	129,94	129,82	129,94	130,16	130,29	130,22	135,22	129,94	129,94	130,05	130	130,02
RAN	4050	127	126,86	126,99	127,26	127,34	127,24	131,35	127,02	127,02	127,13	127,08	127,1
VAR	4040	131,03	130,68	130,95	131,33	131,26	131,02	136,16	131,11	131,11	131,15	131,16	131,14
BLA	4030	132,5	132,12	132,41	132,81	132,7	132,44	137,8	132,6	132,6	132,63	132,66	132,62
LXV	4020	131,71	130,92	131,51	132,32	132,07	131,52	136,23	131,92	131,92	131,96	132,03	131,94
HRU	4010	131,49	129,93	131,09	132,73	132,19	131,12	134,6	131,91	131,91	132	132,12	131,95
VAT	3120	135,31	133,22	134,78	137,07	136,34	134,88	137,14	135,88	135,88	136,04	136,18	135,97

2006

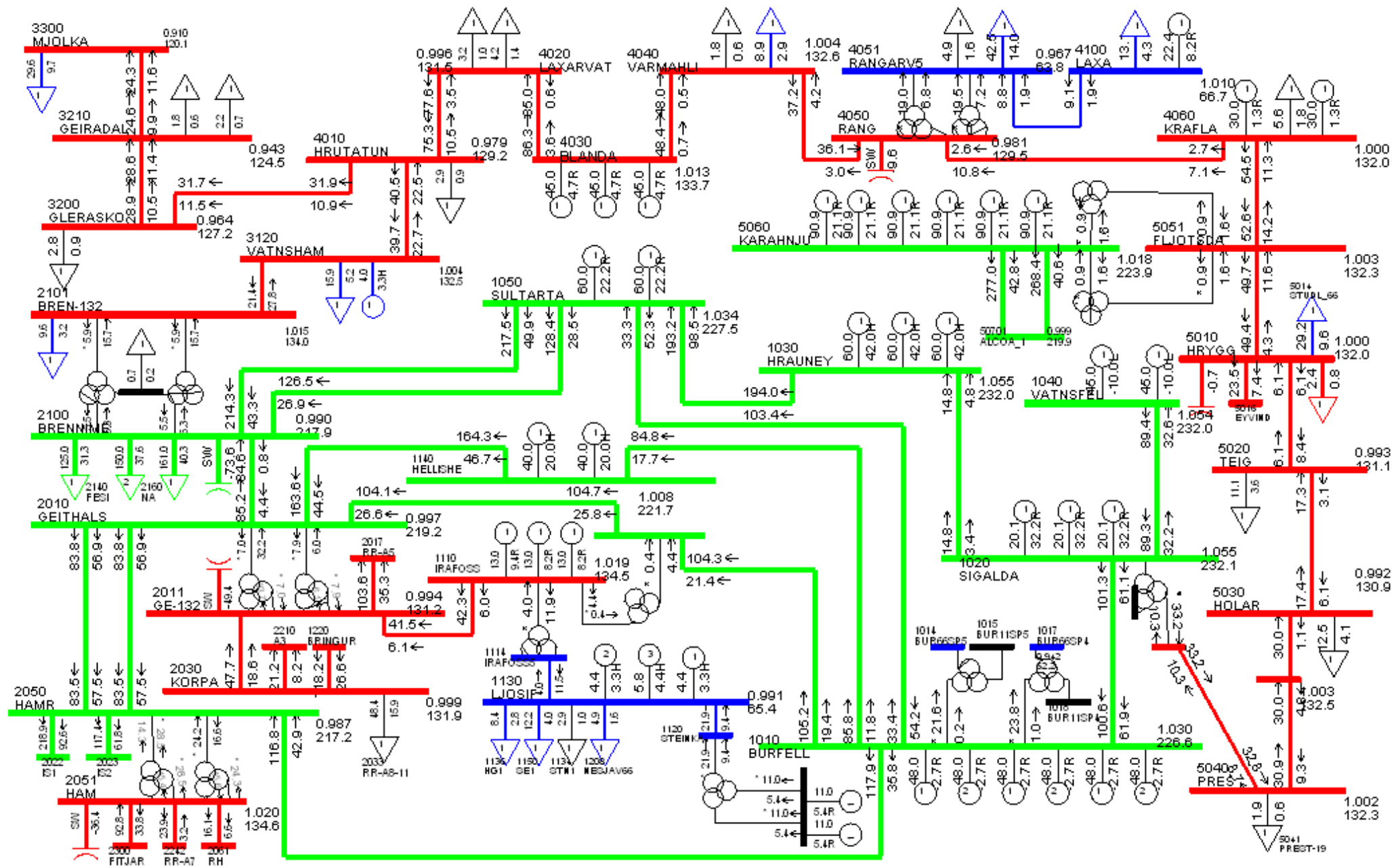


2006 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	FLÆÐI ¹ [MW]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	223,04	2280,27	2012,87	-436	220,49	220,84	220,63	221
BRE	2101	132	137,09	951,6	896,3	-10,2	136,51	132,94	132,02	133,23
GEH	2011	132	132,81	1645,2	1548,97	-5,8	132	132,35	132,36	132,38
HAM	2050	220	220,92	2743,58	2397,1	-282,5	218,99	219,71	219,75	219,8
KOR	2030	132	133,33	1437,85	1367,62	-	132,62	132,92	132,94	132,95
IRA	1110	132	136,03	1158,74	1113,97	7,3	135,47	135,7	135,71	135,72
LJO	1130	66	66,28	573,86	562,38	-	66,14	66,22	66,23	66,23
BUR	1010	220	232,37	3597,15	2910,53	190,7	230,62	231,37	231,54	231,44
PRE	5040	132	139,58	422,5	412,71	-1,9	130,21	135,07	139,94	135,17
HOL	5030	132	138,32	398,61	396,49	-12,2	135,22	127,64	133,54	128,31
TEI	5020	132	139,14	344,56	342,94	-10,9	132,57	129,29	137,31	129,52
HRY	5010	132	140,37	343,41	339,52	-48,5	132	132,23	141,29	132
KRA	4060	132	137,23	523,52	511,7	57,3	126,91	134,73	135,47	137,1
RAN	4050	132	132,99	502,1	482,18	-37,3	120,1	129,69	131,77	131,53
VAR	4040	132	134,1	683,99	588,56	-10,7	129	127,64	131,39	131,97
BLA	4030	132	134,55	997,43	764,25	129,7	132,9	132,89	132,02	132,65
LXV	4020	132	132,91	694,45	598,2	-7,3	129,26	128,78	127,34	128,8
HRU	4010	132	131,6	575,64	536,48	-34,3	129,93	125,05	123,13	125,4
VAT	3120	132	135,53	783,28	742,26	-21,7	134,7	130,52	129,3	130,86

¹ Flæðið sem fer frá viðkomandi teini til byggðarlínu eða 220kV kerfis eftir því sem við á.

2006 STAÐUR	TEINN	BU3 ÚTI [kV]	SU3 ÚTI [kV]	SU1 ÚTI [kV]	BR1 ÚTI [kV]	SI3 ÚTI [kV]	HR1 ÚTI [kV]	SI4 ÚTI [kV]	BU2 ÚTI [kV]	KH1 ÚTI [kV]	BU1 ÚTI [kV]	HA1 ÚTI [kV]	SO3 ÚTI [kV]
BRE	2100	220,65	208,73	216,5	221,02	221,54	218,18	222,77	221,47	219,95	221,55	223,03	221,03
BRE	2101	135,75	130,1	133,34	135,9	136,22	134,28	138,28	136,21	135,35	136,25	137,09	135,96
GEH	2011	132,03	131,23	131,55	132,71	132,16	131,36	132,66	131,76	131,73	131,68	132,88	131,54
HAM	2050	215,41	214,73	217,81	220,52	219,23	217,19	220,53	218,41	216,1	218,37	219	217,63
KOR	2030	132,65	131,96	132,23	133,24	132,77	132,07	133,19	132,42	132,39	132,34	133,39	132,22
IRA	1110	135,36	134,75	135,19	135,9	135,53	134,95	135,93	135,38	135,16	134,62	136,06	136,47
LJO	1130	66,06	65,9	66,06	66,3	66,18	66,02	66,26	66,09	65,97	65,84	66,29	66,37
BUR	1010	232,03	229,56	230,82	231,68	230,26	228,66	231,92	231,9	231,4	232,18	232,16	231,84
PRE	5040	139,43	138,77	139,13	139,35	138,64	138,97	129,2	139,41	139,23	139,5	139,52	139,38
HOL	5030	138,09	136,94	137,62	137,89	137,23	137,37	131,57	138,09	137,85	138,17	138,26	138,05
TEI	5020	138,96	138,11	138,61	138,84	138,3	138,44	131,33	138,97	138,78	139,03	139,09	138,94
HRY	5010	140,24	139,64	139,98	140,17	139,72	139,87	132	140,24	140,1	140,29	140,33	140,22
KRA	4060	137,2	137,1	137,14	137,23	137,09	137,17	132,08	137,2	137,17	137,22	137,22	137,19
RAN	4050	132,95	132,77	132,85	133	132,9	132,93	127,86	132,96	132,92	132,97	132,98	132,94
VAR	4040	133,98	133,41	133,74	133,99	133,99	133,83	132,56	134,02	133,94	134,02	134,1	134
BLA	4030	134,41	133,74	134,12	134,41	134,44	134,23	134,34	134,45	134,36	134,46	134,55	134,43
LXV	4020	132,55	130,8	131,82	132,54	132,64	132,08	133,85	132,67	132,43	132,68	132,91	132,61
HRU	4010	130,79	126,94	129,16	130,82	131,04	129,81	133,57	131,06	130,54	131,08	131,6	130,92
VAT	3120	134,28	128,96	132,02	134,41	134,71	132,9	136,97	134,71	133,92	134,75	135,53	134,49

2007

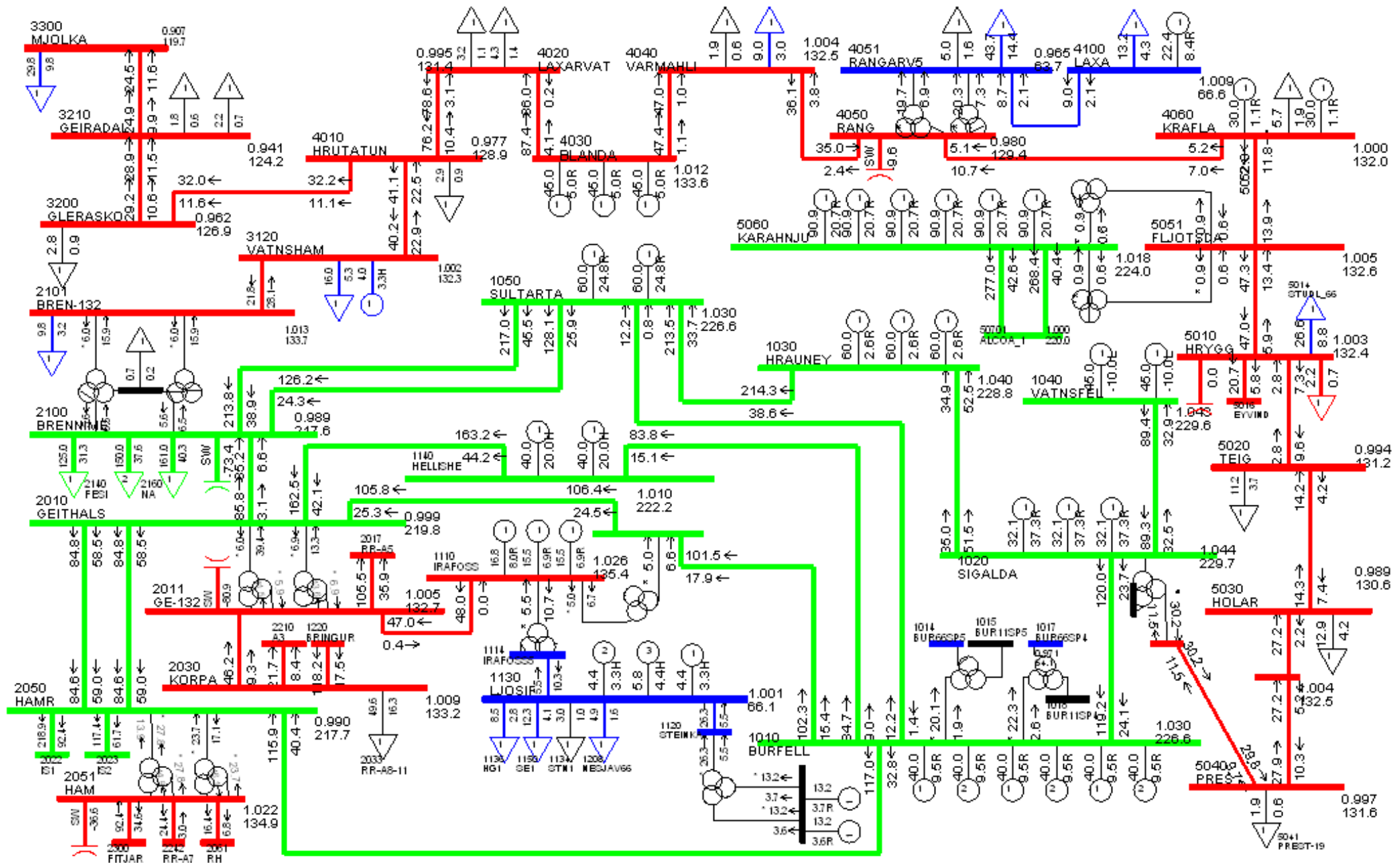


2007 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	FLÆÐI ¹ [MW]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	222,42	2289,2	2060,71	-436	219,54	220,23	219,41	220,95
BRE	2101	132	136,53	951,35	901,89	-10,3	135,71	132,12	130,94	132,13
GEH	2011	132	132,54	1647,9	1559,03	-9,6	131,67	132,1	131,9	132,42
HAM	2050	220	220,38	2753,59	2441,93	-283,8	218,21	219,26	218,74	220,09
KOR	2030	132	133,07	1439,65	1374,48	-	132,32	132,69	132,51	132,96
IRA	1110	132	135,87	1159,34	1116,08	5,9	135,25	135,56	135,41	135,87
LJO	1130	66	66,29	574,34	560,07	-	66,12	66,22	66,18	66,43
BUR	1010	220	231,89	3626,96	3015,23	209,1	229,91	231,05	230,59	232,05
PRE	5040	132	135,06	512,64	497,55	-1,9	129,79	134,53	132,85	134,82
HOL	5030	132	133,7	493,7	494,2	-12,5	134,85	127,03	124,15	126,82
TEI	5020	132	132,21	565,68	566,88	-11,1	131,15	128,58	125,97	128,73
HRY	5010	132	132	862,47	860,7	-55,5	130,02	131,47	129,45	132
KRA	4060	132	134,78	669,24	662,99	57,2	124,36	133,9	135,3	135,21
RAN	4050	132	131,3	545,26	526,25	-38,7	117,44	128,62	131,41	131,49
VAR	4040	132	133,41	699,87	603,66	-10,8	127,86	126,49	131,09	131,37
BLA	4030	132	134,2	1010,87	777,76	134,7	132,42	132,59	131,73	132,02
LXV	4020	132	132,4	698,19	602,45	-7,4	128	128,01	126,6	127,3
HRU	4010	132	130,92	575,53	536,58	-34,7	128,7	123,75	121,79	123,08
VAT	3120	132	134,92	782,63	745,14	-18,3	133,8	129,54	128,11	129,37
ALCOA	50701	220	219,97	1992,16	1986,78	-540	218,79	219,87	219,35	220,25

¹ Flæðið sem fer frá viðkomandi teini til byggðarlínu eða 220kV kerfis eftir því sem við á.

2007 STAÐUR	TEINN	BU3 ÚTI [kV]	SU3 ÚTI [kV]	SU1 ÚTI [kV]	BR1 ÚTI [kV]	SI3 ÚTI [kV]	HR1 ÚTI [kV]	SI4 ÚTI [kV]	BU2 ÚTI [kV]	KH1 ÚTI [kV]	BU1 ÚTI [kV]	HA1 ÚTI [kV]	SO3 ÚTI [kV]
BRE	2100	220,36	208,26	215,71	220,37	220,89	217,34	222,58	220,82	219,67	220,9	222,41	220,38
BRE	2101	135,37	129,6	132,68	135,32	135,62	133,5	138,06	135,63	134,97	135,67	136,53	135,39
GEH	2011	132,42	131,54	131,23	132,45	131,89	131	132,51	131,47	132,12	131,39	132,61	131,25
HAM	2050	215,37	214,47	217,13	220,02	218,69	216,46	220,33	217,84	216,04	217,79	218,45	217,05
KOR	2030	132,96	132,2	131,93	132,99	132,5	131,74	133,04	132,14	132,7	132,07	133,13	131,95
IRA	1110	135,52	134,85	134,99	135,75	135,36	134,73	135,86	135,21	135,32	134,44	135,9	136,3
LJO	1130	66,13	65,96	66,04	66,29	66,17	66	66,28	66,08	66,05	65,83	66,3	66,36
BUR	1010	231,78	229,14	230,22	231,24	229,8	227,99	231,79	231,42	231,14	231,69	231,68	231,36
PRE	5040	135,03	134,63	134,77	134,95	135,6	135,86	128,79	134,96	134,9	135,02	135,02	134,94
HOL	5030	133,58	132,72	133,17	133,4	134,09	134,12	131,17	133,54	133,42	133,58	133,66	133,52
TEI	5020	132,16	131,79	131,98	132,08	132,36	132,36	131	132,14	132,09	132,16	132,19	132,13
HRV	5010	132	132	132	132	132	132	131,74	132	132	132	132	132
KRA	4060	134,78	134,8	134,77	134,81	134,81	134,84	132,4	134,78	134,78	134,78	134,78	134,78
RAN	4050	131,28	131,16	131,2	131,32	131,33	131,31	127,9	131,28	131,27	131,29	131,3	131,27
VAR	4040	133,31	132,75	133,05	133,3	133,33	133,12	132,53	133,33	133,27	133,33	133,41	133,31
BLA	4030	134,08	133,4	133,77	134,06	134,09	133,83	134,31	134,11	134,04	134,11	134,2	134,08
LXV	4020	132,08	130,3	131,28	132,02	132,1	131,4	133,71	132,15	131,97	132,16	132,4	132,09
HRU	4010	130,2	126,28	128,41	130,12	130,3	128,78	133,32	130,37	129,96	130,38	130,92	130,22
VAT	3120	133,84	128,4	131,32	133,78	134,05	132,03	136,74	134,09	133,47	134,12	134,92	133,86
ALCOA	50701	219,97	219,98	219,97	219,97	219,97	219,98	219,74	219,97	219,97	219,97	219,97	219,97

2008

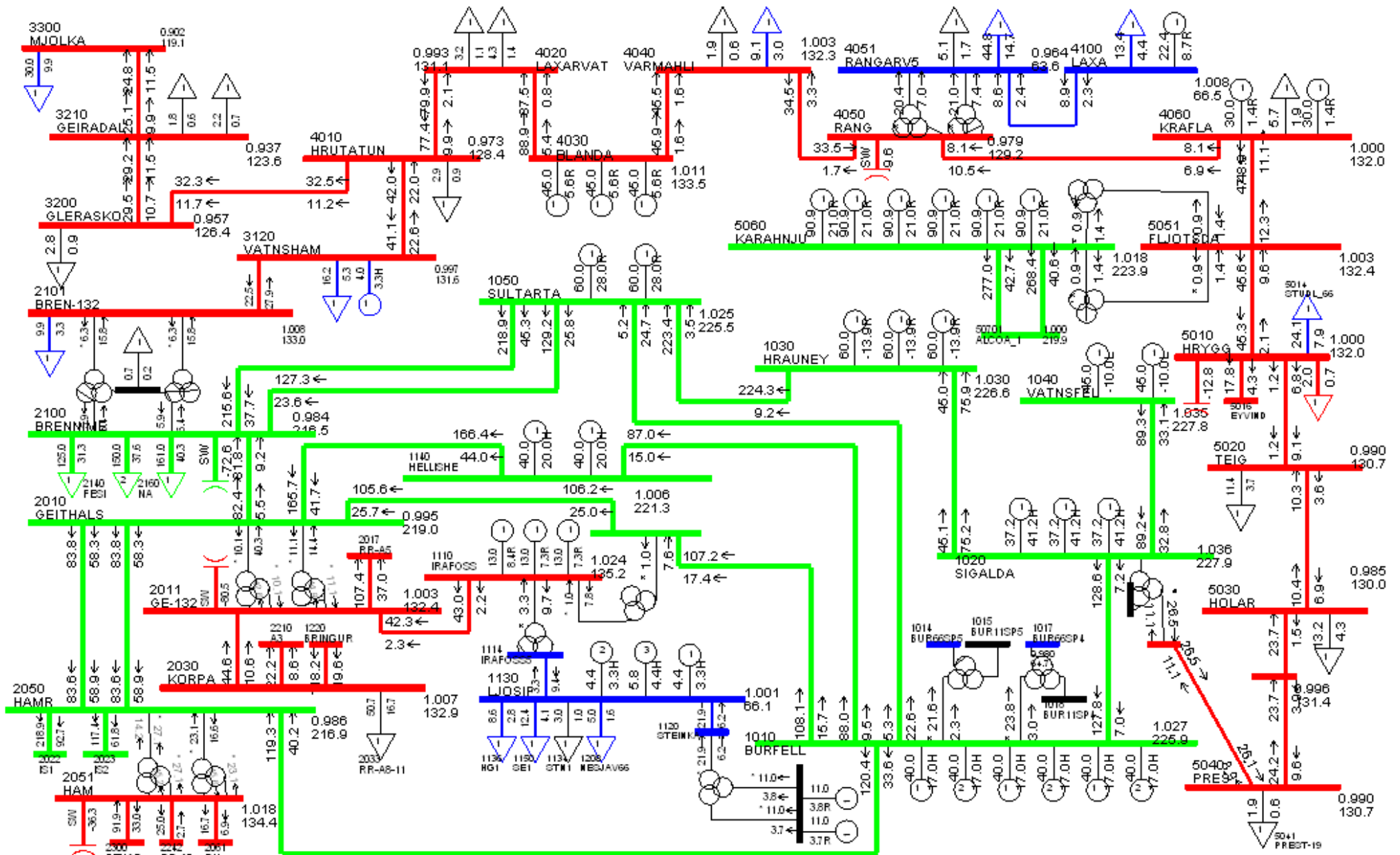


2008 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	FLÆÐI ¹ [MW]	BL1 ÚTI [kv]	BL2 ÚTI [kv]	KR2 ÚTI [kv]	FL2 ÚTI [kv]
BRE	2100	220	222,29	2289,44	2060,9	-436	219,21	220,1	219,54	219,85
BRE	2101	132	136,4	950,92	901,78	-10,5	135,43	132,03	131,15	131,63
GEH	2011	132	132,4	1649,15	1559,61	-12,9	131,47	131,95	131,83	131,9
HAM	2050	220	220,23	2754,54	2442,43	-285,2	217,9	219,09	218,76	218,94
KOR	2030	132	132,92	1440,58	1374,93	-	132,12	132,54	132,43	132,49
IRA	1110	132	135,8	1159,42	1116,2	4,8	135,13	135,48	135,39	135,44
LJO	1130	66	66,27	574,44	560,16	-	66,08	66,2	66,18	66,19
BUR	1010	220	231,83	3628,25	3015,66	197,2	229,7	230,97	230,7	230,85
PRE	5040	132	136,19	515,59	498,04	-1,9	130,26	134,92	134,58	134,79
HOL	5030	132	135,24	497,73	494,91	-12,9	135,78	127,99	126,91	127,57
TEI	5020	132	134,37	570,08	566,04	-11,2	132,66	129,36	128,82	129,15
HRY	5010	132	134,56	862,79	851,4	-49,8	132	132	132	132
KRA	4060	132	135,26	671,15	662,49	57,2	125,25	133,83	135,22	135,14
RAN	4050	132	131,47	546,61	526,13	-40,2	117,89	128,26	131,24	131,29
VAR	4040	132	133,42	700,28	603,5	-10,9	128,02	126,08	131,11	131,32
BLA	4030	132	134,18	1011,03	777,63	134,8	132,49	132,57	131,79	132,01
LXV	4020	132	132,32	697,98	602,28	-7,5	127,58	127,97	126,78	127,28
HRU	4010	132	130,75	575,13	536,41	-35	128,29	123,66	122,07	122,91
VAT	3120	132	134,77	782,16	744,99	-18,4	133,49	129,45	128,35	128,95
ALCOA	50701	220	220,47	1990,66	1981,39	-540	219,4	219,97	219,89	220,25

¹ Flæðið sem fer frá viðkomandi teini til byggðarlínu eða 220kV kerfis eftir því sem við á.

2008 STAÐUR	TEINN	BU3 ÚTI [kV]	SU3 ÚTI [kV]	SU1 ÚTI [kV]	BR1 ÚTI [kV]	SI3 ÚTI [kV]	HR1 ÚTI [kV]	SI4 ÚTI [kV]	BU2 ÚTI [kV]	KH1 ÚTI [kV]	BU1 ÚTI [kV]	HA1 ÚTI [kV]	SO3 ÚTI [kV]
BRE	2100	220,2	207,99	215,52	220,29	220,71	218,24	222,42	220,67	219,44	220,74	222,28	220,23
BRE	2101	135,21	129,38	132,52	135,22	135,45	133,92	137,83	135,49	134,73	135,52	136,4	135,24
GEH	2011	132,25	131,36	131,07	132,31	131,73	132,83	132,35	131,32	131,94	131,23	132,46	131,1
HAM	2050	215,15	214,24	216,95	219,87	218,5	217,68	220,14	217,65	215,8	217,59	218,3	216,86
KOR	2030	132,79	132,02	131,77	132,85	132,34	133,3	132,88	131,98	132,53	131,91	132,98	131,79
IRA	1110	135,44	134,76	134,91	135,68	135,28	135,63	135,78	135,13	135,23	134,36	135,84	136,24
LJO	1130	66,11	65,93	66,02	66,28	66,14	66,21	66,26	66,05	66,02	65,8	66,28	66,35
BUR	1010	231,71	229,03	230,14	231,2	229,7	228,6	231,69	231,36	231,04	231,62	231,62	231,3
PRE	5040	136,13	135,6	135,8	136,04	136,82	137,24	128,91	136,06	135,96	136,12	136,14	136,03
HOL	5030	135,1	134,1	134,61	134,91	135,72	135,92	131,29	135,05	134,9	135,11	135,19	135,02
TEI	5020	134,3	133,71	134,01	134,19	134,68	134,81	131,19	134,26	134,18	134,3	134,34	134,25
HRV	5010	134,52	134,25	134,38	134,48	134,74	134,85	132	134,5	134,46	134,52	134,54	134,49
KRA	4060	135,26	135,21	135,22	135,28	135,33	135,38	132,86	135,25	135,24	135,26	135,26	135,25
RAN	4050	131,44	131,28	131,34	131,48	131,52	131,54	128,4	131,44	131,41	131,45	131,47	131,43
VAR	4040	133,32	132,74	133,06	133,31	133,35	133,19	132,71	133,34	133,25	133,35	133,42	133,32
BLA	4030	134,06	133,36	133,75	134,04	134,07	133,86	134,34	134,09	133,98	134,09	134,18	134,06
LXV	4020	131,99	130,18	131,18	131,94	132,01	131,45	133,6	132,06	131,78	132,07	132,32	132
HRU	4010	130,02	126,04	128,21	129,96	130,11	128,92	133,07	130,19	129,56	130,2	130,75	130,05
VAT	3120	133,67	128,17	131,14	133,66	133,88	132,39	136,5	133,93	133,19	133,95	134,77	133,7
ALCOA	50701	220,47	220,42	220,44	220,46	220,51	220,54	219,83	220,46	220,45	220,47	220,47	220,46

2009



2009 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	FLÆÐI ¹ [MW]	BL1 ÚTI [kv]	BL2 ÚTI [kv]	KR2 ÚTI [kv]	FL2 ÚTI [kv]
BRE	2100	220	221,97	2288,65	2060,6	-436	218,68	219,96	219,55	219,09
BRE	2101	132	136,13	949,66	901,19	-10,6	135,02	131,94	131,28	131,16
GEH	2011	132	132,18	1649,87	1559,87	-12,2	131,19	131,79	131,7	131,53
HAM	2050	220	219,91	2754,51	2442,49	-286,3	217,42	218,91	218,67	218,23
KOR	2030	132	132,71	1441,11	1375,12	-	131,86	132,38	132,3	132,15
IRA	1110	132	135,68	1159,14	1116,11	4,1	134,96	135,4	135,33	135,2
LJO	1130	66	66,22	574,29	560,14	-	66,02	66,15	66,14	66,1
BUR	1010	220	231,6	3628,37	3015,74	196,6	229,31	230,88	230,69	230,19
PRE	5040	132	134,74	512,07	496,7	-1,9	128,7	135,02	134,86	128,83
HOL	5030	132	134,12	495,82	494,42	-13,2	134,73	128,76	128,15	121,69
TEI	5020	132	132,55	567,78	566,92	-11,4	131,33	129,77	129,46	119,8
HRY	5010	132	132,3	865,65	859,85	-44,2	130,69	132	132	120,41
KRA	4060	132	134,84	670,42	663,28	57,1	124,84	133,66	135,13	135,05
RAN	4050	132	131,1	546,42	526,41	-41,5	117,52	127,82	131,06	131,05
VAR	4040	132	133,22	699,82	603,4	-11	127,87	125,6	131,11	131,18
BLA	4030	132	134,06	1010,67	777,49	134,7	132,43	132,55	131,84	131,91
LXV	4020	132	132,1	697,2	601,97	-7,5	127,01	127,92	126,93	127,06
HRU	4010	132	130,42	574,14	535,97	-35,3	127,74	123,56	122,3	122,43
VAT	3120	132	134,47	780,94	744,41	-18,7	133,04	129,35	128,52	128,47
ALCOA	50701	220	220,05	1991,98	1986,22	-540	219,15	219,98	219,9	220,26

¹ Flæðið sem fer frá viðkomandi teini til byggðarlínu eða 220kV kerfis eftir því sem við á.

2009 STAÐUR	TEINN	BU3 ÚTI [kV]	SU3 ÚTI [kV]	SU1 ÚTI [kV]	BR1 ÚTI [kV]	SI3 ÚTI [kV]	HR1 ÚTI [kV]	SI4 ÚTI [kV]	BU2 ÚTI [kV]	KH1 ÚTI [kV]	BU1 ÚTI [kV]	HA1 ÚTI [kV]	SO3 ÚTI [kV]
BRE	2100	219,78	207,14	216,44	219,83	220,34	217,9	222,22	220,28	219,04	220,33	221,95	220,97
BRE	2101	134,83	130,04	132,92	134,81	135,1	133,63	137,48	135,11	134,41	135,14	136,12	135,49
GEH	2011	132	131,02	132,88	132,07	131,51	132,6	132,19	131,08	131,69	130,98	132,25	132,88
HAM	2050	214,73	213,61	218,15	219,49	218,16	217,33	219,94	217,27	215,39	217,19	217,98	218,05
KOR	2030	132,55	131,71	133,32	132,62	132,13	133,08	132,72	131,75	132,28	131,67	132,77	133,32
IRA	1110	135,29	134,55	135,79	135,55	135,15	135,49	135,69	134,99	135,08	134,2	135,71	137,04
LJO	1130	66,05	65,86	66,21	66,23	66,09	66,16	66,21	65,99	65,96	65,74	66,23	66,48
BUR	1010	231,44	228,6	230,72	230,9	229,46	228,34	231,58	231,1	230,76	231,36	231,39	231,76
PRE	5040	134,68	134,13	134,6	134,57	135,38	135,83	128,78	134,6	134,5	134,67	134,69	134,77
HOL	5030	133,99	132,96	133,75	133,78	134,61	134,83	131,16	133,93	133,77	133,99	134,08	134,1
TEI	5020	132,48	131,89	132,35	132,36	132,86	133,01	131,12	132,44	132,35	132,48	132,53	132,54
HRV	5010	132,27	132	132,21	132,22	132,49	132,59	132	132,24	132,2	132,26	132,28	132,3
KRA	4060	134,82	134,79	134,82	134,84	134,9	134,95	133,3	134,82	134,81	134,83	134,83	134,84
RAN	4050	131,05	130,94	131,01	131,08	131,12	131,15	128,9	131,05	131,03	131,06	131,1	131,08
VAR	4040	133,08	132,61	132,91	133,08	133,11	132,97	132,84	133,11	133,04	133,11	133,22	133,14
BLA	4030	133,9	133,32	133,69	133,88	133,91	133,73	134,31	133,93	133,85	133,93	134,06	133,96
LXV	4020	131,67	130,18	131,13	131,62	131,7	131,22	133,35	131,75	131,55	131,75	132,1	131,85
HRU	4010	129,47	126,24	128,27	129,4	129,57	128,57	132,53	129,64	129,2	129,65	130,42	129,86
VAT	3120	133,24	128,72	131,46	133,2	133,46	132,07	136,1	133,5	132,84	133,52	134,47	133,85
ALCOA	50701	220,04	220	220,03	220,03	220,09	220,11	219,88	220,04	220,03	220,04	220,04	220,05

Transmission Expansion Planning Report and Impact study.

Requirements for Additional Market Created by the 322 Thousand Ton
Alcoa Aluminum Smelter.

February 2004

Landsvirkjun -Transmission
Grid Development

Table of Contents:

1.	Introduction and Conclusions	3
2.	Technical Assumptions	4
2.1.	Smelter modelling in the system analysis:.....	4
2.2.	Dynamic modelling of smelter load:.....	4
3.	Fault Statistics of the Transmission System	6
4.	Short circuit study	10
4.1.	Short Circuit Current (SCC) at Hryggstekkur – Impact Study.	10
4.2.	SCC at Alcoa.....	10
5.	Voltage quality	10
5.1.	Voltage variations.	11
5.2.	Voltage unbalance.....	12
5.3.	Frequency.....	12
5.4.	Harmonics.	13
6.	Power System Studies.....	16
6.1.	The electricity market and existing hydro-power plants in East Iceland.....	16
6.2.	The electricity market in East Iceland with the proposed smelter	19
6.3.	Transmission constraints.....	19
6.4.	Analysis of transmitted power	21
6.5.	Sizing of Capacitor Banks at the Smelter	24
6.6.	Load-flow cases	24
6.6.1.	Maximum winter load in East Iceland	25
6.6.2.	Maximum general load in Iceland	27
6.6.3.	Minimum summer load.....	29
6.7.	Power losses.....	31
6.8.	Reliability of energy delivery to the smelter.....	31
7.	Smelter trip.....	34
7.1.	OPTION 1	34
7.2.	OPTION 2:.....	39
8.	Restoration of power to the smelter after tripping	43
8.1.	Dynamic studies of restarting the smelter.....	43

1. Introduction and Conclusions

This report describes the analysis of the power transmission system with the Alcoa aluminium smelter, as defined at the TC meeting in Iceland September 4-6, 2002. The main purpose is to find the necessary transmission projects and to define the impact of the smelter on Landsvirkjun's transmission system.

The report is based on analysis done at Landsvirkjun Transmission Dept. and AFL Engineering. The following contributed most to the study:

Eymundur Sigurðsson, M.Sc, EE, Landsvirkjun Transmission (Team leader)
Jón Bergmundsson, Engineering Manager of AFL Engineering
Margrét E Ragnarsdóttir, B.Sc, EE, Landsvirkjun Transmission
Kolbrún Reinholdsdóttir, M.Sc, EE, AFL Engineering
Ragnar Kristjánsson, Ph.D, EE, AFL Engineering

Other individuals and working teams with long experience in maintaining the transmission- and distribution system in East Iceland has contributed to the study.

The electricity market in East Iceland changes dramatically with the new smelter, which will be the dominant load. The general load in the area is now no more than "a ripple" on the smelter load curve.

The cases are within the limits set forward in the report, but the operation of the system with very low import or export of the system in East Iceland is more critical than high import. Some situations can lead to stability problems in the system in North Iceland, but stability of the system can be maintained by tripping the line between Krafla and Fljótsdalur simultaneously, and thus islanding Kárahnjúkar, the smelter and a part of East Iceland. It is therefore very unlikely that this will affect the power delivery to the smelter.

Faults on the power lines connecting the Alcoa Smelter to the Power Plant in Kárahnjúkar will only result in 0.11 hours yearly unavailability. Other dual faults can only lead to partial curtailment.

Tables in Appendix A show the Short Circuit Capacity (SCC) at some buses in Eastern Iceland for five different system conditions and different number of generating units connected in the new Power Plant.

Voltage quality is discussed in the report. The very low SCC in the system in East Iceland brings forth the need of close co-operation in order to define acceptable limits for both parties assuring the most reliable power system.

Restoration of power to the smelter can be done both with and without connection of the Kárahnjúkar system to the 132 kV grid. Initial power-take of 50 MW and a 20 MW/min load ramping is assumed. This load ramping is the same as applies for existing smelters in Iceland.

This report summarizes the results of earlier reports on system studies, now focusing on the final configuration of the Alcoa smelter.

2. Technical Assumptions

The case to be studied is a 322 kt/year smelter in 2007.

- Capacity 322,000 t/y
- Energy consumption of the smelter: 14.6 kWh/kg Al
- Base energy consumption at smelter: 4,701 GWh/y.
- Base load 537 MW (one hour average)
- Utilisation: 8.760 hours/y
- Instantaneous load 575 MW
- Power consumption ~:
 - Smelter: 515 MW @ PF = 0.91
 - Aux.: 22 MW @ PF = 0.8
- Primary / Secondary energy: 90% / 10 %
- Start of production on April 1, 2007 with full production on October 1, 2007.
- Minimum voltage of 0.91 p.u. at the 220 kV bus in the smelter
- The power system studies are made with the PSS/E software from PTI in USA. The main assumptions are the same as Landsvirkjun has used in similar studies and are as follows:

2.1.Smelter modelling in the system analysis:

The analysis of the 322 kt/y smelter, was after meetings with Alcoa, based on a more detailed model of the smelter. The 322 kt/y smelter is modelled with two 220/11 kV transformers for auxiliary load (22 MW @ PF = 0.8) and five 220/69 kV transformers with tap changers serving the rectifier transformers. The auxiliary transformers are 25 MVA, each serving 11 MW load at a cosφ of 0.8. The five 220/69 kV transformers are 160 MVA. The 69 kV side is connected to the load (rectifier transformers are not modelled) and through a circuit breaker to a capacitor bank. The pot line load is modelled as a 102.7 MW load at each of the five 69 kV busses, with cosφ of 0.91. Landsvirkjun, based on analysis of system performance, will suggest the size and placement of the capacitor bank.

2.2.Dynamic modelling of smelter load:

A new composite load model was set up for the 322 kt/y smelter. The auxiliary load is assumed to be composed of small motors (50%), lighting (25%) and constant power (25%). The pot line load is modelled according to “IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance; Load Representation for Dynamic Performance Analysis”, as presented in “IEEE Transaction on Power Systems, Vol 8, No. 2, May 1993”. For primary aluminium smelters it is assumed (typical values), that the real power changes with voltage in the following manner;

$$P = P_0 \times (V/V_0)^{1.8}$$

The reactive power is assumed to change by the square of the voltage.

Load characteristics have a large impact on the dynamic behaviour of a power system and the LV load models have been updated to include appropriate and representative load models for all parts of the network.

Faults are 3 phase faults and cleared within 120 ms.

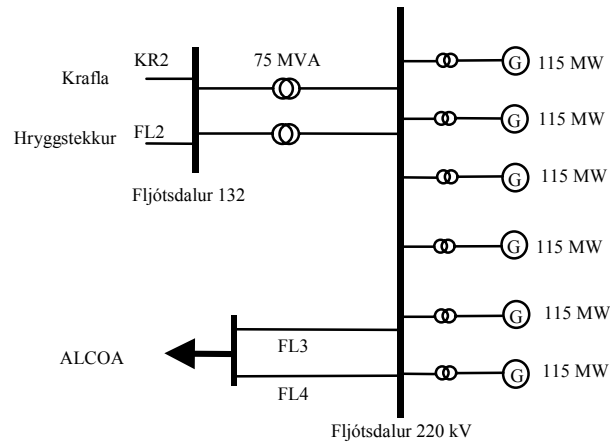


Figure 2-1 Single line diagram for the power system connected to the smelter in East Iceland.

3. Fault Statistics of the Transmission System

The 132 kV transmission lines around Iceland were erected in the seventies and early eighties. Some of the lines cross terrain with very severe weather conditions and experience extremely high wind and/or frequent ice storms in the winter. The number of forced outages that have been registered over the years is therefore very different for individual lines when calculated per 100 km of line length. Fig 3.1 gives an overview of the code-names of individual 132 kV lines in the ring around Iceland and the corresponding fault statistics over the last 10 years is shown in Figure 3-2, starting with the line from Brennimelur substation in the south-west of Iceland.

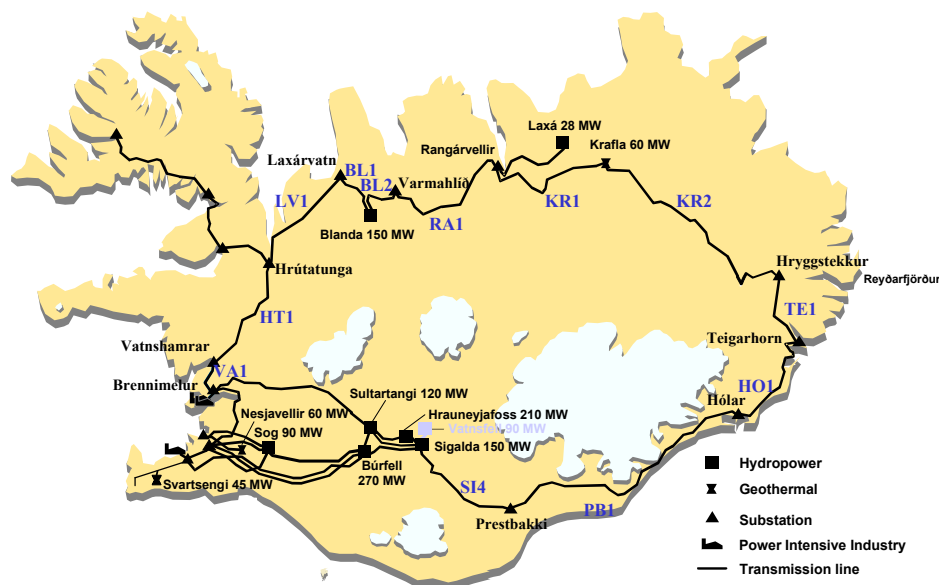


Figure 3-1 Names of individual 132 kV transmission lines

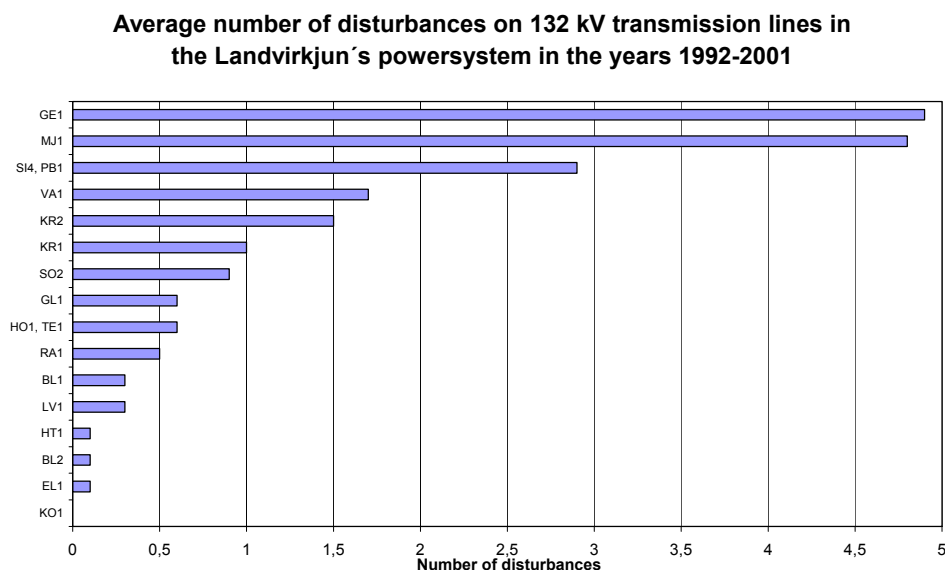


Figure 3-2 Number of disturbances per year for the 132 kV lines around Iceland, 1992-2001

92% of the faults occur during the wintertime. About 93% of all faults are due to weather conditions, in most cases caused by wind and/or ice. The type of fault is in most cases earth fault (58%) and short circuit (34%). In the 220 kV at the South West Iceland the annual number of disturbances has been approx. 0.4/line.

In Figure 3-3 the faults in the system on the east coast are shown in more detail.

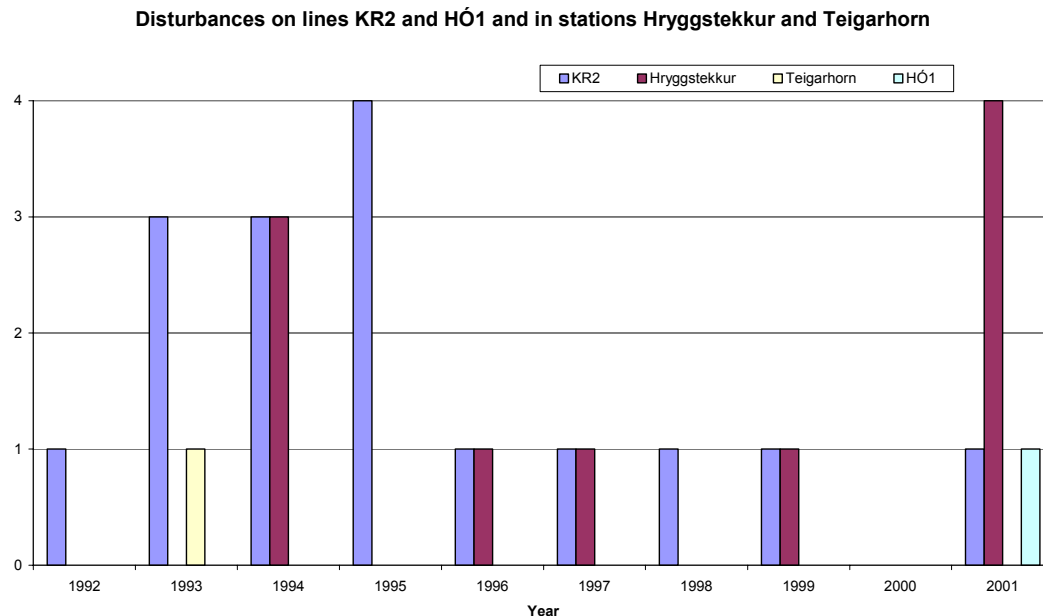


Figure 3-3 Disturbances on lines KR2 and HÓ1 and in substations Hryggstekkur and Teigarhorn at the East Coast of Iceland.

In Figure 3-4 the disturbances for diverse units can be seen.

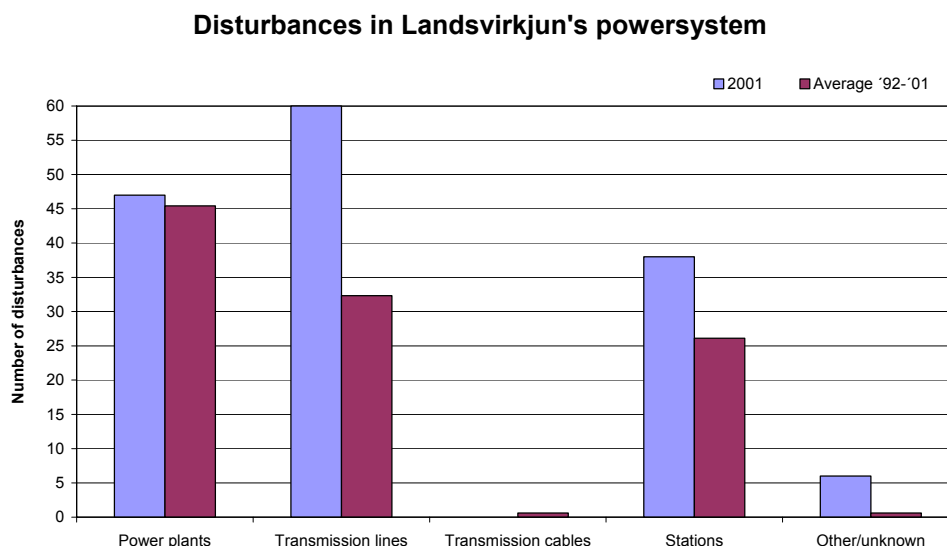


Figure 3-4 Disturbances in the Landsvirkjun power system.

From Figure 3-4 it can be seen that disturbances in 2001 are above the mean value. This was caused by a heavy salt polluted weather in the western part of Iceland.

