

Kerfisáætlun 2006

Fyrir árin
2007 - 2011



Október
2006

Kerfisáætlun

2006

fyrir árin
2007 - 2011

Október
2006



Upplýsingablað

Skýrsla nr: Landsnet-06024

Dags: Október 2006

Fjöldi síðna: 41 Upplag: á vef Dreifing: Opin Lokuð til

Titill: Kerfisáætlun 2006 fyrir árin 2007-2011

Höfundar: Íris Baldursdóttir, Martha Eiríksdóttir

Verkefnisstjóri: Íris Baldursdóttir

Unnið fyrir: Landsnet hf.

Samvinnuaðilar: Kolbrún Reinholdsdóttir, Verkfræðistofan Afl ehf.

Útdráttur: Landsnets gefur árlega út kerfisáætlun til fimm ára í senn. Tilgangur skýrslunnar er að gefa yfirlit yfir þær framkvæmdir í flutningskerfi Landsnets sem ráðgerðar eru næstu fimm árin vegna breytinga í inn- og/eða útmötun í flutningskerfinu. Auk þess er gerð grein fyrir helstu eiginleikum flutningskerfisins, s.s. aflgetu, áreiðanleika, töpum, styrkleika á afhendingastöðum og helstu takmörkunum kerfisins. Skýrslunni er ætlað að gefa heildarsýn yfir þróun og áætlanir Landsnets næstu árin.

Lykilorð: Kerfisáætlun 2006

ISBN nr:

ISSN nr:

Undirskrift verkefnastjóra

Efnisyfirlit

EFNISYFIRLIT	3
1. KERFISÁÆTLUN LANDSNETS 2006	5
1.1. SAMANTEKT OG HELSTU NIÐURSTÖÐUR	6
2. INNGANGUR	7
3. FYRIRKOMULAG RAFORKUMARKAÐAR	9
4. FORSENDUR	11
4.1. ÞRÓUN MARKAÐAR FRAM TIL ÁRSINS 2006.....	11
4.2. TÍMABIL ÁÆTLUNARINNAR.....	12
4.3. ÞRÓUN MARKAÐAR ÁRIN 2007-2011.....	12
4.4. BILANAREKSTUR – ATBURÐIR.....	13
4.5. KOSTNAÐARGRUNDVÖLLUR.....	14
4.6. ÓVISSA OG ENDURSKOÐUN.....	14
5. FLUTNINGSKERFIÐ	15
5.1. SVÆÐISSKIPTING RAFORKUKERFISINS.....	15
5.1.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaárvæðið.....	15
5.1.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið.....	16
5.1.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir.....	16
5.1.4. Svæði IV – Norðurland.....	16
5.1.5. Svæði V – Austurland.....	16
5.2. ÁLAGSFLÆÐI Á ÁRUNUM 2007-2011.....	16
5.2.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaárvæðið.....	19
5.2.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið.....	19
5.2.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir.....	21
5.2.4. Svæði IV – Norðurland.....	21
5.2.5. Svæði V – Austurland.....	21
5.3. TÖP FLUTNINGSKERFISINS.....	22
5.4. SKAMMHLAUPSAFL AFHENDINGASTAÐA.....	24
5.5. ÁREIÐANLEIKI OG TRUFLANIR Í FLUTNINGSKERFINU.....	24
5.6. AFLGETA OG LÍKUR Á REIÐUAFLSKORTI 2007-2011.....	28
5.7. FLÖSKUHÁLSAR OG TENGINGAR MILLI SVÆÐA.....	29
5.7.1. Svæði I og II.....	29
5.7.2. Svæði III, IV og V.....	29
5.8. LAUNAFLEIÐINGAR OG LAUNAFLEIÐINGAR.....	32
5.9. 66 kV KERFI LANDSNETS.....	34
5.9.1. 66 kV kerfi Suðurlands.....	34
5.9.2. 66 kV kerfi Vesturlands.....	34
5.9.3. 66 kV kerfi á Austurlandi.....	34
5.9.4. 66 kV kerfi á Norðurlandi.....	34
6. UPPBYGGING OG ÞRÓUN TIL 2011	35
6.1. KRÖFLULÍNA 2, FLJÓTSDALSLÍNA 2.....	35
6.2. AÐVEITUSTÖÐ Á BESSASTÖÐUM.....	35