Landsvirkjun has since 1995 participated in a benchmarking project with utilities around the world. The participants are:

GPU Energy	Canada
Ontario Hydro	Canada
Tennessee Vally Authority	USA
Bayernwerk	Germany
ESB National Grid	Ireland
Finska Stamnett	Finland
Landsvirkjun	Iceland
National Grid	England
Red Electrica de Espana	Spain
Rede Electrica Nacional	Portugal
Scottish Power	Scotland
Statnett	Norway
Svenska Kraftnet	Sweden
Electra	Australia
Powerlink Queenssland	Australia
GPU Powernet	Australia
Transend	Tasmania - Australia
TransGrid	Australia
TransPower	New -Zeeland
Western Power	Australia

Figures from this work in 2001 follows:

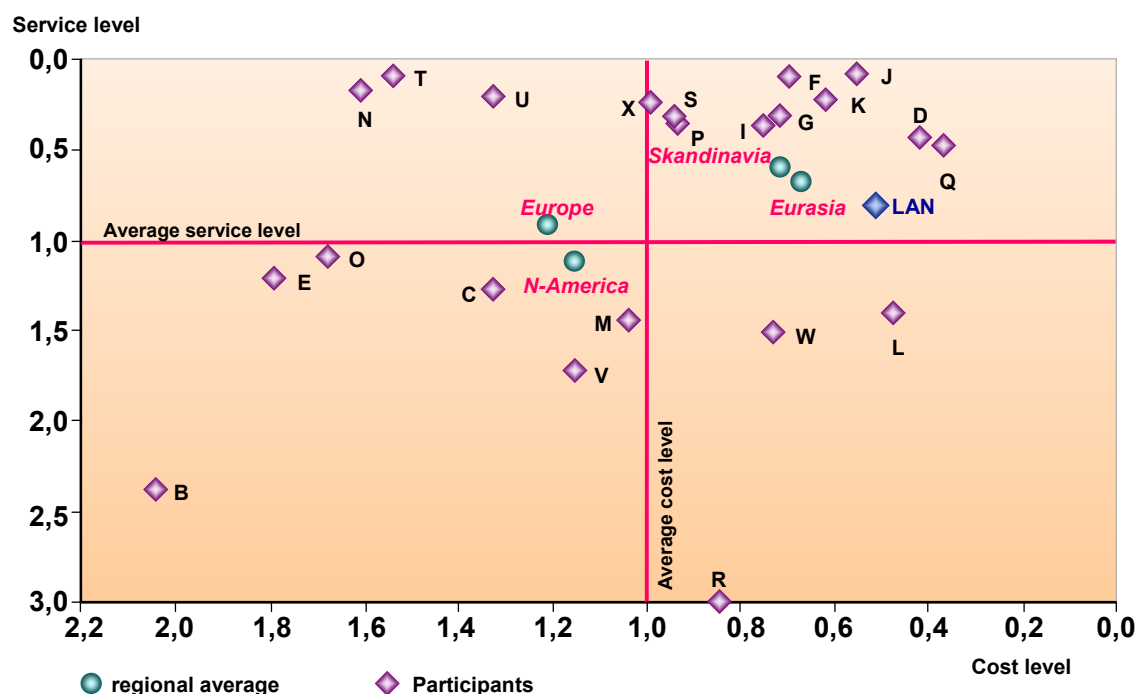


Figure 3.5 Benchmarking, O&M transmission lines 2001

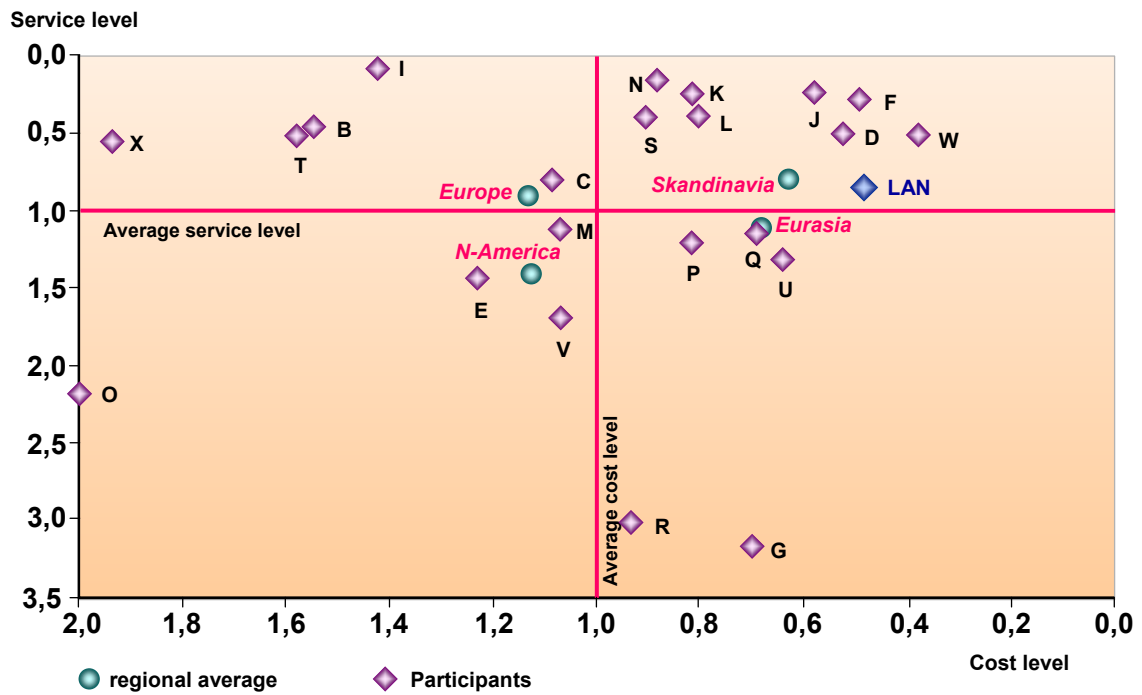


Figure 3.6 Benchmarking, O&M substations.

4. Short circuit study

4.1.Short Circuit Current at Hryggstekkur – Impact Study.

The impact of the Power Plant on the nearest substation, Hryggstekkur in the Landsvirkjun system has been investigated. Figure 4-1 gives an overview of the system in Eastern Iceland. Red lines are the new 220 kV lines and black lines showing the existing 132 kV lines.



Figure 4-1 Power Plant in Kárahnjúkar and it's nearest 132 kV substation at Hryggstekkur.

The short circuit current at Hryggstekkur is calculated for the present (2002) system as 1.6 kA. After connecting the new Power Plant in Kárahnjúkar to the system the short circuit current will increase to 4.0 kA. The equipment at Hryggstekkur is able to withstand currents up to 25 kA. Therefore the new Power Plant in Kárahnjúkar will have no impact on the existing equipment at Hryggstekkur.

4.2.Short Circuit Current at the 220 kV Alcoa bus

The maximum short circuit current at the 220 kV bus at Alcoa in Reyðarfjörður during normal operation will be approx. 5 kA. Normal operation in wintertime is assumed when six generating units are connected to the system with all lines in service.

In the summertime with five generating units connected to the system and one of the 220 kV lines out of service a short circuit current of approx. 3.6 kA can be expected.

During start up and restoration much lower SCC can be expected. During the summertime with no generating unit connected to the system at the Kárahnjúkar-plant the short circuit current can be expected to be approx. 650 A.

Tables in Appendix A show the Short Circuit Capacity (SCC) at some buses in Eastern Iceland for five different system conditions and different number of generating units connected in the new Power Plant.

5. Voltage quality

There is no EN (CENELEC) standard on voltage quality for 220 kV systems. Nevertheless Landsvirkjun has used the EN 50160 standard for “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution system” as a reference for voltage quality. This standard is for MV utilities (<36 KV).

The public load in eastern Iceland will only be approx. 10% of the Alcoa smelter load. Therefore the quality of the voltage in the transmission system will largely depend on the load behavior at the 220 kV Alcoa bus. It is clear that both parties of the project have to co-operate on this matter in their design process to achieve the best result for both parts. However, as the smelter is the source of “disturbances” in the eastern system, it is the responsibility of Alcoa to design the smelter so that it will not deteriorate the voltage quality below Landsvirkjun’s requirements as stated in this document.

The issues of voltage quality are:

- Voltage level.
- Frequency.
- Curve formation.

5.1.Voltage variations.

Ref. EN 50160 §1.3.12 - §1.3.19.

Problems created by flicker or fluctuations are rare and localized. However the system at the East coast of Iceland will have a relatively low SCC and therefore this has to be taken into consideration. In the area under consideration there are on the other hand very few sources of rapid voltage fluctuations other than those coming from the planed aluminum plant.

Voltage variations can be of different types from very fast to very slow. Fast dips and fluctuations, caused by e.g. short circuits are allowed to be greater than regular voltage changes caused by e.g. capacitor banks being connected or disconnected seasonally.

In normal operation Landsvirkjun will be able do deliver power at a voltage level close to 1.0 pu. Nevertheless under normal operation Landsvirkjun will be allowed to operate in the range 0.91 pu to 1.05 pu.

Maximum allowed steps caused by e.g. capacitor banks being connected would be:

Maximum Short Circuit Capacity (SCC) – Winter load.

- 1% for changes more often than once per hour.
- 3% for changes more often than 4 times per day but less than once per hour.
- 5% for seasonal changes.

Minimum Short Circuit Capacity (SCC) – Summer load.

- 2% for changes more often than once per hour.
- 5% for changes more often than 4 times per day but less than once per hour.
- 5% for seasonal changes.

Maximum Temporary Over Voltage (TOV) will normally be less than 1.3 pu and could last for 160 ms.

5.2.Voltage unbalance.

Ref. EN 50160 §1.3.23.

Alcoa shall use its best efforts to balance its consumption of power as equally as possible on all three phases.

Landsvirkjun is aware of the connection between this and the ability of the aluminum plant to fulfill its obligations to maximum THD. Unbalance of more than 1% will be seen as unacceptable.

5.3.Frequency.

Ref. EN 50160 §1.3.11.

It is Landsvirkjun intention to operate the system so that the fundamental frequency is as close as possible to 50 Hz or: 50 Hz +/- 0.1Hz.

In 2001 the mean value of the frequency in the Landsvirkjun system was 50 Hz with a s.dev. of 0.03867 Hz.

In case of faults or other uncontrolled variations a load shedding program will be implemented where all customers including Alcoa participate.

For illustration the load shedding scheme in 2001 is shown:

Customer	f	Delay
	[Hz]	[s]
Icl. Alloys oven nr. 1	48.5	0.1
ISAL(ALCAN) potline 3 (200ms ramp)	48.4	0.1
Norðurál	48.1	0.1
ISAL potline 3 out	48	0.1
Icl. Alloys oven nr. 2	47.9	0.1
ISAL (ALCAN) potline 1	47.7	1
ISAL (ALCAN) potline 2	47.7	2.5
Public load	<=47.5	>=2.5

Table 5.1 Landsvirkjun's load shedding scheme in 2001.

Alcoa need to equip the rectifiers with a voltage regulator range, in order to minimize the frequency deviation due to the step-up in load at the time of the energizing of a series of pots.

5.4.Harmonics.

Ref. IEEE Std 519 – 1992.

No standard exist for voltage quality at transmission (>161 kV) and sub-transmission level (69 kV through 161 kV). As discussed at the TC September 4-6, 2002, Landsvirkjun will use the IEEE Std 519 – 1992 standard, as reference when evaluating the voltage quality level in the system connected to Káraknjúkar. According to this standard:

Se IEEE Std 519 – 1992 pp.77 – 78 Chp. 11.5	Sub-transmission level (69 kV through 161 kV)	Transmission level (>161 kV)
Individual voltage distortion limit	1,5 %	1 %
THD (Total Harmonic Distortion) limit	2,5 %	1,5 %

Table 5-2 Voltage distortion limit according to IEEE Std 519 – 1992.

The grey column would be referred to at Hryggstekkur which is the nearest utility coupling point in the 132 kV system. Landsvirkjun will measure the harmonics in the existing system at Hryggstekkur and compare that with a measurement done after the power delivery date. All these measurements will be done in close co-operation with Alcoa.

The recommended harmonic current limits at transmission level are given in the standard for two categories based whether the value $[\frac{I_{SC}}{I_L}]$ is greater or less than 50, where I_{SC} is maximum short circuit current and I_L is the maximum demand load current). These tables are applicable to six pulse rectifiers only (Se IEEE Std 519 – 1992 pp.71 – 74 Chp. 10.4).

Due to low short circuit current versus maximum load current ratio at the Alcoa bus ($\frac{I_{SC}}{I_L} \approx 5$) the system voltage quality level is especially sensitive to the harmonic current injection level. Therefore, harmonic currents injection has to be kept at absolute minimum.

Based on agreement of defining the PCC (Point of Common Coupling) the harmonic currents injections impact on the system voltage quality must be evaluated in close co-operation of both parties. Harmonics injections during maintenance of rectifier units should be considered.

Below one can find an overview of the line/cable system surrounding the Alcoa smelter, necessary for harmonic calculations at the plants substation.

One-line diagram of Landsvirkjun system connected to Kárahnjúkar

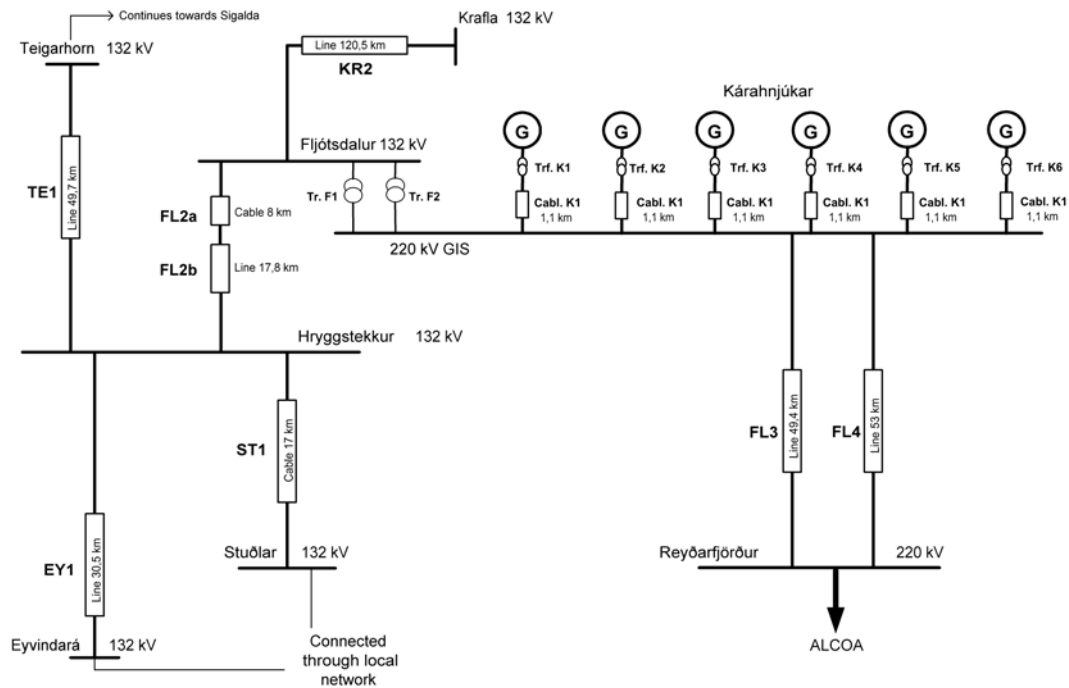


Figure 5-1. The line/cable system surrounding the Alcoa smelter.

On next page one can find the data for the above shown branches.

Line name	Connecting points		Operating voltage	Overhead line /Cable	Length	Positive sequence pr. km			Zero sequence pr. km		
						R ₊	X ₊	Y ₊	R ₀	X ₀	Y ₀
	From	to				ohm/km	ohm/km	μs/km	ohm/km	ohm/km	μs/km
EY1	Hryggstekkur	Eyvindará	132	Line	30,5	0,0951	0,4009	2,795	0,2377	1,5508	1,854
TE1	Hryggstekkur	Teigarhorn	132	Line	49,7	0,0924	0,4147	2,795	0,2378	1,5571	1,849
FL2a	Hryggstekkur	Fljótsdalur	132	Cable	8,0	0,0835	0,1397	54,56	0,2163	0,0808	54,56
FL2b			132	Line	17,8	0,0919	0,4134	2,795	0,2349	1,550	1,862
ST1	Hryggstekkur	Stuðlar	132	Cable	17,0	0,1454	0,1679	34,41	0,2757	0,106	34,41
KR2	Fljótsdalur	Krafla	132	Line	120,5	0,0915	0,4133	2,795	0,2346	1,550	1,862
FL3	Kárahnjúkar	Reyðarfjörður	220	Line	49,4	0,02147	0,3430	3,423	0,16494	1,1130	2,415
FL4	Kárahnjúkar	Reyðarfjörður	220	Line	53,0	0,02100	0,3298	3,533	0,16446	1,0998	2,472
Cabl. K1 – K6			220	Cable	1,1	0,1014	0,1593	36,68	0,2383	0,103	36,68

Line name	Connecting points		Operating voltage	Overhead line /Cable	Length	Positive sequence total value.			Zero sequence total value.		
						R ₊	X ₊	Y ₊	R ₀	X ₀	Y ₀
	From	to				ohm	ohm	μs	ohm	ohm	μs
EY1	Hryggstekkur	Eyvindará	132	Line	30,5	2,898	12,23	85,25	7,249	47,299	56,547
TE1	Hryggstekkur	Teigarhorn	132	Line	49,7	4,600	20,60	138,9	11,80	77,40	91,895
FL2a	Hryggstekkur	Fljótsdalur	132	Cable	8,0	0,668	1,118	436,5	1,730	0,6464	436,48
FL2b			132	Line	17,8	1,636	7,358	49,75	4,181	27,59	33,144
ST1	Hryggstekkur	Stuðlar	132	Cable	17,0	2,472	2,854	584,97	4,687	1,828	584,97
KR2	Fljótsdalur	Krafla	132	Line	120,5	11,03	49,80	336,80	28,27	186,78	224,371
FL3	Kárahnjúkar	Reyðarfjörður	220	Line	49,4	1,0601	16,9351	169,017	8,1430	54,9487	119,216
FL4	Kárahnjúkar	Reyðarfjörður	220	Line	53,0	1,1126	17,4764	187,204	8,7149	58,2793	130,982
Cabl. K1 – K6			220	Cable	1,1	0,112	0,175	40,348	0,262	0,113	40,348

6. Power System Studies

6.1. The electricity market and existing hydro-power plants in East Iceland

The electricity market in eastern Iceland is very small compared to the proposed aluminium smelter. It is supplied by small local hydro-power plants and energy from the grid. There are two 132 kV lines connecting East Iceland to the rest of the grid, one from Krafla geothermal power plant in North-east Iceland and another coming from Sigalda hydro-power plant, which is a part of the large generating centre in the south. These lines are a part of an 132 kV circle around the country, from Brennimerur in the west to Sigalda in the south. The distances from Krafla and Sigalda to the main load centre in East Iceland, Hryggstekkur, are 142 and 372 km respectively.

A forecast for the maximum load in substations and the forecast for East Iceland as a whole is shown in Table 6.1.

	2005	2010	2015	2020	2025
	MW	MW	MW	MW	MW
Prestbakki substation	3,7	4	4,3	4,7	5
Hólar substation	12,5	13,7	14,6	14,9	15,2
Teigarhorn substation	15,8	17,1	18,1	18,3	18,6
Hryggstekkur substation	31,5	32,9	33,9	34,3	34,8
Eyvindará substation	32,9	34,7	36	36,5	37
Sum of maximum loads	96,4	102,4	106,9	108,7	110,6
East Iceland General consumption Primary power	43	46,9	49,7	50,7	51,8
East Iceland General consumption Secondary power	40,2	40,9	41,3	41,6	41,7
East Iceland General consumption Total¹	74,0	78,5	81,7	82,8	84,1

Table 6.1 Forecast of maximum general loads in substations and area peak load.

The above table lists the total load in East Iceland, i.e. both primary and secondary load. This forecast does not include increased demand as a result of increased

¹ As the maximum loads do not occur simultaneously in all substations and as the peaks of secondary and primary power do not coincide, the yearly peak load for East Iceland is less than the sum

population due to the smelter. In the environmental assessment report for the Reyðarál smelter, it was assumed that for a 280 thousand tons/year smelter, the long term increase of the population in East Iceland would be 1800. The number of apartments would be increased by 650. The use of electricity in households is very dependant on the method of space heating. Households with electrical space heating normally use about 40.000 kWh per year, but households with geothermal heating only about 4-5.000 kWh per year. Until recently, the coastal area in East Iceland has been considered “cold”, i.e. with little chance of geothermal heating. Ongoing drilling activities in Eskifjörður, which is close to Reyðarfjörður, are changing this perspective as the results have been very promising. An increase of 650 households might therefore increase the electricity use by 3 to 26 GWh (0,5 to 4,6 MW), depending on the method of heating. If geothermal heating will evolve in the area, a reduction in electricity use of the existing market will occur, as has been the case in several other parts of the country. Today, the electricity use for direct space heating of households in East Iceland is about 98 GWh (17 MW), with additional 31 GWh (6 MW) of secondary energy used in central heating systems with oil burners as backup. A reduction in the electricity use for heating of households can therefore easily outweigh the electricity consumption coming from increased population. In this report, additional primary electricity use of 5 MW is assumed.

The hourly power consumption, for each week, can be calculated from the yearly peak load and standard coefficients published by the Energy Forecast Committee (<http://www.orkuspa.is/enska/enskheim.htm>). Figure 6-1 shows the assumed maximum demand of year 2012 for each 2-weeks period. A typical load profile for the week of maximum demand is shown on Figure 6-2, calculated for the load forecast of 2012.

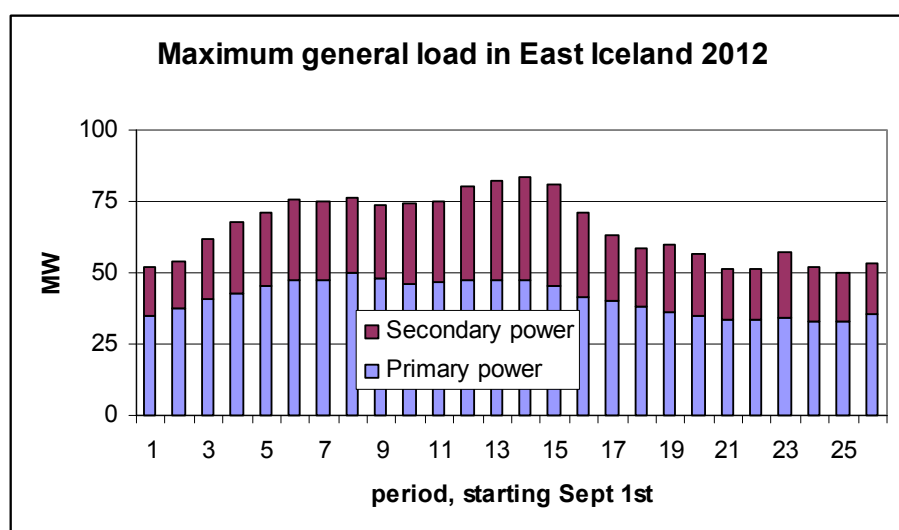


Figure 6-1 Maximum demand of general load in East Iceland for 2-weeks periods in year 2012.

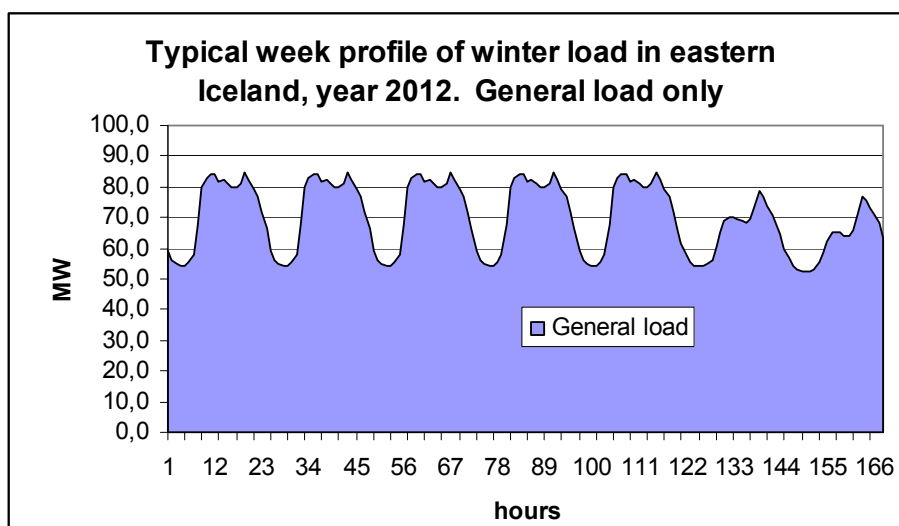


Figure 6-2 Load profile for general load in East Iceland for one winter week in 2012, week of max demand.

There are five small hydro-power plants in the area today, as shown in Table 6.1

	Installed capacity		Annual energy generation (1997) GWh
	Nameplate	Max in 1997	
Lagarfoss	7,5	8,39	62,359
Fjarðará	0,16	0,169	1,183
Grímsá	2,8	3,289	20,774
Búðará	0,24	0,180	0,803
Smyrlabjargará	1,0	1,37	8,897
Total for existing plants	11,7	13,4	94,016

Table 6.2 Existing hydro-power plants in East Iceland.

The plants are mainly run-of-river plants with limited seasonal storage. During wintertime, it can be assumed that the plants are operated at a low baseload during off-peak hours and at full capacity during peak hours. Here it is assumed that the baseload is 6 MW and the full capacity 12 MW.

6.2. The electricity market in East Iceland with the proposed smelter

The electricity market in East Iceland changes dramatically with the new smelter, which will be the dominant load. The general load in the area is now no more than “a ripple” on the smelter load curve. This can be seen on Figure 6-3.

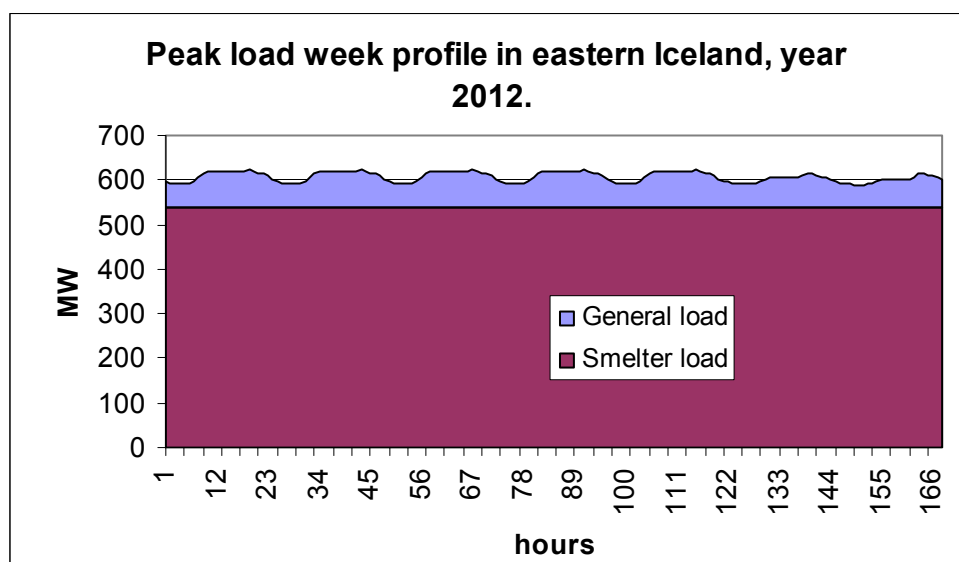


Figure 6-3 Week profile for East Iceland in 2012, week of maximum demand.

The smelter will be supplied mainly by the Kárahnjúkar hydro-power plant, but power exchange between Kárahnjúkar and the grid is also foreseen, to level out the difference in hydrological conditions within the total system.

The main objective of the transmission study, is to analyse the operation of the transmission grid and to minimise the transmission projects required for the smelter, providing adequate reliability of energy delivery, both to the smelter and to the general market. Also the different impacts of the new smelter and power plant on the existing system will be investigated. The existing transmission capacity into eastern Iceland is limited due to long transmission lines on relatively low voltage, 132 kV.

6.3. Transmission constraints

An overview of the assumed system in year 2012 can be seen on Figure 6-4 with the critical cuts used for analysis of the power transmission system.

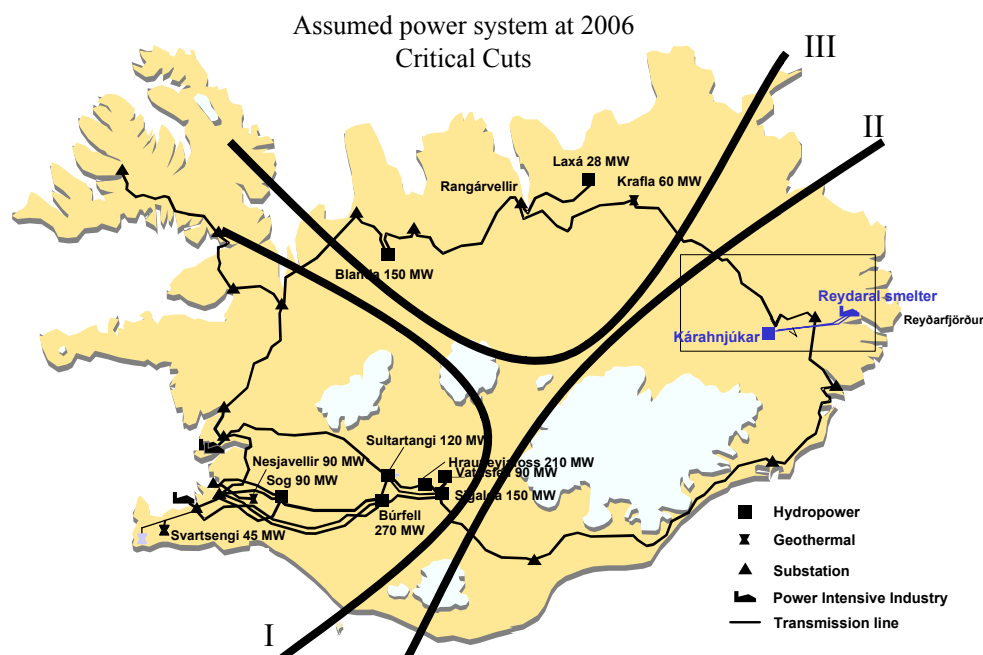


Figure 6-4 Assumed power system at 2012 with the addition of the Alcoa smelter and Kárahnjúkar power plant.

In this study the focus is on the transmission through Cut II, i.e. transmission into eastern Iceland. Transmission through Cut I and Cut III is frequently above the defined transient stability limits today and the addition of Kárahnjúkar and the Alcoa smelter will not alter that situation. If the limits through these cuts are overridden, there will be a risk of islanding of the system in North Iceland if a fault occurs in the western part of the 132 kV system.

Load-flow and dynamic analysis of the power system leads to the identification of three different transfer limits for Cut II after the addition of Kárahnjúkar power plant and the Alcoa smelter. Loading the transmission system within Limit 1 implies operational situations, which are similar to those known today and can be assessed with known methods. Installation of a SVC at a critical point in the 132 kV system, in eastern Iceland increases this to Limit 2.

The limits defined are:

- Transient Stability Limit: The transfer limit based on no system additions other than two lines from Kárahnjúkar to Alcoa and connection of Kárahnjúkar power plant to the 132 kV system and a +35 MVar SVC at Hryggstekkur for voltage stabilisation. Some basic remote disconnection measures are necessary².
- Steady State Limit: The transfer limit based on the same assumptions as the Transient Stability Limit, without considering system performance during faults.

These are gross limits, i.e. the sum of power into the lines going to East Iceland, at Krafla at one end and Sigalda at the other. The limits identified for Cut II in Case A, Phase 1, are as follows:

² It is assumed that the remote disconnection system will consist of a measuring/protection terminal in many of the 132 kV substations and some power stations (tot. 12), and a telecommunication system.

Transient Stability Limit:	135 MW
Steady State Limit:	180 MW

6.4. Analysis of transmitted power

The required power transfer into eastern Iceland will be the difference of the generation in that area and the total load, i.e. from the aluminium smelter and the general consumption, see Figure 6-3. The generation in Kárahnjúkar is subject to stochastic variation in river-flow and yearly precipitation, as discussed in the Generation Expansion Planning Report (GEPR) by Magnús Sigurðsson. The transmitted power in or out of East Iceland will therefore be subject to the same variations, with additional variation stemming from the general load pattern and to a small extent the generation in the small local hydro-power plants. Analysis of the transmitted power must therefore be based on the results of the simulation of the hydro system, as presented in the GEPR.

For purpose of this transmission analysis, Magnús Sigurðsson has run a simulation of the system for year 2012. The results of the simulation show clearly the seasonal and yearly variations in the generation at Kárahnjúkar. All transmission analysis will be done for year 2012 load forecast. The increased consumption that can be expected as a result of higher population due to the smelter is here assumed to be 5 MW.

The simulation of the hydro system is made with a time resolution of 2 weeks and is therefore based on energy rather than power. In eastern Iceland, Kárahnjúkar and the small local plants can be operated in such a way, that the power import to the area is constant over a long period, thus resulting in minimum transmission losses. For clarifications, an example is given here for a winter week with maximum general consumption. A 500 MW average production in Kárahnjúkar is assumed in this example. The small hydro-power plants in the area are assumed to be generating 6 MW as baseload and 12 MW during peak hours. The load can be seen in Figure 6-3 and generation and power import to eastern Iceland can be seen on Figure 6-5 to Figure 6-7.

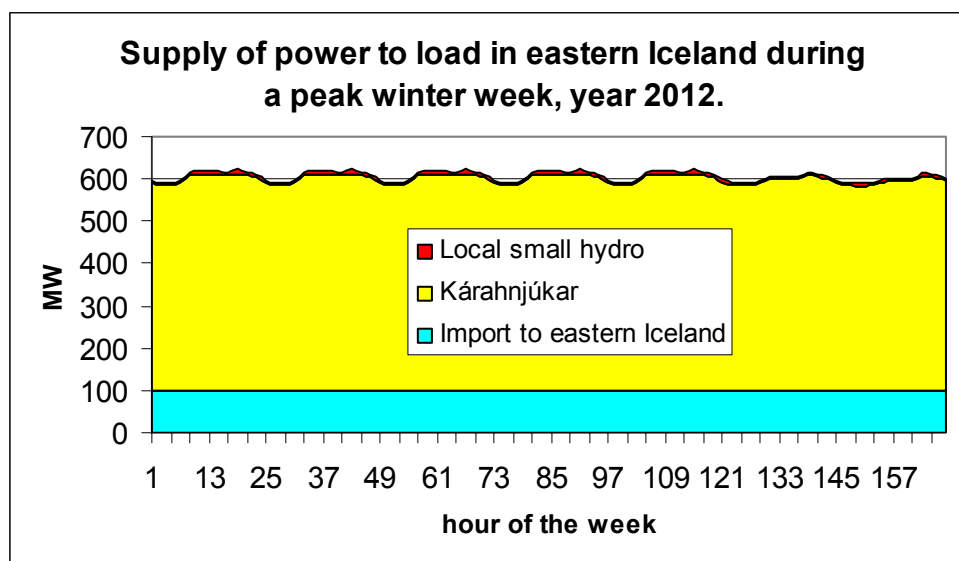


Figure 6-5 An example of supply of power to East Iceland in year 2012.

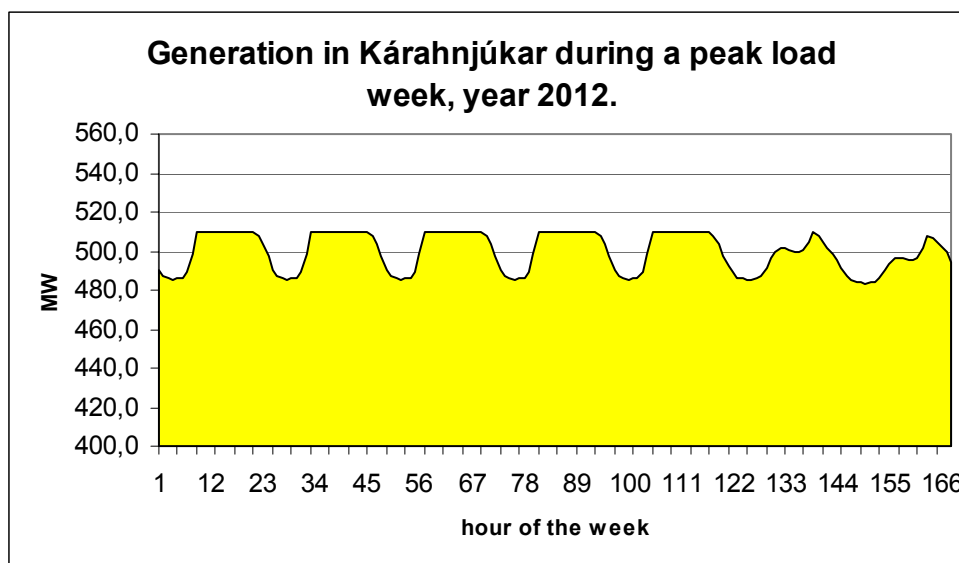


Figure 6-6 Generation profile for Kárahnjúkar during peak load week year 2012, with 500 MW average generation.

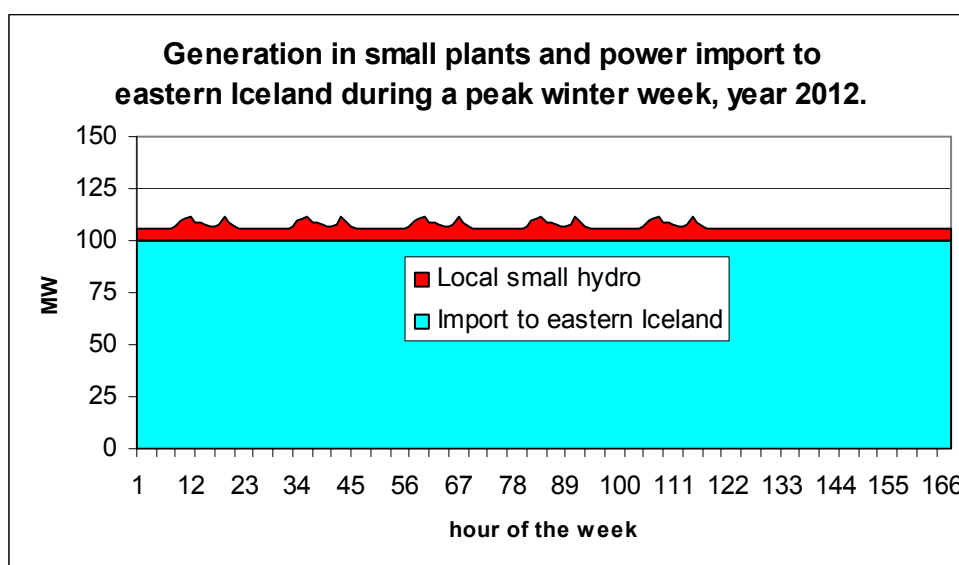


Figure 6-7 Generation in small power plants and power import to eastern Iceland during a peak load week year 2012. Kárahnjúkar with 500 MW average generation.

As can be seen from the figures above, the required daily variation in the generation of Kárahnjúkar to level out the load in the eastern part of Iceland is very small. During peak hours, the Kárahnjúkar power plant is providing approximately 10 MW above the average generation of the week, resulting in constant power import. This peak-shaving effect of the plant must be accounted for in analysis of the transmission system.

The results from Magnús Sigurðsson's simulation of the hydro system can be transferred into figures showing the expected seasonal distribution of power import and export for all water years in the simulation. Figure 6-8 is based on results from

Magnús Sigurðsson's simulation and shows the power transfer from Kárahnjúkar into the 132 kV grid, as 2-weeks averages.

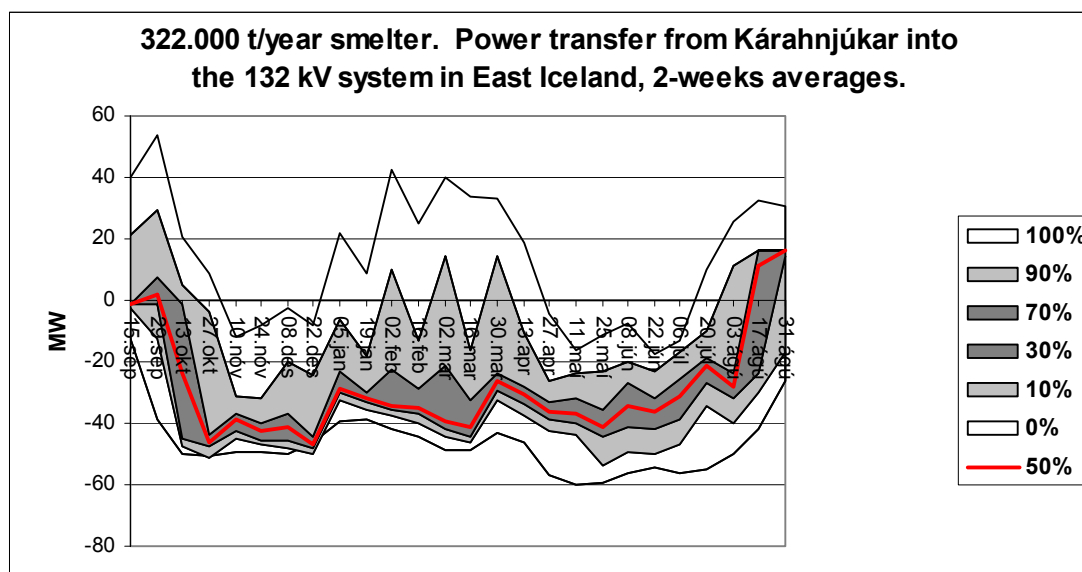


Figure 6-8 Seasonal variations in power transfer from Kárahnjúkar into the 132 kV grid.

In the transmission analysis, it is assumed that the peak shaving effect of Kárahnjúkar is 10 MW in all cases. The transmission losses in the 132 kV system in East Iceland, between Krafla and Sigalda, are very different for net import and net export. If power is imported to East Iceland, it is partly transmitted from Krafla and partly from Sigalda. For a 75 MW net import, two third comes from Krafla. The long lines in East Iceland are therefore relatively lightly loaded and the transmission losses are less than 4%. If there is ample generation in Kárahnjúkar and net export from East Iceland, a part of the power generated by Krafla is transmitted through East Iceland, with the power from Kárahnjúkar adding on in Fljótisdalur. A large amount of power is therefore transmitted through the long lines in East Iceland, resulting in very high losses. For a 60 MW net export, the losses can be as high as 20%.

For the analysis of simulation results from Magnús Sigurðsson, flat 4% transmission losses are assumed for power import to East Iceland and 20% for export. Figure 6-9 shows the net power transfer into eastern Iceland based on the simulation. The transmitted power is constant within each 2-weeks period, as a result of the peak-shaving effect of Kárahnjúkar and local small hydro-power plants. The transmitted power into East Iceland in Figure 6-9 is the sum of power entering the KR2 line at Krafla power station in the north-east and power entering the SI4 line at Sigalda power station in the south.

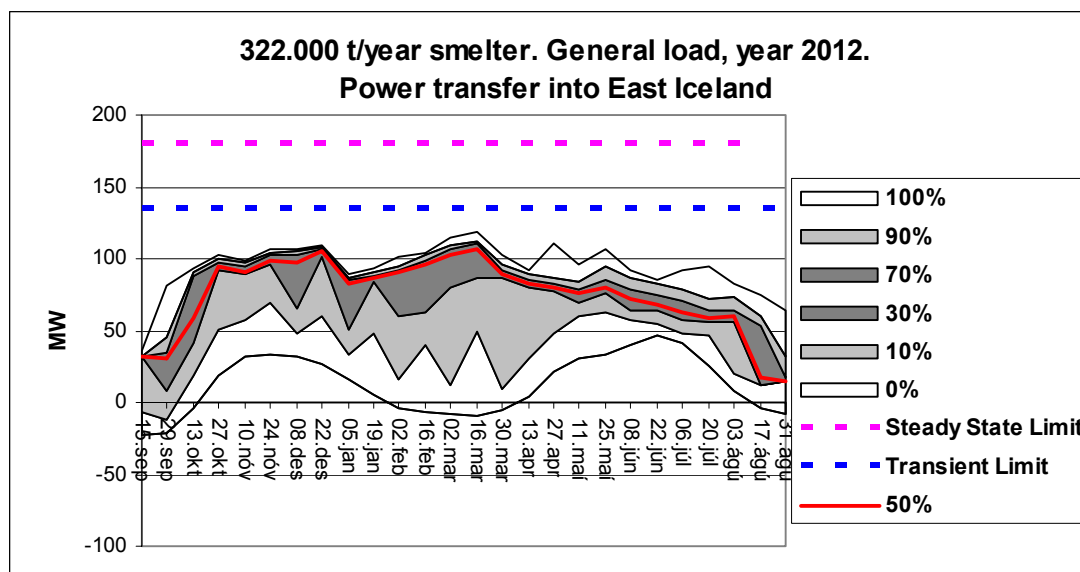


Figure 6-9 Seasonal variations in East Iceland's, power import and export.

From Figure 6-9 it can be assumed that power import to East Iceland will be within the stability limits discussed in chapter 6.3. It can also be seen that the main transfer periods are in October to December and March to May.

6.5. Sizing of Capacitor Banks at the Smelter

As discussed in chapter 2, Landsvirkjun shall suggest the size of the capacitor banks at the smelter. The sizing was done by the following method.

- Based on a pre-fault voltage of 1.0 p.u at the 220 kV Alcoa bus, the voltage at the bus shall not fall below 0.91 p.u., following an outage of one of the lines between Kárahnjúkar and the Alcoa smelter and without changing the set-point value of the voltage at Kárahnjúkar.

This leads to a size of approximately 50 MVar at each of the five 69 kV busses. Under normal operation the smelter consumption from the net will be 537 MW and 42 MVar, which corresponds to an overall power factor of 0.997.

If a line fault occurs during maintenance of one of the five rectifier units, the voltage will fall below the 0.91 p.u. value, but by raising the voltage at Kárahnjúkar, the voltage at Alcoa will be within the limits given.

6.6. Load-flow cases

To analyse the performance of the system, the power flow in the system and the response to system faults was analysed. This was done for different load cases and for different generation in Kárahnjúkar. These cases were chosen such, that they represent the results of the simulation of the system. Figure 6-10 shows the same seasonal variations of power import and export to East Iceland as can be seen in Figure 6-9, but with the analysed cases marked in as yellow circles.

The cases are discussed generally in this text, but detailed load-flow diagrams and graphs showing system response can be seen in Appendix B.

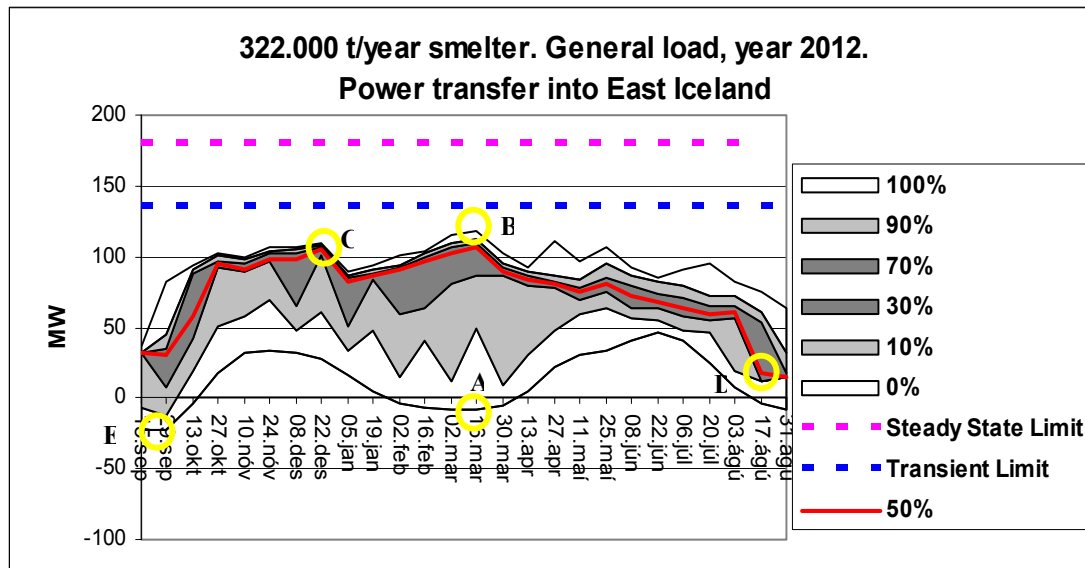
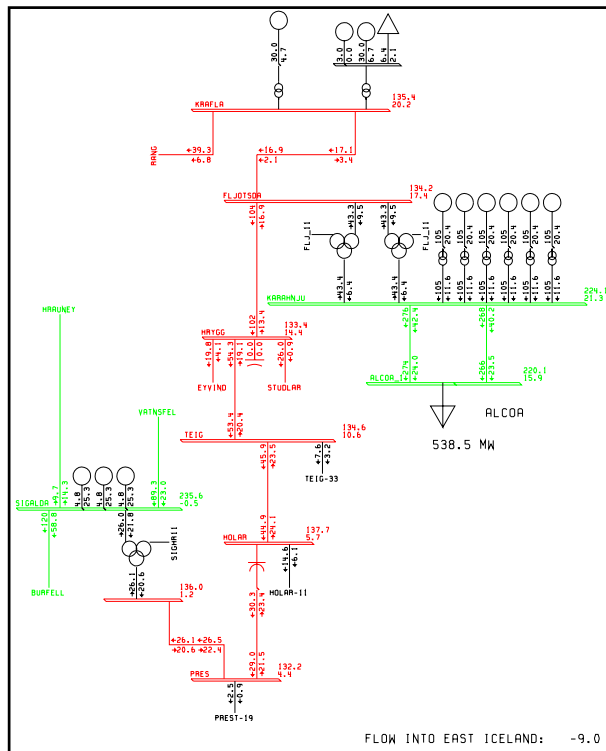


Figure 6-10 Cases analysed, marked with yellow circles.

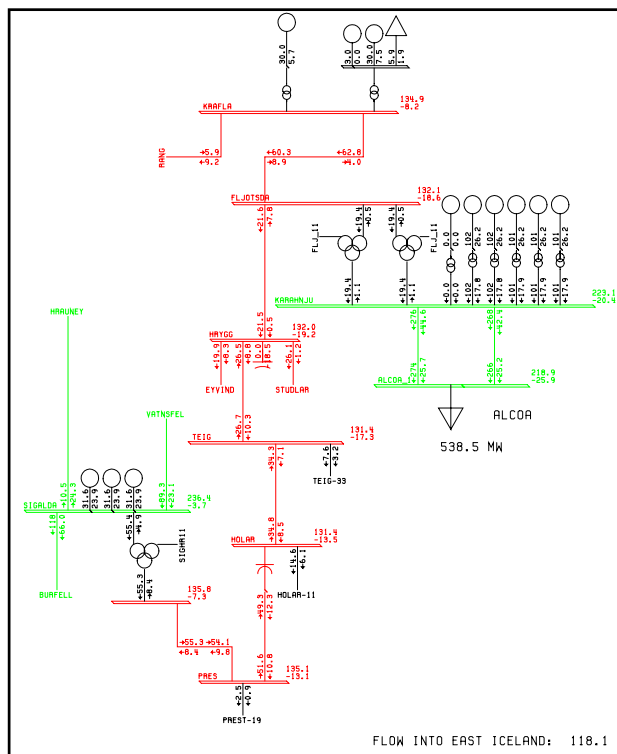
6.6.1. Maximum winter load in East Iceland

The maximum load in East Iceland occurs in March and according to the results of simulation of the generation system, the net power exchange of East Iceland with the rest of the system is very variable, from -8 MW (10% curve) to 100 MW import (50% curve) and 118 MW import (90% curve). High import and export cases will be discussed here.



During times of high generation in Kárahnjúkar, or a combination of modest generation in Kárahnjúkar and curtailment of secondary energy to the smelter and the general market for secondary energy, the export of power from East Iceland to the rest of the grid, during maximum load time, is around 8 MW. This implies that Kárahnjúkar and the local hydro-power plants supply all load in the area and 8 MW more. This does not however mean that only 8 MW is transmitted out of East Iceland, as a part of the generation of Krafla is transmitted through the East-Iceland system into Sigalda in the south. This can be seen on Figure 6-11, which shows the load-flow results for the eastern part of the system.

Figure 6-11 Winter case with 8 MW power export.



The case of high power import to East Iceland during wintertime, implies full delivery of secondary power to the smelter and the general market and that Kárahnjúkar are generating less than the power take of the smelter.

Figure 6-12 shows a case of a 118 MW import to East Iceland, i.e. a total of 118 MW leaving Krafla and Sigalda towards the area. Approximately 45% comes from Sigalda and 55% from Krafla.

Figure 6-12 Winter case with high power import

The cases are within the limits set forward in chapter 6.3, but the operation of the system with very low import or export of the system in East Iceland is more critical for the rest of the system than high import. During export or low import conditions, the generation in Kárahnjúkar is well above the needs of the smelter and a loss of a 132 kV line south of Fljóttsdalur will force the power flow in the 132 kV system in

North Iceland to reverse. This can lead to stability problems in the system in North Iceland, but stability of the system can be maintained by tripping the line between Krafla and Fljótsdalur simultaneously, and thus islanding Kárahnjúkar, the smelter and a part of East Iceland. It is therefore very unlikely that this will affect the power delivery to the smelter.

In case of high power import, the loss of KR2 is critical as the transformer at Sigalda and lines from Sigalda to Hryggstekkur can become overloaded. The losses will be very high. Some curtailment of secondary power in the area is therefore necessary when KR2 is out. This should not affect the power delivery of the smelter.

The voltage profile for the cases discussed above, during normal conditions and with line outages, can be seen in Table 6.3 to Table 6.4. A SVC is assumed at Hryggstekkur for voltage stabilisation.

	Alcoa	Hryggstekkur	Eyvindará	Teigarhorn	Hólar
Normal	220.1 kV	133.4 kV	132.5 kV	134.6 kV	137.7 kV
KR2 out	220.0 kV	133.4 kV	132.6 kV	134.9 kV	137.9 kV
FL2 out **	220.0 kV	132.0 kV	131.1 kV	130.4 kV	129.5 kV
TE1 out **	219.9 kV	132.0 kV	131.1 kV	136.9 kV	137.6 kV
FL3 out	204.8 kV	132.0 kV	131.1 kV	133.5 kV	137.0 kV

** Tripping the line between Krafla and Fljótsdalur simultaneously, and thus islanding Kárahnjúkar

Table 6.3 Voltage profiles for maximum winter load case with 8 MW export from East Iceland to the rest of the system.

	Alcoa	Hryggstekkur	Eyvindará	Teigarhorn	Hólar
Normal	218.9 kV	132.0 kV	130.7 kV	131.4 kV	131.4 kV
KR2 out *	217.9 kV	128.8 kV	127.7 kV	122.5 kV	117.5 kV
FL2 out	218.9 kV	132.0 kV	130.7 kV	129.7 kV	128.0 kV
TE1 out	218.7 kV	132.0 kV	130.7 kV	134.1 kV	134.8 kV
FL3 out	201.9 kV	132.0 kV	130.7 kV	131.2 kV	130.9 kV

* Some curtailments of secondary power in the area

Table 6.4 Voltage profiles for maximum winter load. Case with high power import to East Iceland from the rest of the system.

6.6.2. Maximum general load in Iceland

The maximum general load in Iceland occurs in December and according to the results of simulation of the generation system, the net power exchange of East Iceland with the rest of the system is import, from 25 MW (10% curve) to 100 MW import (50-90% curve). 100 MW import case will be discussed here.

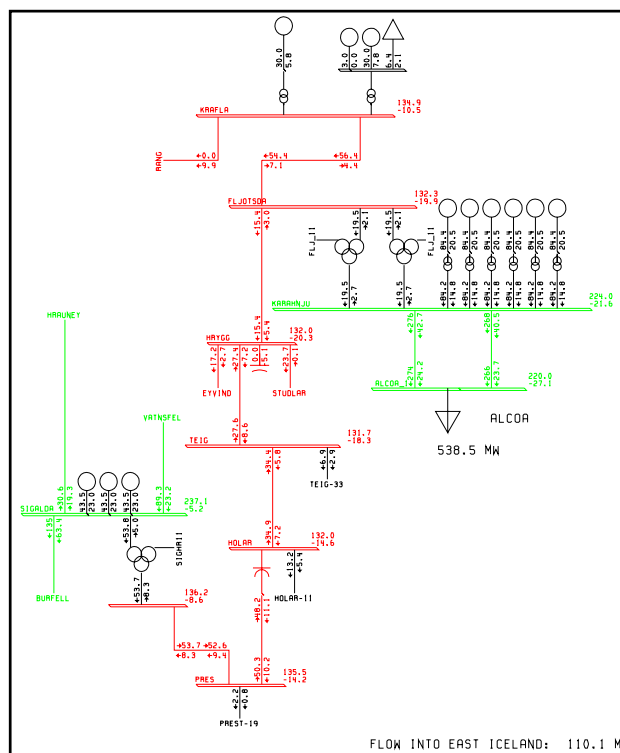


Figure 6-13 December case with power import

The case of high power import to East Iceland during wintertime, implies full delivery of secondary power to the smelter and the general market and that Kárahnjúkar are generating less than the power take of the smelter.

Figure 6-12 shows a case of a 110 MW import to East Iceland, i.e. a total of 110 MW leaving Krafla and Sigalda towards the area. Approximately 50% from each.

In case of high power import, the loss of KR2 is critical as the transformer at Sigalda and lines from Sigalda to Hryggstekkur can become overloaded. The losses will be very high. Some curtailment of secondary power in the area is therefore necessary when KR2 is out. This should not affect the power delivery of the smelter.

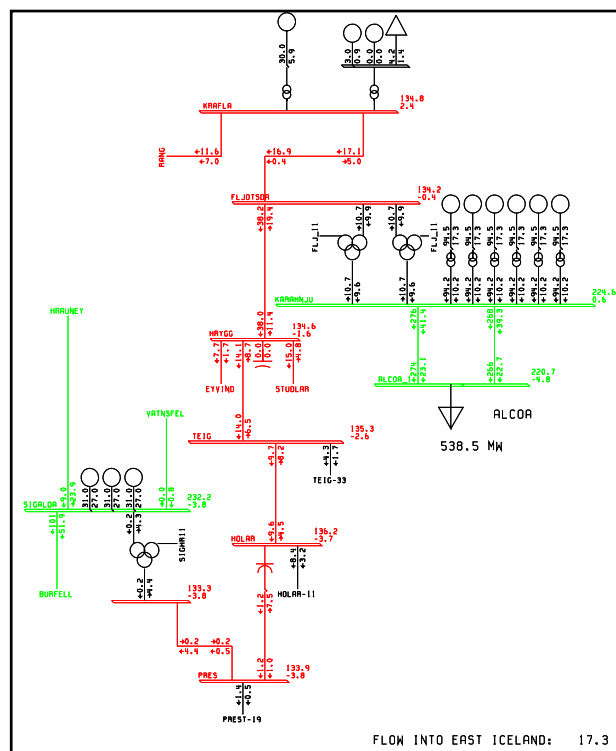
The voltage profile for the cases discussed above, during normal conditions and with line outages, can be seen in Table 6.5. A SVC is assumed at Hryggstekkur for voltage stabilisation.

	Alcoa	Hryggstekkur	Eyvindará	Teigarhorn	Hólar
Normal	220.0 kV	132.0 kV	131.3 kV	131.7 kV	132.0 kV
KR2 out	219.1 kV	129.2 kV	128.5 kV	123.0 kV	118.6 kV
FL2 out	220.0 kV	132.0 kV	131.3 kV	131.2 kV	131.2 kV
TE1 out	219.6 kV	132.0 kV	131.3 kV	135.7 kV	136.2 kV
FL3 out	204.7 kV	132.0 kV	131.3 kV	131.5 kV	131.6 kV

Table 6.5 Voltage profiles for December load Case with 110 MW import to East Iceland from the rest of the system.

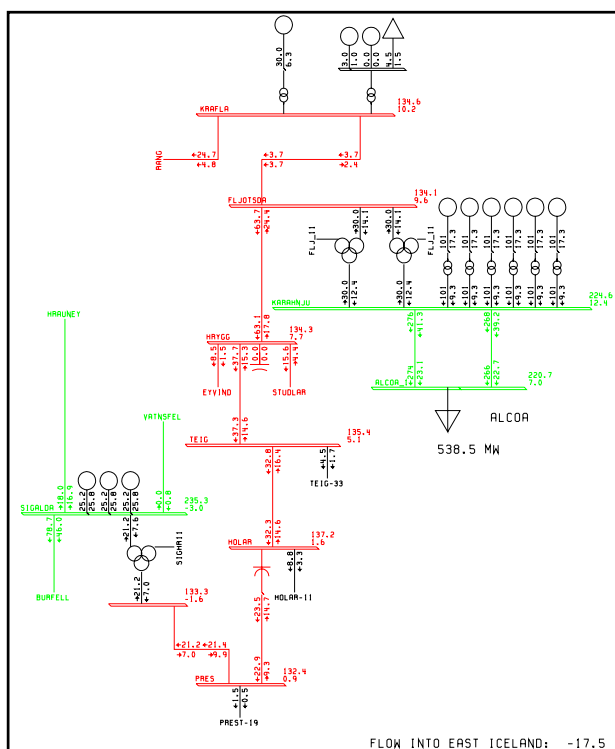
6.6.3. Minimum summer load

The minimum load of the general market is in the summertime and is similar from early June to mid September. From early spring to late summer, the system is characterised by the relatively low generation in Kárahnjúkar as water is stored in Hálslón and the unregulated water in South Iceland used for power generation. After the Hálslón reservoir has filled up in late summer, generation in Kárahnjúkar is increased. The minimum load time of the year is therefore mainly characterised by medium power import to East Iceland, but also by export.



The case of medium power import to East Iceland is a result of average generation in Kárahnjúkar, around 560 MW. The imported power is around 17 MW, coming from Krafla and Sigalda. This can be seen in Figure 6-14.

Figure 6-14 Summer case with medium import.



The export of power from East Iceland to the rest of the grid, is a result of high generation in Kárahnjúkar. This can be seen in Figure 4.15.

Figure 6-15 Summer case with export.

The voltage profile for the cases discussed above, during normal conditions and with line outages, can be seen in Table 6.6 and Table 6.7.

	Alcoa	Hryggstekkur	Eyvindará	Teigarhorn	Hólar
Normal	220.7 kV	134.6kV	134.2 kV	135.3 kV	136.2 kV
KR2 out	220.5 kV	134.1 kV	133.7 kV	134.6 kV	135.2 kV
FL2 out	220.3 kV	132.2 kV	132.0 kV	132.3 kV	132.5 kV
TE1 out	220.5 kV	133.9 kV	133.5 kV	136.4 kV	136.5 kV
FL3 out	205.5 kV	133.0 kV	132.7 kV	133.9 kV	135.2 kV

Table 6.6 Voltage profiles for minimum summer load Case with medium power import to East Iceland from the rest of the system.

During export or low import conditions, the generation in Kárahnjúkar is well above the needs of the smelter and a loss of a 132 kV line south of Fljótsdalur will force the power flow in the 132 kV system in North Iceland to reverse. This can lead to stability problems in the system in North Iceland, but stability of the system can be maintained by tripping the line between Krafla and Fljótsdalur simultaneously, and thus islanding Kárahnjúkar, the smelter and a part of East Iceland. It is therefore very unlikely that this will affect the power delivery to the smelter.

	Alcoa	Hryggstekkur	Eyvindará	Teigarhorn	Hólar
Normal	220.7 kV	134.3 kV	134.0 kV	135.4 kV	137.3 kV
KR2 out	220.6 kV	134.0 kV	133.6 kV	135.1 kV	137.1 kV
FL2 out**	220.0 kV	133.1 kV	132.8 kV	133.3 kV	133.9 kV
SI4 out	220.7 kV	134.4 kV	134.0 kV	135.1 kV	136.1 kV
FL3 out	205.6 kV	132.9 kV	132.6 kV	134.2 kV	136.4 kV

** Tripping the line between Krafla and Fljótisdalur simultaneously, and thus islanding Kárahnjúkar

Table 6.7 Voltage profiles for minimum summer load. Case with power export from East Iceland to the rest of the system.

The general remark on these cases are the same as for the winter cases. As the summer is the time for maintenance, the system response is in some cases dependent on the units connected to the system.

6.7. Power losses

To evaluate the effect of the Alcoa smelter and Kárahnjúkar on the power losses, care must be taken to include main load and generation scenarios, as the losses differ considerably between cases. The difference in losses between export and import cases is large, as discussed earlier in this chapter.

The power losses in the transmission lines between Kárahnjúkar and the smelter can be estimated from the design data for the lines. For full delivery to the smelter and both lines in operation, the estimated losses in the two lines is 3,2 MW.

The power losses in the 132 kV grid in East Iceland are lowest when the transmission lines between Sigalda and Hryggstekkur are lightly loaded, as in the case with moderate power import to East Iceland. The difference in losses between moderate import and negligible power exchange can be around 6 MW. In case of power export from East Iceland, losses can be 10 MW more than in the case of power import.

6.8. Reliability of energy delivery to the smelter

The reliability of energy delivery to the smelter can be estimated by the minimum cut method³. The Kárahnjúkar-Alcoa system is shown in Figure 6-16.

³ Billinton, Roy, Allan, R. N. 'Reliability Evaluation of Power Systems', Plenum Press, New York, 1984.

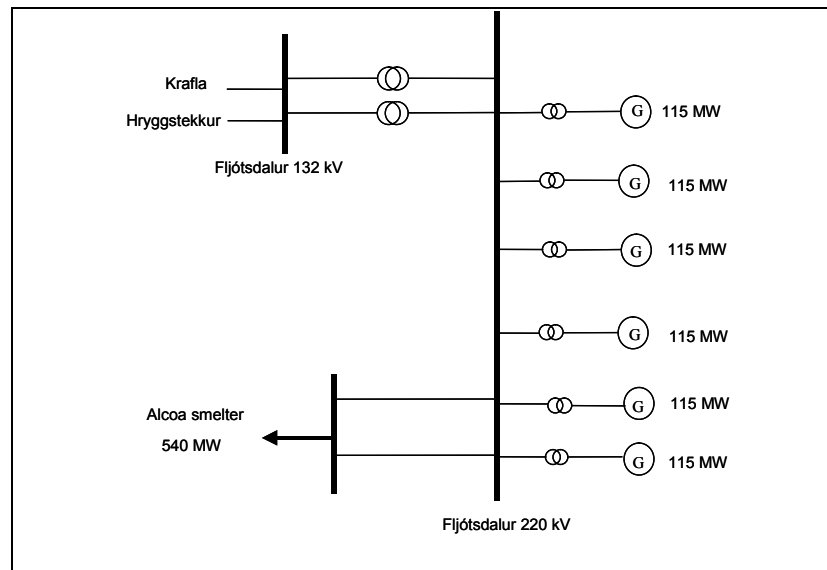


Figure 6-16 Single line diagram for the power system connected to the smelter in East Iceland.

The Alcoa-Kárahnjúkar system is designed as a two line (n-1) system, i.e. curtailment is a result of two or more units failing simultaneously. The biggest contributor to calculated power unavailability at the smelter is the simultaneous fault of both lines between Kárahnjúkar and the smelter, resulting in total blackout. Based on fault statistics for 220 kV lines in Iceland and calculated with a 2-weather model, the probability of such an incidence (annual failure rate) is 0.03. The associated outage duration is 3.59 hours, resulting in 0.11 hours yearly unavailability. Other dual faults can only lead to partial curtailment.

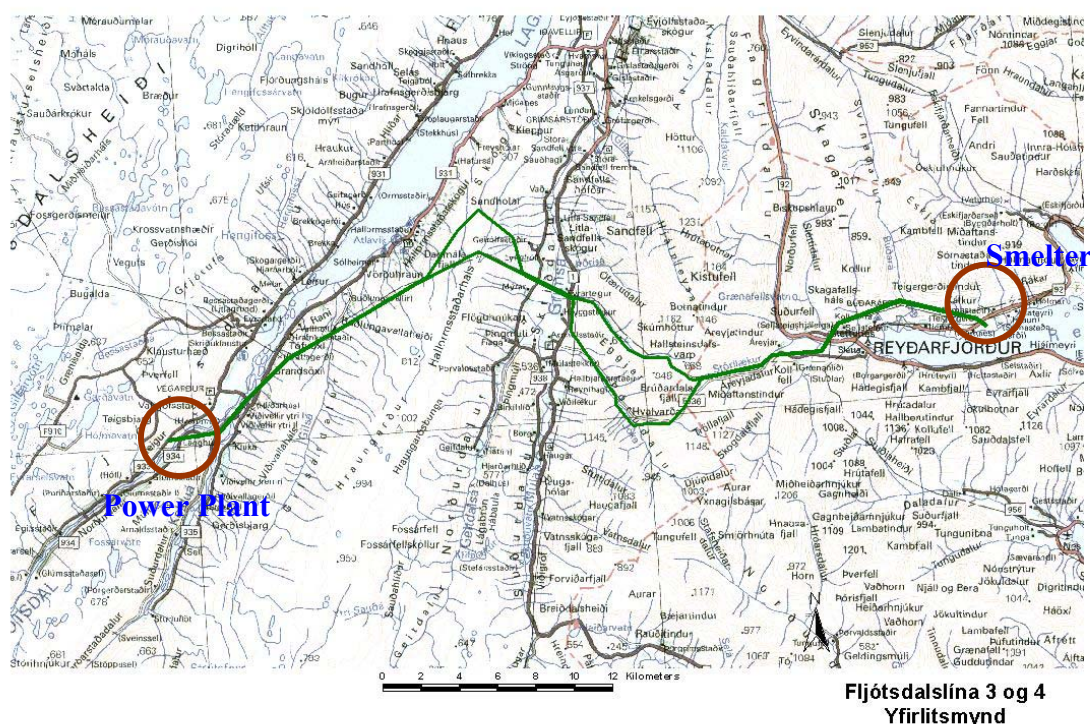


Figure 6-17 Map of transmission lines from Kárahnjúkar to Reyðarfjörður (FL3&4).

To reduce the probability of both lines having faults at the same time, the lines take different routes where ice and wind load is as most.

Reliability analysis of the system by the minimum cut method does not take into account the consequences of the system operating outside stability limits. Faults during such operating conditions may result in islanding or even system breakdown. After such faults, the system can be restored with the faulted unit out of operation, and supply of energy continues. It is assumed that such restoration will take 1 hour.

Installation of a protection scheme with selective remote disconnection of units, i.e. generators/lines/transformers, and temporary partial load shedding of the smelter, can in many cases keep the system stable with minimum curtailment of energy to end-users. Some basic installation is necessary, but expansion of such measures can further reduce system breakdowns. The effect of such expansion is difficult to quantify, as the operating conditions are so variable.

As can be seen on Figure 6-9, the transmission into East Iceland is always below the defined stability limits. Stability problems are more likely to be present following certain line faults if the Kárahnjúkar plant is generating more power than needed by the smelter. By isolating Kárahnjúkar and the smelter from the 132 kV grid, if these problems occur, power delivery to the smelter will not be affected.

7. Smelter trip.

The system must be able to withstand the tripping of the smelter at full load. By disconnecting 4-5 generators of the Kárahnjúkar power plant from the rest of the grid this can be done.

The worst case of tripping the smelter is when the production at Kárahnjúkar is low and there is import of power from the grid. Then the voltage rise and frequency rise will be highest.

There are shown two options of tripping the smelter but keeping the auxiliary power connected to the grid.

7.1.OPTION 1

Kárahnjúkar and the smelter is isolated from the grid, keeping one 220/132 kV transformer, FL4 line and the auxiliary power connected to the grid.

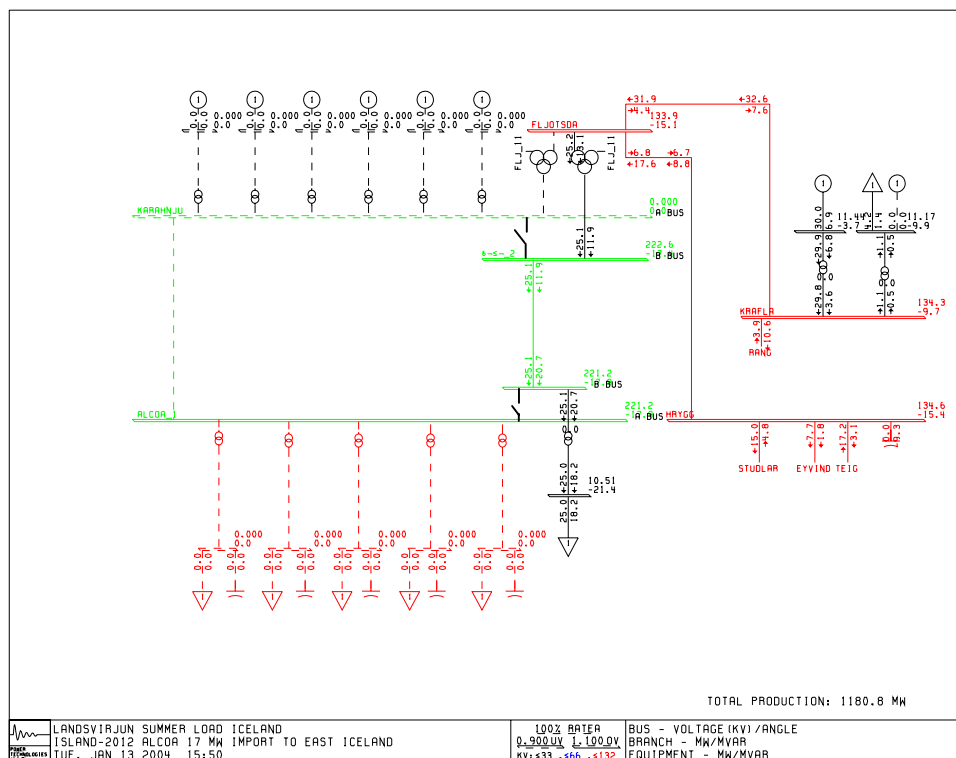


Figure 7-1 Kárahnjúkar and the smelter is isolated from the grid, keeping one 220/132 kV transformer, FL4 line and the auxiliary power connected to the grid.

This is the same option but now one of the generators at Kárahnjúkar is also connected to the grid. The smelter and 5 generators at Kárahnjúkar is isolated from the grid, keeping one 220/132 kV transformer, FL4 line and the auxiliary power connected to the grid.

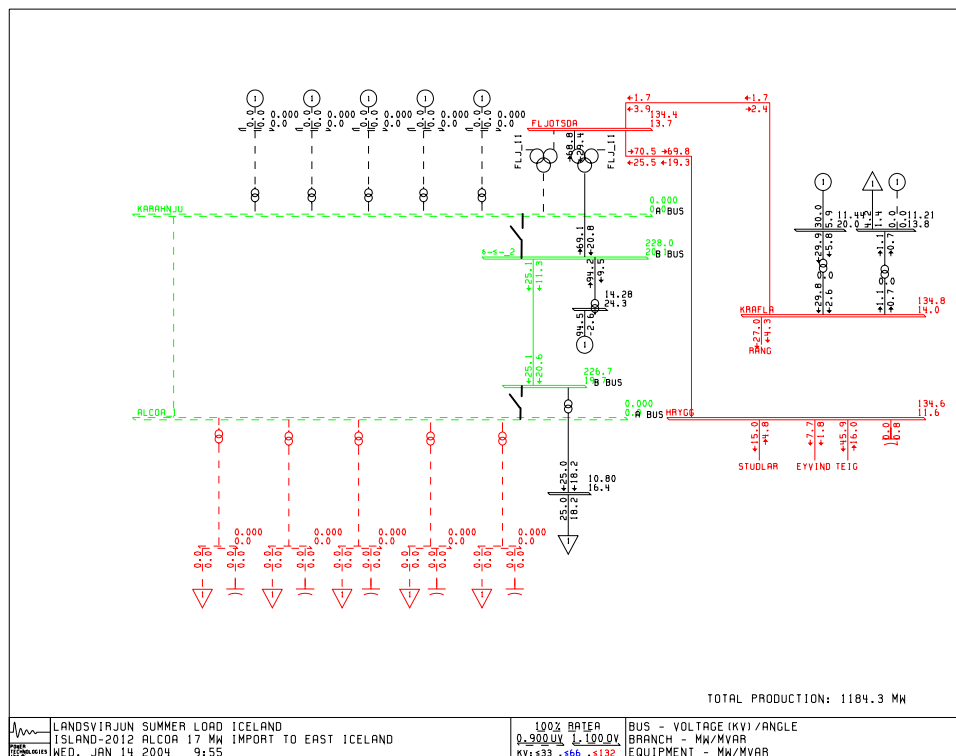


Figure 7-2 The smelter and 5 generators at Kárahnjúkar are isolated from the grid. Keeping one generator at Kárahnjúkar, one 220/132 kV transformer, FL4 line and the auxiliary power connected to the grid.

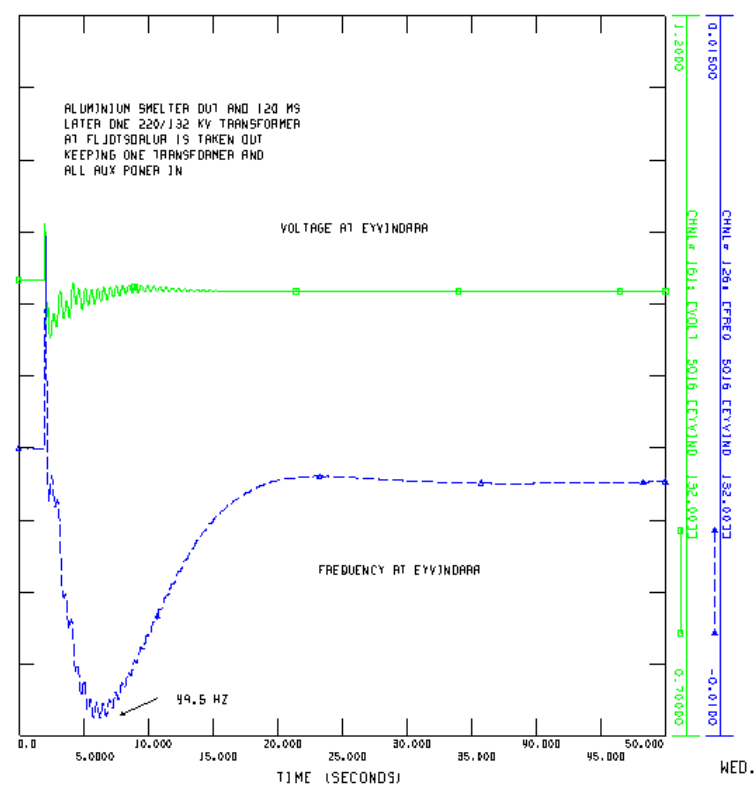
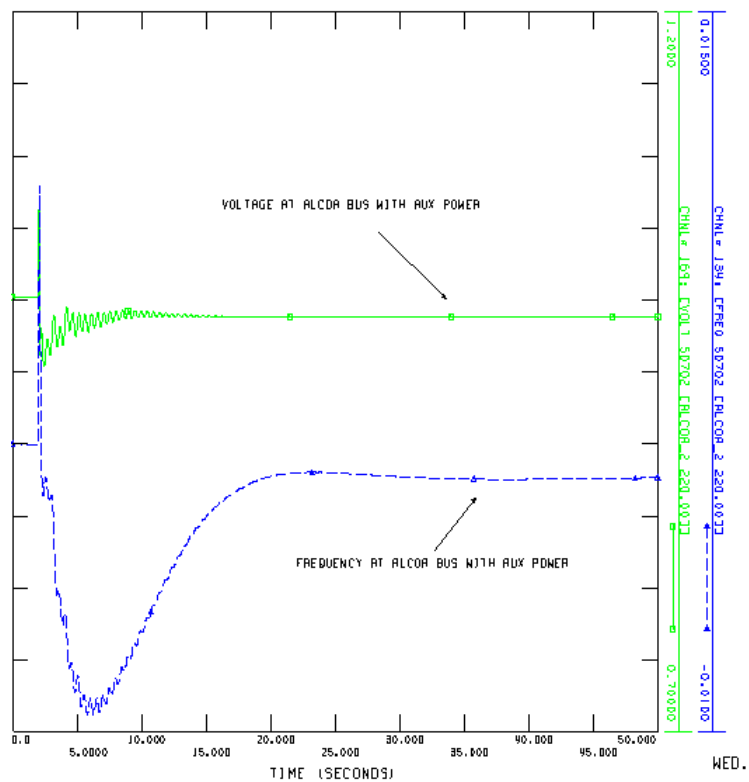


Figure 7-3 Case D. Summer load and low import of power to East Iceland. Voltage and frequency at Eyvindará and ALCOA bus when aluminum smelter is tripped and 120 ms later one 220/132 kV transformer at Fljótsdalur is tripped, and isolating Kárahnjúkar from the grid, keeping auxiliary power connected..

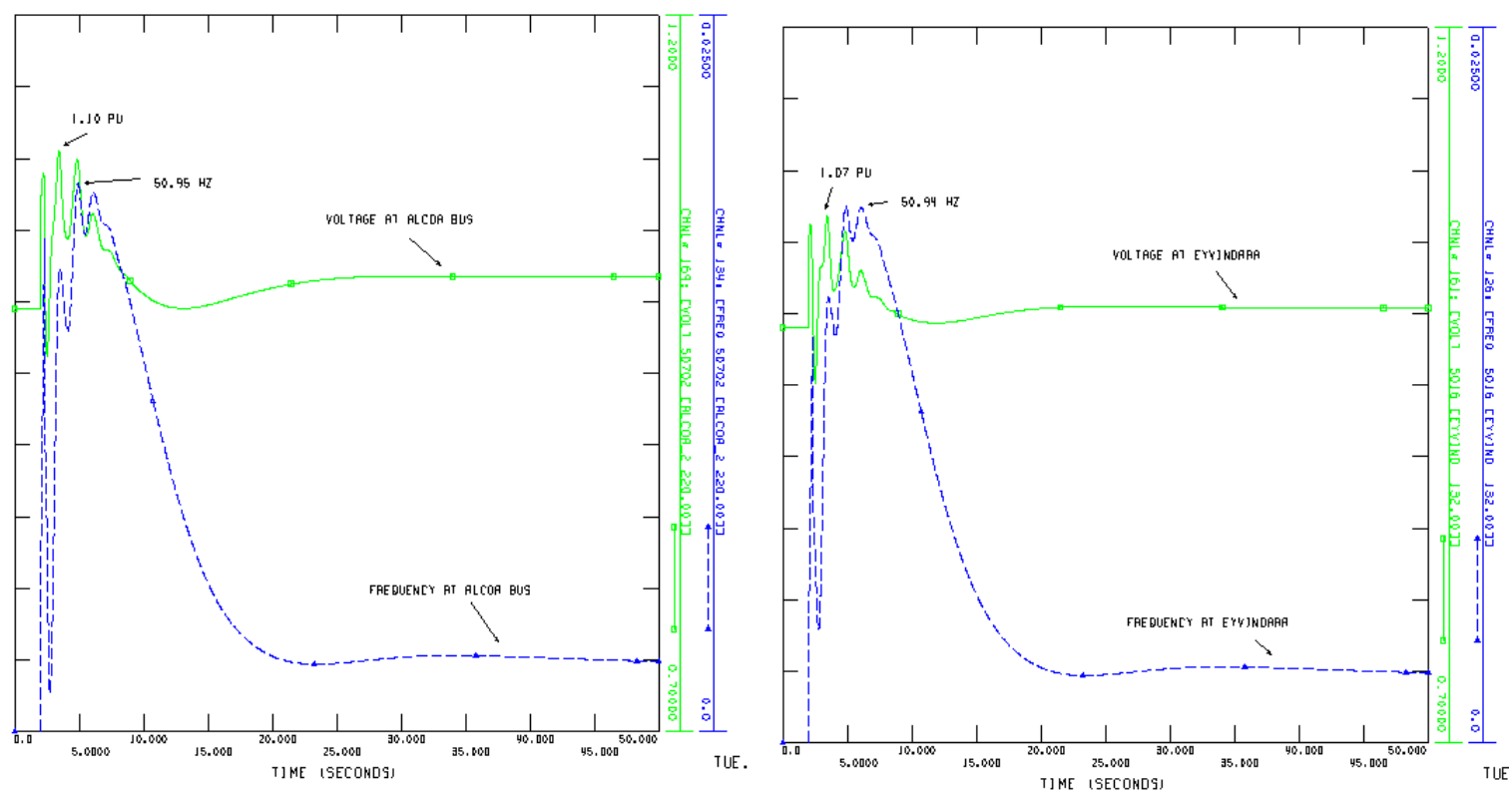


Figure 7-5 Case B max load and max import to East Iceland. Voltage and frequency at Eyvindará and ALCOA bus when aluminum smelter is tripped and 300 ms later one 220/132 kV transformer at Fljótsdalur is tripped, and isolating all but one generator of Kárahnjúkar from the grid, keeping auxiliary power connected..

7.2.OPTION 2:

The smelter and 4 or 5 out of 6 generators at Kárahnjúkar are disconnected from the grid, but keeping both FL3 and FL4, both 220/132 kV transformers and the auxiliary power connected to the grid.

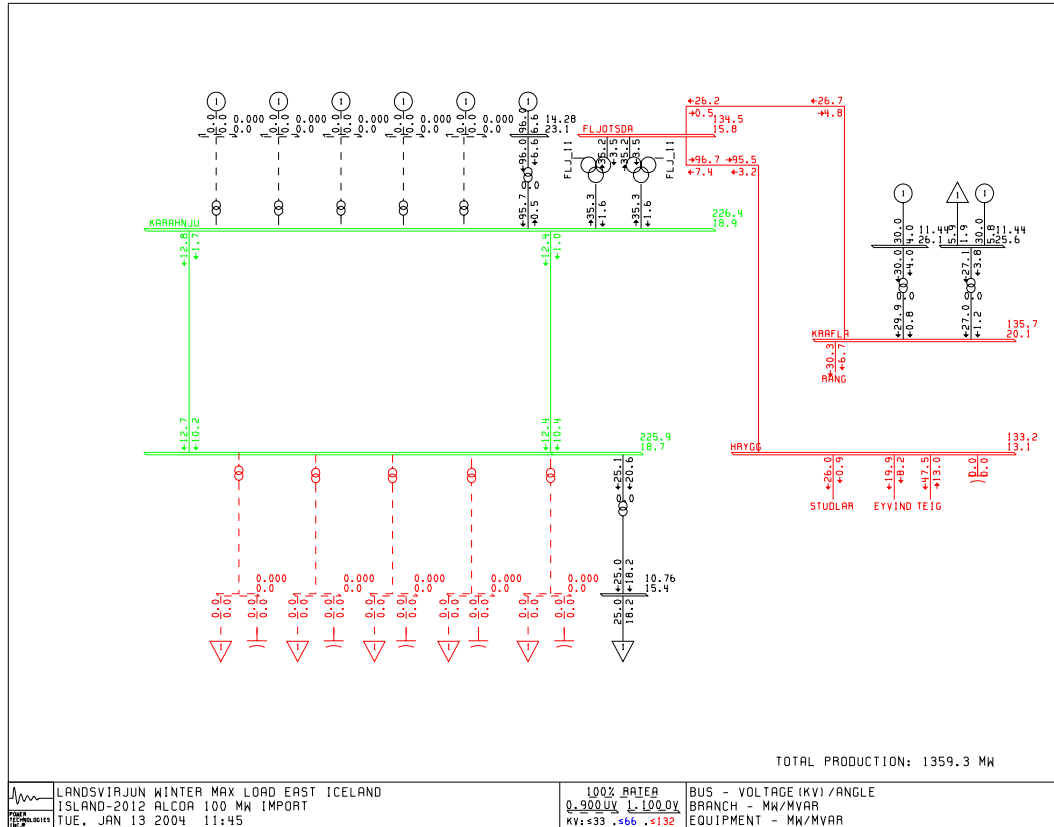


Figure 7-6 The smelter and 5 out of 6 generators at Kárahnjúkar are disconnected from the grid, but keeping both FL3 and FL4, both 220/132 kV transformers and the auxiliary power connected to the grid.

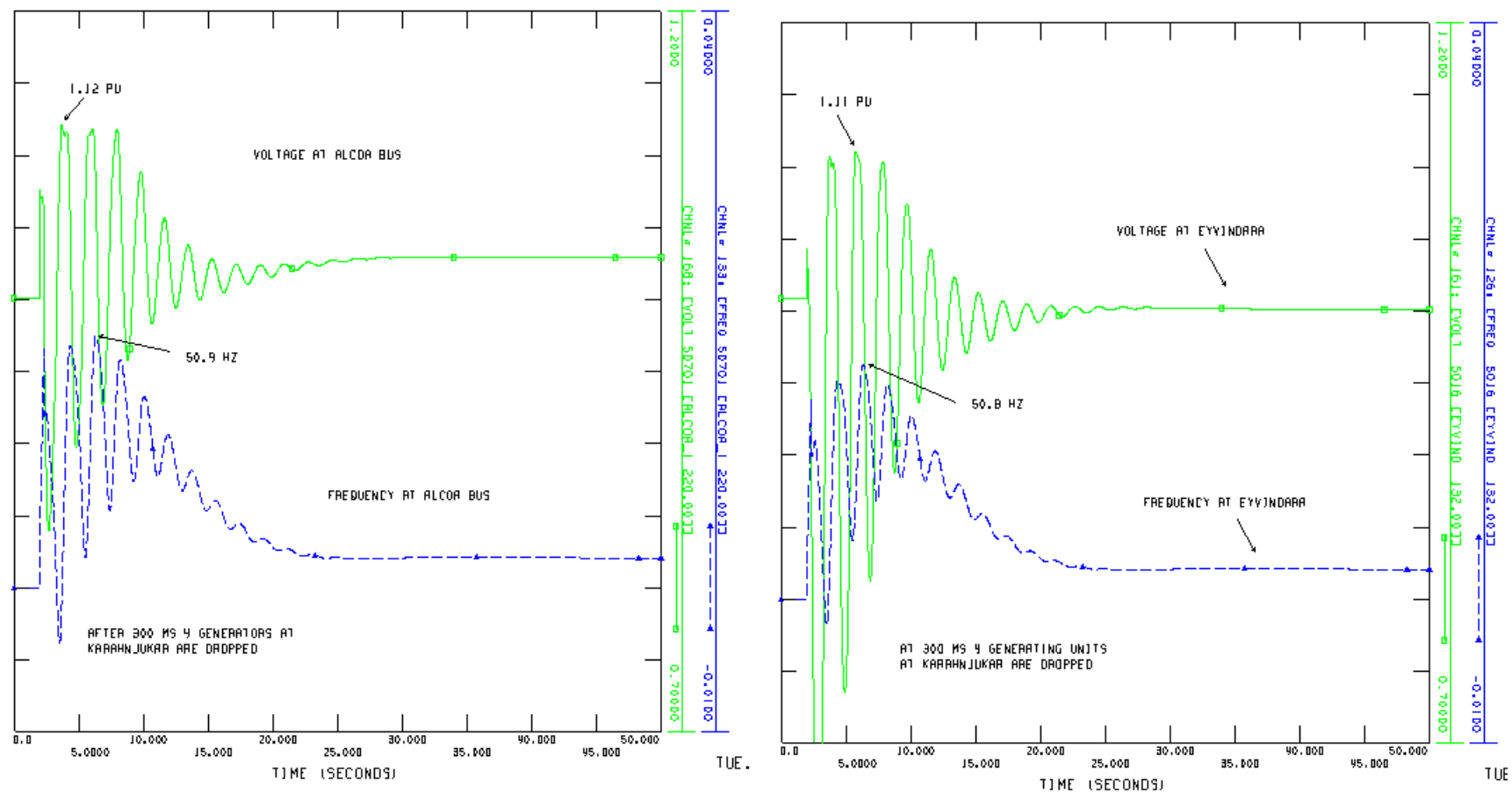


Figure 7-9 Case A. Max load and export from East Iceland. Six generators at Kárahnjúkar are producing 105,5 MW each. Voltage and frequency at ALCOA bus and Eyvindará when the aluminum smelter is tripped and 4 generators at Kárahnjúkar is tripped after 300 ms delay at the same time keeping two generators and auxiliary power connected to the grid.

8. Restoration of power to the smelter after tripping

Restoration of power to the smelter can be done after the Kárahnjúkar power station has been re-connected to the 132 kV grid. Initial power-take of 50 MW and a 20 MW/min load ramping is assumed. This load ramping is the same as applies for existing smelters in Iceland. Figure 8-1 Restart of the smelter. Frequency at ALCOA bus.

and Figure 8-2 show a simulation for summer load conditions, with 3 units of Kárahnjúkar connected during initial restart of the smelter.

8.1. Dynamic studies of restarting the smelter.

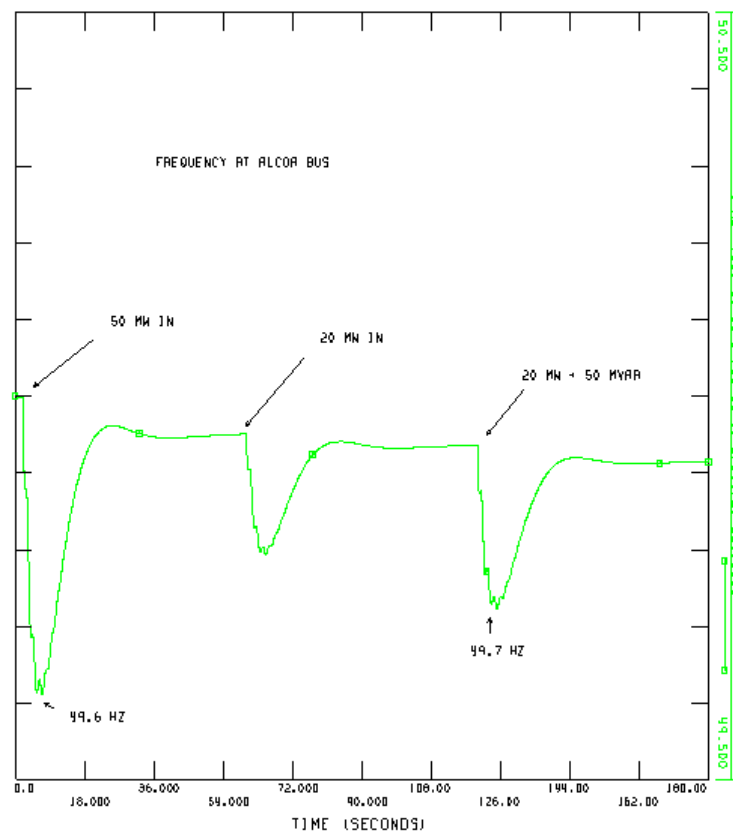
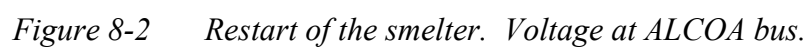


Figure 8-1 Restart of the smelter. Frequency at ALCOA bus.