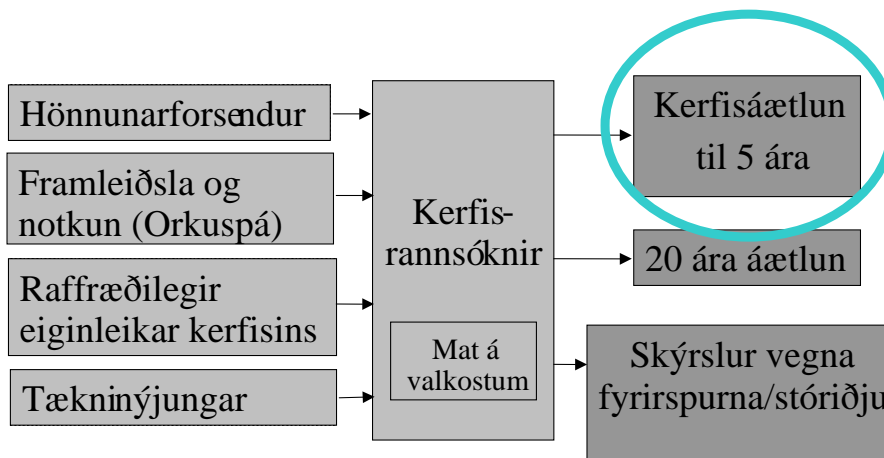
6.3.	AÐVEITUSTÖÐIN Á HRYGGSTEKK	35
6.4.	TENGIVIRKI Í FLJÓTSDAL.....	36
6.5.	TENGIVIRKI VIÐ KOLVIÐARHÓL.....	36
6.6.	TENGIVIRKI VIÐ LAGARFOSS	36
6.7.	132 kV TENGING, NESJAVELLIR - GEITHÁLS.....	36
6.8.	FLJÓTSDALSLÍNUR 3 OG 4	36
6.9.	BRENNIMELUR, ÞÉTTAVIRKI.....	36
6.10.	FRAMKVÆMDIR HITAVEITU SUÐURNESJA.....	36
7.	RANNSÓKNIR OG FRAMTÍÐARSÝN.....	37
7.1.	SPÁ UM FRAMTÍÐARÞRÓUN	37
7.2.	JARÐVARMVIRKJANIR	37
7.3.	STÆKKUN STÓRIÐJU	38
7.4.	ÁREIÐANLEIKARANNSÓKNIR.....	40
8.	YFIRLIT YFIR VIÐAUKA	41
VIÐAUKI – A	FORSENDUR.....	41
VIÐAUKI – B	SPENNUTÖFLUR 2007-2011.....	41
VIÐAUKI – C	SKAMMHLAUPSAFL AFHENDINGASTAÐA	41
VIÐAUKI – D	YFIRLIT YFIR LÍNUR OG SPENNISTÖÐVAR LANDSNETS.....	41
VIÐAUKI – E	KKS MERKINGAR HÁSPENNULÍNA	41

1. Kerfisáætlun Landsnets 2006.

Landsnets gefur árlega út kerfisáætlun til fimm ára í senn. Tilgangur skýrslunnar er að gefa yfirlit yfir þær framkvæmdir í flutningskerfi Landsnets sem ráðgerðar eru næstu fimm árin vegna breytinga í inn- og/eða útmötun í flutningskerfinu. Auk þess er gerð grein fyrir helstu eiginleikum flutningskerfisins, s.s. aflgetu, áreiðanleika, töpum, styrkleika á afhendingastöðum og helstu takmörkunum kerfisins. Einnig er farið yfir þær kerfisrannsóknir sem unnið er að á viðkomandi tíma og rætt um mögulega framtíðarþróun flutningskerfisins. Skýrslunni er ætlað að gefa heildarsýn yfir þróun og áætlanir Landsnets næstu árin en forðast er að fara mjög ýtarlega í einstaka þætti.

Markmið skýrslunnar og þeirra áætlana sem hún byggir á eru eftirfarandi:

- mæta þörfum viðskiptavina
- viðhalda eignum fyrirtækisins eftir því sem við á
- taka tillit til hagkvæmnisjónarmiða
- sjá til að geta kerfisins sé nægjanleg á hverjum tíma til að standa undir þeim lágmarkskröfum sem til þess eru gerðar
- taka tillit til þeirra þjóðhagslegu markmiða sem fram koma í raforkulögum.