Overview of Tables:

Table 5.1	Landsvirkjun's load shedding scheme in 2001.....	12
Table 5-2	Voltage distortion limit according to IEEE Std 519 – 1992.	13
Table 6.1	Forecast of maximum general loads in substations and area peak load. .	16
Table 6.2	Existing hydro-power plants in East Iceland.	18
Table 6.3	Voltage profiles for maximum winter load case with 8 MW export from East Iceland to the rest of the system.....	27
Table 6.4	Voltage profiles for maximum winter load. Case with high power import to East Iceland from the rest of the system.....	27
Table 6.5	Voltage profiles for December load Case with 110 MW import to East Iceland from the rest of the system.	28
Table 6.6	Voltage profiles for minimum summer load Case with medium power import to East Iceland from the rest of the system.	30
Table 6.7	Voltage profiles for minimum summer load. Case with power export from East Iceland to the rest of the system.....	31

Overview of Figures:

Figure 2-1	Single line diagram for the power system connected to the smelter in East Iceland.....	5
Figure 3-1	Names of individual 132 kV transmission lines.....	6
Figure 3-2	Number of disturbances per year for the 132 kV lines around Iceland, 1992-2001	6
Figure 3-3	Disturbances on lines KR2 and HÓ1 and in substations Hryggstekkur and Teigarhorn at the East Coast of Iceland.....	7
Figure 3-4	Disturbances in the Landsvirkjun power system.....	7
Figure 3.5	Benchmarking, O&M transmission lines 2001	8
Figure 3.6	Benchmarking, O&M substations.....	9
Figure 4-1	Power Plant in Kárahnjúkar and it's nearest 132 kV substation at Hryggstekkur.....	10
Figure 5-1.	The line/cable system surrounding the Alcoa smelter.....	14
Figure 6-1	Maximum demand of general load in East Iceland for 2-weeks periods in year 2012.	17
Figure 6-2	Load profile for general load in East Iceland for one winter week in 2012, week of max demand.....	18
Figure 6-1	Week profile for East Iceland in 2012, week of maximum demand.	19
Figure 6-1	Assumed power system at 2012 with the addition of the Alcoa smelter and Kárahnjúkar power plant.....	20
Figure 6-1	An example of supply of power to East Iceland in year 2012.....	21
Figure 6-2	Generation profile for Kárahnjúkar during peak load week year 2012, with 500 MW average generation.....	22
Figure 6-3	Generation in small power plants and power import to eastern Iceland during a peak load week year 2012. Kárahnjúkar with 500 MW average generation.	22
Figure 6-4	Seasonal variations in power transfer from Kárahnjúkar into the 132 kV grid.....	23
Figure 6-5	Seasonal variations in East Iceland's, power import and export.	24
Figure 6-1	Cases analysed, marked with yellow circles.....	25
Figure 6-1	Winter case with 8 MW power export.....	26
Figure 6-2	Winter case with high power import.....	26
Figure 6-1	December case with power import	28

Figure 6-1	Summer case with medium import.....	29
Figure 6-2	Summer case with export.....	30
Figure 6-1	Single line diagram for the power system connected to the smelter in East Iceland.....	32
Figure 6-2	Map of transmission lines from Kárahnjúkar to Reyðarfjörður (FL3&4).	33
Figure 7-1	<i>Kárahnjúkar and the smelter is isolated from the grid, keeping one 220/132 kV transformer, FL4 line and the auxiliary power connected to the grid.....</i>	34
Figure 7-2	<i>The smelter and 5 generators at Kárahnjúkar are isolated from the grid. Keeping one generator at Kárahnjúkar, one 220/132 kV transformer, FL4 line and the auxiliary power connected to the grid.</i>	35
Figure 7-3	Case D. Summer load and low import of power to East Iceland. Voltage and frequency at Eyvindará and ALCOA bus when aluminum smelter is tripped and 120 ms later one 220/132 kV transformer at Fljótsdalur is tripped, and isolating Kárahnjúkar from the grid, keeping auxiliary power connected.....	36
Figure 7-4	Case D. Summer load and low import of power to East Iceland. Voltage and frequency at Eyvindará and ALCOA bus when aluminum smelter is tripped and 120 ms later one 220/132 kV transformer at Fljótsdalur is tripped, and isolating all but one generator of Kárahnjúkar from the grid, keeping auxiliary power connected.	37
Figure 7-5	Case B max load and max import to East Iceland. Voltage and frequency at Eyvindará and ALCOA bus when aluminum smelter is tripped and 300 ms later one 220/132 kV transformer at Fljótsdalur is tripped, and isolating all but one generator of Kárahnjúkar from the grid, keeping auxiliary power connected.....	38
Figure 7-1	<i>The smelter and 5 out of 6 generators at Kárahnjúkar are disconnected from the grid, but keeping both FL3 and FL4, both 220/132 kV transformers and the auxiliary power connected to the grid.</i>	39
Figure 7-2	<i>Case B max load and max import to East Iceland. There are 5 generators producing 101 MW each prefault. Voltage and frequency at ALCOA bus and Eyvindará when the aluminum smelter is tripped and 5 generators at Kárahnjúkar is tripped after 300 ms delay at the same time keeping one generator and auxiliary power connected to the grid.</i>	40
Figure 7-3	<i>Case B max load and max import to East Iceland. There are 5 generators producing 101 MW each prefault Voltage and frequency at ALCOA bus and Eyvindará when the aluminum smelter is tripped and 4 generators at Kárahnjúkar is tripped after 300 ms delay at the same time keeping two generator and auxiliary power connected to the grid.</i>	41
Figure 7-4	<i>Case A. Max load and export from East Iceland. Six generators at Kárahnjúkar are producing 105,5 MW each. Voltage and frequency at ALCOA bus and Eyvindará when the aluminum smelter is tripped and 4 generators at Kárahnjúkar is tripped after 300 ms delay at the same time keeping two generators and auxiliary power connected to the grid.</i>	42
Figure 8-1	Restart of the smelter. Frequency at ALCOA bus.	43
Figure 8-3	Restart of the smelter. Voltage at ALCOA bus.	44

**Landsvirkjun
Flutningssvið - Eignastýring**

**Notkun áreiðanleikareikninga
í Kerfi Landsvirkjunar.**

Efnisyfirlit

EFNISYFIRLIT	I
MYNDSKRÁ	II
TÖFLUSKRÁ	III
1 SAMANTEKT OG NIÐURSTAÐA	1
1.1 INNGANGUR	1
1.2 SAMANTEKT OG NIÐURSTÖÐUR.....	1
2 ÁREIÐANLEIKASTUÐLAR	4
3 ÁREIÐANLEIKI LANDSVIRKJUNAR	8
3.1 BREYTINGAR Í KERFI LV FRÁ ÁRINU 2000	9
3.2 NIÐURSTÖÐUR ÁREIÐANLEIKA	9
3.2.1 Virkjanir	9
3.2.2 SV landið og 220 kV svæðið	10
3.2.3 Byggðarlínan	15
3.3 KOSTNAÐUR VEGNA RAFORKUSKORTS.....	20
4 ORKUKERFI LANDSVIRKJUNAR ÁRIÐ 2008	22
4.1 BREYTINGAR Á KERFINU EFTIR ÁRIÐ 2003	22
4.2 ÁREIÐANLEIKA NIÐURSTÖÐUR.....	22
4.2.1 Virkjanir	22
4.2.2 SV landið og 220 kV svæðið	23
4.2.3 Byggðarlínan	26
4.3 KOSTNAÐUR VEGNA RAFORKUSKORTS 2008.....	30
5 HEIMILDASKRÁ	32
VIÐAUKI	33
A. FLOKKAR SPENNISTÖÐVA	33
A 1. Grunnflokkun spennistöðva	33
A 2. Flokkur 1 - Möskvavirki og virki með tvöföldum teinum og 1 ½ rofa/reit.....	34
A 3. Flokkur 2 - Tvöfaldir safnteinar, með og án framhjáhlupsrofa.....	36
A 4. Flokkur 3 - Einfaldir safnteinar, með varateinum eða skiptir	38
A 5. Flokkur 4 - Einfaldir safnteinar.....	39
B. ÁREIÐANLEIKI TENGIVIRKJA	41
B 1. Reiknaður áreiðanleiki	42
B 2. Samantekt.....	44
C. SAMANBURÐUR Á STUÐLUM FRÁ 1997, 2000 OG 2003	48
D. EINLÍNUMYNDIR	51
E. 220 kV LÍNUSAMSETNINGAR FYRIR UNDIRTÍÐNI ÚTLEYSINGAR 2003.....	54
F. 220 kV LÍNUSAMSETNINGAR FYRIR UNDIRTÍÐNI ÚTLEYSINGAR 2008.....	57

Myndskrá

MYND 1: KERFI LANDSVIRKJUNAR ÁRIÐ 2003.....	8
MYND 2: 220 kV KERFIÐ EINS OG ÞAÐ LÍTUR ÚT ÁRIÐ 2003.	11
MYND 3: ÓTILTÆKI Í 220 kV KERFINU Á STÓRIÐJUÁLAG.	14
MYND 4: ÓTILTÆKI Á AFHENDINGARSTÖÐUM LANDSVIRKJUNAR.....	15
MYND 5: ÓTILTÆKI Á VESTURLANDI.	16
MYND 6: ÓTILTÆKI Á VESTFJÖRÐUM.	17
MYND 7: ÓTILTÆKI Á NORÐURLANDI.	18
MYND 8: ÓTILTÆKI Á AUSTUR- OG SUÐURLANDI.....	19
MYND 9: 220 kV SVÆÐIÐ Á SV LANDI EINS OG ÞAÐ MUN LÍTA ÚT FYRIR ÁRIÐ 2008.	23
MYND 10: ÓTILTÆKI STÓRIÐJU Á SV-LANDI MIÐAÐ VIÐ UNDIRTÍÐNI ÚTLEYSINGARRÖÐ.....	24
MYND 11: ÁÆTLAÐ ÓTILTÆKI Á BYGGÐARLÍNUNNI FYRIR ÁRIÐ 2008, SAMANBORIÐ VIÐ STUÐLANA FRÁ 2003.	26
MYND 12: ÁÆTLAÐ ÓTILTÆKI FYRIR ÁRIÐ 2008 OG REIKNUÐ GILDI SÍÐUSTU ÁRA.	27
MYND 13: ÁÆTLAÐ ÓTILTÆKI FYRIR 2008 Á VESTFJÖRÐUM OG BREYTINGAR Á GILDI SÍÐUSTU ÁRA.	27
MYND 14: ÁÆTLAÐ ÓTILTÆKI FYRIR 2008 Á NORÐURLANDI ÁSAMT ÓTILTÆKI SÍÐUSTU ÁRA.....	28
MYND 15: ÁÆTLAÐ ÓTILTÆKI FYRIR 2008 Á AUSTUR OG SUÐURLANDI ÁSAMT ÓTILTÆKI SÍÐUSTU ÁRA.	28
MYND 16: FRAMSETNING TENGIVIRKJA, Þ.E. TVÆR LÍNUR SEM FÆÐA VIRKIÐ OG TVEIR ÚTGANGAR.	41
MYND 17: SAMANBURÐUR Á 66 kV STUÐLUM FYRIR ÁRIN 1997, 2000 OG 2003.	48
MYND 18: SAMANBURÐUR Á 132 kV STUÐLUM FRÁ ÁRUNUM 1997, 2000 OG 2003.	48
MYND 19: SAMANBURÐUR Á 220 kV STUÐLUM FRÁ ÁRUNUM 1997, 2000 OG 2003.	49
MYND 20: SAMANBURÐUR Á LOFTLÍNUSTUÐLUM FRÁ ÁRUNUM 1997, 2000 OG 2003.	49
MYND 21: SAMANBURÐUR Á LOFTLÍNUSTUÐLUM FRÁ ÁRUNUM 1997, 2000 OG 2003.....	50
MYND 22: BYGGÐARLÍNAN NORÐUR OG AUSTURLANDS ÁN KÁRAHNJÚKA.	51
MYND 23: BYGGÐARLÍNA AUSTURLANDS ÁRIÐ 2008.....	51
MYND 24: BYGGÐARLÍNA NORÐURLANDS ÁRIÐ 2008.	51
MYND 25: BYGGÐARLÍNA VESTURLANDS.....	52
MYND 26: 220 kV VIRKJANA KERFI LV.....	52
MYND 27: 220 kV VIRKJANA KERFI LV ÁRIÐ 2008.	53

Töfluskrá

TAFLA 1: BILANATÍÐNI “A”, VIÐGERÐARTÍMI “R” OG ÓTILTÆKI “U” EINGA Í ORKUKERFI LV.....	4
TAFLA 2: BILANATÍÐNI “A”, VIÐGERÐARTÍMI “R” OG ÓTILTÆKI “U” FYRIR LÍNUR Í KERFI LV.	6
TAFLA 3: BILANATÍÐNI, VIÐGERÐARTÍMI OG ÓTILTÆKI VIRKJANA.	9
TAFLA 4: ÓTILTÆKI Í 220 kV KERFINU Á STÓRIÐJUÁLAGI OG ALMENNUNN ÁLAGI Á SV LANDI.....	13
TAFLA 5: ÓTILTÆKI Á VESTURLANDI.....	16
TAFLA 6: ÓTILTÆKI Á VESTFJÖRÐUM.	17
TAFLA 7: ÓTILTÆKI Á NORÐURLANDI.....	18
TAFLA 8: ÓTILTÆKI Á AUSTUR- OG SUÐURLANDI.	19
TAFLA 9: KOSTNAÐUR Á kWh TIL ENDANOTENDA VIÐ STRAUMLEYSI Í EINA KLST. EFTIR LANDSHLUTUM.	20
TAFLA 10: KOSTNAÐUR ENDANOTENDA VEGNA SKERÐINGAR.	21
TAFLA 11: ÓTILTÆKI FYRIR KÁRAHNJÚKA OG HELLISHEIÐARVIRKJUN.	22
TAFLA 12: ÓTILTÆKI STÓRIÐJA ÁRIÐ 2008.	24
TAFLA 13: KOSTNAÐUR Á kWh TIL ENDANLEGRA NOTENDA MIÐAÐ VIÐ EINNAR KLUKKUSTUNDAR STRAUMLEYSI EFTIR LANDSHLUTUM.....	30
TAFLA 14: KOSTNAÐUR VEGNA RAFORKUSKORTS ÁRIÐ 2008.....	31
TAFLA 15: YFIRLIT YFIR GERÐIR SAFNTEINA.	34
TAFLA 16: FLOKKUR 1. TEINAR AF GERÐ H, MÖSKVATENGIVIRKI, HRINGTEINAR.	35
TAFLA 17: FLOKKUR 1 - TEINAR AF GERÐ G, TVÖFALDIR SAFNTEINAR, 1 1/2 AFLROFI/REIT.....	36
TAFLA 18: FLOKKUR 2 - TEINAR AF GERÐ C, TVÖFALDIR SAFNTEINAR, EINN AFLROFI, MEÐ FRAMHJÁHLAUPÍ.	37
TAFLA 19: FLOKKUR 2 EÐA 3 - TEINAR AF GERÐ D, TVÖFALDIR SAFNTEINAR, EINN AFLROFI, ÁN FRAMHJÁHLAUPS.	37
TAFLA 20: FLOKKUR 3 - TEINAR AF GERÐ F, EINFALDIR SAFNTEINAR MEÐ VARATEINUM (BUS TRANSFER).	38
TAFLA 21: FLOKKUR 4 - TEINAR AF GERÐ B, VIRKI MEÐ EINFALDA SKIPTA SAFNTEINA.	39
TAFLA 22: FLOKKUR 4 - TEINAR AF GERÐ A, VIRKI MEÐ EINFALDA SAFNTEINA.	39
TAFLA 23: FLOKKUR 4 - TEINAR AF GERÐ K, VIRKI MEÐ EINFALDA SAFNTEINA - BYGGÐALÍNUGERÐ.....	40
TAFLA 24: ENINGAR Í KERFINU OG BILANATÍÐNI ÞEIRRA.	42
TAFLA 25: ENINGAR Í KERFINU OG VIÐHALDSTÍÐNI OG TÍMI ÞEIRRA.	42
TAFLA 26: NIÐURSTÖÐUR ÁREIÐANLEIKAÚTREIKNINGA.	43
TAFLA 27: HLUTFALLSLEGUR SAMANBURÐUR Á ÓÁREIÐANLEIKA, REIKNAD FRÁ GERÐ F.....	44

1 SAMANTEKT OG NIÐURSTAÐA

Þessi skýrsla er unnin fyrir Landsvirkjun samkvæmt samning þar um sem nefndur er: “Hönnunarforsendur flutningsnetsins – Áreiðanleiki orkuafhendingar.”

Tilgangur þessarar skýrslu er að endurreikna og endurmeta áreiðanleika á orkuvinnslu, orkudreifingu og afhendingu orku Landsvirkjunar (LV) til viðskiptavina á öllum afhendingarstöðum landsins.

1.1 Inngangur

Árin 1997 og 2000 voru gefnar út svipaðar skýrslur af Verkfræðistofunni AFL ehf þar sem áreiðanleiki kerfisins var reiknaður. Þessar eldri skýrslur eru hafðar til hliðsjónar við gerð þessarar skýrslu og eru áreiðanleikastuðlar og aðferðafræði uppfærð þar sem við á, sjá [6] og [7].

Sú aðferðafræði sem stuðst er við í þessari skýrslu er fengin úr fræðum Roy Billington, [2], þar sem aðalega er notast við “nálgun með minnsta þversnið”, (“Minimal cut set approach”), og er þá einungis reiknað 1., 2. og 3. þversnið þar sem líkur á hærri stigs þversniðum eru afar litlar og því eru þau ekki tekin með í útreikninga í þessari skýrslu.

Í skýrslunni er reiknaður út áreiðanleiki fyrir orkukerfið eins og það lítur út árið 2003 og hann borinn saman við þann áreiðanleika sem reiknaður var árin 1997 og 2000. Til að uppfæra áreiðanleikastuðlana er stuðst við gögn úr gagnagrunni START (Starfshópur um rekstrartruflanir), sem hefur verið uppfærður frá 1990 auk þess sem að upplýsingar aftur til ársins 1984 eru skráðar í gagnagrunnir úr dagbókum. Með þessum upplýsingum er mögulegt að gefa sem besta mynd af þróun áreiðanleika kerfisins. Þó hefur ekki verið tekið tillit til mismunar á bilanatiðni GIS tengivirkja og almennra tengivirkja þar sem ekki hefur verið gerður greinamunur á GIS virkjum og almennum tengivirkjum í skráningu truflana og vegna þess hve fáar einingar eru í kerfinu.

Frá gerð síðustu skýrslu 2000 hafa orðið nokkrar breytingar á kerfi LV og eru þær teknar með í útreikninga fyrir áreiðanleika kerfisins. Einnig er tekið tillit til þeirra breytinga sem fyrirsjáanlegar eru í orkukerfi LV fram til ársins 2008 og áreiðanleiki fyrir kerfið 2008 reiknaður út. Helstu breytingar sem um er að ræða eru; Kárahnjúkavirkjun, Hellisheiðarvirkjun, Reykjanesvirkjun, stækkun Nesjavallavirkjunar, stækkun Norðuráls og bygging Sultartangalínu 3 frá Sultartanga að Brennimel.

1.2 Samantekt og niðurstöður

Þegar niðurstöður útreikninga og raunskerðingar er skoðaðar kemur það greinilega fram að bilanálíkur og viðgerðartími, á flest öllum einingum LV, hefur minnkað verulega frá niðurstöðum úr skýrslum frá 1997 og 2000.

Ef litið er á 66 kV kerfið sést að stuðlarnir hafa breyst mikið frá fyrri skýrslum og stafar þetta af fáum einingum í kerfinu og þar af leiðandi fáum skráðum truflunum fyrir 66 kV

einingar. Þetta veldur því að mikið frávik er í stuðlunum fyrir 66 kV kerfið. Þó er hægt að sjá greinilega minnkun á ótiltæki í 66 kV kerfinu ef bornir eru saman stuðlarnir sem fundir voru árið 1997, 2000 og 2003 þar sem viðgerðartími á loftlínunum hefur minnkað verulega. Ef litið er á 132 kV kerfið sést að allir stuðlar hafa lækkað og ber þar einna helst að nefna að viðgerðartími loftlína hefur minnkað bæði fyrir byggðarlínuna og Vestfirði. Þetta hefur veruleg áhrif á ótiltæki á öllum landshlutum og hefur þá kostnaður vegna raforkuskorts lækkað sem því nemur. Það sama er hægt að segja um 220 kV kerfið en þar hafa allir stuðlar einnig lækkað og má þar einna helst nefna minni viðgerðartíma á loftlínunum og ef litið er á ótiltæki hjá stóriðjum á SV-horni landsins þá sést töluvert minni raforkuskortur vegna þessa. Þó svo að þessi sé raunin hafa bilanalíkur véla aukist mikið eða úr 0,2 bilunum árið 2000 í 1,34 bilanir árið 2003. Þetta hefur þó ekki haft í för með sér aukningu á ótiltæki virkjana þar sem ótiltæki útganga, aflrofa og aflspenna hafa minnkað.

Niðurstöður fyrir 2003

Í skýrslunni var reiknaður út áreiðanleiki fyrir kerfið eins og það leit út árið 2003 og þær niðurstöður bornar saman við niðurstöður fyrri skýrslna. Ef skoðaðir eru stuðlar fyrir virkjanir LV hefur ótiltæki þeirra ekki breyst mikið, þó hefur ótiltækið þeirra minnkað að meðaltali og stafar það af lækkun bæði á bilanalíkum eininga og að viðgerðartími hefur styst eitthvað.

Á SV landi og fyrir stóriðjur hefur ótiltækið minnkað verulega. Ef að litið er á 1 þrep í undirtiðni útleysingar röðinni sést að ótiltæki fyrir ALCAN skála 3 minnkað úr 2,682 klst. á ári í 0,553 klst. á ári og jafnframt hafa öll þrep í röðinni minnkað verulega. Ástæðan fyrir þessu er einna helst sú verulega breyting sem orðið hefur á viðgerðartíma bilanna á loftlínunum 220 kV kerfisins.

Ef að litið er á þær breytingar sem orðið hafa á ótiltæki á Vesturlandi má sjá jafna minnkun á ótilæki þar. Þetta gefur í raun rétta mynd af þeirri breytingu sem orðið hefur á ótiltæki á Vesturlandi því ef litið er á þá breytingu sem orðið hefur á 10 ára bili frá 1989-1998 miðað við 10 ára bilið frá 1993-2002 þá sést veruleg minnkun á skerðingu raforku til endanotenda. Ekki er hægt að benda á neina eina orsök þessarar minnkunar en að jafnaði hefur ótiltækið minnkað aðeins sem stafar af jafnri lækkun allra stuðla fyrir 132 kV kerfið. Þetta sést líka þegar litið er á Vestfirði þar sem ótiltæki þar hefur minnkað að jafnaði. Í skýrslunni árið 2000 jókst ótiltæki fyrir afhendingarstöðvar frá árinu 1997 og var orsök þá hækkun á stuðlum loftlína á Vestfjörðum. Á þessu hefur orðið breyting þar sem ótiltæki fyrir loftlínur á Vestfjörðum hefur minnkað frá niðurstöðum úr skýrslunum frá árunum 2000 og 1997.

Á Norður- og Austurlandi hefur ótiltæki minnkað til muna og má þá helst benda á lækkun á stuðlum fyrir loftlínur 132 kV kerfisins, en á Norður- og Austurlandi spila loftlínur stóra þátt í ótiltæki afhendingarstöðva vegna langra vegalengda og því auknum líkum á bilunum en einnig hefur jöfn lækkun á öllum stuðlum fyrir 132 kV kerfið haft áhrif á ótilækið á þessum landshlutum. Ef litið er á þá raunskerðingu sem orðið hefur á áður nefndum 10 ára millibilum sést veruleg minnkun á orkuskerðingu á öllum afhendingarstöðum. Á Suðurlandi hefur ótiltækið þó aukist örlítið og er skýringin á því sú að útreikningur á áreiðanleika fyrir Ljósafossvirkjun hefur verið breytt en allt Suðurland er fætt frá henni.

Áætlaður kostnaður vegna útreiknaðrar orkuskerðingar er 214 milljónir á ári sem samsvarar u.þ.b. 486 MWh orkuskerðingu. Heildarorkusala LV árið 2003 er áætluð 7,6 TWh og nemur því orkuskerðingin um 0,064 %. Miðað við áætlaðan kostnað vegna orkuskerðingar í skýrslunni frá árinu 2000 hefur kostnaður vegna orkuskerðingar lækkuð um helming eða um 104 milljónir á ári.

Niðurstöður fyrir 2008

Áreiðanleiki var reiknaður fyrir kerfi Landsvirkjunar árið 2008 og allar breytingar sem í gangi eru og áætlaðar eru á kerfinu fram til ársins 2008 voru teknar inni útreikningana. Þegar litið er á breytingar sem hafa áhrif á SV hluta landsins og þar með stóriðjurnar sést að ótíltæki stóriðja hefur minnkað verulega og stafar þessi breyting bæði af aukinni orkuframleiðslu með tilkomu Hellisheiðarvirkjunar, Reykjanesvirkjunar og stækkun Nesjavallavirkjunar ásamt því að undirtíðni útleysingarröð stóriðja var breytt í desember árið 2002. Fyrir Vesturland, Vestfirði og Norðurland verður engin breyting á kerfinu en með tilkomu Kárahnjúkavirkjunar verður töluverð breyting á Austurlandi þar sem ótíltæki á Hryggstekk, Teigahorni, Hólum og Prestbakka minnkar til muna.

Samkvæmt Orkuspa verður heildarorkusala árið 2008 um 12,3 TWh. Miðað við áætlaða skerðingu á orkusölu hjá LV uppá um 542 MWh á ári eða 0,044 % verður heildarkostnaður vegna skerðingar u.þ.b. 236 milljónir á ári.

Heildarniðurstöður

Ef að litið er í heild á niðurstöður skýrslunnar hefur áreiðanleiki kerfisins hækkað og virðist tilhneigingin vera sú að orkuskerðing minnki með hverju ári.

Aðal ástæðan fyrir þessum breytingum er að viðgerðartími bilanna hefur lækkað að jafnaði frá því sem var í skýrslunum frá 1997 og 2000. Þó ber að hafa í huga að mjög slæmt veður var árið 1991 sem hafði áhrif á stuðlana sem fundnir voru 1997 og 2000 en hefur ekki áhrif nú þar sem stuðst var við truflanaskýrslur frá 1993-2002 þegar stuðlarnir í þessari skýrslu voru fundnir.

Ef litið er á kerfið árið 2008 með öllum fyrirhuguðum breytingum er kerfið mun öruggara en nú er og sést það einna helst ef borin er saman hlutfallsleg orkuskerðing frá árinu 2003 og 2008 sem sýnir fram á 0,020 % minnkun á orkuskerðingu.

2 ÁREIÐANLEIKASTUÐLAR

Þeir áreiðanleikastuðlar sem notaðir eru í þessari skýrslu eru fundnir útfrá truflanaskýrslum LV sem skráðar eru í START gagnagrunninn frá árunum 1993 – 2002, [3], og endurspegla þeir bilanalíkur, viðgerðartíma og ótöltæki eininga í orkukerfi LV, sjá Tafla 1.

Hér skal þó tekið fram að við útreikning á stuðlum var ekki greint á milli hvort tengivirki væru GIS tengivirki eða almenn. Ástæðan fyrir þessu eru tvennskonar, annarsvegar vegna takmarkaðs fjölda GIS virkja, sem myndu gefa ófullnægjandi mynd, og hinsvegar vegna takmarkaðra upplýsinga í skráningum truflanaskýrslna, sjá í Viðauka C.

	Spenna [V]	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]	λ veður [fj./ári]	λ' veður [fj./ári]
Vélar		1,346	14,471	19,477	1,335	3,814
pr. km						
Loftlínur	66000	0,057	5,609	0,320	0,012	9,826
Loftlínur Vestfirðir	132000	0,061	5,922	0,363	0,004	12,471
Loftlínur	132000	0,010	9,042	0,094	0,001	2,058
Loftlínur	220000	0,006	2,526	0,015	0,000	1,234
Útgangur	66000	0,016	0,588	0,010	0,016	0,003
Útgangur	132000	0,006	1,832	0,011	0,006	0,001
Útgangur	220000	0,011	2,392	0,026	0,011	0,006
Aflrofi	66000	0,008	1,937	0,016	0,008	0,000
Aflrofi	132000	0,018	1,937	0,034	0,018	0,000
Aflrofi	220000	0,038	1,937	0,074	0,037	0,399
Aflspennir	66000	0,070	9,972	0,696	0,057	2,838
Aflspennir	132000	0,007	0,383	0,003	0,007	0,011
Aflspennir	220000	0,019	2,333	0,044	0,019	0,000
Stöðin í heild	66000	0,081	0,469	0,038	0,082	0,000
Stöðin í heild	132000	0,029	1,750	0,050	0,029	0,000
Stöðin í heild	220000	0,019	1,442	0,027	0,019	0,000

Tafla 1: Bilanatiðni “λ”, viðgerðartími “R” og ótöltæki “U” eininga í orkukerfi LV.

Ef bornir eru saman þessir nýju stuðlar og stuðlar úr fyrri skýrslum sést að það er nokkur munur á stuðlunum. Í viðauka D eru súlurit sem sýna samanburð á stuðlum skýrslanna frá 1997, 2000 og 2003. Það sem aðalega veldur þessum mun á stuðlum er að kerfi LV er það lítið að ekki eru margar truflanir á 10 ára tímabili á öllum einingum. Einnig hefur veðurfar mikil áhrif á fjölda truflana. Í einu slæmu veðri eða seltuvedri getur fjöldi truflana stórauðist.

Í byrjun febrúar 1991, var til dæmis fárviðri á SV-horni landsins og leysti þá Brennimelslína 1 út í 4 daga. Þetta kemur skýrt fram þegar bornir eru saman stuðlarnir

frá 2000 og nýju stuðlarnir fyrir 220 kV loftlínukerfið, þar sem að stuðlarnir í skýrslu frá árinu 2000 innihéldu árið 1991 en ekki nýju stuðlarnir.

Almennt gildir það fyrir 66 kV stuðlana að mikill munur er á þeim. Þetta stafar af tiltölulega fáum einingum innan kerfi LV sem reknar eru á 66 kV eða ca. 8 % af heildarfjölda eininga og þar af leiðandi eru fáar skráðar truflanir. Þetta sést þegar stuðlarnir eru skoðaðir fyrir útganga og aflrofa frá árinu 1997 sést að ótíltækið er mun meira þá en nú. Ástæðan fyrir þessum mismun í ótíltæki liggur aðalega í því að viðgerðartíminn fyrir þessar einingar hefur styst.

Mikill munur er einnig í áreiðanleikastuðlum fyrir 66 kV aflspennir. Við nánari athugun kom í ljós að árið 2001 voru 2 langar bilanir skráðar á spennu í Ljósafossvirkjun sem stóðu yfir í ca. 20 og ca. 38 klst. hvor um sig. Oft er reglan í líkindareikningi að sleppa hæsta og lægsta stuðlinum. En í kerfi sem þessu þar sem truflanir er fáar gengu það ekki og taka verður allar truflanir með.

Fyrir 132 kV áreiðanleikastuðlana er ýmislegt sem vert er að athuga og leita skýringar á. Stuðullinn fyrir 132 kV aflspennir er athugunarverður þar sem að hann er lágur í skýrslunni frá 1997 en hækkar svo mjög mikið í skýrslunni árið 2000. Líklegasta skýringin á þessu er að árið 1990 varð bilun á aflspenni nr. 1 á Rangárvöllum er einn fasi slitnaði í vafi spennisins. Viðgerðartíminn varð mjög langur í truflanaskýrslunni og hefur þessi bilun sennilegast verið notuð við gerð stuðulsins árið 2000 en sleppt árið 1997. Hægt er að réttlæta notkun þessarar truflunar við gerð stuðlana árið 2000 þar sem að einungis eru skráðar 6 truflanir á árunum 1984-2002 fyrir þessa einingu. Stuðullinn sem er fundinn í þessari skýrslu inniheldur ekki þær truflanir sem urðu fyrir árið 1992 sem gerir það að verkum að stuðullinn frá árinu 1997 og 2003 eru sambærilegir en þó hefur viðgerðartíminn, á bilunum spennu minnkað síðan þá, sem veldur minnkun á ótíltæki fyrir þessa einingu.

Í skýrslunni sem unnin var 1997 voru þær truflanir sem skráðar voru á stöðvar notaðar til þess að mynda stuðulinn fyrir 132 kV stöð í heild sinni, en í skýrslunni 2000 og nú í skýrslunni 2003 eru þessar truflanir skoðaðar og það metið hvort truflun varð á stöðinni í heild sinni eða hvort um var að ræða einhverja smá truflun sem ekki tók alla stöðina út. Þetta gaf færri truflanir og þar af leiðandi minna ótíltæki fyrir stöðina í heild sinni.

Þegar skoðaðir eru áreiðanleikastuðlar fyrir loftlínur á Vestfjörðum hefur ótíltækið á línunum minnkað þó nokkuð. Þetta stafar aðalega af því að viðgerðartíminn hefur styst til muna. Til dæmis má nefna að viðgerðartíminn í skýrslunni 1997 var 11,84 tímar, [6], og í skýrslunni 2000 var viðgerðartíminn 9,91 tímar, [7] en er komin niður í 5,92 tíma núna. Stuðlar fyrir bilanalíkur og ótíltæki fyrir loftlínur eru fundnir fyrir hverja línu fyrir sig, þar sem bilanalíkur eru háðar lengd hvers línu. Mikið fleiri truflanir verða á línunum á Vestfjörðum en á öðrum 132 kV línunum í öðrum landshlutum, því eru bilanalíkur þar mikið hærri.

66 kV Línur.		Lengd [km]	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]	λ veður [fj./ári]	λ' veður [fj./ári]
Steingrímsstöð-Ljósifoss	ST1	3,6	0,206	5,61	1,153	0,044	35,37
Ljósifoss-Írafoss	LJ1	0,5	0,029	5,61	0,160	0,006	4,91
Laxá-Rangárvellir	LA1	57,9	3,305	5,61	18,540	0,706	568,94
Ljósifoss-Hveragerði	HG1	15,4	0,879	5,61	4,931	0,188	151,32
Ljósifoss-Selfoss	SE1	18,3	1,045	5,61	5,860	0,223	179,82
Búrfell-Hvolsvöllur	HV1	44,9	2,563	5,61	14,378	0,548	441,20
Búrfell-Flúðir	FL1	26,9	1,536	5,61	8,614	0,328	264,33

132 kV Línur.		km	λ	R	U	λ	λ'
Geitháls – Elliðaár	EL1	7,3	0,076	9,04	0,689	0,008	15,02
Geitháls – Korpa	KO1	7,0	0,073	9,04	0,661	0,007	14,41
Írafoss – Geitháls	SO2	43,9	0,458	9,04	4,142	0,045	90,35
Brennimelur-Vatnshamrar	VA1	20,0	0,209	9,04	1,887	0,021	41,16
Vatnshamrar-Hrútatunga	HT1	76,9	0,803	9,04	7,256	0,079	158,27
Hrútatunga-Laxárvatn	LV1	72,6	0,758	9,04	6,850	0,075	149,42
Laxárvatn-Blanda	BL1	32,0	0,334	9,04	3,019	0,033	65,86
Hrútatunga-Glerárskógar	GL1	33,6	2,062	5,92	12,212	0,146	419,02
Glerárskógar – Geiradalur	GE1	46,7	2,866	5,92	16,973	0,204	582,39
Geiradalur – Mjólka	MJ1	81,0	4,971	5,92	29,439	0,353	1010,14
Blanda – Varmahlíð	BL2	30,0	0,313	9,04	2,831	0,031	61,74
Varmahlíð – Rangárvellir	RA1	87,4	0,912	9,04	8,247	0,090	179,88
Rangárvellir – Krafla	KR1	82,1	0,857	9,04	7,747	0,084	168,97
Krafla – Hryggstekkur	KR2	142,4	1,486	9,04	13,437	0,146	293,07
Hryggstekkur – Teigarhorn	TE1	49,7	0,519	9,04	4,690	0,051	102,29
Teigarhorn – Hólar	HÓ1	75,7	0,790	9,04	7,143	0,078	155,80
Hólar – Prestbakki	PB1	168,4	1,757	9,04	15,890	0,173	346,59
Prestbakki – Sigalda	SI4	78,1	0,815	9,04	7,369	0,080	160,74
Krafla-Fljótisdalur	KR2	126,0	1,315	9,04	11,889	0,130	259,32
Fljótisdalur-Hryggstekkur	FL2	26,0	0,271	9,04	2,453	0,027	53,51
Nesjavellir – Korpa	NV1	31,2	0,326	9,04	2,944	0,032	64,21

220 kV Línur.		km	λ	R	U	λ	λ'
Geitháls-Brennimelur	BR1	58,8	0,353	2,53	0,891	0,021	72,55
Sultartangi-Brennimelur	SU1	120,0	0,719	2,53	1,818	0,043	148,06
Sultartangi-Búrfell	SU2	17,0	0,102	2,53	0,258	0,006	20,97
Sigalda-Vatnsfell	VF1	5,0	0,030	2,53	0,076	0,002	6,17
Hrauneyjafoss-Sultartangi	HR1	20,0	0,120	2,53	0,303	0,007	24,68
Hrauneyjafoss-Sigalda	SI2	8,6	0,052	2,53	0,130	0,003	10,61
Búrfell – Sigalda	SI3	36,8	0,221	2,53	0,557	0,013	45,40
Búrfell - Írafoss – Geitháls	BÚ1SO3	96,8	0,580	2,53	1,466	0,034	119,43
Búrfell – Geitháls	BÚ2	103,4	0,620	2,53	1,566	0,037	127,58
Búrfell-Hamranes	BÚ3	120,0	0,719	2,53	1,818	0,043	148,06
Geitháls- Hamranes	HN1, 2	15,0	0,090	2,53	0,227	0,005	18,51
Hamranes-Ísal	IS1, 2	3,0	0,018	2,53	0,045	0,001	3,70
Brennimelur-Járnblendið	JÁ1	4,4	0,026	2,53	0,067	0,002	5,43
Brennimelur-Norðurál	NÁ1, 2	4,3	0,026	2,53	0,065	0,002	5,31
Kárahnjúkar-Reyðarál	FL3	49,4	0,296	2,53	0,748	0,018	60,95
Kárahnjúkar-Reyðarál	FL4	53,0	0,318	2,53	0,803	0,019	65,39

Tafla 2: Bilanatíðni “ λ ”, viðgerðartími “R” og ótíltæki “U” fyrir línur í kerfi LV.

Þegar skoðaðir eru stuðlarnir fyrir 132 kV línukerfið sést að almennt fer ótíltækið minnkandi með árunum en þó ber að líta á það að ótíltækið á Vestfjörðum jókst frá 1997 til 2000 en minnkar svo aftur árið 2003. Eina skýringin á þessu er að hér gildir í raun það

sama og áður hefur verið nefnt, að vegna fárra truflana kemur töluvert frávik í stuðlana og því er þessi munur á stuðlum.

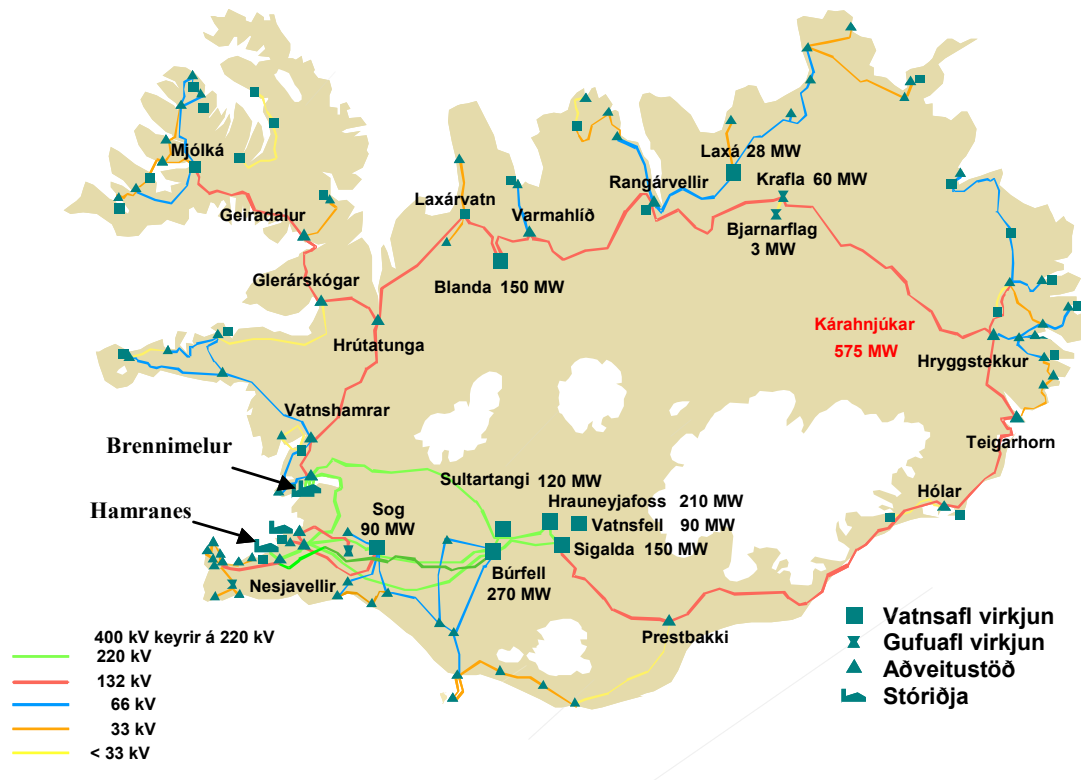
Það sama er hægt að segja um 220 kV línurnar þ.e.a.s. að óteltækið fer minnkandi. Þó er meira óteltæki árið 2000 en árið 1997. Viðgerðatíminn í skýrslunni frá árinu 1997 var skráður 5,65 klst. árið 1997, [6], en 7,18 klst. í skýrslunni frá árinu 2000, [7], en bilanalíkurnar héldust svo til óbreyttar. Þetta veldur því að óteltæki línanna eykst aðeins í skýrslunni frá árinu 2000. Í stuðlinum sem fundin er fyrir 2003 skýrsluna detta út nokkrar stórar truflanir sem urðu árið 1991. Þetta gerir það að verkum að meðalviðgerðartími fyrir hverja bilun minnkar verulega og er nú skráður 2,53 klst. Þetta sést greinilega ef skoðuð eru samanburðar súlurit, Mynd 21, í viðauka D.

3 ÁREIÐANLEIKI LANDSVIRKJUNAR

Í þessum kafla er gerð grein fyrir áreiðanleika í kerfi Landsvirkjunar þar sem áreiðanleiki er skoðaður á hverjum afhendingarstað fyrir sig fyrir kerfið eins og það lítur út árið 2003. Allar álagstölur sem notast er við er fengnar úr Orkusþá [1].

Við útreikningana á áreiðanleika er notast við aðferðafræði Roy Billinton um minnsta þversnið og er stuðst við rit sem hann hefur gefið út, [2].

Reiknaður er áreiðanleiki fyrir 132 kV línuna (Byggðarlínuna) frá Sigöldu að Brennimeil ásamt Vestfjörðum. Einnig er reiknaður áreiðanleiki fyrir þær 66 kV línur sem eru í kerfi LV. Áreiðanleiki fyrir 220 kV orkuafhendingu er einnig reiknaður þar sem allar breytingar, sem hafa orðið á kerfinu frá árinu 2000, eru teknar með. Að lokum er kostnaður vegna raforkuskorts reiknaður fyrir hverja stöð fyrir sig.



Mynd 1: Kerfi Landsvirkjunar árið 2003.

3.1 Breytingar í kerfi LV frá árinu 2000

Þær breytingar sem hafa orðið á kerfinu er helst að finna í 220 kV kerfinu.

Virkjanir

- Vatnsfellsvirkjun 90 MW tekin í notkun í nóvember árið 2001.
- Nesjavallavirkjun stækkuð frá 60 MW í 90 MW.

Álag

- Norðurál stækkar í 161 MW.
- ÍSAL stækkar um 10 MW.

3.2 Niðurstöður áreiðanleikareikninga

3.2.1 Virkjanir

Áreiðanleikastuðlar eru fundnir fyrir hverja virkjun fyrir sig og eru reiknaðar líkur á því að öll stöðin detti út miðað við það á hvaða spennuteini orkan er afhent. Tafla 3 sýnir áreiðanleikastuðla fyrir allar vatns- og gufuafsvirkjanir sem tengjast beint kerfi Landsvirkjunar.

	Spenna [kV]	λ [fj./ári]	R [klt.]	U [klt./ári]
Búrfell	66	0,1223	0,70	0,0860
Laxá	66	0,1069	0,91	0,0973
Ljósifoss	66	0,0814	0,47	0,0383
Blanda	132	0,0288	1,75	0,0505
Krafla	132	0,0349	2,70	0,0943
Sigalda	132	0,0844	2,02	0,1706
Sog	132	0,0288	1,75	0,0505
Nesjavellir	132	0,0465	1,81	0,0841
Búrfell	220	0,0190	1,44	0,0274
Hrauneyjar	220	0,0190	1,45	0,0274
Sigalda	220	0,0191	1,44	0,0275
Sog	220	0,0910	1,95	0,1779
Sultartangi	220	0,0253	2,83	0,0716
Vatnsfell	220	0,0619	2,38	0,1477
Sigalda 2 Vél	220	0,0253	2,83	0,0716
Búrfell 4 Vél	220	0,0190	1,44	0,0274
Hrauneyjar 2 Vél	220	0,0250	2,85	0,0712

Tafla 3: Bilanatíðni, viðgerðartími og óteltæki virkjana.

Fyrir Sigöldu, Búrfell og Hrauneyjafoss eru fundnir stuðlar þar sem aðeins hluti af virkjuninni dettur út eða bilar. Þessa stuðla þarf að nota þegar reikna á álagið og bilanalíkur hjá stóriðjum á SV horninu.

Það er athyglisvert að sjá hversu mikið óteltæki er fyrir Sigöldu við afhendingu á 132 kV safnteyni og Kröflu þegar hugsað er til þess að Sigalda og Krafla sjá um orkuafhendingu á byggðarlínu Austurlands.

3.2.2 SV landið og 220 kV svæðið

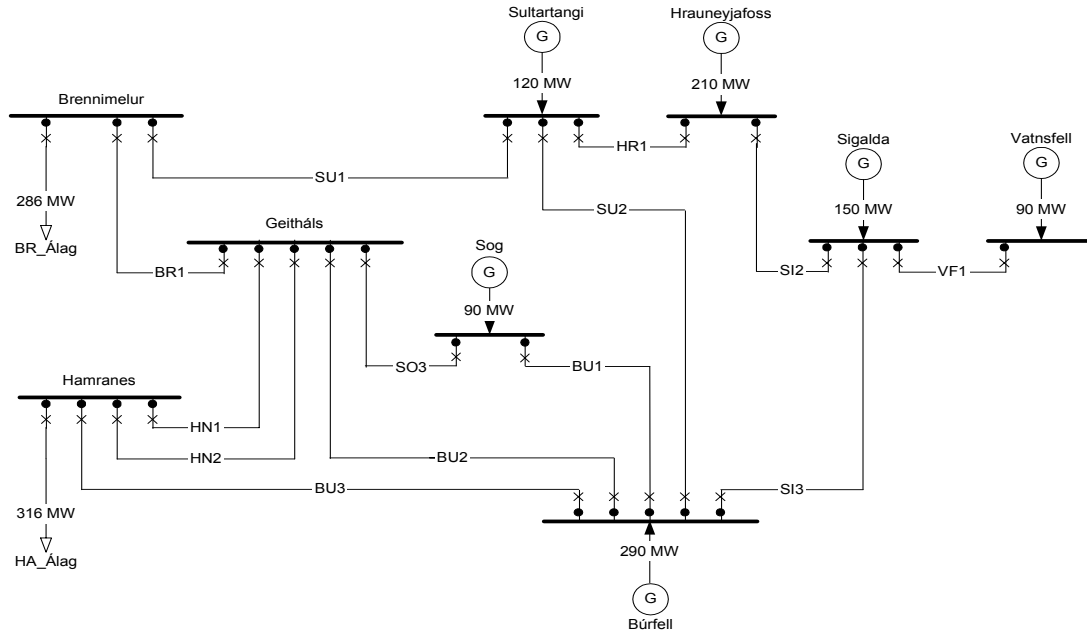
Þegar reikna þarf áreiðanleika á 220 kV kerfinu á SV landi þarf að notast við aðra aðferð en þá sem notuð er fyrir 132 kV byggðarlínuna. Ástæðan fyrir þessu er að virkjanirnar eru allar tengdar saman með einni eða tveim línunum til þess að auka öryggi kerfisins. Þetta er nauðsynlegt þar sem að orkuafhending til stóriðju á SV horni landsins er mjög mikilvæg í kerfi LV.

Til þess að reikna út líkurnar er notast við aflflæðiforritið PSS/E. Með PSS/E er hægt að skilgreina truflanir á línunum og einingum í kerfinu og þá sýnir það hvar í kerfinu yfirlestun eða undirspenna verður. Nauðsynlegt er að nota aflfræðiforritið þar sem mögulegt er að flytja orkuna tvær eða fleiri leiðir að álagspunktum og því flókið að finna veika punkta í kerfinu án þess.

Í 220 kV á SV horninu tekur stóriðja þátt í að bjarga kerfinu frá hruni við erfiðar og víðtækar truflanir. Þetta er gert með því að aftengja hluta eða allt álag stóriðjanna ef það tekur kerfið langan tíma að jafna sig eftir truflanir. Þetta er gert með því að fylgst er með tíðni spennunnar og þegar að vissri undirtíðni er náð merkir það að kerfið getur ekki annað orkueftirspurn og því þarf að létta álaginu. Listinn fyrir í hvaða röð stóriðjurnar skulu létta álagi af kerfinu, er skilgreindur sem “Röð undirtíðniútleysinga”. Hér má sjá þá undirtíðniútleysingaröð sem notuð var hjá stjórnstöð Landsvirkjunar á því tímabili sem skýrslan nær til. Henni var breytt í desember 2003 og er önnur í dag.

- 1 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,75 Hz fara út 110,5 MW í Alcan, allur skáli 3.
- 2 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,5 Hz fer út 35 MW ofn 1 hjá Járnbendi.
- 3 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,1 Hz fara 155 MW út hjá Norðurál.
- 4 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,0 Hz fer út 35 MW ofn 2 hjá Járnbendi.
- 5 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,9 Hz fer út 50 MW ofn 3 hjá Járnbendi.
- 6 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,7 Hz fara út 102,5 MW í Alcan, allur skáli 1.
- 7 Þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,7 Hz fara út 102,5 MW í Alcan, allur skáli 2.

Hér á eftir verður áreiðanleiki fyrir hvert þrep fyrir sig skilgreindur og reiknaður.



Mynd 2: 220 kV kerfið eins og það lítur út árið 2003.

“Alcan, allt álag af skála 3”

Þegar reikna á líkurnar á því að skáli 3 hjá Alcan detti út, er reiknað með að fullt álag sé á kerfinu. Það er að segja að allar stóriðjur SV lands vinni á fullu álagi og að allar virkjanir séu að framleiða með fullri afkastagetu.

Líkurnar eru því reiknaðar sem líkur á því að virkjanirnar og línukerfið á Mynd 2 anni ekki álaginu á Hamranesi. Einnig kemur inn beint það ótíltæki sem Hamranes sem stöð hefur, því ef Hamranes dettur út þá dettur Alcan út líka.

Þegar orkuskerðingin í kerfinu er orðin meiri en 90 MW þá fer Skáli 3 út hjá Alcan og þannig er álagið minnkað í kerfinu um 110,5 MW. Reikna þarf því þau tilvik þegar 90 MW framleiðsluskerðing verður, en það gæti gerst ef 4 vélar í Búrfelli, 2 vélar í Hrauneyjafossi, 2 vélar í Sigöldu eða ef að Sultartangi detti út.

Þegar þessi orkuskerðing er skilgreind í PSS/E þá eru 13 tilfelli þar sem kerfið annar ekki eftirspurn og truflanir á línunum fara að valda undirspennu eða undirtíðni á afhendingarstöðum. Þau tilvik sem um ræðir má sjá í Viðauka F.

“Járnbendið, ofn 1”

Þegar reikna á líkurnar á því að ofn 1 hjá Járnbendi detti út, er ekki reiknað með að fullt álag sé á kerfinu þar sem Skáli 3 hjá Alcan hefur verið tekin út. Það er að segja að líkurnar eru reiknaðar út frá því að meira en 200 MW orkuskerðing hafir orðið (90 MW þolanleg skerðing + 110 MW Skáli 3). Þetta gæti gerst ef að Hrauneyjafoss, Sigalda eða Búrfell dettur út og þá þarf að létta álaginu. Annað þrep, samkvæmt skilgreiningu LV er að taka út ofn 1 í Járnbendinu út og minnka álagið á kerfinu aukalega um 35 MW.

Útreikningar PSS/E gáfu til kynna að 6 truflanir á fleiri en einni línu í einu myndu valda yfirálagi eða spennufalli. Í Viðauka F má sjá hvaða tilvik það eru. Líkurnar á því að ofn

1 í Járblendinu detti út er því bæði reiknað út frá áreiðanleikanum á afhendingu á Brennimel og útfrá líkunum á því að 6 tilfelli af 2-3 línur bili í einu.

“Norðurál”

Hér er álagsflæðið reiknað miðað við að orkuskerðingin sé 235 MW eða meira. Til þess að þessi orkuskerðing verði þurfa virkjanirnar að detta út, þ.e.a.s. Hrauneyjafoss, Sigalda og þar með Vatnsfell eða Búrfellsvirkjun öll. Við þessa orkuskerðingu dettur Norðurál út og er þá álagið allt í allt búið að lækka um 396 MW.

Þar sem að búið er að lækka verulega álagið á kerfið er ekki lengur hægt að finna einhverjar línur sem gætu valdið truflunum en ef Brennimelur dettur út eða einangrast vegna truflana á línunum þarf þó að reikna það með í útreikningum á ótíltæki fyrir Norðurál. Í Viðauka F má sjá lista yfir þær truflanir sem valda skerðingu í Norðurál.

“Járblendistöð, ofn 2”

Líkurnar fyrir því að ofn 2 í Járblendinu verði fyrir skerðingu eru reiknaðar miðað við að meira en 396 MW detti út. Það myndi gerast ef að eftirtaldar virkjanir myndu bila eða detta út samtímis, Búrfell og Sultartangi, Búrfell og Hrauneyjafoss, Búrfell og Sigalda og þar með Vatnsfell eða Hrauneyjafoss, Sigalda og þar með Vatnsfell. Einnig er inni þetta reiknaðar líkurnar á því að stöðin á Brennimel detti út í heild sinni.

Í þessu tilviki hafa truflanir á línukerfinu ekki áhrif nema í þeim tilvikum þar sem þær einangra virkjanir eða Brennimel. Í Viðauka F má sjá lista yfir þær truflanir sem valda skerðingu í Járblendinu.

“Járblendistöð, ofn 3”

Þegar skoðaðar eru líkurnar fyrir því að ofn 3 hjá Járblendinu detti út, eru engar truflanir í línukerfinu sem valda skerðingu þar. Það eina sem getur valdið því að það verði frekari skerðing hjá Járblendinu er ef að Búrfell og Hrauneyjafoss, Búrfell og Sigalda og þar með Vatnsfell eða Hrauneyjafoss og Sigalda og þar með Vatnsfell einangrist eða detti út.

Líkurnar á því að Búrfell og Hrauneyjafossvirkjun eða Búrfell og Sigalda og þar með Vatnsfell detti út báðar í einu eru hverfandi litlar þannig að stærstu líkurnar á orkuskerðingu á þessu stigi er að ef það yrði bilun á línunni milli Sultartanga-Hrauneyjafoss og á sama tíma yrði bilun á línunni milli Búrfells-Sigöldu. Þetta myndi valda því að Hrauneyjafoss, Sigalda og Vatnsfellsvirkjanir myndu einangrast frá kerfinu og þar með myndi tapast 450 MW orkuframleiðsla. Kerfið myndi ekki þola þetta og því myndi ofn 3 hjá Járblendinu detta líka út. Þetta stig er því reiknað út frá því að meira en 430 MW orkuskerðing sé í kerfinu. Inn í líkindareikninginn þarf þó líka að taka tillit til þess að Brennimelur einangrast eða dettur út þannig að ekki væri hægt að flytja orku að Járblendinu.

“Alcan, skáli 1”

Þegar útleysingaröðin hefur náð þessu stigi hefur 485 MW álagi verið létt af kerfinu og eru því einu líkurnar á því að orkuskerðing verði á þessu stig þær að Búrfellsvirkjun ásamt annað hvort Hrauneyjafossvirkjun eða Sigölduvirkjun detti út eða að tengivirkið í Hamranesi detti út eða tengivirkið hjá Alcan detti út.

Þegar svona miklu álagi hefur verið létt af kerfinu getur flutningskerfið annað öllu því álagi sem kann að verða á kerfinu og því engar líkur á því að truflanir í línukerfinu muni valda skerðingu vegna yfirálags. Þó eru tilvik þar sem að tiltekna línur valda skerðingu. Það sem hefur þó mest áhrif á líkurnar hér eru tengivirkin bæði í Hamranesi og hjá Alcan. Það að annað hvort þeirra dettur út hefur stærstu áhrif á heildar bilanalíkur skála 1 hjá Alcan.

“Alcan, skáli 2”

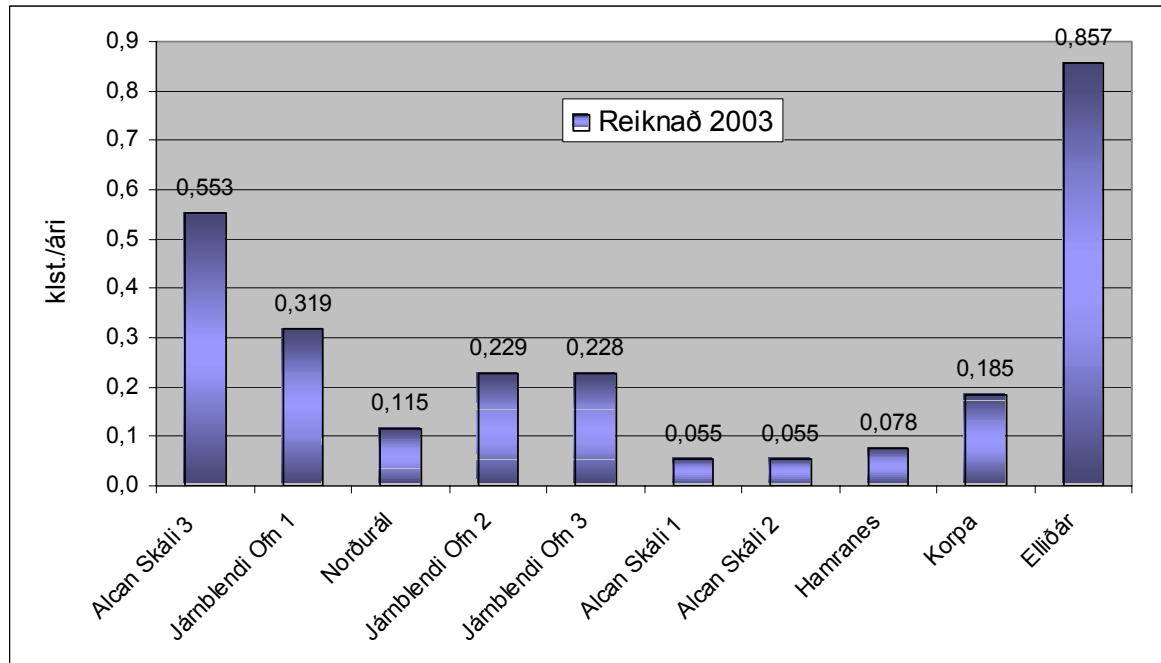
Hér er miðað við að 590 MW álagi hafi verið létt af kerfinu. Til að tilkomi orkuskerðing á þessu stigi þá þurfa fleiri en 3 virkjanir að detta út. Líkurnar á því eru mjög litlar og því stjórnast líkurnar á orkuskerðingu fyrir skála 2 í Alcan svo til einungis af því hvort Hamranes stöðin detti út eða ef tengivirkið hjá Alcan dettur út.

“Almenna álagið”

Hvað varðar almenna álagið þá eru líkurnar á því að það skerðist aðeins háðar því hver áreiðanleikinn er á línun og tengivirkjum sem liggja að hverjum afhendingarpunkti. Skoða þarf því hvern afhendingarpunkt fyrir sig í almenna kerfinu. Þó þarf að reikna það inni í líkurnar að þegar að skerðing verður á almenna álaginu þá er fyrst búið að létta 692 MW álagi af kerfinu og líkurnar á því svo til einungis háðar því hvort að afhendingarstöðin detti út. Tafla 4 og Mynd 3 sýna ótíltækið sem reiknað er út fyrir 220 kV kerfið.

Stóriðja	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Alcan Skáli 3	0,3391	1,6321	0,5535
Járblendi Ofn 1	0,1947	1,6379	0,3190
Norðurál	0,0827	1,3842	0,1145
Járblendi Ofn 2	0,1261	1,8151	0,2289
Járblendi Ofn 3	0,1255	1,8178	0,2281
Alcan Skáli 1	0,0380	1,4404	0,0548
Alcan Skáli 2	0,0380	1,4404	0,0548
Hamranes	0,0477	1,6275	0,0777
Korpa	0,0798	2,3180	0,1850
Elliðár	0,1691	5,0672	0,8567

Tafla 4: Ótíltæki í 220 kV kerfinu á stóriðjuálagi og almennu álagi á SV landi.



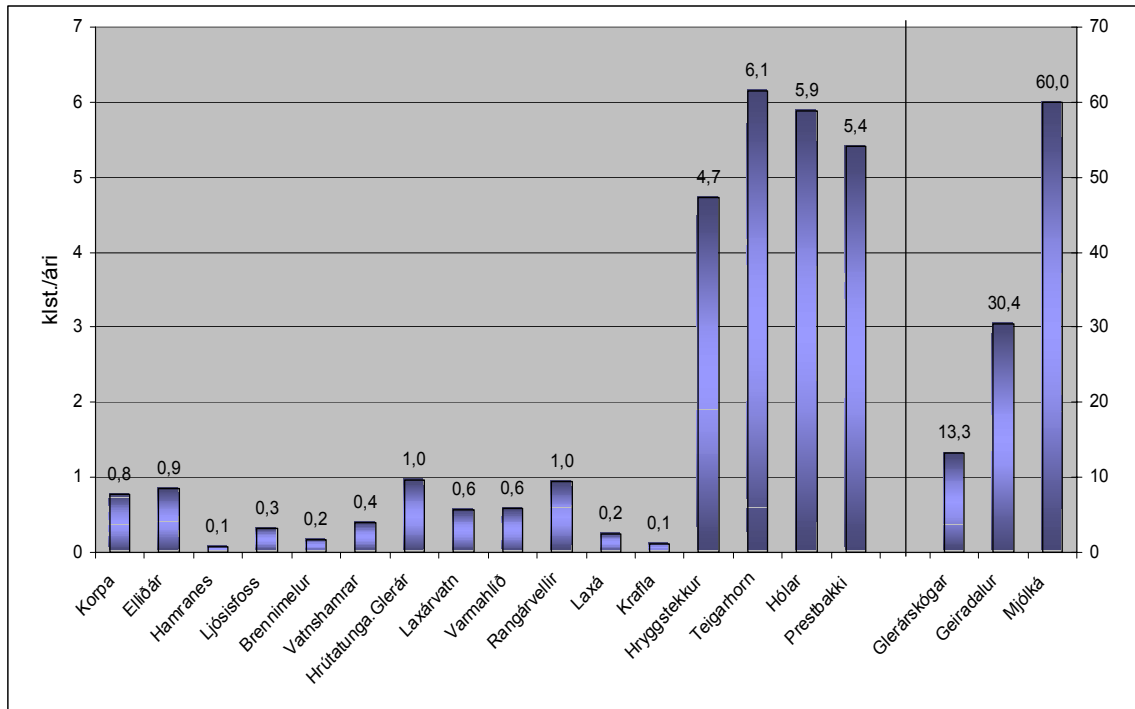
Mynd 3: Ótíltæki í 220 kV kerfinu á stóriðjuálag.

3.2.3 Byggðarlínan

Áreiðanleiki á byggðarlínunni er reiknaður með aðferðafræði Roy Billington um 1. og 2. þversnið [2]. Hér þarf yfirleitt ekki að nota aðra aðferðafræði þar sem flestir afhendingarpunktur á byggðarlínunni hafa ekki fleiri en tvær aðliggjandi línur og því hægt að reikna hvernig kerfið mun haga sér við truflanir með aðferðafræði Billington.

Inn í útreikninga á áreiðanleika byggðarlínunnar eru teknar allar vatns- og gufuaflostöðvarnar á landsbyggðinni. Með því að gera þetta fæst raunhæfari mynd af því hvernig kerfið getur annað álaginu og þar af leiðandi minnkað skerðinguna sem verður á hverjum afhendingarstað fyrir sig. Til dæmis ef línurnar frá Blöndu að Varmahlíð og línan frá Sigöldu að Prestbakka myndu detta út báðar í einu þá myndi Krafla ein ekki anna því álagi sem þarf að afhenda á öllu Norður-, Austur- og Suðausturlandi, en ef að allar smávirkjanir eru teknar með inn í reikninginn þá getur kerfið annað þessum truflunum. Sjá má einlínumyndir af byggðarlínunni með álagi og virkjunum í Viðauka E.

Á Mynd 4 er hægt að sjá ótíltækið á mismunandi afhendingarstöðum byggðarlínunnar og sést þar greinilega að ótíltækið á Austurlandi frá Sigöldu að Kröflu er mjög mikið og stafar þetta aðalega af löngum háspennilínunum sem hafa miklar líkur á ótíltæki. Einnig má sjá að á Vestfjörðum er mikið ótíltæki en þar eru afhendingastaðir einungis fæddir frá Hrútatungu sem gerir það að verkum að ef að Hrútatunga dettur út þá detta allar stöðvarnar á Vestfjörðum út.



Mynd 4: Ótíltæki á afhendingarstöðum Landsvirkjunar.

Í eftirfarandi köflum verður sýnt nánar ótíltækið fyrir hvern landshluta fyrir sig og skoðað hvert ótíltækið yrði ef bætt yrði inn fleiri afhendingarstöðum í landshlutunum.

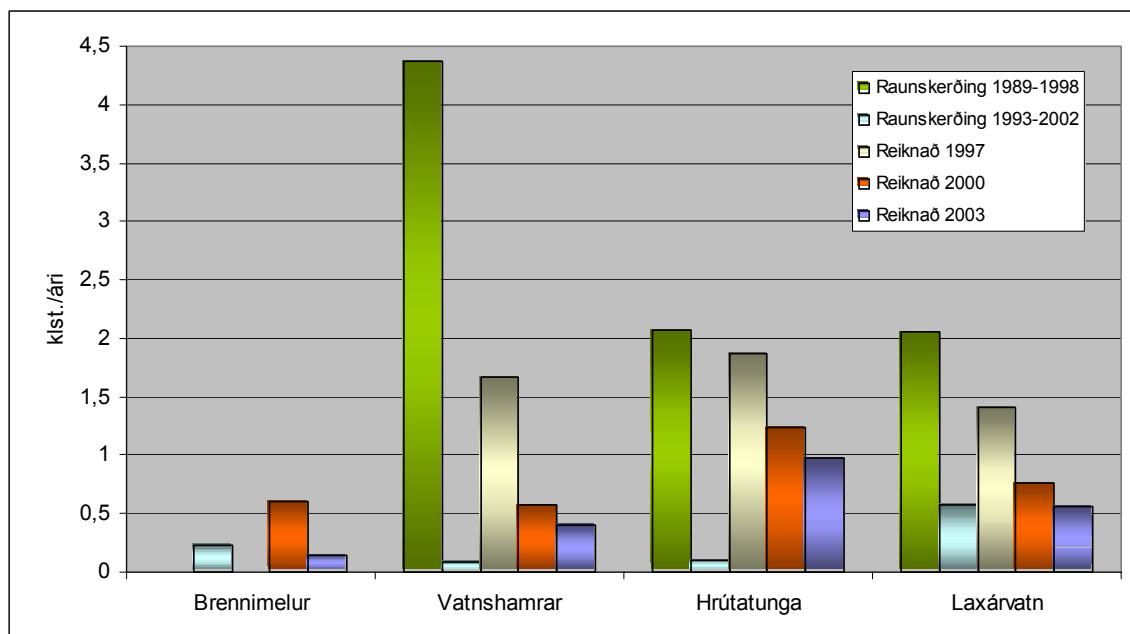
3.2.3.1 Vesturland

Á Vesturlandi hefur allt ótíltæki minnkað eins og sjá má á Mynd 5 og stafar það aðallega af því að nýju stuðlarnir sýna að jafnaði lægri viðgerðartíma og í sumum tilvikum hafa líkur á truflunum minnkað. Einnig má sjá að sú raunskerðing sem var á árunum 1989-1998 var töluvert hærri en frá árunum 1993-2002.

Útreikningar sýna að viðgerðar- og viðbragðstími við truflanir hefur styst og því hefur skerðing á hverjum afhendingarstað fyrir sig minnkað. Tafla 5 og Mynd 5 sýna ótíltæki á Vesturlandi og einnig má sjá hvernig raunskerðing hefur minnkað svo um munar frá fyrri skýrslum, [6] og [7].

Vesturland	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Brennimelur	0,089	1,588	0,141
Vatnshamrar	0,117	3,440	0,403
Hrútatunga	0,243	4,000	0,974
Laxárvatn	0,152	3,687	0,560

Tafla 5: Ótíltæki á Vesturlandi.



Mynd 5: Ótíltæki á Vesturlandi.

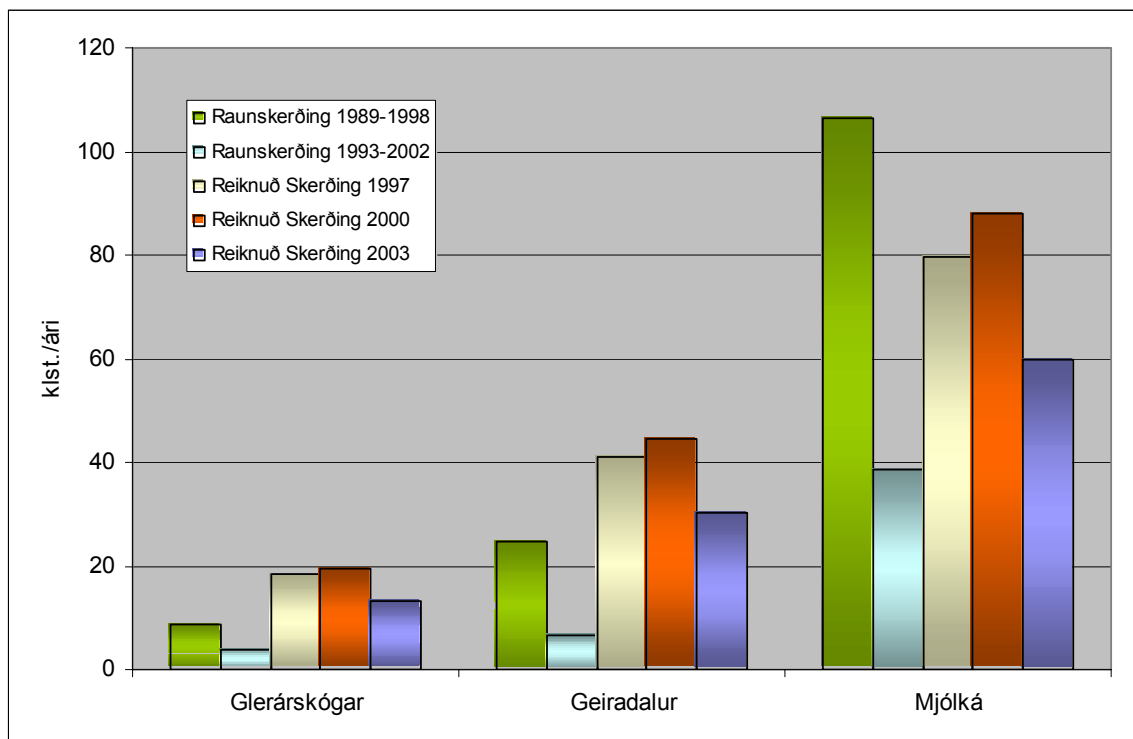
Þegar litið er á kerfið á Vesturlandi er raforka fengin frá Brennimel og Blöndu og því stjórnast ótíltæki á Vesturlandi mestmegnis útfrá orkuafhendingu þar. Því er hægt að áætla að ef fleiri afhendingarstöðum yrði bætt við á Vesturlandi myndi meðalótíltæki afhendingarstaða þar vera u.þ.b. 0,7 klst. á ári og jafnvel aðeins meira. Þetta er fengið með því að finna meðalótíltæki fyrir Vatnshamra, Hrútatungu og Laxárvatn þar sem það sýnir ótíltæki á afhendingarstöðum á milli orkuframleiðslustaða. Einnig er reiknað með því að með því að bæta inn fleiri afhendingarstöðum þá aukast líkurnar á truflunum þar sem fleiri einingar eru teknar með í útreikningana.

3.2.3.2 Vestfirðir

Eins og fyrir Vesturland hefur ótíltæki á Vestfjörðum minnkað og má þar aðalega þakka því að viðgerðartími truflana hefur styst verulega eða frá u.þ.b. 9 klst. árið 2000 í u.þ.b. 6 klst. nú. Tafla 6 og Mynd 6 sýna ótíltækið á Vestfjörðum og einnig má sjá hvernig raunskerðing hefur minnkað verulega frá fyrra tímabili, sjá [6] og [7].

Vestfirðir	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Glerárskógar	2,376	5,604	13,314
Geiradalur	5,312	5,726	30,415
Mjólka	10,354	5,793	59,983

Tafla 6: Ótíltæki á Vestfjörðum.



Mynd 6: Ótíltæki á Vestfjörðum.

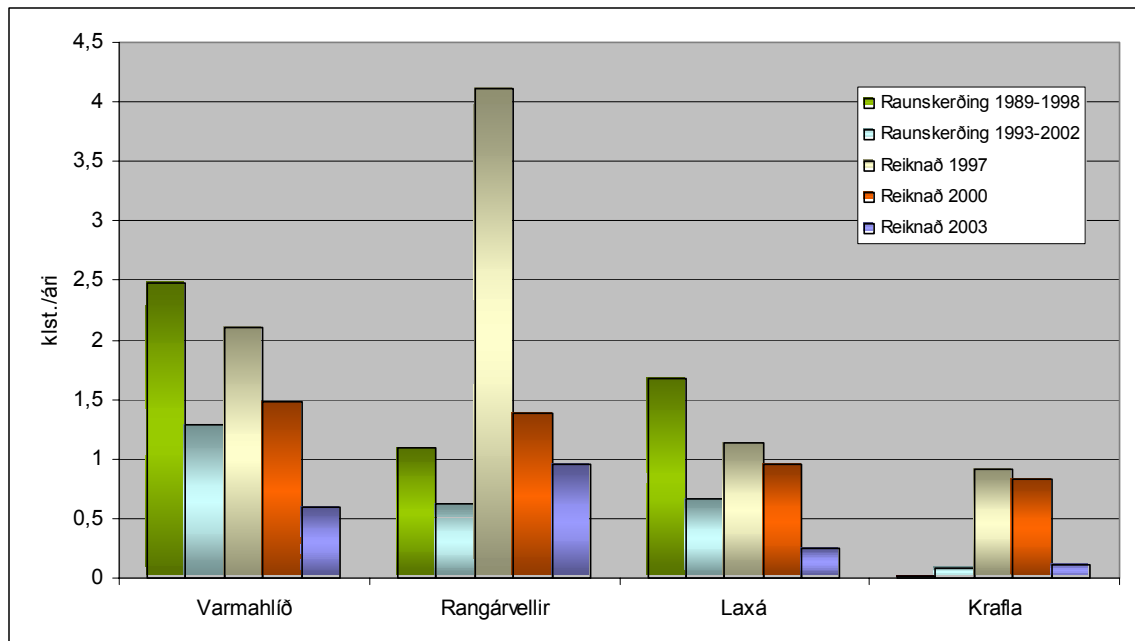
Þegar kerfið á Vestfjörðum er skoðað þarf að hafa í huga að Vestfirðirnir fá alla sína raforku afhenta frá aðveitustöðinni í Hrútatungu. Þetta þýðir að ótíltæki fyrsta afhendingarstaðs kemur beint inn í gildið næsta afhendingarstaðs og svo framvegis. Hér yrði því töluverð breyting á ef afhendingarstöðum yrði fjölgað þar sem það myndi auka ótíltæki allra afhendingarstaða á eftir. Erfitt er því að áætla hvert ótíltæki nýs afhendingarstaðs yrði í þessu tilviki.

3.2.3.3 Norðurland

Á Norðurlandi hefur áreiðanleiki aukist eins og á Vesturlandi og Vestfjörðum og stafar þetta af færri truflunum og styttri viðgerðartíma og hefur þetta haft áhrif á flesta stuðla og því einnig aukið áreiðanleikann almennt. Hér ber þó að athuga að raunskerðing á Rangárvöllum er minni en reiknaða gildið gefur upp og kann sú skýring að vera að Laxá ásamt öllum varaafstöðvum og smávirkjunum á þessu svæði hafa getað annað álagi betur en áætlað var við truflanir eða að truflanir hafi ekki ollið beinni skerðingu. Tafla 7 og Mynd 7 sýna ótiltæki á Norðurlandi og einnig má sjá hvernig raunskerðing hefur minnkað.

Norðurland	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Varmahlíð	0,256	2,314	0,592
Rangárvellir	0,319	2,991	0,955
Laxá	0,145	1,702	0,247
Krafla	0,048	2,247	0,108

Tafla 7: Ótiltæki á Norðurlandi.



Mynd 7: Ótiltæki á Norðurlandi.

Á Norðurlandi eru afhendingarstaðir fæddir frá Kröflu og Blöndu og stjórnast því ótiltækið á stöðunum útfrá Kröflu og Blöndu og fjarlægð afhendingarstaðs frá þeim. Til þess að gefa mynd af því hvert ótiltækið yrði við nýjan afhendingarstað á Norðurlandi er meðalótiltæki fundið fyrir Norðurland útfrá Varmahlíð og Rangárvöllum þar sem þeir tengjast ekki beint orkuframleiðslustöðum. Meðalótiltæki fyrir Norðurland yrði því u.þ.b. 0,8 klst. á ári og þá jafnvel aðeins hærra ef tekið er tillit til að með komu nýs afhendingarstaðar þá eykst ótiltækið á Norðurlandi.

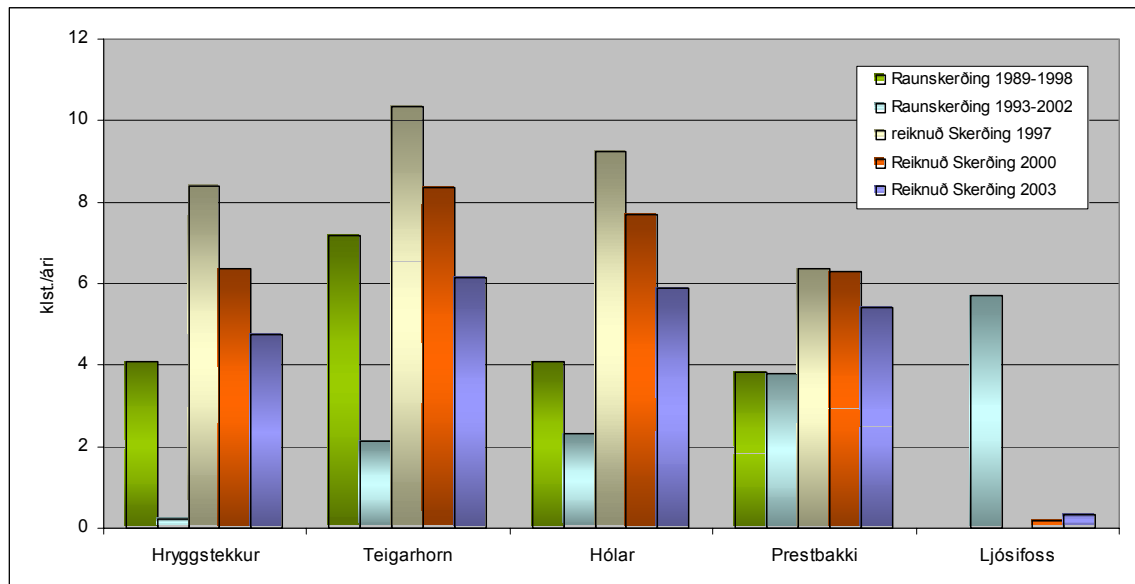
3.2.3.4 Austur- og Suðurland

Á Austurlandi hefur áreiðanleiki aukist og er þar aftur hægt að rekja það til almennt lækkaðra stuðla fyrir þessa skýrslu miðað við skýrslurnar frá árunum 1997 og 2000. Ef litið er á áreiðanleikann fyrir Suðurland þ.e. afhendingu frá Ljósafossvirkjun þá hefur ótíltæki aukist miðað við útreikning á ótíltæki árið 2000. Þennan mun má skýra með því að aðferð við útreikning á þessu stuðli hefur verið breytt.

Meginmunur á útreikningi á áreiðanleika á Ljósafossi er sá að nú er gert ráð fyrir því að einingar geti bilað í Ljósafossstöð án þess að það hafi áhrif á afhendingu á Suðurlandi þar sem að hægt er að fæða Suðurland bæði frá Steingrímsstöð og Írafossstöð í gegnum tengivirkið í Ljósafossstöð. Við þetta eykst ótíltækið þar sem að fleiri einingar eru teknar með í útreikningana. Tafla 8 og Mynd 8 sýna ótíltækið á Austur- og Suðurlandi en einnig má sjá hvernig raunskerðing hefur minnkað frá því í skýrslunni árið 2000 [7] þar til nú.

Austurland	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Hryggstekkur	1,075	4,402	4,732
Teigarhorn	2,557	2,404	6,149
Hólar	1,329	4,424	5,878
Prestbakki	3,281	1,651	5,416
Ljósifoss	0,200	1,648	0,329

Tafla 8: Ótíltæki á Austur- og Suðurlandi.



Mynd 8: Ótíltæki á Austur- og Suðurlandi.

Þegar litið er á kerfið á Austurlandi er raforka fengin frá Kröflu og Sigöldu og því stjórnast ótíltæki á Austurlandi mestmegnis útfrá ótíltæki þeirra og fjarlægð afhendingarstaða frá virkjununum. Því er hægt að áætla að ef að fleiri afhendingarstöðum yrði bætt á Austurland myndi meðalótíltæki fyrir afhendingarstaði þar vera u.þ.b. 5,5 klst. á ári og jafnvel aðeins meira. Þetta er fengið með því að finna

meðalóiltækni fyrir Hryggstekk, Teigarhorn, Hóla og Prestbakka þar sem þeir sýna óiltækni á afhendingarstöðum á milli orkuframleiðslustaða. Þegar tekið er fram að það gæti orðið meira er verið að taka tillit til þess að óiltækni á Austurlandi eykst með tilkomu nýs afhendingarstaðar. Hið gagnstæða myndi gerast ef til kæmi ný virkjun á Austurlandi eða vinnslan aukin hjá þeim sem fyrir eru, en þá myndi óiltækni minnka.

3.3 Kostnaður vegna raforkuskorts

Kostnaður vegna raforkuskorts er hægt að áætla þegar búið er að finna áreiðaleika kerfisins. Það er gert með tilliti til hvar raforkuskorturinn er, þar sem að mismunandi notkun er á hverjum afhendingarstað fyrir sig og því kostnaðurinn mismikill. Einnig er tekið inn í reikninginn það varaafli sem hægt er að framleiða til að stytta skerðinguna og sá kostnaður sem því fylgir. Allt þetta er gert til þess að hægt sé að meta hvort framkvæmdir séu fjárhagslega réttlætanlegar. Í skýrslu sem gefin var út í nóvember 1996 [4] er fjallað um kostnað vegna raforkuskorts og er stuðst við hana þegar kostnaðurinn er reiknaður út, þó eru allar tölur uppfærðar miðað við neysluverðsvísitölu frá árinu 1996 til 2003.

Heildarkostnaður vegna raforkuskorts er reiknaður út frá þeim kostnaði sem hlýst af rafmagnsleysi í eina klukkustund. Þar er miðað við vegið meðaltal fyrir hvern landshluta fyrir sig. Þó er hægt á mörgum stöðum að mæta skortinum með keyrslu varaaflvéla og er kostnaðurinn við keyrslu þeirra einnig reiknaður með. Ef tekið er mið af skýrslunni frá árinu 2000 er hægt að sjá að hlutfall vinnslu á hverjum afhendingarstað hefur breyst. Hér var hlutfall varaafls endurmetið út frá hversu mikil orkunotkun er á hverjum stað og út frá hversu mikið varaafli hægt er að nota til að koma á móti skerðingu.

Áætlað er að kostnaður raforkuvinnslu í eldsneytisstöð sé 11,3 kr/kWh og er sú tala fenginn út frá verði díselolíulíttra miðað við meðalverð árið 2003 sem er 41,80 kr. [11]. Tafla 9 sýnir kostnað á kWh til endanotenda við straumleysi í eina klst. eftir landshlutum miðað við verðlag í byrjun ársins 2003.

Kostnaður við 1 klst. í rafmagnsleysi.	[kr/kWh]
Almennt álag	
Höfuðborgarsvæðið	770
Vesturland	590
Vestfirðir	411
Norðurland	526
Austurland	513
Suðurland	347
Stóriðja	
Álver	26
FESI	13

Tafla 9: Kostnaður á kWh til endanotenda við straumleysi í eina klst. eftir landshlutum.

Til þess að reikna kostnaðinn við hvern afhendingarstað vegna raforkuskorts er notast við tölur úr orkuspá fyrir árið 2003. Þar er heildarnotkun fyrir hvern afhendingarstað notuð til þess að umreikna ótíltæki fyrir afhendingarstaðina og kostnaðurinn er síðan fundin út frá því. Tafla 10 sýnir skerðingu eftir vinnslu varaafstöðva og áætlaðan kostnað á afhendingarstöðum Landsvirkjunar.

2003	Ótíltæki [klt.]	Vinnsla	Skerðing eftir vinnslu [MWh]	Kostnaður v. Skorts [Þús.Kr.]	Kostnaður v. Varaafls [Þús.Kr.]	Heildar Kostnaður [Þús.Kr.]
ÍSAL	0,66	0%	63,65	1.634	0	1.634
FESI	0,78	0%	29,58	380	0	380
Norðurál	0,11	0%	17,18	441	0	441
Hamranes	0,08	2%	8,70	6.696	2	6.698
Elliðaár	0,86	0%	47,81	36.814	0	36.814
Korpa	0,18	0%	7,45	5.740	0	5.740
Brennimelur	0,14	0%	1,38	1.064	0	1.064
Vatnshamrar	0,40	25%	6,28	3.709	24	3.733
Hrútatunga	0,97	14%	2,68	1.582	5	1.587
Laxárvatn	0,56	36%	2,58	1.524	16	1.540
Glerárskógar	13,31	95%	1,46	601	314	916
Geiradalur	30,42	95%	2,59	1.062	555	1.617
Mjólka	59,98	91%	125,36	51.488	12.746	64.234
Varmahlíð	0,59	18%	3,93	2.068	10	2.078
Rangárvellir	0,96	38%	19,13	10.065	132	10.197
Laxá	0,31	45%	1,96	1.029	18	1.047
Krafla	0,11	0%	0,58	307	0	307
Hryggstekkur	4,73	49%	79,16	40.641	859	41.500
Teigarhorn	6,15	40%	23,98	12.312	181	12.493
Hólar	5,88	39%	24,38	12.518	176	12.694
Prestbakki	5,42	6%	8,65	4.443	6	4.449
Ljósifoss	0,33	0%	4,18	1.448	0	1.448
Búrfell	0,09	7%	2,14	743	2	745
Írafoss	0,05	4%	0,93	546	0	547
SAMTALS	133,07		485,7	198.855	15.048	213.902

Tafla 10: Kostnaður endanotenda vegna skerðingar.

Kostnaðurinn vegna raforkuskerðingar Landsvirkjunar hefur minnkað um 104 milljónir frá þeim niðurstöðum á áreiðanleikamati sem gerðar voru árið 2000 en þá var heildarkostnaður þjóðfélagsins vegna skerðinga raforkuafhendinga u.þ.b. 278 milljónir á ári og ef sú upphæð er framreiknuð til 2003 var kostnaðurinn u.þ.b. 318 milljónir á ári. Miðað við 14,16 % hækkun á vísitölu neysluverðs frá árinu 2000.

Ástæðan fyrir þessari lækkun er aðalega minnkun á ótíltæki og sýna truflanaskýrslur ásamt skerðingarskýrslum að viðgerðartími hefur styst verulega. Einnig hefur það áhrif að sá fjöldi truflana sem var árið 1991, sem ekki er tekið með í þessa útreikninga, hefur haft mikil áhrif á fyrri niðurstöður.

4 KERFI LANDSVIRKJUNAR ÁRIÐ 2008

Í þessum kafla eru gerð skil á áreiðanleika orkukerfis Landsvirkjunar þar sem áreiðanleiki er skoðaður á hverjum afhendingarstað fyrir kerfið eins og það kemur til með að líta út árið 2008. Allar álagstölur sem notast er við er fengnar úr Orkuspá [1].

4.1 Breytingar á kerfinu eftir árið 2003

Þær breytingar sem áætlaðar eru að verði gerðar á kerfi Landsvirkjunar og við framleiðslu raforku eru eftirfarandi.

Virkjanir

- Haustið 2005 verður Nesjavallavirkjun stækkuð frá 90 MW í 120 MW.
- Vorið 2006 verður Reykjanesvirkjun tekin í notkun, 2 * 40 MW.
- Haustið 2006 verður Hellisheiðarvirkjun tekin í notkun, 2 * 40 MW.
- Haustið 2007 verður Kárahnjúkavirkjun tekin í notkun, 6 * 115 MW.
- Ný aðveitustöð í Fljótsdal þar sem Kárahnjúkavirkjun tengist byggðarlínunni.

Álag

- Stækkun Norðuráls úr 161 MW í 311 MW.
- Reyðarál, 540 MW

Línur

- Sultartangalína 3 (frá Sultartanga að Brennimer).
- 2 línur frá Kárahnjúkavirkjun í Reyðarál

4.2 Niðurstöður úr áreiðanleikareikningum

Miðað við þær forsendur í huga sem sagt er frá í kafla 4.1 er áreiðanleiki fyrir kerfið fundinn að nýju. Notast verður við sömu stuðla og fundnir voru útfrá truflanaskýrslum frá árunum 1993-2002 og eru sýndar í kafla 2.

4.2.1 Virkjanir

Áreiðanleikastuðlar fyrir virkjanir breytast ekki þar sem fyrirhugaðar breytingar munu ekki hafa áhrif á virkjanirnar beint. Kárahnjúkavirkjun og Hellisheiðarvirkjun koma þó nýjar inn og eru fundnir stuðlar fyrir þær hér.

	Spenna [kV]	Λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Kárahnjúkar	132	0,0288	1,75	0,0504
Kárahnjúkar	220	0,0190	1,44	0,0273

Tafla 11: Ótíltæki fyrir Kárahnjúka og Hellisheiðarvirkjun.

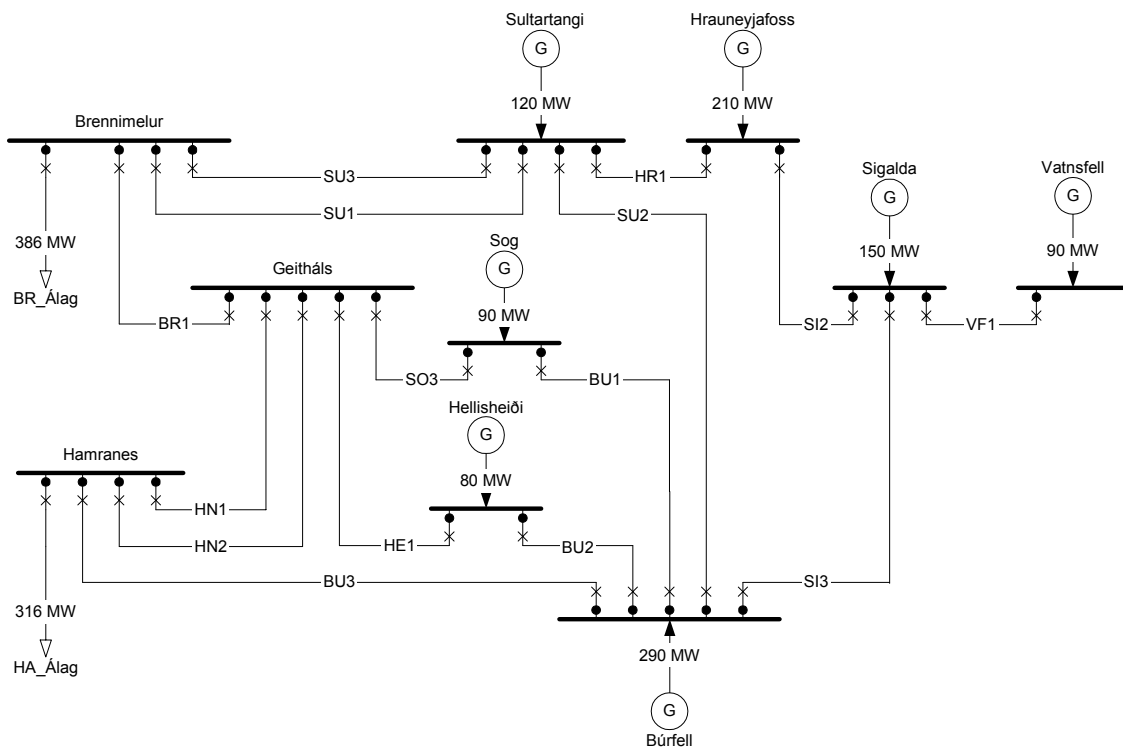
Hægt er að sjá vissan samanburð á Kárahnjúkavirkjun og með Búrfellsvirkjun. Áreiðanleikinn er u.þ.b. sá sami enda eru báðir áreiðanleikastuðlar byggðir á áreiðanleikamati fyrir 3 vélar í virkjununum. Þetta er gert fyrir Kárahnjúkavirkjun þó svo að þar séu 6 vélar, þar sem reiknað er með að einungis 3 vélar séu notaðar að jafnaði og hinar 3 eru nýttar til vara. Þetta hefur í för með sér að áreiðanleiki sem fundin er hér er aðeins hærri en raunverulegur áreiðanleiki Kárahnjúka.

4.2.2 SV landið og 220 kV svæðið

Í Desember árið 2003 var undirtíðni útleysingarröð álags hjá stóriðjunum breytt. Reikna þarf því að nýju allar niðurstöður sem fundnar voru í kafla 3.2.2 og miða þarf við að aukið álag sé nú komið á Norðurál og að búið sé að bæta inn Sultartangalínu 3 frá Sultartanga að Brennimel og nýjar virkjanir á Hellisheiði og Reykjanesi. Undirtíðni útleysingarröðin sem nú er fylgt er sem hér segir:

- 1 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,6 Hz fer út 35 MW ofn 1 hjá Járnblendi.
- 2 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,5 Hz fer út 35 MW ofn 2 hjá Járnblendi.
- 3 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,4 Hz fer út 80 % af álagi í Skála 3 hjá Alcan.
- 4 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 48,1 Hz fara út 155 MW hjá Norðurál (Skáli 1).
- 5 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,9 Hz fer út 50 MW ofn 3 hjá Járnblendi.
- 6 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,8 Hz fer allt álag í Skála 3 hjá Alcan.
- 7 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,7 Hz fara út 102,5 MW í Alcan, allur skáli 1.
- 8 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,7 Hz fara út 102,5 MW í Alcan, allur skáli 2 eftir vissa tímaseinkunn.
- 9 þrep:** Þegar tíðni fer niður fyrir 47,6 Hz fara út 150 MW hjá Norðurál (Skáli 2).

Til þess að fá rétt mat á því hvernig hvar kerfið muni valda erfiðleikum í flutningi á raforku miðað við skerðingu á 220 kV svæðinu er notast við PSS/E aflflæðiforrit. Á Mynd 9 er hægt að sjá kerfið eins og það mun líta út árið 2008.



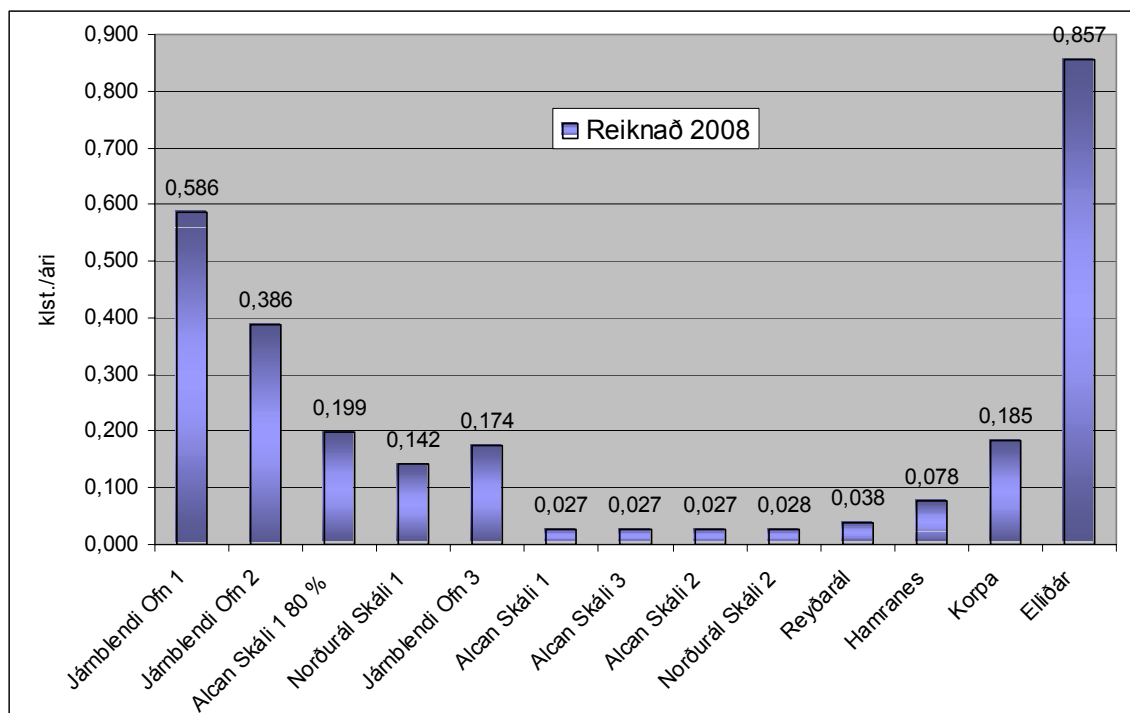
Mynd 9: 220 kV svæðið á SV landi eins og það mun líta út fyrir árið 2008.

Stærsti áhrifavaldur á ótíðni stóriðja er útleysingarröðin þar sem að fyrstu stóriðjur í röðinni hafa mestu líkur á að skerðast. Því má segja að með því að breyta útleysingarröðinni hefur mesta skerðingin verið færð frá Alcan skála 3 yfir á Járnblendið.

Með þessu hefur ótíltæki fyrir fyrsta þrep aukist, þ.e.a.s. frá 0,556 í 0,586 klst. á ári. Aðalástæðan fyrir þessari aukningu er sú að þegar reiknaður er áreiðanleiki fyrir Járnblendistö er stærsti áhrifavaldurinn á útreikningunum að einungis liggur ein lína frá Brennimel að Járnblendinu. Þegar Sultartangalína 3 kemur inn í kerfið, hækkar það áreiðanleika á Brennimel miðað við útreikninga fyrir kerfið árið 2003. En sú hækkun skilar sér ekki til Járnblendisins þar sem Járnblendistö er fyrsta stóriðjan sem tekin er út við undirtíðni. Tafla 12 og Mynd 10 sýna ótíltækið hjá stóriðjunum fyrir kerfið eins og það lítur út árið 2008.

Stóriðja	λ [fj./ári]	R [klst.]	U [klst./ári]
Járnblendistöfn 1	0,295	1,985	0,586
Járnblendistöfn 2	0,217	1,779	0,386
Alcan Skáli 1 80 %	0,147	1,354	0,199
Norðurál Skáli 1	0,107	1,324	0,142
Járnblendistöfn 3	0,086	2,032	0,174
Alcan Skáli 1	0,019	1,439	0,027
Alcan Skáli 3	0,019	1,439	0,027
Alcan Skáli 2	0,019	1,439	0,027
Norðurál Skáli 2	0,019	1,434	0,028
Reyðarál	0,027	1,387	0,038
Hamranes	0,048	1,628	0,078
Korpa	0,080	2,318	0,185
Ellidár	0,169	5,067	0,857

Tafla 12: Ótíltæki stóriðja árið 2008.



Mynd 10: Ótíltæki stóriðju á SV-landi miðað við undirtíðni útleysingarröð.

“Járnblendið”

Ótíltæki fyrir Járnblendinu er reiknað miðað við að fullt álag sé á kerfinu og því þarf að reikna með að meira en 90 MW framleiðsluskerðing sé til þess að einhver skerðing verði hjá Járnblendinu. Fyrir fyrsta þrep, eru mörg tilvik sem geta valdið truflunum í kerfinu. Í Viðauka G má sjá lista yfir þær truflanir sem valda skerðingu hjá Járnblendinu.

Orkuskerðing hjá Járnblendinu verður því töluvert meiri og eykst um 0,124 klst. að meðaltali eða úr 0,258 klst. í 0,382 klst. ári. Er þetta miðað við meðalótíltæki af allri stóriðjunni en greinilegt er að meiri skerðing verður hjá Járnblendinu fyrir bæði ofn 1 og ofn 2 hvorn fyrir sig. Þó ber að líta á það að með þessari nýju útleysingarröð hefur ótíltæki fyrir ofn 3 minnkað þó nokkuð. Það sem þessu veldur er að áður en ofn 3 er tekin af kerfinu þá hefur áður verið létt meira en 405 MW af kerfinu og því eru færri tilfelli í kerfinu þar sem línur valda truflunum.

“Alcan”

Við það að breyta útleysingarröðinni hefur ótíltækið hjá Alcan minnkað til muna. Þetta er hægt að sjá ef reiknuð er meðalskerðing hjá Alcan sem var árið 2003 u.þ.b. 0,224 klst. að meðtali á ári en hefur nú minnkað í 0,072 klst. að meðaltali á ári. Hér er aðalástæðan sú að útleysing á fyrsta álagi hjá Alcan hefur færst aftar í útleysingarröðinni.

Áður en að 80 % af skála 1 hjá Alcan er leyst út hefur verið létt 70 MW af kerfinu og því er ótíltæki fyrir Alcan reiknað út miðað við að meira en 160 MW framleiðsluskerðing sé. Áður en að restin af skála 1 er leyst út hefur u.þ.b. 350 MW verið létt af kerfinu og því um 440 MW framleiðsluskerðing.

Þegar svo miklu afli hefur verið létt af kerfinu verða truflanir á orkuafhendingu ekki vegna truflana á línunum nema að Hamranes einangrist eða að Hrauneyjafoss, Sigalda og þar með Vatnsfell myndu einangrast vegna línubilana. Það sem hefur því mest áhrif á ótíltæki skála 2, skála 3 og restina af skála 1 eru líkurnar á því að Hamranes sem stöð í heild sinni detti út eða einangrist. Í Viðauka G má sjá lista yfir þær línutruflanir sem valda skerðingu hjá Alcan.

“Norðurál”

Breytingar á ótíltæki í Norðurál er svolítið frábrugðið þeim breytingum sem eru á ótíltæki fyrirnefndra stóriðja þar sem að álagið hjá Norðurál hefur aukist um u.þ.b. helming eða 150 MW. Þetta veldur því að sumar truflanir í kerfinu sem ekki höfðu áhrif á aðrar stóriðjur hafa áhrif hér. Til dæmis getur nú truflun á Sultartangalínu 1 og 3 samtímis valdið skerðingu á Brennimel þar sem að línun milli Geitháls og Brennimels getur ekki flutt þá orku sem bæði Járnblendinu og Norðurál krefjast.

Ótíltækið er reiknað út frá því að búið sé að létta u.þ.b. 155 MW af kerfinu og að þá þurfi 245 MW framleiðsluskerðingu áður en að fyrri skáli hjá Norðuráli er leystur út. Hér eru þó nokkur tilvik af truflunum á línunum sem geta valdið skerðingu, og í viðauka G má sjá lista yfir þær línutruflanir sem valda skerðingu hjá Norðurál. Fyrir seinni skálann hafa allar stóriðjur verið aftengdar kerfinu fyrir utan síðari skálann hjá Norðurál. Hér stjórnast líkurnar á skerðingu svo til einungis af því hvort að Brennimelur dettur út sem stöð í heild sinni eða einangrist.