Mynd 1-1: Flæðirit kerfisáætlunar

Við gerð kerfisáætlunar er gengið út frá þeim hönnunarforsendum sem Landsnet miðar við. Þær hönnunarforsendur eru í sífelldri endurskoðun og reynt að taka tillit til þeirra breytinga sem þörf er á vegna stækkunar raforkukerfisins. Sú uppbyggingaþörf sem kynnt er í skýrslunni tekur eingöngu mið af þeim orkuflutningi sem þegar hefur verið samið um¹.

Landsnet stefnir að nánú samstarfi við dreifiveitur, orkuframleiðendur og sala, sem nýta sér flutningskerfi Landsnets, og það er einlægur vilji Landsnets að áætlunin komi öllum viðskiptavinum að gagni.

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

¹ 1. mars 2006

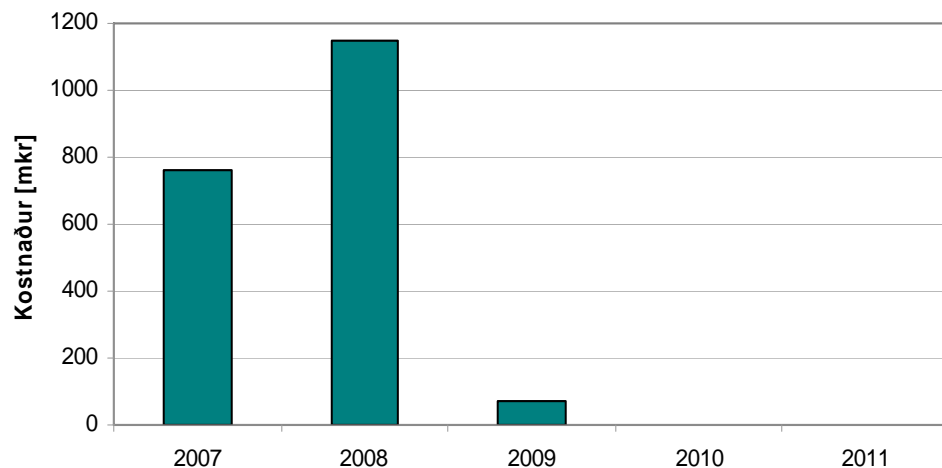
1.1. Samantekt og helstu niðurstöður

Tafla 1-1 sýnir yfirlit yfir þær framkvæmdir sem áætlaðar eru árin 2007 til 2011, miðað við forsendur áætlunarinnar. Verði ekki gerðir fleiri orkusölusamningar um stóriðju fram til ársins 2011, er ekki talin þörf á öðrum framkvæmdum í flutningskerfinu en lagt er til í þessari skýrslu.

Framkvæmd	Áður áfallið	2007	2008	2009	2010	2011	Samtals Kostnaður [mkr.]
Kröflulína 2	305	6	-	-	-	-	311
Aðveitustöð á Bessastöðum	255	4	-	-	-	-	259
Aðveitustöð á Hryggstekk	389	21	-	-	-	-	410
Tengivirki í Fljótsdal	2.458	90	-	-	-	-	2.548
Tengivirki við Kolviðarhól	1.329	121	370	22	-	-	1.842
Tengivirki við Lagarfoss	72	116	6	-	-	-	194
132 kV tenging: Nesjavellir - Geitháls	-	260	600	20	-	-	880
Fljótsdalslínur 3 og 4	5.320	96	-	-	-	-	5.416
Brennimelur: 50 MVAr Þéttavirki	-	50	175	27	-	-	252

Tafla 1-1: Áætlun framkvæmda í flutningskerfi Landsnets árin 2007-2011 ásamt kostnaði.