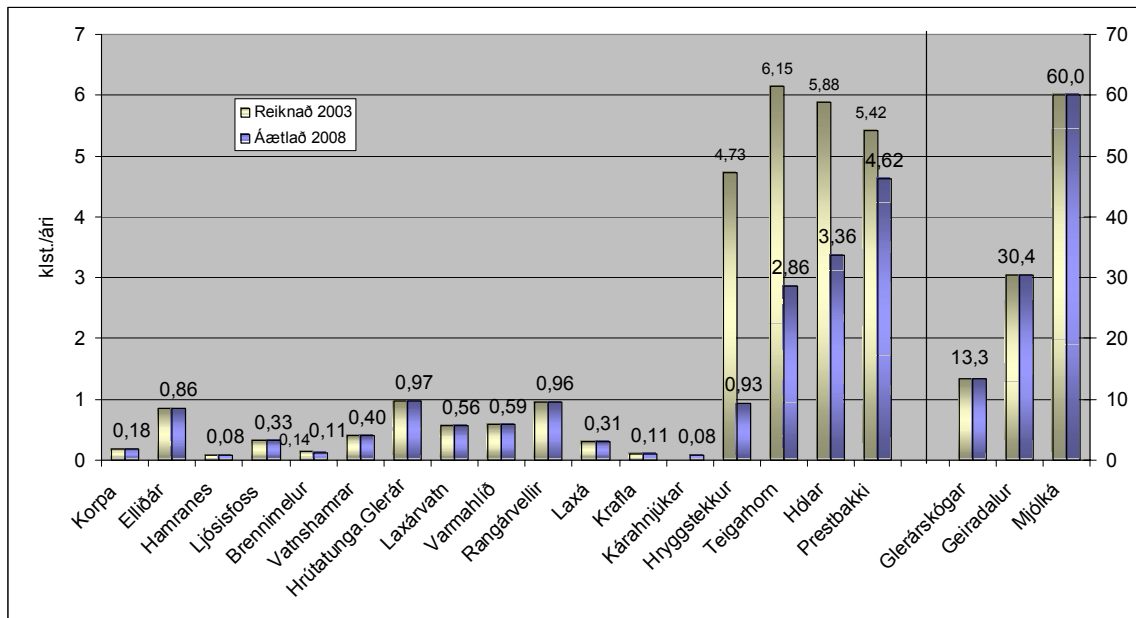
Ótíltækið hjá Norðurál eykst frá 0,115 klst. í 0,142 klst. á ári ef miðað er við fyrsta skála hjá Norðurál en ef að meðaltalið er reiknað fyrir ótíltækið hjá Norðurál þá minnkar það í u.þ.b. 0,085 klst á ári þar sem að seinni skálinn hjá Norðurál er leystur út síðastur í útleysingarröðinni.

“Reyðarál”

Þegar ótíltækið fyrir Reyðarál er reiknað er ekki notast við aflfræðiforrit þar sem að orkuafhending að Reyðaráli kemur einungis frá Kárahnjúkavirkjun og því ákvarðast allt ótíltæki útfrá “nálgun með minnsta þversnið” [2]. Þar sem að öll orka kemur beint frá Kárahnjúkum þá hefur virkjunin ásamt línunum frá Kárahnjúkum að Reyðarál stærstu áhrifin á ótíltækið.

4.2.3 Byggðarlínan

Við útreikninga á byggðarlínunni fyrir árið 2008 er notast við sömu aðferðir og gert var í kafla 3.2.3. Sú breyting sem hefur mest áhrif á áreiðanleika byggðarlínunnar er tilkoma Kárahnjúkavirkjunar og munu áhrifa hennar aðallega gæta á Suður- og Austurlandi og væntanlega minnka verulega ótíltækið sem er á afhendingarstöðum þar. Einnig mun ótíltækið á Brennimel lagast örlítið með tilkomu Sultartangalínu 3. Á Mynd 11 er hægt að sjá nýju stuðlana fyrir byggðarlínuna fyrir árið 2008.

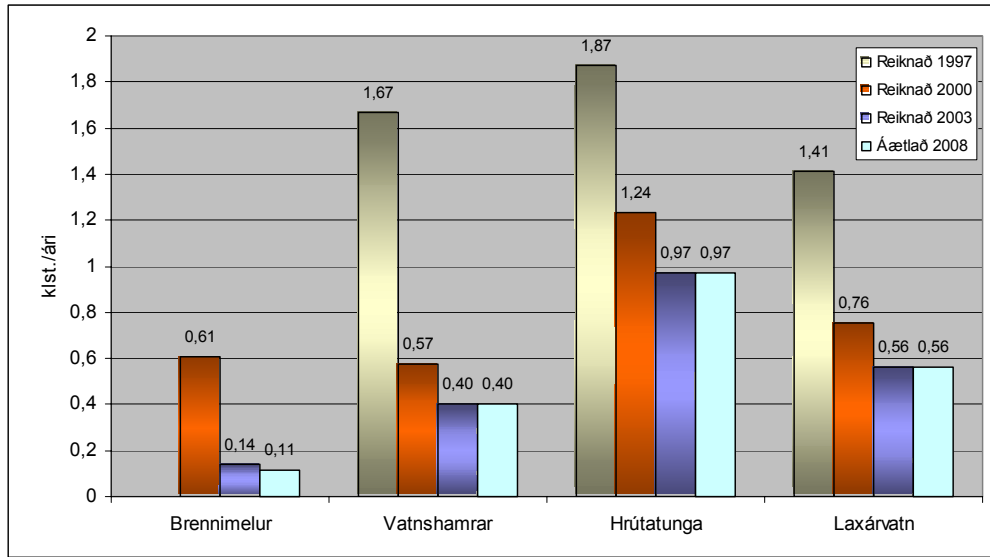


Mynd 11: Áætlað ótíltæki á byggðarlínunni fyrir árið 2008, samanborið við stuðlana frá 2003.

4.2.3.1 Vesturland

Á Vesturlandi eykur Sultartangalína 3 áreiðanleika á 132 kV teini á Brennimel en þegar það er skoðað betur ákvarðast áreiðanleikinn að mestu leyti útfrá öðrum einingum á Brennimel, svo sem spennum og rofum. Þetta þýðir að sú aukning sem Sultartangalína 3 hefur í för með sér mun ekki minnka ótíltækið á Brennimel verulega þar sem það ræðst aðalega útfrá stöðinni í heild sinni, spennum og rofum auk afhendingu af raforku frá

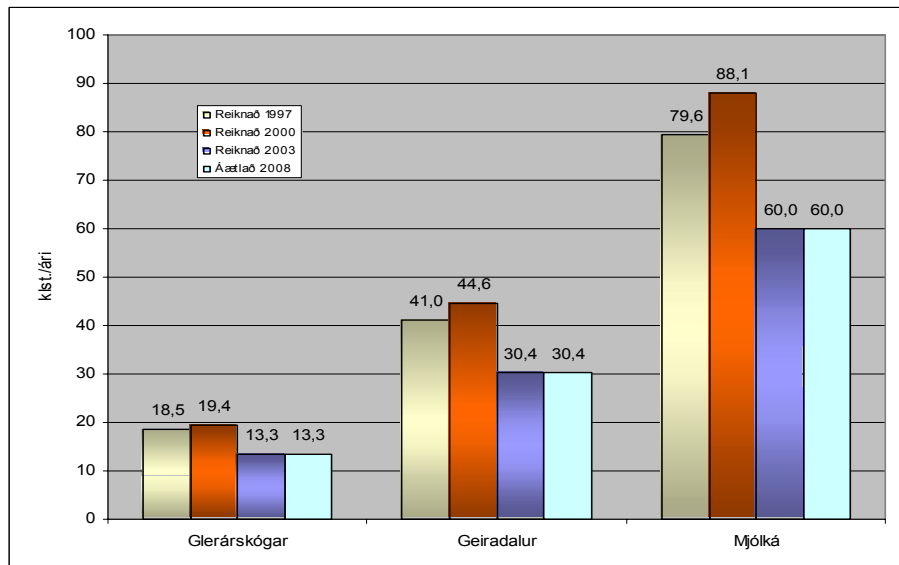
Blöndu. Á Mynd 12 er hægt að sjá þær breytingar sem áætlaðar eru að verði fyrir árið 2008 og einnig þær breytingar sem hafa orðið á útreikningum síðastliðin ár.



Mynd 12: Áætlað ótíltæki fyrir árið 2008 og reiknuð gildi síðustu ára.

4.2.3.2 Vestfirðir

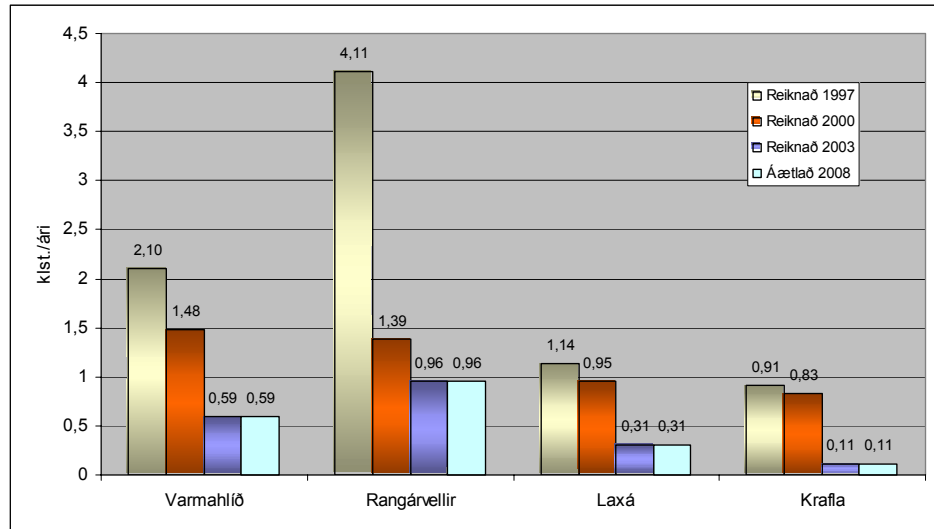
Stuðlarnir á Vestfjörðum byggja allir á áreiðanleika afhendingar í Hrútatungum. Þetta þýðir að ótíltækið á Hrútatungum kemur beint sem fyrsta stig hjá öllum stöðvunum á Vestfjörðum. Þetta gildir svo áfram fyrir allar stöðvarnar þannig að ótíltækið stigmagnast þar. En þar sem þær breytingar sem áætlaðar eru hafa engin áhrif á ótíltækið í Hrútatungum og að það eru ekki fyrirhugaðar breytingar á Vestfjörðum þá verður enginn breyting á ótíltækinu þar. Á Mynd 13 má þó sjá hvernig breytingin á stuðlum síðustu ára hefur verið.



Mynd 13: Áætlað ótíltæki fyrir 2008 á Vestfjörðum og breytingar á gildi síðustu ára.

4.2.3.3 Norðurland

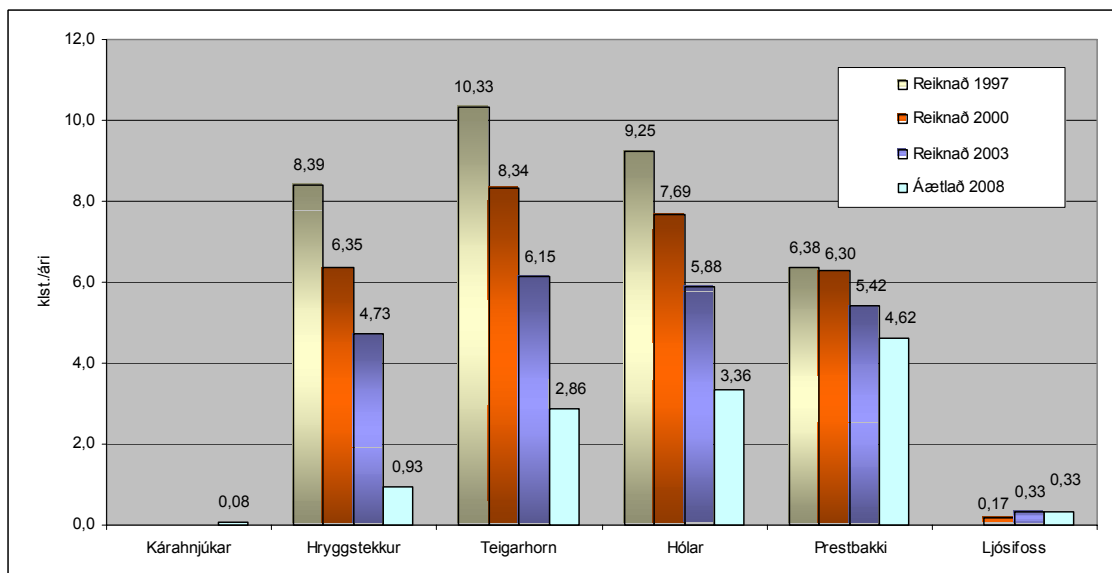
Á Norðurlandi hefur engin breyting átt sér stað og því er ótíltækið óbreytt eins og sjá má á Mynd 14.



Mynd 14: Áætlað ótíltæki fyrir 2008 á Norðurlandi ásamt ótíltæki síðustu ára.

4.2.3.4 Austur og Suðurland

Á Austurlandi hefur ótíltækið breyst svo um munar með tilkomu Kárahnjúkavirkjunar. Með tilkomu hennar mun ótíltæki á Hryggstekk minnka um u.þ.b. 80 % þar sem að nú verður Austurland ekki einungis fætt frá Kröflu og Sigöldu og því hafa langar línulengdir ekki eins mikil áhrif á ótíltæki á Austurlandi. Á Mynd 15 er hægt að sjá hvernig Kárahnjúkavirkjun minnkar ótíltækið á öllum afhendingarstöðum á Austurlandi.



Mynd 15: Áætlað ótíltæki fyrir 2008 á Austur og Suðurlandi ásamt ótíltæki síðustu ára.

Á Suðurlandi hefur Kárahnjúkavirkjun engin áhrif þar sem Suðurland er fætt frá Ljósafossvirkjun.

4.3 Kostnaður vegna raforkuskorts 2008

Kostnaður vegna raforkuskorts árið 2008 er áætlaður samkvæmt verðlagi árið 2003. Þar með er auðveldara er að bera saman kostnaðinn í dag við kostnaðinn sem verður við orkuskerðingu árið 2008. Ef tekið er mið af meðalverði díselolíu árið 2003 er það 41,80 kr. á lítra [11]. Ef miðað er svo við að hægt sé að framleiða 3,7 kWh úr hverjum lítra verður kostnaðurinn 11,30 kr/kWh.

Ef miðað er við eina klst. af rafmagnleysi er kostnaðurinn mismunandi milli landshluta og misjafn eftir því hversu lengi rafmagnleysið varir. Tafla 13 sýnir breytilegan kostnað rafamagnsleysis eftir landshlutum miðað við eina klukkustund, uppfærðar úr skýrslu sem unnin var árið 1996 [4] til dagsins í dag með neysluverðsvísitölu.

Kostnaður við 1 klst. í rafmagnsleysi.	[kr/kWh]
Almennt álag	
Höfuðborgarsvæðið	893
Vesturland	685
Vestfirðir	476
Norðurland	610
Austurland	595
Suðurland	402
Stóriðja	
Álver	30
FESI	15

Tafla 13: Kostnaður á kWh til endanlegra notenda miðað við einnar klukkustundar straumleysi eftir landshlutum.

Til þess að reikna kostnað við hvern afhendingarstað vegna raforkuskorts er notast við álags- og orkutölur úr orkuspá fyrir árið 2003. Þar er heildarnotkun fyrir hvern afhendingarstað notuð til þess að reikna ótíltæki fyrir afhendingarstaðina og kostnaðurinn er síðan fundin útfrá því. Tafla 14 sýnir skerðingu eftir vinnslu varaafstöðva og áætlaðan kostnað á afhendingarstöðum Landsvirkjunar.

2008	Ótíltæki [klst.]	Vinnsla	Skerðing eftir vinnslu [MWh]	Kostnaður v. Skorts [þús.Kr.]	Kostnaður v. Varaafis [þús.Kr.]	Heildar Kostnaður [þús.Kr.]
ÍSAL	0,28	0%	26,09	670	0	670
FESI	1,15	0%	43,44	558	0	558
Norðurál	0,17	0%	25,54	655	0	655
Reyðarál	0,04	0%	18,32	235	0	235
Hamranes	0,08	2%	10,80	8.320	2	8.322
Ellidaár	0,86	0%	67,68	52.120	0	52.120
Korpa	0,18	0%	7,05	5.427	0	5.427
Brennimelur	0,14	0%	1,45	1.119	0	1.119
Vatnshamrar	0,40	23%	6,98	4.119	24	4.143
Hrútatunga	0,97	17%	2,18	1.288	5	1.293
Laxárvatn	0,56	25%	4,37	2.580	16	2.596
Glerárskógar	13,31	93%	2,80	1.148	420	1.568
Geiradalur	30,42	95%	2,59	1.062	555	1.617
Mjólka	59,98	84%	216,90	89.081	12.864	101.946
Varmahlíð	0,59	17%	4,22	2.223	10	2.233
Rangárvellir	0,96	35%	21,79	11.467	133	11.599
Laxá	0,31	44%	2,03	1.066	18	1.084
Krafla	0,11	0%	0,64	335	0	335
Hryggstekkur	0,93	44%	18,86	9.683	167	9.851
Teigarhorn	2,86	26%	21,36	10.965	85	11.050
Hólar	3,36	32%	18,51	9.501	98	9.600
Prestbakki	4,62	4%	10,64	5.462	5	5.467
Ljósifoss	0,33	0%	4,44	1.539	0	1.539
Búrfell	0,09	6%	2,27	788	2	789
Írafoss	0,05	3%	1,16	682	0	682
SAMTALS	122,74		542,1	222.092	14.404	236.497

Tafla 14: Kostnaður vegna raforkuskorts árið 2008.

Kostnaður vegna raforkuskerðingar Landsvirkjunar hefur hækkað um 23 milljónir frá niðurstöðunum í kafla 3.3 fyrir árið 2003 en þá var heildar kostnaður þjóðfélagsins vegna skerðinga raforkuafhendinga u.þ.b. 213 milljónir á ári. Ástæðan fyrir þessari hækkun er aðalega sú að þrátt fyrir u.þ.b. 10 % minnkun á ótíltæki þá hefur orkunotkun aukist um u.þ.b. 70 %. Af þessu er hægt að álykta að þó svo að kostnaðurinn hafi aukist í krónum hefur raunverulegur skerðingarkostnaður lækkað miðað við orkuafhendingu.

5 HEIMILDASKRÁ

- [1] Orkuspárnefnd, Nóvember 2002, “RAFORKUSPÁ 2002-2025 – Endurreikningur á spá frá 1997 út frá nýjum gögnum og breyttum forsendum”, OS-2002/054.
- [2] Roy Billinton og Ronald N. Allan, 1984, “Reliability Evaluation of Power Systems”. Plenum Press, NY.
- [3] START hópurinn, Ýmis gögn úr rekstrartruflanaskránni.
- [4] Verkfræðistofan AFL ehf, 1996, “Kostnaður vegna raforkuskorts”. START 96055/OBD-01 B
- [5] Verkfræðistofan AFL ehf, Febrúar 1997, “Áreiðanleiki í kerfi Landsvirkjunar – Áfangaskýrsla 1”. VKÁ9701
- [6] Verkfræðistofan AFL ehf, Desember 1997, “Áreiðanleiki í kerfi Landsvirkjunar”.
- [7] Verkfræðistofan AFL ehf, Nóvember 1999, “Raftæknileg hönnun tengivirkja – Kerfislegar forsendur”.
- [8] Colin Bayliss, 1996, “Transmission and Distribution, Electrical Engineering”.
- [9] CIGRE, 69 - Working Group 23.04, 1992, “General Guidelines for the Design of Outdoor A.C. Substations”.
- [10] Fjármálaráðuneytið, Október 2003, “Þjóðarbúskapurinn, Haustskýrsla 2003”
- [11] Olíufélag Íslands, 2003,
http://www.esso.is/Forsida/ESSO_stodvar/Eldsneytisverd/Eldsneytisverd_2003/vie_w.aspx?
- [12] CIGRE, Working Group 23.02, “Report on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) – Service experience”

VIÐAUKI

A. Flokkar spennistöðva

Í skýrslu sem gefin var út árið 1999 [7] er reiknaður út áreiðanleiki fyrir ýmsar gerðir tengivirkja. Þetta var gert til að bera saman útreiknaðan áreiðanleika þeirra. Þessi kafli er tekinn að mestu leyti úr þeirri skýrslu að frátöldum einhverjum breytingum.

Hér verður miðað við að unnt sé að skipta megingerðum spennistöðva í flokka í samræmi við aðferðir sem beitt hefur verið af CIGRE [9], einkum fyrir útivirki.

A 1. Grunnflokkun spennistöðva

Atriði sem einkum þarf að hafa í huga við flokkun spennistöðva eru afhendingaröryggi orku frá þeim, hve auðvelt er að aðlaga þær breyttum þörfum, stækka þær, hvernig viðhaldi þeirra er háttað og hve sveigjanlegar þær eru við breyttan rekstur.

Hér verða stöðvar settar í fjóra flokka í samræmi við upplýsingar frá CIGRE [8],[7]. Þættirnir sem ákvarða flokkunina eru aðallega mikilvægi á órofnu orkuflæði við rekstur, viðhald og truflanir. Áreiðanleikaflokkarnir eru:

- **Flokkur 1:** Órofið orkuflæði
 - Dæmi: 1 ½ aflrofi/reit, möskvavirki
- **Flokkur 2:** Skammvinn ótíltækt reits leyfð
 - Dæmi: Tvöfaldir safnteinar og framhjáhlaup
- **Flokkur 3:** Ótíltækt reits eða hluta stöðvar er leyft
 - Dæmi: Einfaldir safnteinar með framhjáhlaupi
- **Flokkur 4:** Ótíltækt heillar stöðvar er leyft.
 - Dæmi: Einfaldir safnteinar

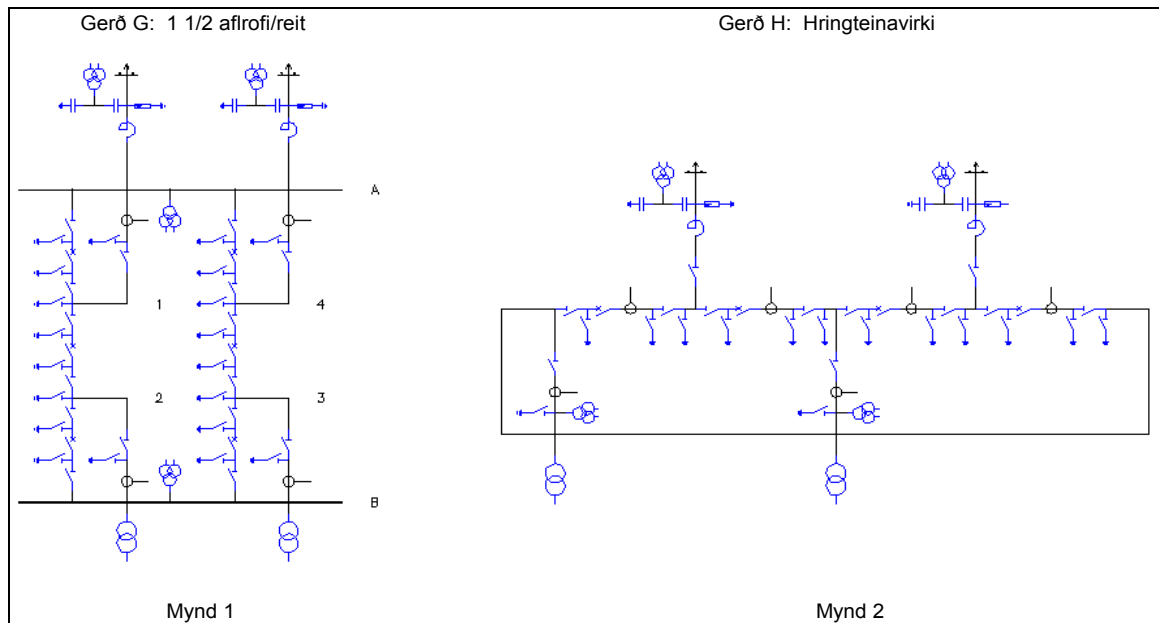
Þessari flokkun stöðvanna er oft best lýst með tilhögun safnteina, sjá myndir 1 til 8, þótt áreiðanleiki orkuafhendingar frá stöðvunum sé stærðin sem sóst er eftir. Flokkunin á bæði við um rekstur einstakra reita og rekstur safnteina, en það er unnt að meta hvort í sínu lagi. Tafla 15 sýnir hér á eftir samatekt af flokkun stöðvanna (skv. CIGRE). Síðan er gerð nánari grein fyrir hverjum flokki:

Heiti	Gerð safnteina	Áreiðanleikaflokkur		Dæmi úr kerfi LV:
		Aflrofafög	Teinar	
A	Einfaldir teinar	3	4	Sigalda
B	Einfaldir teinar – skiptir	3	3	Írafoss
C	Tvöfaldir teinar með framhjáhlaupi	2	2	Hamranes
D	Tvöfaldir teinar án framhjáhlauks	3 eða 2	2	Blanda
E	Tvöfaldir teinar - tveir aflrofar	1 eða 2	1	-
F	Einfaldir teinar með "transfer" teinum	2	4	Búrfell, Geitháls
G	Tvöfaldir teinar - 1,5 aflrofar	1 eða 2	1	Krafla ¹
H	Möskvi – hringur	1 eða 2	-	Hrauneyjar,
K	Byggðalínugerð	3	4	

Tafla 15: Yfirlit yfir gerðir safnteina.

A 2. Flokkur 1 - Möskvavirki og virki með tvöföldum teinum og 1 ½ rofa/reit

Í þessum flokki eru stöðvar með tvöföldum safnteinum og meira en einum rofa fyrir hvern reit. Dæmi um slíka tilhögun virkis eru virki með 1 ½ aflrofa/reit (mynd 1). Sérstakt afbrigði af þessari gerð stöðva eru möskvatengdir aðalsafnteinar (hringteinar, - sem eru ekki eiginlegir safnteinar) (mynd 2). Einnig er í þessum flokki stöðvar með tvöföldum safnteinum, þar sem aflrofar eru tengdir þeim báðum (gerð E), en um þær er ekki rætt nánar.



Stöðvar sem eiga heima í þessum flokki eru einkum mjög aflmiklar stöðvar, svo sem lykilaflostöðvar (grunnstöðvar) og hnútstöðvar í geislatengdum netum. Aðeins ein stöð af

¹ Við fyrstu sýn lítur út fyrir að í Kröflu sé hringteinavirki, en við nánari skoðun er þar í raun ófullgert tengivirki með 1 ½ aflrofa/reit.

Þessari gerð, með 1 ½ aflrofa/reit eða með “tvöföldum” aflrofum hefur verið sett upp hér á landi, í aflstöðinni í Kröflu. Þessi gerð stöðva hefur einkum verið notuð í Bandaríkjunum. Í virkjun með 1 ½ aflrofa er unnt að tengja saman “inngang” og “útgang” og gera báða safnteinana spennulausa.

Möskvatengdir safnteinar henta mjög vel þegar gerð er krafa um sérlega örugga safnteina og þar sem krafist er lágmarks ótiltækis vegna viðhalds. Tæki á safteinahring stöðvanna verða að geta borið fullt álag alls virkisins. Ókostur við rekstur þessara virkja er að í hvert skipti sem eining er sett í rekstur eða tekin úr rekstri (vél, spennir, lína) þá þarf að hreyfa tvo aflrofa (og síðan að loka hringnum aftur eftir að eining hefur verið tekin úr rekstri).

Hér á landi er þessi gerð tengivirkis í einni aflstöð, við Hrauneyjar (220 kV).

Tafla 16 sýnir hér á eftir helstu kosti og veikleika möskvatengivirkja eins og þegar eru til hér á landi.

Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Ódýr lausn	Í rekstri við bilun/viðhald aflrofa geta myndast "eyjar"	Allt að fimm fög eru ódýrari en 1 ½ rofi
Sveigjanleg gagnvart viðhaldi aflrofa	Endurinnsetning flókin	Mjög örugg lausn
Unnt að taka einn rofa úr rekstri án útleysingar álags	Þörf á "tvöfaldri" liðavörn	Hringur getur verið rofinn, en öll fög inni (v/viðhalds)
Aðeins þörf fyrir einn aflrofa fyrir hvern reit	Spennumælingar flóknar vegna samfösunar	
Engir teinar !	"Bilun" við bilun/viðgerð	
Hver reitur fæddur um tvo aflrofa	Fjöldi rofahreyfinga	
Allar tengingar/skiptingar gerðar með aflrofum		

Tafla 16: Flokkur 1. Teinar af gerð H, möskvatengivirki, hringteinar.

Eftir upplýsingum starfsmanna Landsvirkjunar er reynslan af rekstri stöðvarinnar í Kröflu mjög góð, hún nánast rekin eins og grunnaflsstöð, en rekstur er erfðari við Hrauneyjar, þar sem rekstur véla er mjög breytilegur (Ákveðið hefur verið að setja “vélarrofa” á lægri spennu spennanna sem tengir vélar við 220 kV tengivirkið).

Tafla 17 sýnir helstu einkenni tengivirkja með 1 ½ aflrofa/reit:

Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Sveigjanlegust	1 1/2 aflrofi/reit	Mjög vinsæl í USA
Mjög áreiðanleg í rekstri	Liðavörn og endurinnsetning flókin (fyrir "miðrofa")	
Bilun teinahliðar aflrofa fjarlægir aðeins eina rás		
Allar tengingar gerðar með aflrofum		
Einfaldur rekstur - skilrofar ekki hreyfðir við flutning álags		
Viðhald teina mögulegt hvenær sem er		
Engar rásir aftengdar við bilun á teinum		

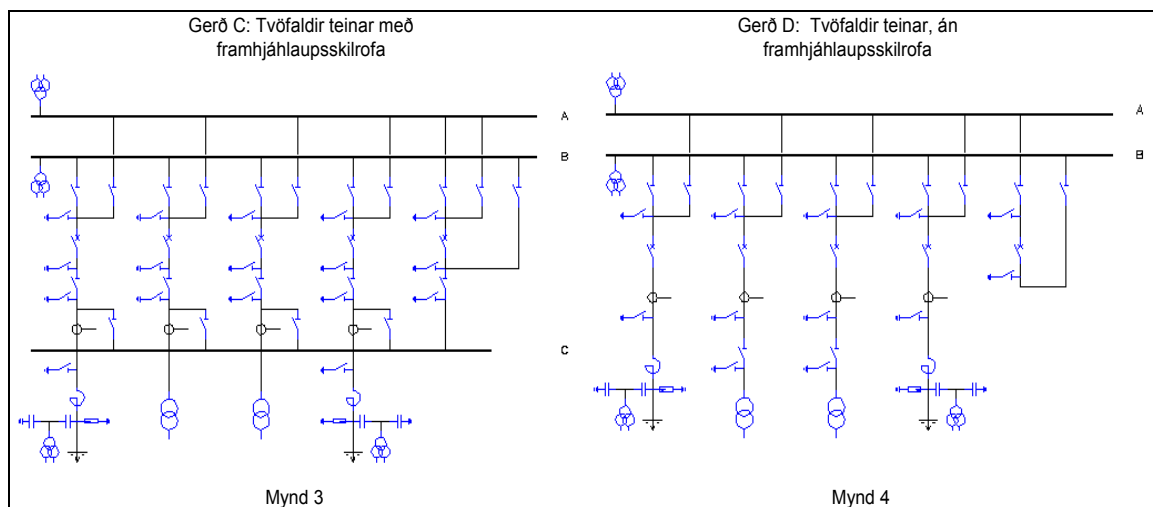
Tafla 17: Flokkur 1 - Teinar af gerð G, tvöfaldir safnteinar, 1 1/2 aflrofi/reit.

Stöðin í Kröflu er af þessari gerð.

A 3. Flokkur 2 - Tvöfaldir safnteinar, með og án framhjáhlauksrofa

Stöðvar með tvöföldum eða þreföldum safnteinum, en aðeins einum aflrofa fyrir hvern reit eru í þessum flokki. Teinatengiaflrofar og ýmis afbrigði framhjáhlauksrofa eru einnig talin með. Slíkur búnaður eykur fyrst og fremst sveigjanleika í rekstri og við viðhald. Mælt er með notkun þessara gerða stöðva þar sem krafist er mikils afhendingaröryggis orku og í mikið samtengdum kerfum með mörgum línun, þar sem þörf er á sveigjanlegri tengingu kerfisins.

Í hreinu tveggja safnteina kerfi án framhjáhlauksrofa þarf eining (útgangur) sem tekin er til viðhalds alltaf að vera tekin úr rekstri við viðhald aflrofa, en þar sem notaðir eru framhjáhlauksrofar er unnt að taka aflrofa úr rekstri til viðhalds án þess að einingin sé tekin úr rekstri. Í Hamranesi (220 kV) er tveggja teina virki með framhjáhlauksrofum, en í Blönduvirkjun (132 kV) er slíkt virki án framhjáhlauksrofa.



Stöð með tveimur safnteinum og varateini kæmi til álita sem hnútsstöð á Þjórsár-Tungnaárvæðinu þegar þar eru komnar fleiri samtengdar stöðvar og hugsanleg hálendislína.

Tafla 18 og Tafla 19 taka saman hér á eftir helstu kosti og veikleika tveggja safnteina virkja eins og þegar hafa verið sett upp hér á landi.

Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Sveigjanleiki við rekstur (vegna skiptingar teina)	Dýr lausn	Órofinn flutningur álags milli teina
Einn rofi tekinn úr rekstri til viðhalds	Aukaafrofi vegna teinatengis	Lækkun skammhlaupsafls við skiptingu teina/álags
Flytja línutengingu milli teina	Flókin liðavörn	
Viðhald hvors teins fyrir sig er mögulegt	Fjöldi skilrofa/reit	

Tafla 18: Flokkur 2 - Teinar af gerð C, tvöfaldir safnteinar, einn aflrofi, með framhjáhlaupi.

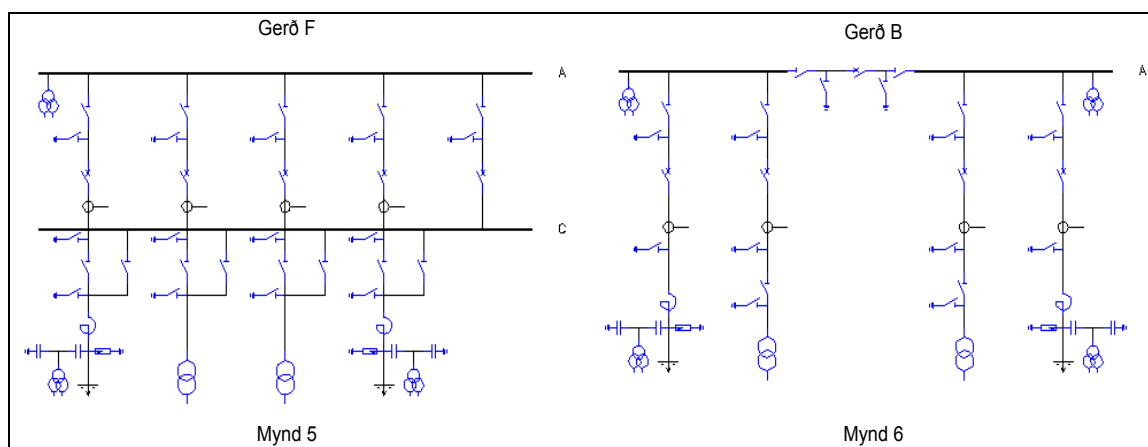
Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Sveigjanleiki við rekstur (vegna skiptingar)	Aukaafrofi vegna teinatengis	Órofinn flutningur álags milli teina
Viðhald hvors teins fyrir sig er mögulegt	Fjórir skilrofar/reit og villulíkur við (um)tengingar	Ekki fyrir meiriháttar stöðvar
Einfalt að flytja álag milli teina án truflunar	Útleysing stöðvar ef allt á sömu teinum (eins og einfaldir teinar !)	
	Útleysing línurofa = útleysing viðkomandi teina	
	Bilun teinatengirofa = bilun stöðvar	

Tafla 19: Flokkur 2 eða 3 - Teinar af gerð D, tvöfaldir safnteinar, einn aflrofi, án framhjáhlaups.

A 4. Flokkur 3 - Einfaldir safnteinar, með varateinum eða skiptir

Í þessum flokki eru aðallega stöðvar með einföldum skiptum safnteinum. Til flokksins telst einnig tengivirki með einföldum safnteinum og varateinum (einn aflrofi getur komið í stað hvaða aflrofa sem er) og virki með framhjáhlaupsskilrofum í fögum. Rekstraröryggi reita er í þessum flokki næstum jafngott og í flokki 2, en rekstur safnteina er ekki jafnöruggur.

Mörg tengivirki af þessari gerð hafa verið sett upp hér á landi og er nóg að nefna útitingavirkin í Búrfellsstöð (220 kV) og á Geithálsi og Brennimel (220 kV og 132 kV). Flest 132 kV tengivirki Rafmagnsveitu Reykjavíkur eru af gerð B og eru gasfyllt innitengivirki.



Tafla 20 sýnir hér á eftir eru helstu kosti og veikleika tengivirkja af gerð F eins og þegar hafa verið sett upp hér á landi.

Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Frekar ódýr	Aukaaflofi fyrir teinatengi	Liðavörn ósveigjanleg
Unnt að taka hvern aflrofa úr rekstri til viðhalds	Rekstur flókin við viðhald aflrofa	Ekki vinsæl í notkun í USA
Spennumæling einföld	Bilun teina/aflrofa = Bilun stöðvar	
	Villulíkindi við rekstur	

Tafla 20: Flokkur 3 - Teinar af gerð F, einfaldir safnteinar með varateinum (bus transfer).

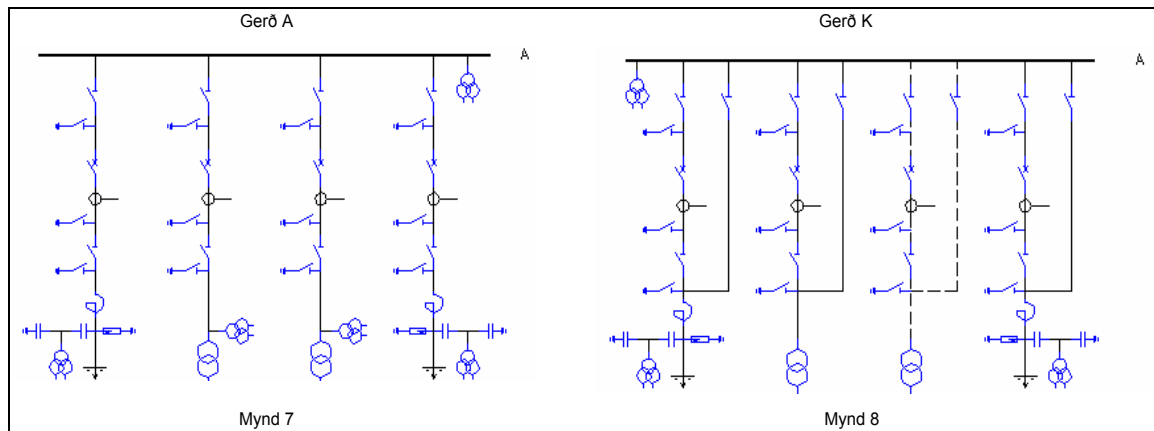
Tengivirki af gerð B eru ekki til hjá Landsvirkjun, en hafa verið notuð hjá Rafmagnsveitu Reykjavíkur. Helstu einkenni þeirra eru:

Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Frekar ódýr lausn	Bilun teinaskilrofa = Bilun stöðvar	Ekki mikilvægar stöðvar !
Unnt að skipta álagi í tvo hluta	Viðhald erfitt á teinum	
	Stækkun erfið	
	Aðeins notað þar sem leyfilegt er að aftengja álag	

Tafla 21: Flokkur 4 - Teinar af gerð B, virki með einfalda skipta safnteina.

A 5. Flokkur 4 - Einfaldir safnteinar

Stöðvar með einföldum, óskiptum safnteinum eru í þessum flokki. Þessi lausn er ekki talin henta fyrir mikilvægar spennistöðvar, en hún er talsvert notuð í millispennukerfum.



Rekstaröryggi reita og teina er ekki talið nægjanlega öruggt fyrir meginspennistöðvar vegna ótíltækis við viðgerð bilana. Unnt er að auka sveigjanleika stöðvanna í rekstri með framhjáhláupsskilrofum.

Tengivirki Sigölduvirkjunar er af þessari gerð (220 kV) og líta má svo á að tengivirki Byggðalínu (132 kV) séu einnig af þessari gerð (mynd 8). Tengivirki Byggðalínu eru einu “samstæðu” tengivirkin sem byggð hafa verið hér á landi, en þau voru flest hönnuð samtímis og hafa öll svipaða uppbyggingu.

Hér á eftir eru teknir saman í töflu helstu kostir og veikleikar tengivirkja með einum safnteini.

Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Ódýrasta lausnin	Bilun teina/aflrofa = Bilun stöðvar	Ekki mikilvægar stöðvar ! (Ósveigjanleg)
	Viðhald erfitt á teinum	
	Stækkun = Spennuleysi teina	
	Aðeins notað þar sem leyfilegt er að aftengja álag	

Tafla 22: Flokkur 4 - Teinar af gerð A, Virki með einfalda safnteina.

Gerð K – Byggðalínugerð, er ekki til í flokkun CIGRE, en hefur hér verið bætt við, þar sem hér eru mjög mörg 132 kV tengivirki þessarar gerðar. Helstu einkenni þessara tengivirkja eru:

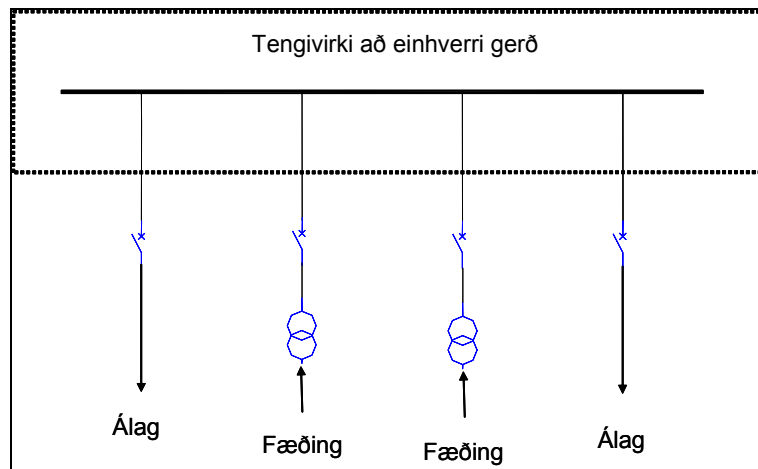
Kostir	Gallar	Almennar athugasemdir
Ódýr lausn	Bilun teina/aflrofa = Bilun stöðvar	Ekki mikilvægar stöðvar ! (Ósveigjanleg)
Frekar áreiðanleg	Viðhald erfitt á teinum	
Unnt að taka hvern aflrofa úr rekstri til viðhalds	Stækkun = Spennuleysi teina	
Spennumæling einföld	Aðeins notað þar sem leyfilegt er að aftengja álag	

Tafla 23: Flokkur 4 - Teinar af gerð K, virki með einfalda safnteina - Byggðalínugerð.

B. Áreiðanleiki tengivirkja

Áreiðanleiki tengivirkja er fundinn með því að nota aðferðir Billingtons um minnsta þversnið [2]. Reiknað er fyrir tengivirki með fjórum inn- og útgangsfögum og af öllum flokkum sem kynntir eru hér að framan. Gerð er grein fyrir sameiginlegum einkennum sem eru tengd áreiðanleika og hvað er ólíkt milli flokka tengivirkjana.

Til að einfalda reikningana og þar sem niðurstaðan byggir aðallega á samanburði á hinum ýmsu gerðum tengivirkja var gert ráð fyrir því að öll tengivirkin væru fædd með tveimur spennum og álagið væri á sömu spennu og tengivirkið sjálft. Leitað er aðallega að mismun milli tengivirkjana, en ekki endanlegum áreiðanleika hverrar gerðar. Gert er ráð fyrir því að álagið á hvorri línu fyrir sig sé algjörlega óháð hinu. Mynd 16 sýnir dæmi um tengivirki sem notað er í útreikningunum.



Mynd 16: Framsetning tengivirkja, þ.e. tvær línur sem fæða virkið og tveir útgangar.

Áreiðanleikinn er reiknaður með reynslutölum Landsvirkjunar um áreiðanleika einstakra kerfishluta sem tengjast spennistöðvunum, sjá Tafla 24. Stuðst er við áreiðanleikastuðla eininga úr [5] og [6].

Eining	Spenna kV	Bilanatíðni fjöldi/100 stk.(km)/ár	Bilanir í slæmu veðri fjöldi/100 stk (km)/ár	Viðgerðartími klst/tilvik
Loflínur	220	0,844	169,775	5,65
Spennistöðvar	220	3,330	364,047	1,90
Aflrofar	220	15,727	474,192	1,95/10 ²
Útgangar	220	9,611	1039,302	1,95/9,71 ³
Spennir	220	8,182	795,098	3,87

Tafla 24: Einingar í kerfinu og bilanatíðni þeirra.

Reynslutölur um viðhald spennistöðva eru fengnar úr sömu skýrslu og stuðlarnir fyrir viðhald eru einnig þeir sömu og notaðir voru í [5] og [6] eins og Tafla 25 sýnir.

Eining	Spenna kV	Viðhaldstíðni fjöldi/100 stk (km)/ár	Viðhaldstími klst/tilvik
Loflínur	220	2,80	23,18
Spennistöðvar	220	3,30	16,37
Aflrofar	220	29,64	118,00
Útgangar	220	9,74	18,74
Spennir	220	35,71	59,62
Teinar	220	1,52	1,82

Tafla 25: Einingar í kerfinu og viðhaldstíðni og tími þeirra.

Hér verður ekki gerð grein fyrir hvernig áreiðanleikinn er reiknaður, heldur látið nægja að vísa í skýrslur AFLs þar um. Þó skal þess getið að reiknaður áreiðanleiki er byggður á:

- Íslenskum rauntölum um tíðni/fjölda (truflana/atburða), START hópurinn
- Rauntölum um viðgerðartíma
- Raunverulegri tilhögun þeirra tengivirkja sem eru til skoðunar.

B 1. Reiknaður áreiðanleiki

Við útreikninga á áreiðanleika ákveðins tengivirkis skiptir máli hve margir reitir eru í tengivirkinu, hve margir þeirra fæða það og úr hve mörgum er tekin út orka, fyrir utan sjálfa uppbyggingu tengivirkisins.

Í raunveruleikanum getur samsetning þessara inn- og útganga í virkið verið á hvaða veg sem er. Tveir innganga í virkið auka áreiðanleikann meira en ef um einungis eina fæðingu væri að ræða. Aftur á móti minnkar áreiðanleikinn við að hafa fleiri en einn útgang, því eitthvað gæti gerst á útgöngunum sem valdið gæti straumleysi í virkinu.

Í þeim 220 kV og 132 kV tengivirkjum sem sett hafa verið upp hér á landi og skipta máli fyrir útreikningana eru alls staðar framhjáhlaupsrofar á línuútgöngum. Því liggja ekki fyrir upplýsingar um viðgerðartíma virkja án framhjáhlaupsrofa, en samkvæmt

² Hér er notaður styttri viðgerðartími ef framhjáhlaupsrofi er í virkinu en annars er notaður lengri tími

³ Hér er notaður styttri viðgerðartími ef framhjáhlaupsrofi er í virkinu en annars er notaður lengri tími

grunn gögnunum er viðgerðartími aflrofa 118 klst. (sjá Tafla 25). Við bilun aflrofa þar sem ekki er til staðar framhjálaupsskilrofi yrði tengt framhjá rofanum og hann fjarlægður til viðgerðar sé þess nokkur kostur. Álagið yrði því að öllu jöfnu ekki haft straumlaust allan þann tíma sem tekur að gera við rofann. Aftur þarf svo að rjúfa álagið þegar rofinn er settur upp að lokinni viðgerð. Tími þessara aðgerða er lengri heldur en ef aðeins þarf að fara í virkið og hreyfa skilrofa svo rekstur geti haldið áfram. Uppsetning rofa eftir viðgerð yrði gerð á lágálagstíma, en það þarf samt að gera ráð fyrir þeim tíma í útitíma vegna rofabilana.

Skoðaðar voru þær gerðir virkja, sem gerð hefur verið grein fyrir hér að framan og niðurstöðurnar teknar saman, sjá Tafla 26:

Gerð A	Einfaldir safnteinar
Gerð B	Einfaldir skiptir safnteinar
Gerð C	Tvöfaldir safnteinar - með framhjálaupsrofa Allt álagið á einum teini og hinir hafðir spennulausir
Gerð DI	Tvöfaldir safnteinar, allt álag á einum teini.
Gerð DII	Tvöfaldir safnteinar, allt álag á einum teini, framhjálaupsskilrofar á línuútgöngum.
Gerð F	Einfaldir teinar og varateinar
Gerð G	Tvöfaldir safnteinar - 1,5 aflrofar/reit
Gerð H	Möskvasafnteinar – hringur
Gerð K	Byggðalínugerð.

Niðurstöður útreikninga á áreiðanleika þessara virkja eru:

	án viðhalds				með viðhaldi			
	með línu		án línu		með línu		án línu	
	ótiltæki h/ár	áreiðan- leiki	ótiltæki h/ár	áreiðan- leiki	ótiltæki h/ár	áreiðan- leiki	ótiltæki h/ár	áreiðan- leiki
Gerð A	2,44	0,999177	2,05	0,999766	2,61	0,999702	2,07	0,999764
Gerð B	2,44	0,999177	2,05	0,999766	2,52	0,999712	2,06	0,999765
Gerð C	0,79	0,999366	0,46	0,999948	0,88	0,999900	0,46	0,999947
Gerð DI	1,65	0,999267	1,30	0,999851	1,76	0,999799	1,31	0,999851
Gerð DII	0,81	0,999908	0,46	0,999947	0,91	0,999896	0,46	0,999947
Gerð F	0,79	0,999366	0,46	0,999948	0,88	0,999900	0,46	0,999948
Gerð G	0,38	0,999413	0,06	0,999993	0,44	0,999950	0,07	0,999992
Gerð H	0,57	0,999390	0,25	0,999971	0,64	0,999927	0,26	0,999971
Gerð K	0,79	0,999366	0,46	0,999948	0,93	0,999894	0,46	0,999947

Tafla 26: Niðurstöður áreiðanleikaútreikninga.

Tafla 27 reiknar á tvo vegu, annars vegar miðað við að tengivirkið sé eitt sér, og hins vegar miðað við að 100 km löng lína sé tengd útgöngum. Í því tilfelli bætist ótiltæki línunnar við ótiltæki tengivirkisins (dálkarnir með línu – án línu).

Þá er líka reiknað miðað við að verið sé að sinna viðgerð á hluta tengivirkisins og að samtímis verði truflun (dálkarnir með viðhaldi – án viðhalds).

Við útreikningana var liðnum DII bætt við þá flokka virkja, sem hingað til hefur verið reiknað með. Breytingin felst í að setja framhjálaupsskilrofa á línuútganga virkisins. Áreiðanleiki þessa afbrigðis verður þá mjög líkur gerð F.

Gera þarf þá athugasemd við útreikningana að þeir taka aðeins til fyrirvaralausra rekstrartruflana.

Fyrir allar gerðir tengivirkja með einum safnteinum (A, B, K) er ekki reiknað með tíma fyrir ótíltæki virkisins sem stafar af skipulegu (árlegu) viðhaldi safnteina, þar sem allur orkuflutningur stöðvast við spennuleysi teinanna. (Slíkt ótíltæki er ekki fyrirvaralaus truflun og útreikningarnir ná aðeins til þeirra). Í öðrum tilvikum verður ekki truflun á safnteinum vegna viðhalds. Skipulagt spennuleysi safnteina af gerðum A, B og K er að jafnaði á lágálagstíma, þannig að orkuskerðingin er mjög lítil, þó tíminn sé nokkur. Auk þess er í reynd á flestum stöðum Byggðalínustöðvanna til varaleið til orkuflutnings, þannig að notendur verða ekki fyrir orkuskorti.

B 2. Samantekt

Önnur leið til þess að bera saman ólíka flokka tengivirkja er að reikna hlutfallslegan óáreiðanleika. Í töflu 13 er miðað við að grunn(ó)áreiðanleiki gerðar F, sem hér á landi er algengust meðal 220 kV tengivirkja, sé 1,0 og hlutfallslegur óáreiðanleiki allra annarra gerða virkjanna reiknaður út frá því. (Í töflunni er líka sýndur tími ótíltækis úr Tafla 26, dálkurinn “með línu”, “með viðhaldi”).

	án viðhalds		með viðhaldi		Tími, h/ár (Tafla 12)
	með línu	án línu	með línu	án línu	
Gerð A	3,09	4,46	2,97	4,50	2,61
Gerð B	3,09	4,46	2,86	4,48	2,52
Gerð C	1,00	1,00	1,00	1,00	0,88
Gerð DI	2,09	2,83	2,00	2,85	1,76
Gerð DII	1,03	1,00	1,03	1,00	0,91
<u>Gerð F</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>0,88</u>
Gerð G	0,48	0,13	0,5	0,15	0,44
Gerð H	0,72	0,54	0,73	0,57	0,64
Gerð K	1,00	1,00	1,06	1,00	0,93

Tafla 27: Hlutfallslegur samanburður á óáreiðanleika, reiknað frá gerð F.

Tafla 26 og Tafla 27 sýna eftirfarandi (stuðst er við dálkinn “með viðhaldi” og “með línu”):

- Tengivirki af gerðum C, DII, F og K hafa líkan áreiðanleika, mismunur milli þeirra hvað varðar áreiðanleika er < 10 %
- Tengivirki af gerðum G og H hafa hærri áreiðanleika en F og tengivirki af gerð G hefur hæstan áreiðanleika allra tengivirkjagerða sem eru til skoðunar.
- Lítil munur er á ótíltæki virkja af gerðum A og B

- Mjög einföld breyting á gerð D gerir áreiðanleika hennar sambærilegan við aðrar helstu gerðir (sbr. DII)
- Ótíltæki A og B og D(I) er amk tvisvar sinnum ótíltæki F.

Einnig má sjá að gerðir A og B eru eins ef skoðaðar eru fyrirvaralausar truflanir en það breytist þegar skoðað er viðhaldið og gerðir C, F og K eru eins nema þegar tekið er tillit til viðhalds.

Taka þarf hér fram að sveigjanleiki tengivirkjanna við rekstur og vegna viðhalds er mjög ólíkur:

- Gerðir A, B og K eru sambærilegar.
- Gerðir C, DI, DII og F eru sambærilegar
- Gerðir G og H eru sambærilegar

Sveigjanleika virkjanna er svo hagað:

- Rekstur tengivirkja af gerðum A og B er bundinn af einföldum safnteinum og ekki er unnt að taka einn aflrofa til reglubundins viðhalds eða viðgerðar, nema útgangurinn sé spennulaus
- Gerð DI hefur þá takmörkun að ekki er unnt að tengja fram hjá aflrofa við viðhald eða viðgerð, en unnt er að skipta kerfi sem tengist virkinu í tvennt. Hún er því sambærileg gerðum A og B.
- Við rekstur gerðar K er unnt að tengja framhjá aflrofa meðan hann er tekinn til viðhalds, en á meðan er útgangurinn varnarlaus.
- Við rekstur gerðar F er unnt að taka einn aflrofa í einu til viðhalds og halda fullum vörnum á útganginum ef liðavörn er rétt fyrir komið.
- Gerðir DII og C er unnt að reka eins og gerð F, en einnig sem tvö aðskilin kerfi eða safnteina og að tengja saman tvo aflteina.
- Gerðir G og H hafa mestan sveigjanleika allra tengivirkja, sem hér er fjallað um, en hafa þann ókost að við hvert rof þarf alltaf að hreyfa tvo aflrofa.

C. GIS Tengivirki.

Á árunum 1993 – 2002 eru skráðar 10 truflanir í 220 kV kerfinu sem tengjast GIS tengivirkjum. Allar skráðar truflanir eru lítilvægar og voru aðgerðirnar einungis þær að rofar voru athugaðir og settir inn aftur.

Meðal viðgerðartími á þessum truflunum er 3,63 klst. en almennir stuðlar fyrir rofa voru fundnir sem 1,94 klst. á truflun og bilanatíðni 0,085 ef teknir voru frá GIS rofar skráðir á 220 kV í kerfi LV.

Þegar litið er í skýrslu CIGRE “Report on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) – Service experience” er hægt að sjá að bilanatíðni GIS tengivirkja er 0,013 sem er töluvert lægra en almenna gildið fundið í okkar skýrslu. En ef litið er á viðgerðartímann úr CIGRE skýrslunni þá er hann að meðaltali 248 klst. við hverja truflun. En hér er ekki skilgreint hvernig tengivirki verið er að tala um, þ.e.a.s. hvernig tengivirkið er byggt upp, með hversu mörgum mismunandi rofum og svo framvegis.

Það er þó hægt að sjá í CIGRE skýrslunni hversu margir tímar eru notaðir að meðaltali til þess að gera við mismunandi bilanir á mismunandi einingum. Hér er þó einungis tekið fram heildar skerðingartími þar sem tíminn sem það tekur að útvega varahluti er tekin með. Að meðaltali tók það u.þ.b. 5 daga að gera við bilaða einingu í GIS tengivirkjum, eða u.þ.b. 120 klst. Þetta er mikið hærri tími en hægt er að sjá í truflanaskýrslum LV en þar hafa engar alvarlegar truflanir gerst. Stærsta skráða truflunin í GIS tengivirki hjá LV var á aflrofa er hann skaut til jarðar og var bilunin skráð 615 mínútur eða 10,25 klst.

Miðað við 5 daga skerðingartíma vegna bilaðra eininga í GIS tengivirki úr CIGRE skýrslunni verður ótíltækið 1,56 klst. á ári. Ótíltækið, miðað við 3,63 klst. viðgerðartíma eins og raunin var hjá LV, er c.a. 3 mínútur á ári. En eins og áður var tekið fram er ekki mikil reynsla á notkun GIS virkja í kerfi LV. Notkun GIS tengivirkja hófst ekki almennt fyrr en eftir árið 2000, ef frá eru talin Hamranes frá 1992 og Hrauneyjafoss frá 1981. Þetta þýðir að tiltölulega lítil reynsla er af GIS vikjum hér á landi og truflanaskráningar þar með fáar.

Í CIGRE skýrslunni er úrtakið tekið frá mörgum mismunandi orkudreifikerfum víðsvegar að um heiminn og því spilar þar inni viðgerðartímann mismunandi aðgerðir vegna truflana og einnig hversu vel orkudreifikerfin geta annað notendum eða tengt framhjá biluðum GIS virkjum. T.d. ef hægt væri að veita raforkunni til viðskiptavinar eftir öðrum leiðum en í gegnum GIS virkið þá liggur í raun minna á að gera við bilunina á sem skemmstum tíma. Þetta sést best á dreifingu skráðra viðgerðartíma fyrir hverja bilun þar sem að dreifingin á skráðum viðgerðartímum er frá 10% truflana með 2 klst. eða minna uppí 90% truflana með 360 klst. á bilun eða meira. Miðgildið, eða 50% dreifingu viðgerðartíma er skráð sem 80 klst. á bilun.

CIGRE greinir einnig frá því hvernig tilhneigingin sé fyrir stórfelldum bilunum og er niðurstaðan sú að 88% af GIS virkjum í úrtökunni hefur aldrei bilað, 7% hefur bilað 1

sinni, 4% hefur bilað 2-5 sinnum og 1% hefur bilað 5 sinnum eða oftar. Þessi niðurstaða sýnir í raun að aðeins 5% GIS tengivirkja bila oftar en 1 sinni á heildar líftíma þeirra. Þó kemur það fram að 20% truflananna gerast á fyrsta ári sem er töluvert hátt gildi miðað við að truflanir á tengivirkjum eldri en 20 ára eru einungis 28,6%.

Einnig skýrir skýrslan frá því að 30% af bilunum stafa af framleiðslugöllum og 18% eru hönnunargallar. 20% af bilunum vegna aldurs.

Í úrtaki CIGRE var einnig spurt um líftíma tengivirkjana og kom þá í ljós að enginn verulegur munur var á tengivirkjum sem voru yngri en 10 ára og þeim sem eldri eru, og var líftíminn áætlaður meira en 40 ár af meirihluta þeirra sem spurðir voru.

Þegar CIGRE skýrslan var gerð (1996) höfðu 50% af notendum ekki en gert neinar fyrirbyggjandi viðhaldsaðgerðir og 33% höfðu aðeins hleypt gasi af tengivirkjunum til að kanna ástand virkisins.

SAMANTEKT.

Einingar í GIS tengivirki hafa mun lengri viðgerðartíma en þekkist fyrir einingar í tengivirkjum LV. Ótíltæki GIS tengivirkja er því hátt þrátt fyrir lága bilanatíðni en hafa verður í huga að í einu GIS tengivirki eru margar einingar og því ógerlegt að bera ótíltæki GIS virkja samkvæmt skýrslu CIGRE við ótíltæki tengivirkja hjá LV.

Stórfeldar truflanir eru ekki algengar í GIS tengivirkjum. Um 48 % af skráðum bilunum eru framleiðslu- eða hönnunargallar og kemur stór hluti truflana fram á fyrstu árum tengivirkisins.

Líftími tengivirkja er áætlaður meiri en 40 ár og miðast það við að lítið eða ekkert viðhald sé á virkjunum.

Kostnaður GIS virkja er töluvert hærri en í hefðbundnum virkjum en taka þau mun minna pláss.

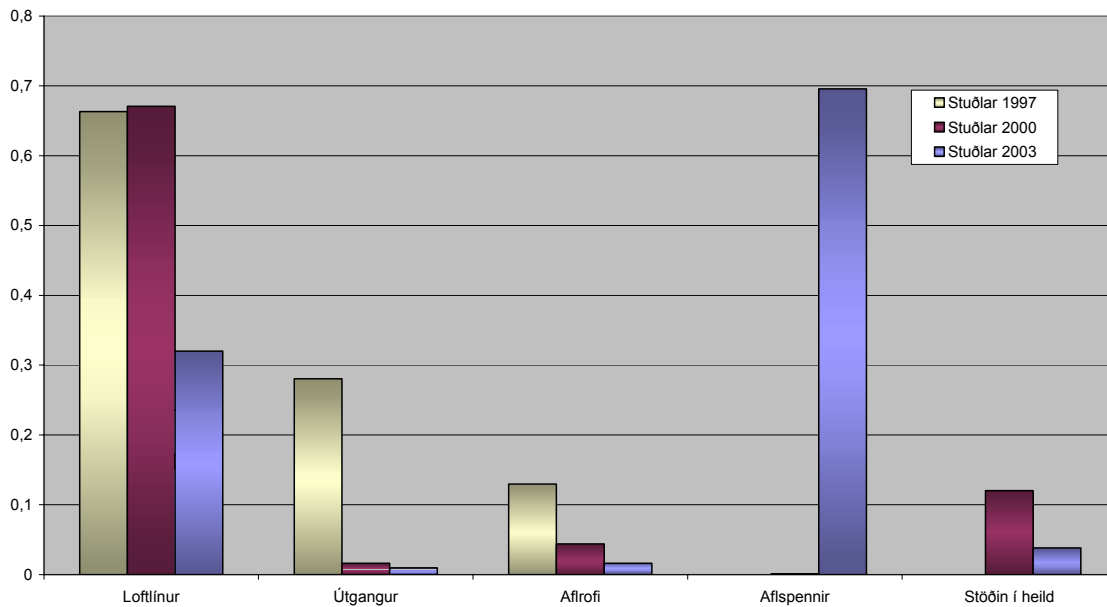
Ef að það ætti að taka stuðlana fyrir GIS virkin með í reikningana fyrir áreiðanleika skýrsluna þá erum við að tala um þó nokkrar breytingar á útreikningum, vegna þess að skipta þarf út tengivirki þar sem áreiðanleiki þess er reiknaður úr útfrá mörgum mismunandi einingum og setja þyrfti í staðin stuðla GIS virkisins.

Það er þó hægt að segja með vissu að þetta myndi hafa töluverð áhrif á útreikningana sem gerðir voru þar sem ótíltæki GIS tengivirkis er frábrugðið því sem reiknað hefur verið í skýrslunni.

Til dæmis ef ótíltæki Hrauneyjafossvirkjun yrði reiknað með GIS stuðlum þá myndi ótíltæki virkjunarinnar hækka frá 0,027 klst. á ári í allavega 1,5 klst. á ári þar sem GIS tengivirkið yrði reiknað sem 1. stigs truflun.

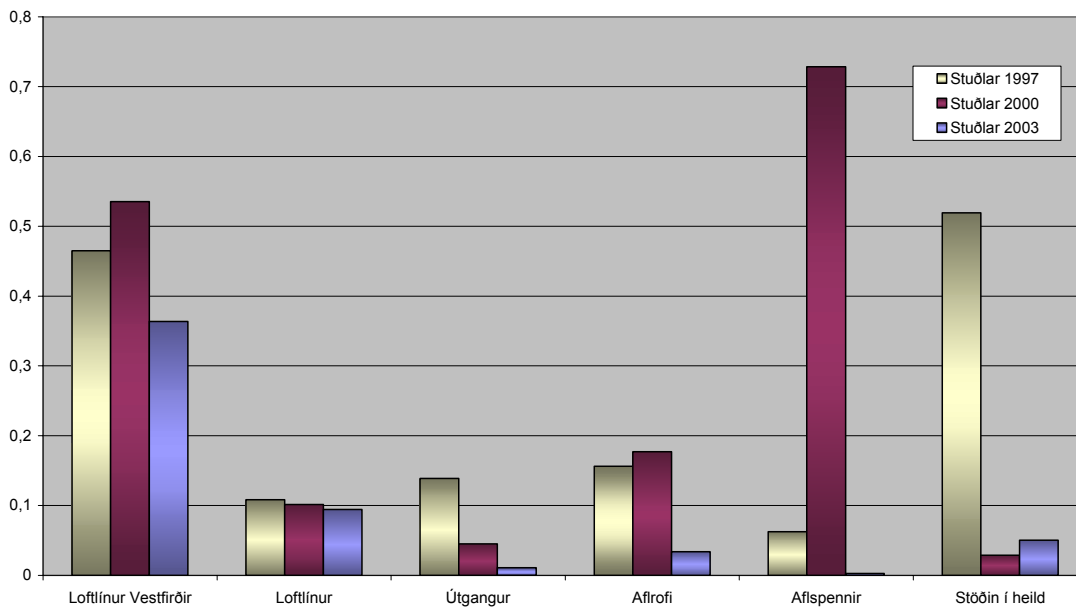
D. Samanburður á stuðlum frá 1997, 2000 og 2003

66 kV stuðlar



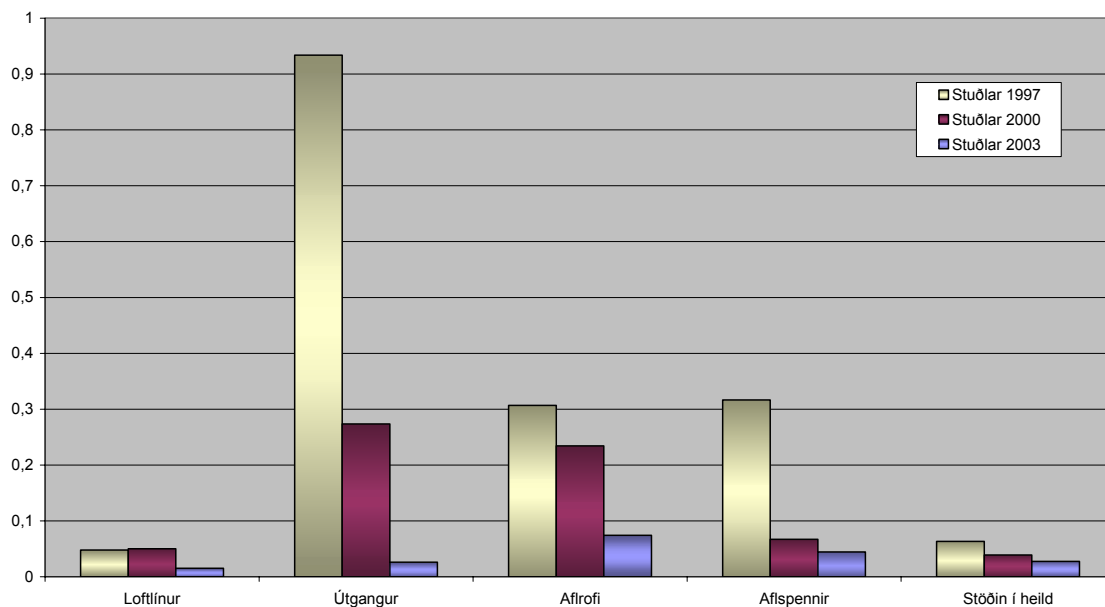
Mynd 17: Samanburður á 66 kV stuðlum fyrir árin 1997, 2000 og 2003.

132 kV stuðlar



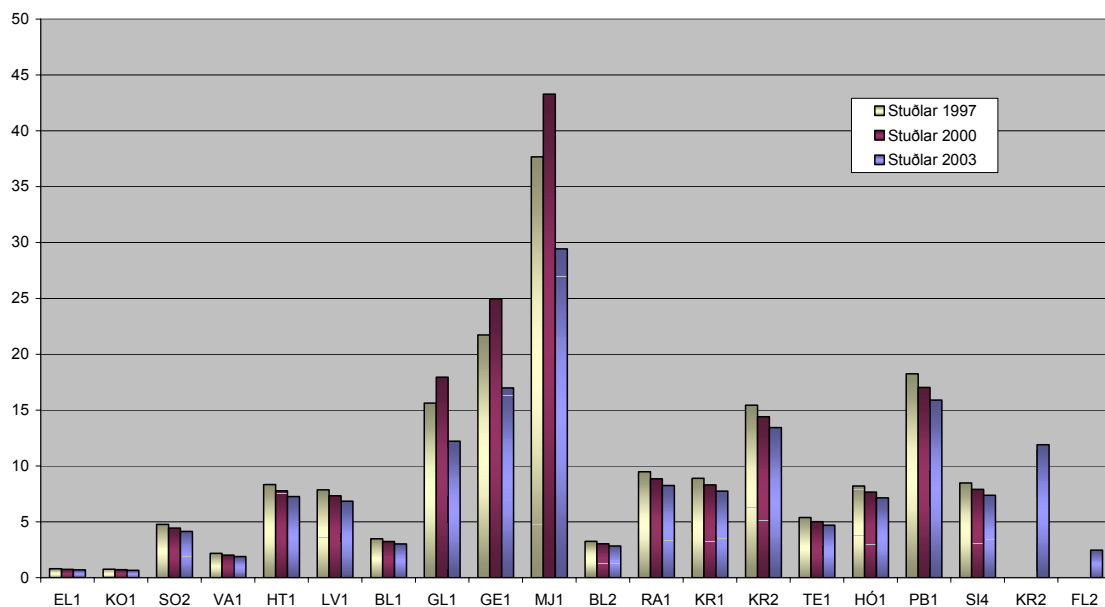
Mynd 18: Samanburður á 132 kV stuðlum frá árunum 1997, 2000 og 2003.

220 kV stuðlar

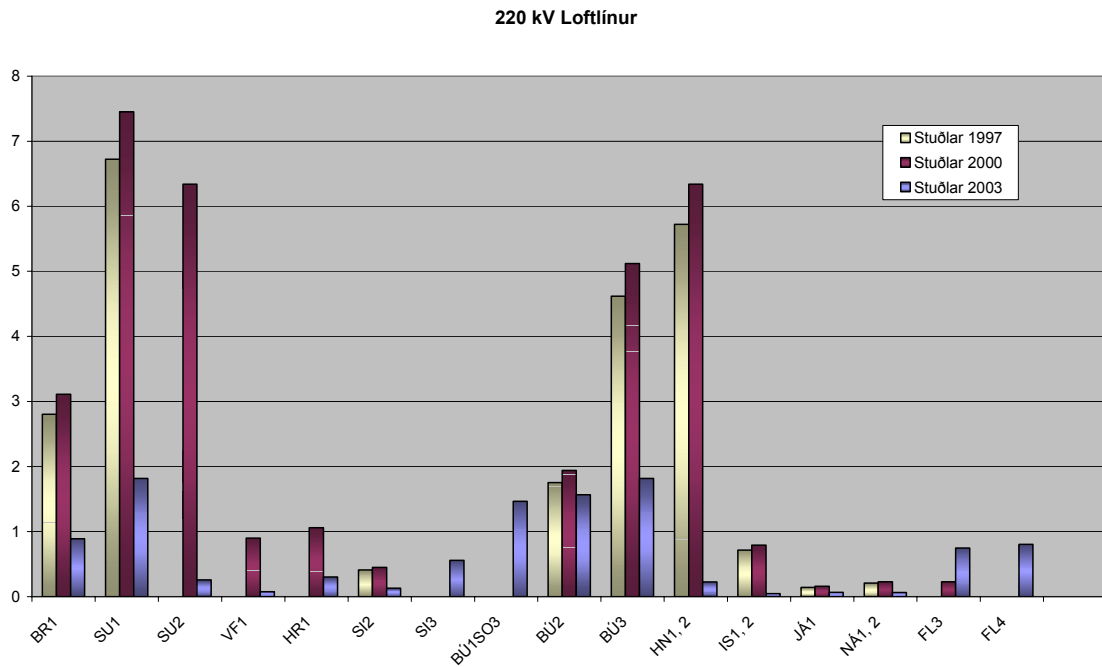


Mynd 19: Samanburður á 220 kV stuðlum frá árunum 1997, 2000 og 2003.

132 kV Loftlínur

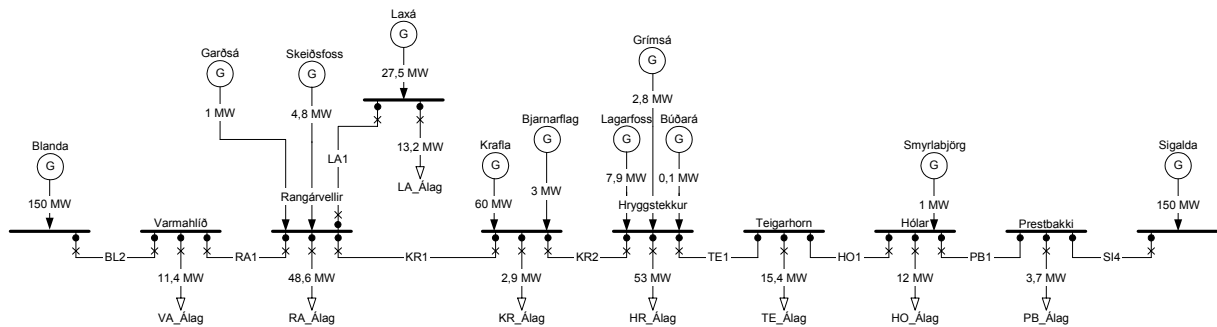


Mynd 20: Samanburður á Loftlínustuðlum frá árunum 1997, 2000 og 2003.

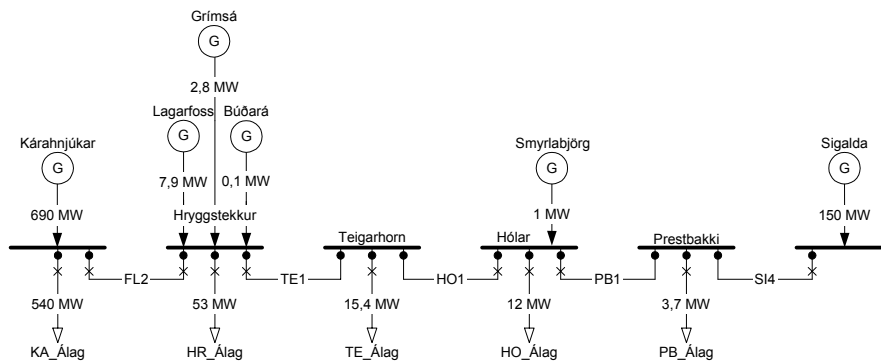


Mynd 21: Samanburður á loftlínustuðlum frá árunum 1997, 2000 og 2003.

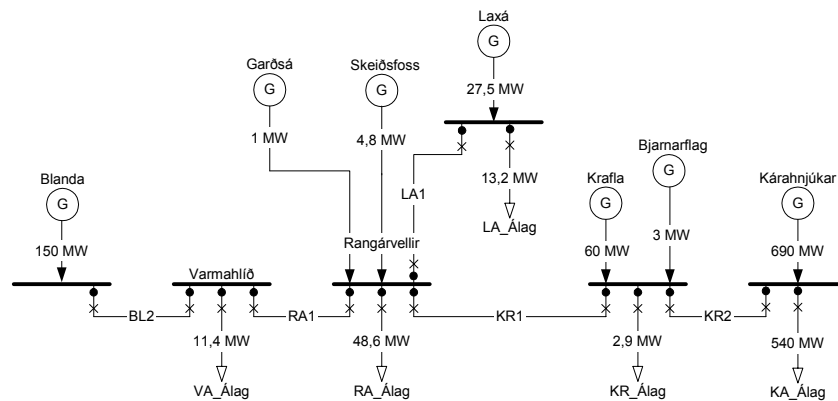
E. Einlínummyndir



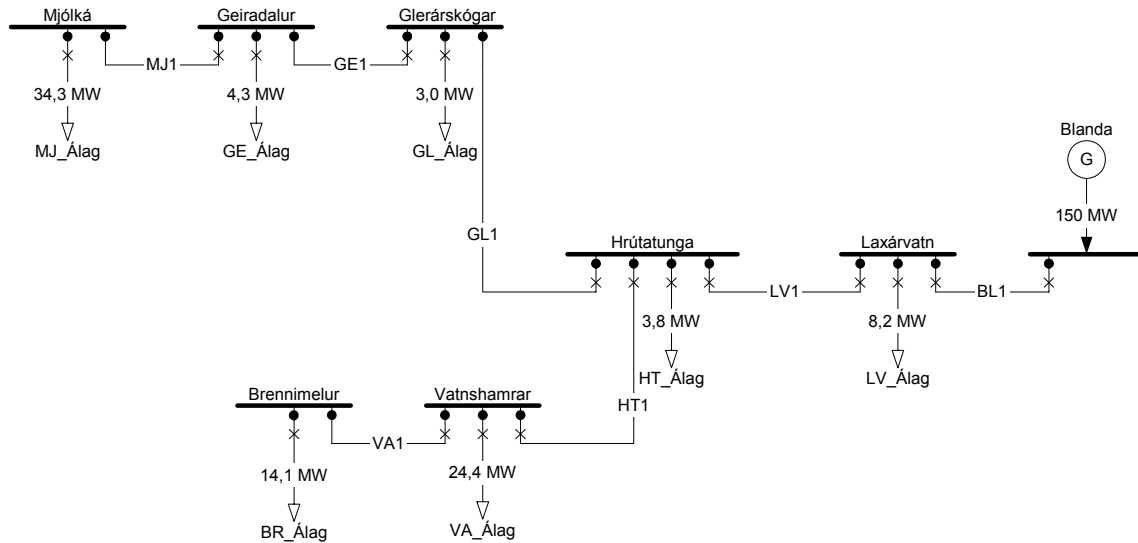
Mynd 22: Byggðarlínan Norður og Austurlands án Kárahnjúka.



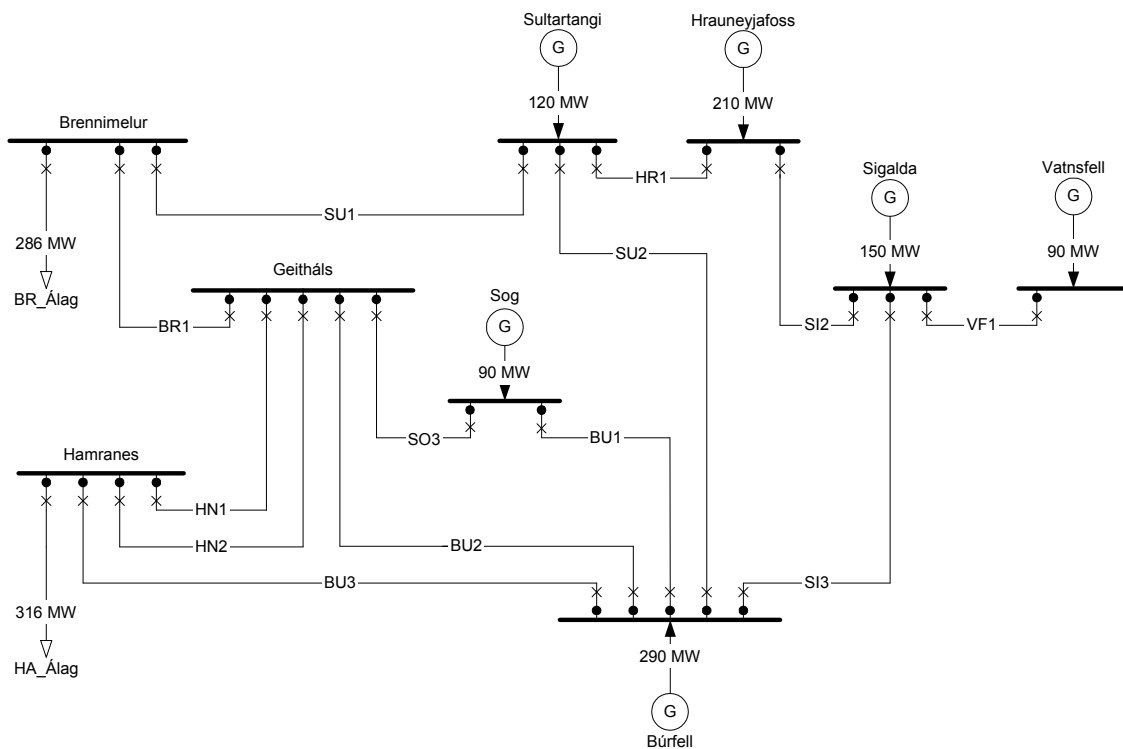
Mynd 23: Byggðarlína Austurlands árið 2008.



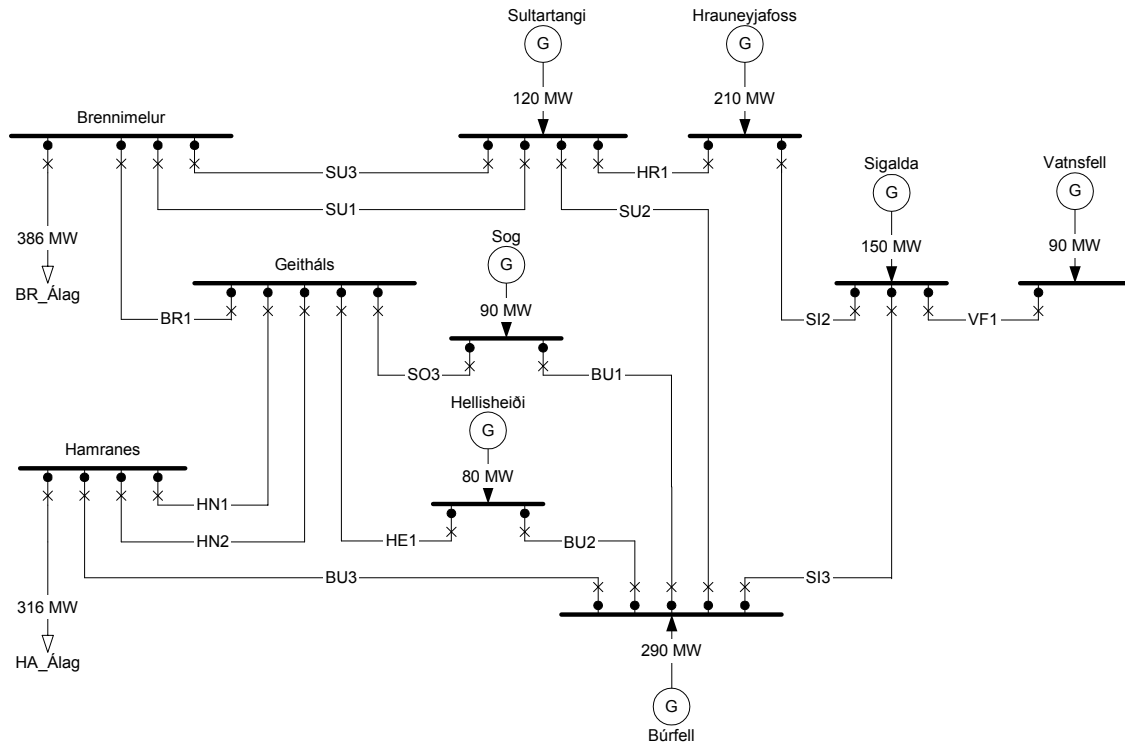
Mynd 24: Byggðarlína Norðurlands árið 2008.



Mynd 25: Byggðarlína Vesturlands.



Mynd 26: 220 kV virkjana kerfi LV.



Mynd 27: 220 kV virkjana kerfi LV árið 2008.

F. 220 kV línusamsetningar fyrir undirtíðni útleysingar 2003

1 þrep: “Alcan, Skáli 3”

Til þess að reikna út líkurnar á því að línurnar anní álaginu þarf að notast við hermilíkan. Útreikningar hermilíkansins gáfu til kynna að 13 samsetningar af línunum myndu valda undirspennu eða yfirálagi á aðrar línur ef að þær dyttu út. Þær eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Sultartangi-Búrfell (SU2)
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Sigalda-Búrfell (SI3)
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Geitháls-Búrfell (BÚ2)
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Hamranes-Búrfell (BÚ3)
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Hrauneyjarfoss-Sigalda (SI2)
“Hrauneyjafoss dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Geitháls-Brennimelur (BR1)
- Sultartangi-Búrfell (SU2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda og Vatnsfell úti”
- Búrfell-Hamranes (BÚ3) og Geitháls-Búrfell (BÚ2)
- Búrfell-Hamranes (BÚ3) og Geitháls-Hamranes * 2 (HN1 og HN2)
“Hamranes úti”
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Búrfell-Írafoss-Geitháls (BÚ1 og SO3)
- Búrfell-Hamranes (BÚ3) og Búrfell-Írafoss-Geitháls (BÚ1 og SO3)

2 þrep: “Járnblendið, ofn 1”

Fyrir 2 þrep fundust 6 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línunum myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
“Brennimelur dettur út”
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Búrfell-Hamranes (BÚ3)
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Hrauneyjarfoss-Sigalda (SI2)
“Hrauneyjafoss dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Geitháls-Brennimelur (BR1)
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda og Vatnsfell úti”

3 þrep: “Norðurál”

Fyrir 3 þrep fundust 4 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línun myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
“Brennimelur dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Norðurállína 1 (NÁ1) og Norðurállína2 (NÁ2)
“Norðurál dettur út”
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda og Vatnsfell úti”

4 þrep: “Járnblendi, ofn 2”

Fyrir 4 þrep fundust 3 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línun myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
“Brennimelur dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Hrauneyjarfoss-Sigalda (SI2)
“Hrauneyjafoss dettur út”

- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”

G. 220 kV línusamsetningar fyrir undirtíðni útleysingar 2008

1 þrep: “Járblendi, Ofn 1”

Til þess að reikna út líkurnar á því að línurnar anní álaginu þarf að notast við hermilíkan. Útreikningar hermilíkansins gáfu til kynna að 17 samsetningar af línunum myndu valda yfirálagi eða undirspennu ef að þær dyttu út. Þær eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Sultartangi (SU3)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Brennimelur-Geitháls (BR1) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2)
“Hrauneyjafoss dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Sultartangi-Búrfell (SU2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda og Vatnsfell úti”
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Sigalda-Búrfell (SI3) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Búrfell-Hellisheiði (BÚ2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Hellisheiði-Geitháls (HE1) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Búrfell-Hamranes (BÚ3) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
“Hamranes úti”
- Brennimelur-Sultartangi (SU1, SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
- Geitháls-Hamranes (HN1, 2) og Búrfell-Írafoss-Geitháls (BÚ1 og SO3)

2 þrep: “Járnbendið, Ofn 2”

Fyrir 2 þrep fundust 15 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línun myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Sultartangi (SU3)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Brennimelur-Geitháls (BR1) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Hrauneyjarfoss-Sigalda (SI2)
“Hrauneyjafoss dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Sultartangi-Búrfell (SU2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda og Vatnsfell úti”
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Sigalda-Búrfell (SI3) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Búrfell-Hellisheiði (BÚ2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Hellisheiði-Geitháls (HE1) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Geitháls-Hamranes (HN1, 2) og Búrfell-Írafoss-Geitháls (BÚ1 og SO3)

3 þrep: “ALCAN, Skáli 3”

Fyrir 3 þrep fundust 16 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línun myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Sultartangi (SU3)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Brennimelur-Geitháls (BR1) og Hamranes-Geitháls (HN1, 2)
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Hrauneyjarfoss-Sigalda (SI2)
“Hrauneyjafoss dettur út”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Sultartangi-Búrfell (SU2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda og Vatnsfell úti”
- Hrauneyjafoss-Sigalda (SI2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Sigalda-Búrfell (SI3) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Búrfell-Hellisheiði (BÚ2) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Hellisheiði-Geitháls (HE1) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
- Búrfell-Hamranes (BÚ3) og Geitháls-Hamranes (HN1, 2)
“Hamranes úti”
- Geitháls-Hamranes (HN1, 2) og Búrfell-Írafoss-Geitháls (BÚ1 og SO3)

4 þrep: “Norðurál”

Fyrir 4 þrep fundust 4 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línun myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Brennimelur-Sultartangi (SU1) og Brennimelur-Sultartangi (SU3)
- Brennimelur-Sultartangi (SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)
- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”

- Brennimelur-Sultartangi (SU1, SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)

5 þrep: “Járblendi, Ofn 3”

Fyrir 5 þrep fundust 2 mismunandi tilfelli þar sem truflanir á línun myndu valda undirspennu. Þau eru:

- Sultartangi-Hrauneyjafoss (HR2) og Sigalda-Búrfell (SI3)
“Sigalda, Vatnsfell og Hrauneyjar eru allar úti”
- Brennimelur-Sultartangi (SU1, SU3) og Brennimelur-Geitháls (BR1)

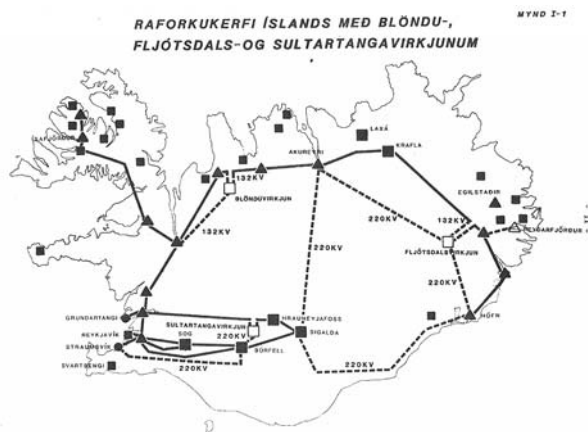
Tenging yfir hálendið -til hvers og með hvaða hætti-

Eymundur Sigurðsson,
Landsvirkjun.

Samantekt: Fyrstu áætlanir um tengingu yfir hálendið komu fram um miðjan áttunda áratuginn eða um svipað leyti og fyrst var um það rætt að loka byggðalínuhringnum. Landsvirkjun hefur allt frá því að fyrirtækið tók yfir rekstur byggðalínanna látið rannsaka kosti hálendislínu. Nánast allir möguleikar, sem til greina koma, hafa verið rannsakaðir, svo sem AC-lína eða strengur, HVDC-tenging og HVDC-light tenging. Rekstrarvandamál byggðalínanna vaxa með hlutfallslega minnkandi aflnotkun á landsbyggðinni og með aukinni raforkuframleiðslu þar. Rekstrarvandamál byggðalínanna hafa orðið ljósari með ári hverju. Nýtt frumvarp um raforkulög kveður á um rétt manna til afltöku úr flutningskerfinu á sambærilegu verði, hvar sem þeir eru á landinu. Á meðan rekstur byggðalínanna er óbreyttur er þetta ekki raunhæft, nema að nýtt sé heimild til að synja aðilum um tengingu. Augu manna beinast því æ meir að einu augljósu lausn vandans, sem er tenging yfir hálendið.

Lykilorð: Hálendi, strengir, línur, byggðalína, AC/DC, Samorka.

1. ELDRI ATHUGANIR.

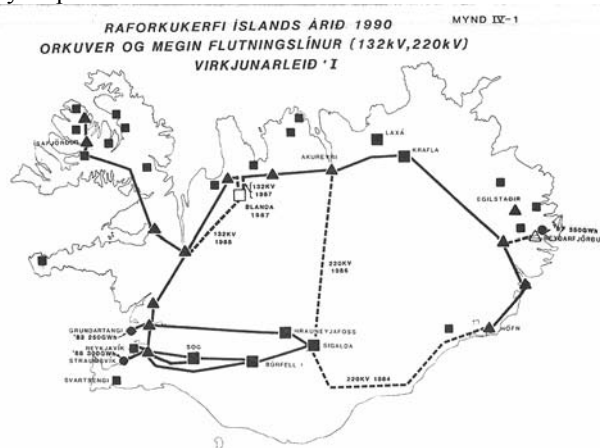


Mynd 1: Framtíðarsýn árið 1981.

Áður en farið verður í einstakar útfærslur á hálendislinu/streng þá er rétt að fara yfir nokkrar fyrri áætlanir um slíka tengingu. Fyrstu áætlanir um slíka tengingu tengjast byggingu Sigölduvirkjunar og uppbyggingu byggðalínanna á áttunda áratuginum. Árið 1981 komu út tvær skýrslur þar sem fjallað er um Sprengisandslínu. Önnur kom út á vegum Landsvirkjunar en hin á vegum Orkustofnunar. Báðar gera ráð fyrir Sprengisandslínu fyrir aldamótin 2000. Í

skýrslu Orkustofnunar er sýnd virkjunarleið (leið V) sem er ekki ósvipuð og þróunin hefur orðið. Samkvæmt þeirri áætlun er þörf á Sprengisandslínu árið 1989. Í skýrslu Landsvirkjunar sama ár eru sýndar nokkrar mismunandi leiðir að einni framtíðarsýn sem sjá má á mynd 1. Í öllum þeim virkjanaleiðum sem þar eru nefndar til sögunnar er gert ráð fyrir Sprengisandslínu þegar árið 1986.

Ef ein af þessum leiðum er skoðuð nánar (leið I) sést að ekki hefur verið reiknað með mikilli aukningu áður en þörf verður á hálendislinu. Gert var ráð fyrir stækkun Járnbendisverksmiðju um einn ofn (35 MW), ÍSAL um hálfan kerskála (40 MW) og Kísilmálmverksmiðju á Reyðarfirði (50 MW), samtals um 900 GWh. Mynd 2 sýnir þessa leið.



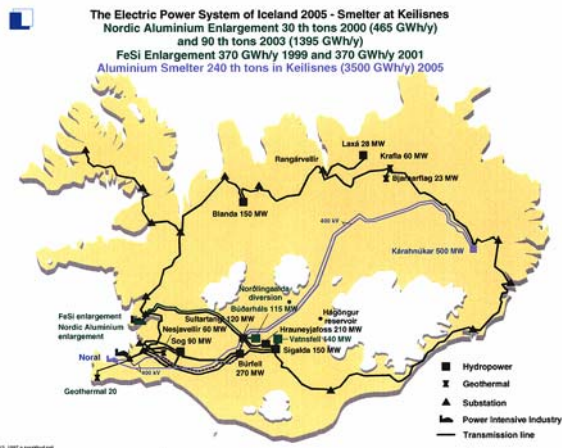
Mynd 2: Virkjanaleið I í skýrslu LV 1981.

Báðar þessar áætlanir byggja á orkuspa sem gerði ráð fyrir mun meiri aukningu á landsbyggðinni en raunin hefur orðið. Hluti af þörf línunnar kom því til af því að flytja þurfti rafmagn norður og austur um línuna¹.

Á árunum upp úr 1990 voru uppi áform um byggingu álvers á Keilisesni. Var hugmyndin m.a. að nýta raforku framleidda í Fljótisdalsvirkjun fyrir þetta álver. Því þurfti að byggja línur yfir hálendið til að koma orkunni suður á sem hagkvæmastan hátt. Áætlunin var að byggja 220 kV línu frá Þjórsárvæðinu að nýju tengivirki í Svartárvirkjun. Byggja síðan tvær 220 kV línur þaðan annarvegar til Akureyrar og hinsvegar að Fljótisdalsvirkjun. Þessar línuframkvæmdir voru komnar nokkuð á veg og búið var að mæla línurnar og fá opinber leyfi, m.a. vegna

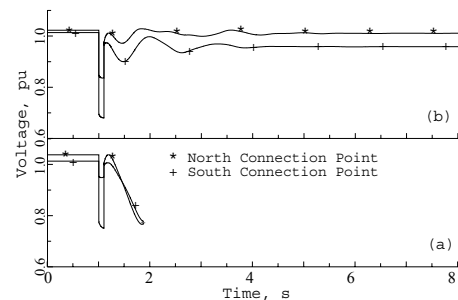
¹ Eins og áður er getið, er miðað við, að Suðurlína verði næsta framkvæmd í stofnlínu-kerfinu og komi hún í rekstur 1984. Í framhaldi af henni kæmi síðan Sprengisandslína frá Sigöldu að Akureyri og kæmi sú lína í rekstur 1986. Kostir þess að velja Sprengisands-línu sem næsta áfanga á eftir Suðurlínu eru margir. Í fyrsta lagi má þá sleppa styrkingu kerfisins á Vesturlandi, sem ella yrði að koma. Í öðru lagi verður hægt að tryggja orku-afhendingu til nýrrar stóriðju á Austurlandi, auk almenna markaðarins þar við bilanir á Suðurlínu, enda þótt ekki verði aukning á afköstum Kröfluvirkjunar. Í þriðja lagi verður Stóriðjuuppbygging þá möguleg á Norðurlandi. Í fjórða lagi er þessi lína hlekkur í 220 kV hringnum, sem hér er miðað við að kæmi að loknum virkjunum 3, Blöndu, Fljótisdals og Sultartangavirkjun. Áframhaldið er síðan háð þeirri virkjanaleið sem farin er [1].

umhverfisrasks. Ekkert varð úr þessum hugmyndum en árið 1997 var síðan meðal annars gerður samanburður á því hvort væri hagkvæmara að byggja 500 MW virkjun við Kárahnjúka og flytja orkuna annarsvegar til Reyðarfjarðar og hinsvegar til Keilisness. Var niðurstaðan sú að mun hagkvæmara væri að byggja verksmiðjuna í Reyðarfirði enda þurfti að byggja tvöfaldar 400 kV línur yfir hálendið og auk þess að bæta við 400 kV línu um Suðurland. Mynd 3 sýnir þessa hugmynd. Þessar hugmyndir byggðu ekki nema að litlu leyti á orkuspa heldur var um að ræða línur til mikilla flutninga suður vegna stóriðju þar. Öfugt við hugmyndir manna 10 til 15 árum áður.



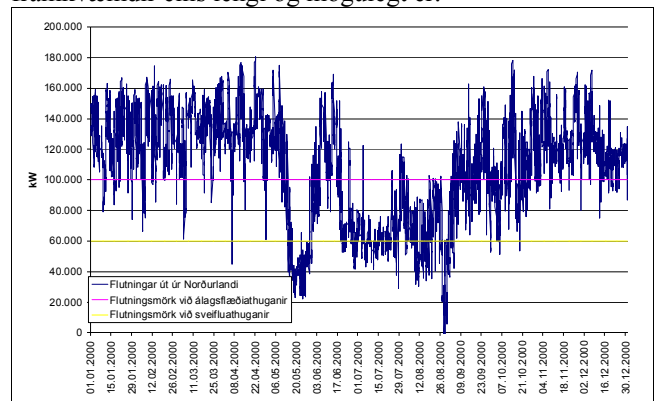
Mynd 3: Tenging Fljótisdals við Keilisnes.

Allt frá því að Blönduvirkjun var tekin í rekstur árið 1992 hafa stöðuleikavandamál á byggðalínunni verið æ augljósari. Í Kerfisáætlun Landsvirkjunar árið 1996 er þetta dregið nokkuð fram en þar segir: “Eins og fram kom í Kerfisáætlun 1995 koma upp nokkur vandamál innan flutningskerfisins, vegna fjarlægðar Blönduvirkjunar frá orkukaupendum. Í dag er þetta viðráðanlegt, en dregur samt nokkuð úr áreiðanleika kerfisins. Lausn á þessu fælist annaðhvort í styrkingu á línukerfinu (t.d. línu milli Blöndu og Hrutártungu eða hálendislínu), eða aukinni orkusölu nær virkjuninni.”. Þetta vandamál hefur aukist með árunum og hafa á árunum 1998 til 2001 orðið nokkrar umfangsmiklar bilanir sem beinlínis má rekja til þessa vanda. Er nú svo komið að árið 2000 var flutningur um byggðalínuna yfir svokölluðum stöðugleikamörku 60% af árinu, sem þýðir að bilun á 132 kV línunum hefði valdið umtalsverðum truflunum. Þetta ástand stenst ekki þær hönnunarforsendur sem Landsvirkjun hefur sett sér að innleiða.



Mynd 4: Teinaspena á tveim stöðum við bilun á línu. Neðri (a) án hálendistengingar og efri (b) með tengingu.

Landsvirkjun hefur unnið nokkuð að rannsóknum á flóknu stjórnerfi þar sem reglunarbúnaður í mörgum virkjunum er látin vinna saman með aðstoð nýjustu fjarskiptatækni til að reyna að halda kerfinu stöðugu við erfið bilanatilvik. Ekki er talið að slíkur búnaður muni duga til að halda kerfinu í fullnægjandi rekstrarástandi þó það verði mun viðráðanlegra. Eina lausnin sem tekist hefur að sýna fram að dugi er tenging frá 220 kV kerfinu á Suðurlandi að byggðalínunni einhverstaðar fyrir austan Blönduvirkjun. Hvort um er að ræða 132 kV línu, 220 kV línu eða mismunandi strenglausnir (AC/DC) ræðst af annarri nýtingu tengingarinnar. Til lengdar mun verða mjög erfið að reka kerfið við þessar aðstæður. Það er mat undirritaðs að miðað við ástandið eins og það er þegar orðið verður ekki hægt með viðunandi hætti að reka kerfið án hálendislínu um og upp úr 2010. Stofnkostnaður er hinsvegar mikill og fjármagnskostnaður eftir því. Hvert ár sem hægt er að fresta verkefninu sparar því miklar fjárhæðir og freistandi fyrir eigendur Landsvirkjunar og þjóðina að draga framkvæmdir eins lengi og mögulegt er.



Mynd 5: Orkuflutningur út úr Norðurlandi árið 2000 bornir saman við flutningsmörk álagsflæðiathugana og sveifluathugana.

Hafa verður í huga að flutningar yfir hálendið yrðu ekki miklir í venjulegum rekstri, frá 20 – 50 MW. Hinsvegar þarf að flytja allt að 200 MW ef lína vestan Blöndu bílar og kerfið þarfa að bregðast hratt við til að forðast stöðugleikavandamál. Lausnirnar sem hér verða tíundaðar eru misjafnar og sumar verða mjög kostnaðarsamar því miða verður við hámarksgildið eða 200 MW þó svo að notkunin sé langtímum saman 20 – 30 MW.

Hér á eftir verður farið lauslega í gegnum þrjár hugmyndir sem rannsakaðar hafa verið undanfarin ár. Það er 220 kV loftlína frá Búðarhálsi/Sultartanga að Kröflu, 132 kV riðstraumsstrengur (AC) frá Sigöldu til Akureyrar/Bárdardals og svokallaður „HVDC-light“ strengur frá Þjórsársvæðinu og norður.

Það sem helst er verið að leita eftir með byggingu svona mannvirkja er aukinn stöðuleiki kerfisins, aukinn flutningsgeta vegna nýrra virkjana og/eða markaða. Mismunandi lausnir koma misjafnalega til móts við þetta og verður reynt að skýra það nánar í næstu köflum.

2. 220 KV HÁLENDISLÍNA.

Það sem mest hefur verið rannsakað á þessu sviði er háspennulína milli Þjórsársvæðis og Eyjafjarðarsvæðisins, í Kröflu eða í hugsanlegt tengivirki við Svartárfkot í Bárðardal. Línuleiðin hefur verið skoðuð og mæld. Nýjasta útfærslan miðast við það að línan verði lögð frá Sultartanga og að Kröflu. Myndin hér á eftir sýnir þessa línuleið.



Mynd 6; Línuleið Sprengisandslínu – nýjasta útfærsla.

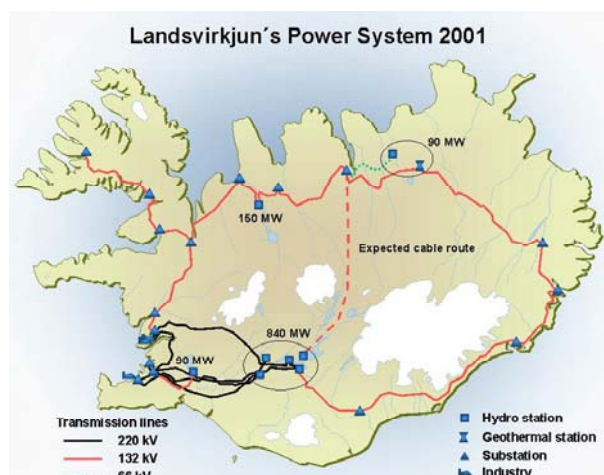
Helstu kostir slíkrar línu er mikil flutningsgeta og einföld og vel þekkt tækni. Hún mun einnig auka stöðuleika kerfisins verulega. Helstu ókostir eru hinsvegar mikill kostnaður, þar sem hanna verður línuna fyrir a.m.k. 200 MW, auk þess að loftlinur verða fyrir mun meira áreiti veðurafla. Mikil vetraveður geta geisað dögum saman á línuleiðinni og komið hefur í ljós að með nokkurra ár millibili geta komið veruleg eldingaveður (> 100 eldingar/dag) á heitum sumardögum á Sprengisandi. Línan yrði nokkuð vegleg vegna þessara veðurskilyrða og flutningsgeta hennar alltaf nokkuð meiri en þörf væri á. Slíkt gefur aukna möguleika á flutningum milli landshluta og opnar með því nýjar leiðir sem ekki eru í núverandi áætlunum vegna takmarkana kerfisins.

3. JAFNSTRÁUMS(DC) „LÉTTSTRENGUR“.

Árið 1999 var komin fram ný tækni við lagningu jafnstraumstrengja sem gerði kleift að hanna riðbreytistöðvar á mun einfaldari og ódýrari hátt en áður. Þessu fylgir þó nokkuð meiri töp (1,5%, m.v. 200MW) en þekkjast orðið í hefðbundinni jafnstraumstækni (0,8%).

Þótti áhugavert að rannsaka hvernig slík tækni hentaði sem valkostur á móti Sprengisandslínu. Samkvæmt aflflæðilíkani Landsvirkjunar kom í ljós að þessar tengingar voru mjög sambærilegar. Kostnaður var einnig svipaður en þá var miðað við sömu lagnaleið. Hugsanlegt er að vegna minni umhverfisáhrifa fengist að fara með streng um svæði þar sem ekki væri mögulegt að fá leyfi fyrir loftlínu og þannig stytta lagnaleiðina. Riðbreytistöðina má auk þess nota til spennustýringar á byggðalínunni. Hún getur bæði framleitt og tekið upp MVA. Kostnaður var auk þess sambærilegur við loftlínu. Gera má ráð fyrir að niðurstaðan yrði svipuð ef um væri að ræða hefðbundna HVDC tengingu en kostnaður yrði eitthvað meiri.

Helstu kostir við þessa útfærslu er að línan yrði í jörðu og því laus við áreiti veðurafla. Sjónræn áhrif munu því einnig því sem næst hverfa. Lagning er frekar einföld og einungis um að ræða tvo leiðara. Einnig bjóðast möguleikar á að stýra spennu byggðalínanna eins og áður sagði. Eins og loftlínan hér á undan leysir þessi útfærsla þau vandamál sem rekstur byggðalínanna þarf að fást við í dag. Helstu ókostir eru riðbreytistöðvarnar sem eru flókin og dýr mannvirki með tilheyrandi bilanatiðni og dýru viðhaldi. Einnig er svörun gangvart sveiflum eitthvað hægar en þegar um er að ræða AC tengingu.



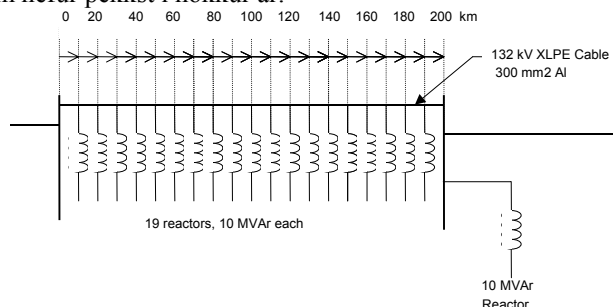
4. 132 KV RIÐSTRÁUMS(AC) JARÐSTRENGUR.

Mynd 7; Lagnaleið 132 kV strengs.

Á myndinni hér á undan má sjá þá lagnaleið sem reiknað er með að farin yrði ef lagður yrði 132 kV riðstraumsstrengur yfir hálendið. Þetta er sama leið og Landsvirkjun lagði ljósleiðarastreng árið 2000. Leiðinn er því vel þekkt og ekki voru teljandi vandræði við lögn ljósleiðarans. Leiðin er um 200 km. Rannsókn á þessari strenglöggn hefur staðið í hálf ári í samvinnu við ABB í Svíþjóð.

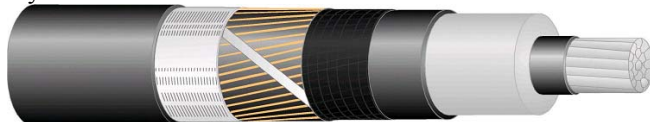
Ekki hefur verið lagður svo langur 132 kV strengur enn þann dag í dag og má því segja að Landsvirkjun og ABB séu í fararbroddi í heiminum í rannsóknum á löngum 132 kV AC strengjum. Það er heldur ekki nóg að leggja streng því í honum myndast mikil rýmd. Jafna

þarf út þessa rýmd með spólum sem tengdar eru inn á strenginn með vissu millibili. Gert er ráð fyrir 19 slíkum útjöfnunarspólum á leiðinn, sjá mynd. Að norðanverðu er auk þess gert ráð fyrir því að sett verði upp þéttavirki. Til að koma í veg fyrir sjónræn áhrif er reiknað með að spólurnar verði í niðurgrofnum brunnum. Rannsakað var hvort skynsamlegt væri að nota þurrspenna, en svo reyndist ekki vera. Í staðin er reiknað með að nota olíuspenna en til að koma í veg fyrir umhverfisáhrif þá er reiknað með að nota jurtaolíu til kælingar. Þetta er tækni sem hefur þekkt í nokkur ár.



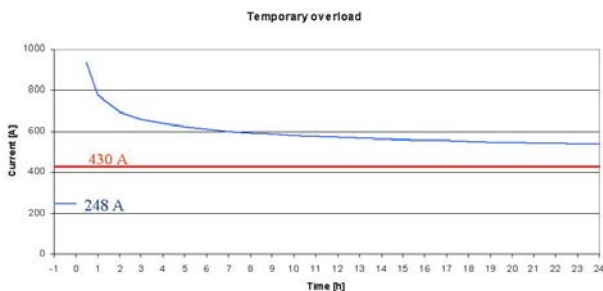
Mynd 8; Útjöfnunarspólur í 132 kV strenglög.

Reiknað hefur verið með 300 mm² eða 630 mm² XLPE streng sem yrði 58 mm eða 68 mm í þvermál. Sjá mynd.



Mynd 9: 300 mm² AC jarðstrengur, þvermál 58.4 mm.

Samkvæmt útreikningum bæði á aflflæði og sveiflum í kjölfar bilana eða annarra þrepabreytinga (step), þá hefur svona strengur sambærileg áhrif og 200 MW tengingarnar sem fjallað var um í köflunum á undan. Þrátt fyrir þetta er flutningsgeta strengsins yfir langt tímabil mun minni eða um 100 MW. Þetta stafar af því að strengurinn getur tekið á sig verulegt yfirálag í takmarkaðan tíma liggi hann í jarðvegi sem hefur viðunandi varmaleiðni. Hann kemur því að sambærilegum notum í bilanatilvikum og fyrrnefndar lausnir og hefur nægjanlega flutningsgetu fyrir venjulegan rekstur kerfisins. Myndin sem hér fylgir lýsir þessu nokkuð vel. Myndin sýnir yfirálagsgetu 300 mm² strengs, í 0.5 til 24 kls., miðað við samfelldan 248 A straum fyrir álagsbreytinguna.



Mynd 10; Rauð lína sýnir flutningsgetu við samfelldan flutning og blá línan yfirálagsgetu ef straumurinn er 248 A fyrir álagsbreytinguna.

Helstu kostir þessara lagningar eru svipaður og nefnt var í tengslum við HVDC-light tenginguna nema hvað þessi útfærsla er um helmingi ódýrari í stofnkostnaði og auk þess ódýrari í rekstri líka. Tæknilega er um mun einfaldari lausn að ræða. Helstu ókostir eru að flutningsgetan verður nokkuð takmörkuð og þyrfti því að leggja fleiri strengi verði þörf á mun meiri raforkuflutningum milli landshluta en nú er.

5. LOKAORD.

Á allra næstu árum verður að koma til tenging yfir hálendið eigi flutningskerfið að geta sinnt öllum sínum viðskiptavinum með viðeigandi hætti. Á það við hvort heldur er miðað við hönnunarforsendur sem Landsvirkjun hefur notað undanfarin ár eða þær kröfur sem gerðar eru til væntanlegs flutningsfyrirtækis samkvæmt frumvarpi um raforkulög. Landsvirkjun hefur skoðað ýmsar útfærslur á lausn þessa vanda og ekki útilokað neitt í þeim efnum. Lagnaleiðin er um svæði sem sumir telja viðkvæmt út frá umhverfissjónarmiðum og veður geta verið mjög viðsjáverð á þeim slóðum. Hefur þetta sérstaklega verið haft í huga við val á línustæði og einnig orðið til þess að strengútfærslur hafa verið skoðaðar. Hönnun HVDC tenginga og AC jarðstrengja allt að 132 kV hefur fleygt mjög fram á undanförunum árum. Verð eru orðin sambærileg. Jarðstrengir hafa margvíslega kosti umfram loftlínur er lúta að umhverfisþáttum og rekstri. Helstu kostir loftlína eru að með þeim má fara í herra í rekstrarspennu og að sú tækni byggir á gömlum merg og er að vissu leyti einfaldari.

6. HEIMILDIR

- [1] Skýrsla LV frá nóvember 1981, "Raforkuöflun í samtengdu landskerfi í framhaldi af Hrauneyjafossvirkjun"
- [2] Skýrsla LV frá apríl 1982, "Greinargerð um framkvæmdaþörf og rekstraröryggi í hinu samtengda landskerfi á tímabilinu 1982-1988", bls. 11.
- [3] Skýrsla Orkustofnunar, "Vinnsla og flutningur raforku til aldamóta", frá febrúar 1981. Hluti III, bls. 36 o.v.
- [4] Skýrsla Landsvirkjunar "The NORAL Project – Draft report of working group 1. Desember 1997.
- [5] Skýrsla Orkustofnunar, "Vinnsla og flutningur raforku til aldamóta", frá febrúar 1981. Hluti III, bls. 36 o.v.
- [6] Skýrsla Landsvirkjunar; Kerfisáætlun 1996, , bls. 26 o.v.
- [7] Skýrsla Landsvirkjunar (Íris Baldursdóttir); Hálendislína, frá ágúst 1999.
- [8] Skýrsla Samstarfsnefndar um rannsóknir á eldingum, Ársskýrsla 2001, frá apríl 2001.

- [9] Skýrsla Landsvirkjunar og ABB, LAVA-report frá júní 2001.
- [10] Skýrsla Landsvirkjunar og ABB, “A NOVEL APPROACH TO LONG BURIED AC TRANSMISSION SYSTEM” fyrir CIGRÉ ráðstefnu árið 2002.
- [11] Upplýsingar um veður frá Veðurstofu Íslands.

Aflaukning á Norðurlandi 30 – 60 MW

**Samanburðarathugun á framleiðslu á Suðvesturlandi
annarsvegar og Norðurlandi hinsvegar**

Aflflæði, töp og svipul svörun

1	INNGANGUR OG FORSENDUR	5
2	HELSTU NIÐURSTÖÐUR.....	7
3	KERFIÐ ÁRIÐ 2008, FYRIR BREYTINGAR	9
4	ÁLAG: 30MW, 1 VÉL Í KRÖFLU	10
4.1	<i>Aflflæði.....</i>	<i>10</i>
4.2	<i>Sveiflur.....</i>	<i>11</i>
5	ÁLAG: 30MW, 1 VÉL Á HELLISHEIÐI	12
5.1	<i>Aflflæði.....</i>	<i>12</i>
5.2	<i>Sveiflur.....</i>	<i>13</i>
6	ÁLAG: 60MW, 2 VÉLAR Í KRÖFLU.....	14
6.1	<i>Aflflæði.....</i>	<i>14</i>
6.2	<i>Sveiflur.</i>	<i>15</i>
7	ÁLAG: 60MW, 2 VÉLAR Á HELLISHEIÐI.....	17
7.1	<i>Aflflæði.....</i>	<i>17</i>
7.2	<i>Sveiflur.....</i>	<i>18</i>

1 Inngangur og forsendur

Í þessari athugun voru skoðaðar tvær mismunandi álagsaukningar á Norðurlandi, 30 MW og 60 MW. Bornir boru saman tveir möguleikar á framleiðslu þ.e á Norðurlandi (Kröflu) annars vegar og á Suðurlandi (Hellisheiði) hins vegar. Skoðuð voru bilanatilvik í aflflæðiútreikningum og svipul svörun. Einnig voru borin saman töp

Forsendur athugunarinnar eru:

- Tvö tilvik af álagi voru skoðuð, 30MW og 60MW alltaf á Rangárvöllum með $\cos(\phi) = 0.9$
- Mesta álag á kerfið í heild árið 2008 skv. Orkuspá 2003
- Þegar framleiðsla er á Norðurlandi er sett auka vél í Kröflu
- Þegar framleiðsla er á Suðurlandi er sett auka vél á Hellisheiði
- 25 MVar þéttavirki SVC á Hryggstekk
- Í dynamiskum útreikningum er vél látin herma SVC á Hryggstekk

2 Helstu niðurstöður

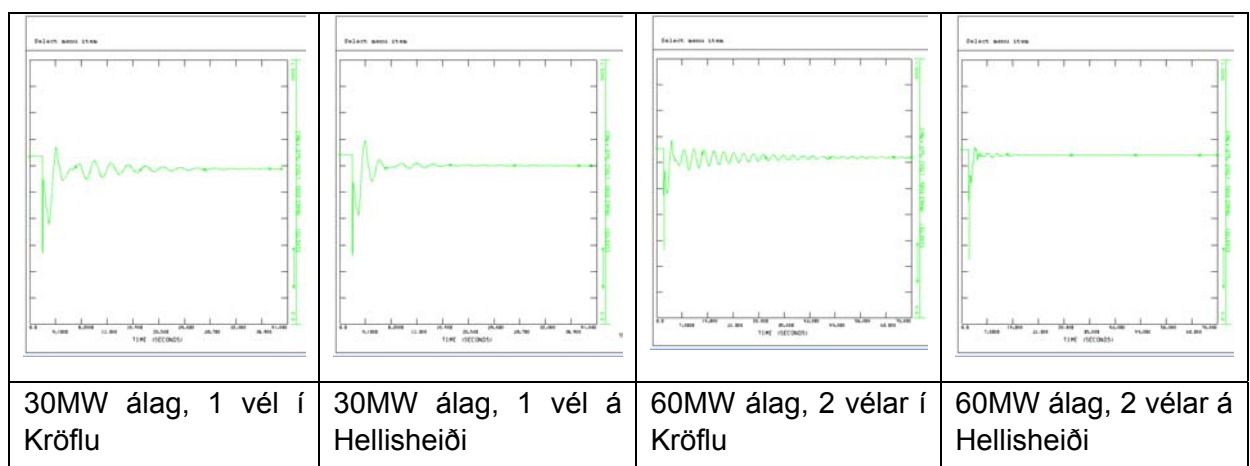
Niðurstaðan sýnir að ef auka álags er þörf á Norðurlandi 30 - 60 MW er hagkvæmara að staðsetja framleiðsluna á Suðvesturlandi frekar en á Norðurlandi nálægt álaginu, þar sem heildartöp í kerfinu verða lægri og svipul svörun þegar BL1 fer úr rekstri mun stöðugri.

Í eftirfarandi töflu má sjá samanburð tilvika hvað varðar töp og nauðsynlega aukningu á þéttum á Rangárvöllum til að halda spennunni innan marka. Fyrir er 10MVar þéttir á Rangárvöllum.

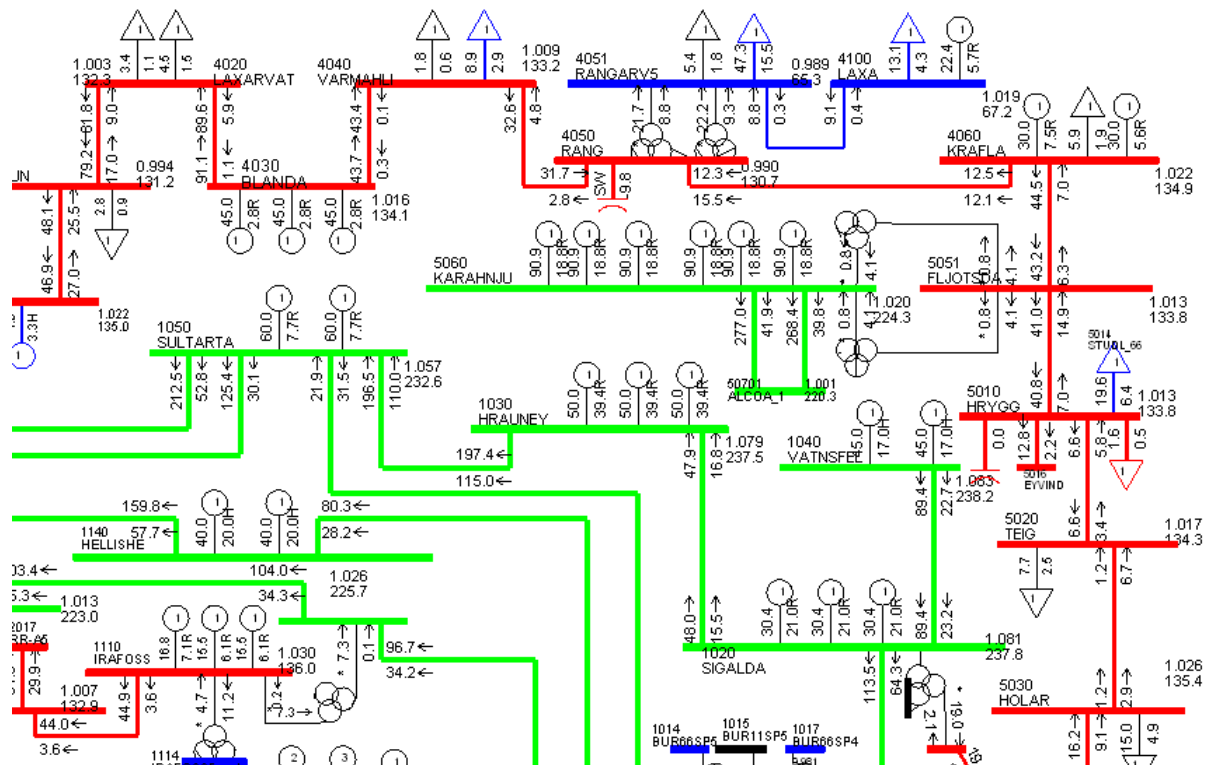
	Töp [MW]	Töp [%]	Þéttapörf [MVar] (umfram 10 MVar sem fyrir er á Rang.)
Fyrir allar breytingar	46,4	2,46	0
30MW álag og vél í Kröflu	47,5	2,47	0
30MW álag og vél á Hellisheiði	46,7	2,43	10
60MW álag og vélar í Kröflu	49,9	2,55	50
60MW álag og vélar á Hellisheiði	47,2	2,42	60

Í töflunni hér fyrir ofan má sjá að töpin eru ávallt minni þegar framleiðslan er höfð á Suðvesturlandi frekar en á Norðurlandi.

Í töflunni hér að neðan má sjá samanburð á svipulli svörun kerfisins þegar Blöndulína 1 fer úr rekstri. Þó öll tilvikin séu stöðug gefur það augljóslega betri niðurstöðu að hafa framleiðslu á Suðvesturlandi.



3 Kerfið árið 2008, fyrir breytingar



mynd 1: Kerfið árið 2008 áður en álag og auka framleiðsla er sett inn.

Í athuguninum hér á eftir er álagið sett á Rangárvelli tein 4050, en framleiðslan ýmist á Kröflu tein 4060 eða Hellisheiði tein 1140.

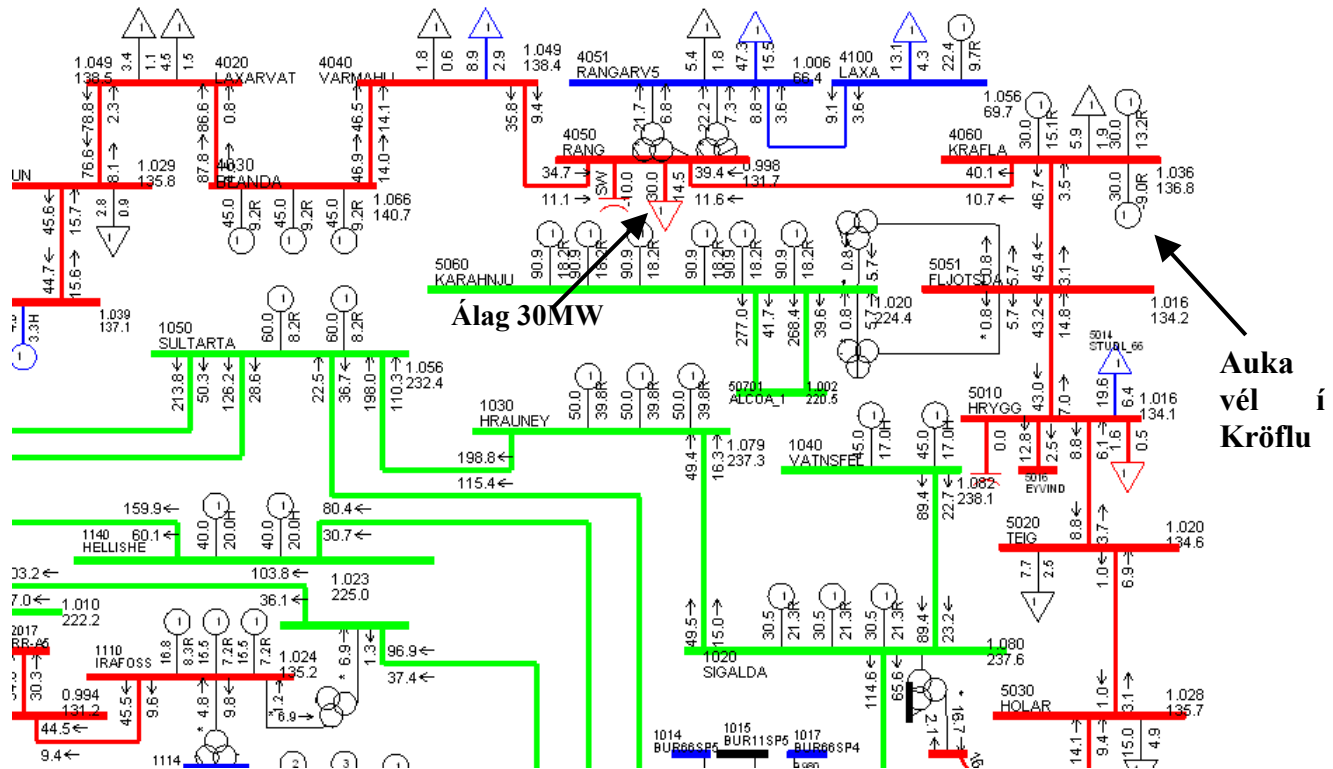
Töþ í kerfinu árið 2008 fyrir breytingar eru 46,4 MW eða 2,46%.

Í eftirfarandi töflu má sjá spennu á teinum við mismunandi bilanatilvik:

	Allt inni	BL1 úti	BL2 úti	RA1 úti	KR1 úti	KR2 úti
Varmahlíð	1.01p.u	1.92p.u	0.92p.u	1.03p.u	1.01p.u	1.01p.u
Rangárvellir	1.00p.u	0.91p.u	0.94p.u	0.96p.u	0.94p.u	1.00p.u
Krafla	1.02p.u	0.97p.u	1.00p.u	1.01p.u	1.04p.u	1.03p.u
Fljótsdalur	1.01p.u	1.00p.u	1.01p.u	1.01p.u	1.02p.u	1.00p.u
Hryggstekkur	1.01p.u	1.00p.u	1.00p.u	1.01p.u	1.02p.u	1.00p.u

4 Álag: 30MW, 1 vél í Kröflu

4.1 Afíflæði

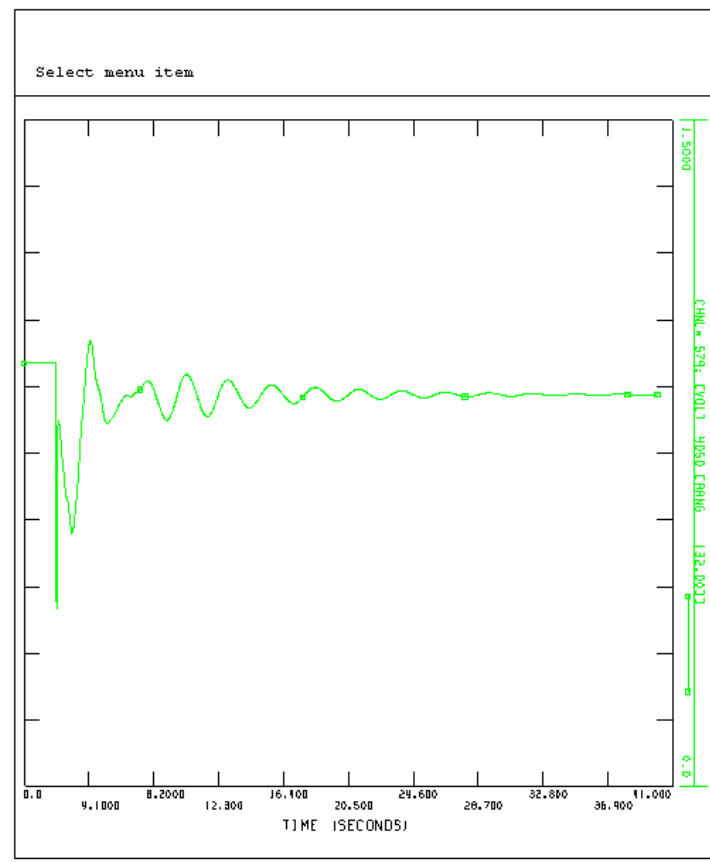


mynd 2: Álagsflæði með 30MW álag á Rangárvöllum og 30 MW vél í Kröflu

Töþ í kerfinu miðað við þessar aðstæður eru 47,5MW eða 2,47%, spennur á teinum við mismunandi bilanatilvik sjást í eftirfarandi töflu:

	Allt inni	BL1 úti	BL2 úti	RA1 úti	KR1 úti	KR2 úti
Varmahlíð	1.05p.u	1.03p.u	0.90p.u	1.06p.u	1.03p.u	1.04p.u
Rangárvellir	1.00p.u	0.93p.u	0.92p.u	0.94p.u	0.91p.u	0.98p.u
Krafla	1.04p.u	1.00p.u	1.02p.u	1.02p.u	1.02p.u	1.01p.u
Fljótsdalur	1.02p.u	1.00p.u	1.01p.u	1.01p.u	1.01p.u	1.00p.u
Hryggstekkur	1.02p.u	1.00p.u	1.00p.u	1.01p.u	1.01p.u	1.00p.u

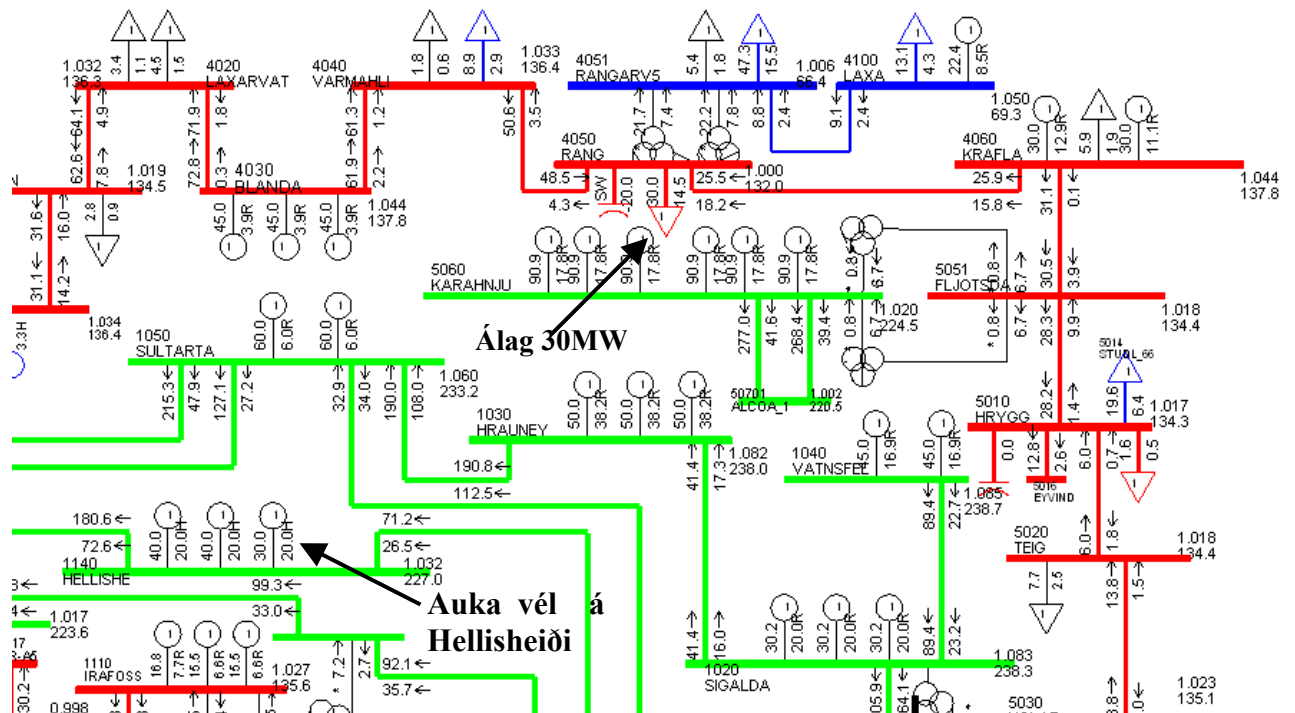
4.2 Sveiflur



mynd 3: *Spennan á Rangárvöllum þegar BL1 fer úr rekstri. Fyrst er keyrt í 2s, síðan line fault í 120ms, því næst er línan tekin úr rekstri og keyrt í 40s*

5 Álag: 30MW, 1 vél á Hellisheiði

5.1 Afíflæði



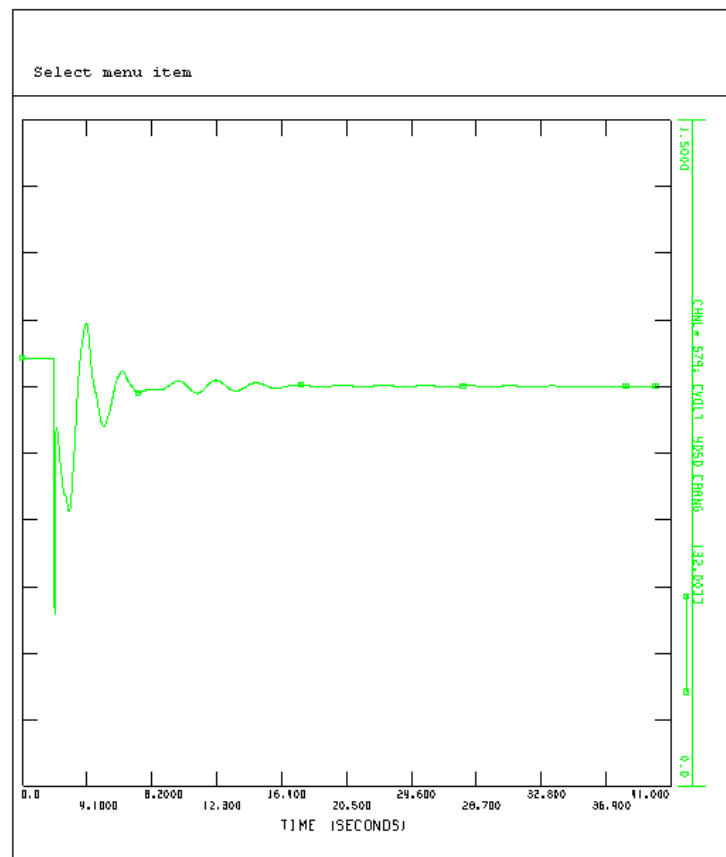
mynd 4: Álagsflæði með 30MW álag á Rangárvöllum og 30 MW vél á Hellisheiði

Töp í kerfinu miðað við þessar aðstæður eru 46,7MW eða 2,43 %. Þegar Blöndulína 2 fer úr rekstri er þörf er á 10 MVAR þétti umfram þau 10MVAR því er hér hafður 20MVAR þéttir sem kemur inn í 10MVAR þrepum eftir þörfum.

spennur á teinum við mismunandi bilanatilvik sjást í eftirfarandi töflu:

	Allt inni	BL1 úti	BL2 úti	RA1 úti	KR1 úti	KR2 úti
Varmahlíð	1,03p.u	1,01p.u	0,91p.u	1,00p.u	1,03p.u	1,06p.u
Rangárvellir	1,00p.u	0,93p.u	0,93p.u	0,96p.u	0,91p.u	1,01p.u
Krafla	1,04p.u	1,00p.u	1,01p.u	1,03p.u	1,08p.u	1,06p.u
Fljótsdalur	1,02p.u	1,00p.u	1,02p.u	1,02p.u	1,02p.u	1,01p.u
Hryggstekkur	1,02p.u	1,00p.u	1,02p.u	1,01p.u	1,02p.u	1,01p.u

5.2 Sveiflur



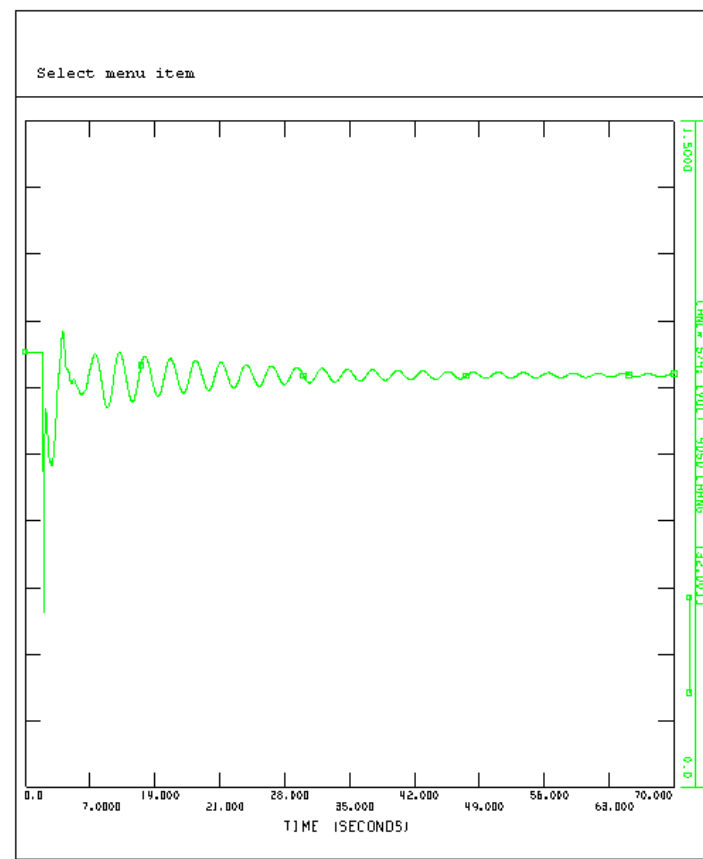
mynd 5: Spennan á Rangárvöllum þegar BL1 fer úr rekstri. Fyrst er keyrt í 2s, síðan line fault í 120ms, því næst er línan tekin úr rekstri og keyrt í 40s

Mesta þéttapörf kemur fram þegar Kröflulína 1 er úr rekstri en þá er þörf á 50 MVAr þétti umfram þau 10 MVAr sem þegar er á Rangárvöllum. Því er settur á Rangárvelli samtals 60 MVAr þéttir sem kemur inn í 10 MVAr þrepum eftir þörfum.

Spennur á teinum við mismunandi bilanatilvik sjást í eftirfarandi töflu:

	Allt inni	BL1 úti	BL2 úti	RA1 úti	KR1 úti	KR2 úti
Varmahlíð	1,04p.u	1,02p.u	0,91p.u	1,00p.u	1,02p.u	1,04p.u
Rangárvellir	1,00p.u	0,95p.u	0,92p.u	0,95p.u	0,91p.u	1,00p.u
Krafla	1,02p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,00p.p.u	1,01p.u	1,02p.u
Fljótsdalur	1,01p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,01p.u	1,00p.u	1,00p.u
Hryggstekkur	1,01p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,00p.u

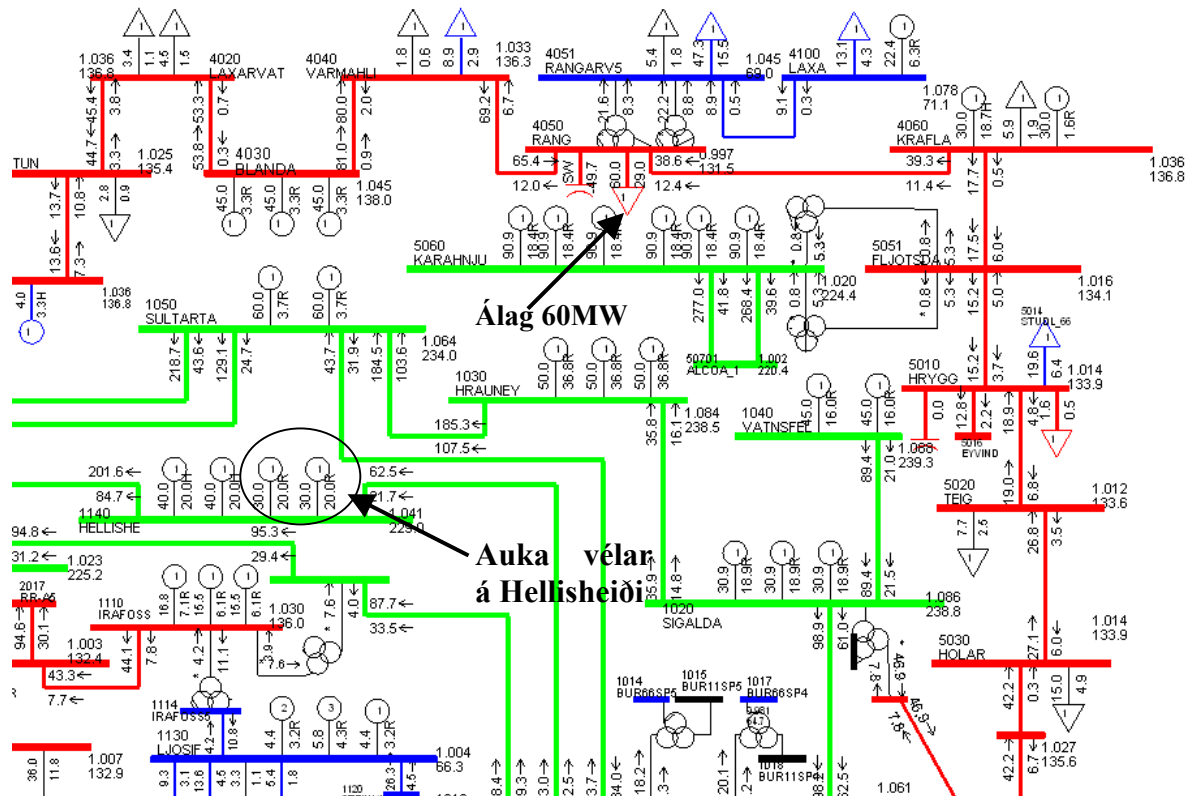
6.2 Sveiflur.



mynd 7: Spennan á Rangárvöllum þegar BL1 fer úr rekstri. Fyrst er keyrt í 2s, síðan line fault í 120ms, því næst er línan tekin úr rekstri og keyrt í 70s

7 Álag: 60MW, 2 vélar á Hellisheiði

7.1 Afíflæði



mynd 8: Álagsflæði með 60MW álag á Rangárvöllum og 2 x 30 MW vél á Hellisheiði

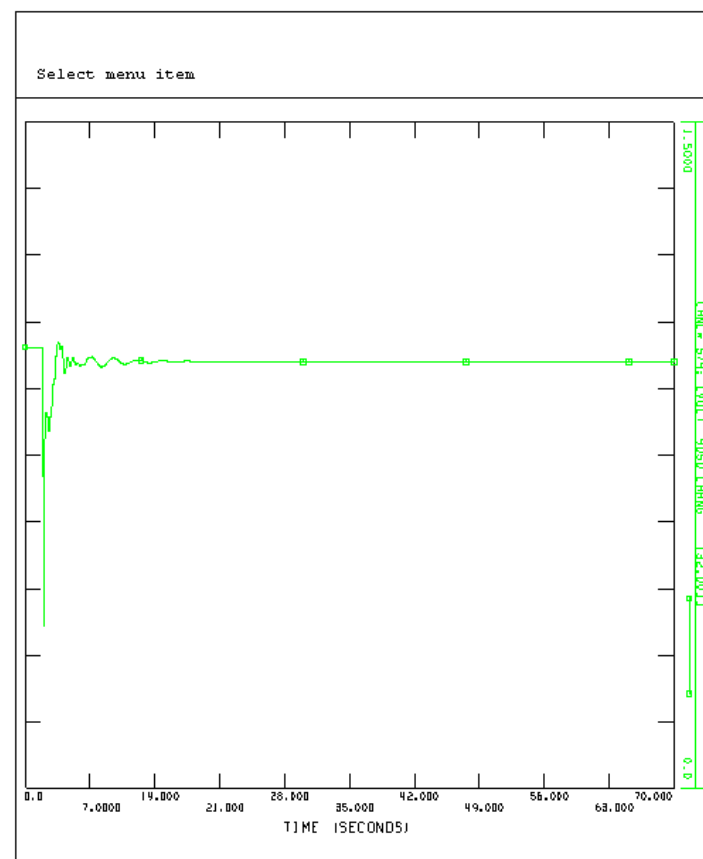
Töþ í kerfinu miðað við þessar aðstæður eru 47,2 MW eða 2,42 %.

Mesta þéttapörf kemur fram þegar Blöndulína 2 er úr rekstri en þá er þörf á 60 MVAR þétti umfram þau 10 MVAR sem þegar er á Rangárvöllum. Því er settur á Rangárvelli samtals 70 MVAR þéttir sem kemur inn í 10 MVAR þrepum eftir þörfum. Þegar Blöndulína 2 og Rangárvallalína 1 eru úr rekstri er þörf á að aukinni framleiðslu í Kárahnjúkum um c.a 40MW.

Spennur á teinum við mismunandi bilanatilvik sjást í eftirfarandi töflu:

	Allt inni	BL1 úti	BL2 úti	RA1 úti	KR1 úti	KR2 úti
Varmahlíð	1,03p.u	1,03p.u	0,92p.u	1,03p.u	1,01p.u	1,04p.u
Rangárvellir	1,00p.u	1,00p.u	0,94p.u	0,98p.u	0,93p.u	1,00p.u
Krafla	1,04p.u	1,03p.u	0,99p.u	1,02p.u	1,08p.u	1,06p.u
Fljótsdalur	1,02p.u	1,01p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,02p.u	1,01p.u
Hryggstekkur	1,01p.u	1,01p.u	1,00p.u	1,00p.u	1,01p.u	1,01p.u

7.2 Sveiflur



mynd 9: Spennan á Rangárvöllum þegar BL1 fer úr rekstri. Fyrst er keyrt í 2s, síðan line fault í 120ms, því næst er línan tekin úr rekstri og keyrt í 70s