Kostnaður vegna framkvæmda árin 2007-2011



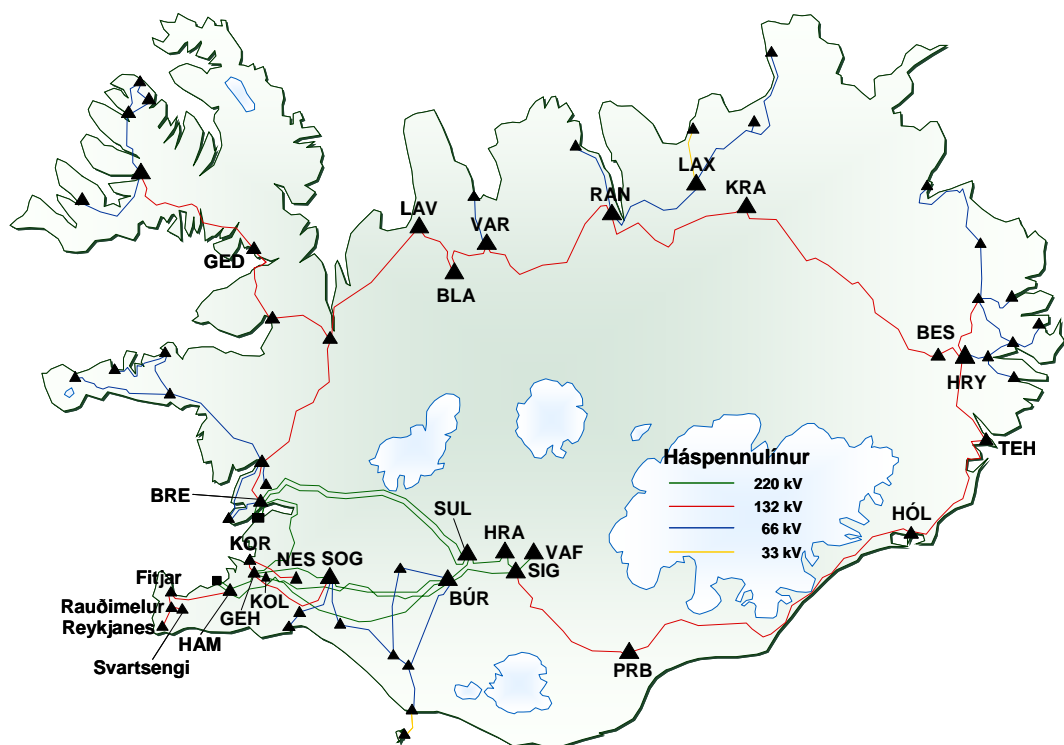
Mynd 1-2: Samantekt kostnaðar fyrir árin 2007-2011

Undanfarið hefur mikið verið fjallað um frekari uppbyggingu stóriðju á Íslandi og þá einkum vegna áforma um ný álver eða stækkanir á núverandi álverum. Þrír álversáfangar hafa verið í brennidepli í þeirri umræðu; álver á Húsavík á Norðurlandi, álver í Helguvík á Reykjanesi og stækkun á álveri Alcan í Straumsvík. Þar sem ekki hefur verið samið um flutning á raforku til þessara stóriðju er engin fyrrnefndra áfanga hluti af forsendum kerfisáætlunar 2007. Ljóst er að ef af einhverjum þeirra verður þarf að byggja upp flutningskerfið til að geta annað auknum flutningi og það mun breyta framkvæmdaáætlun Landsnets umtalsvert. Í [kafla 6.3](#) er rætt frekar um stækkun stóriðju.

2. Inngangur

Landsnet tók til starfa þann 1. janúar 2005 á grundvelli raforkulaga sem samþykkt voru á vormánuðum 2003, en markmið laganna er að aðskilja samkeppnis- og sérleyfisþætti raforkuiðnaðarins á Íslandi og innleiða markaðsvæðingu í samkeppnisþáttunum. Þann 1. janúar 2006 var markaðurinn að fullu opnaður, þannig að nú geta allir notendur raforku skipt um raforkusala.

Í 9. gr. raforkulaga er kveðið á um „Skyldur flutningsfyrirtækisins“. Þar kemur meðal annars fram að flutningsfyrirtækið, það er Landsnet, skal sjá til þess að fyrir liggi spá um raforkuþörf og áætlun um uppbyggingu flutningskerfisins. Einnig eru ákvæði um upplýsingaskyldu fyrirtækisins gagnvart stjórnvöldum, viðskiptavinum og almenningi til að hægt sé að leggja mat á jafnræði og almenn gæði áætlunarinnar.



Mynd 2-1: Flutningskerfi Landsnets í upphafi árs 2007

Hlutverk Landsnets er skv. Raforkulögum að reka flutningskerfi raforku og annast kerfisstjórnun með því að:

- Tryggja og viðhalda hæfni flutningskerfisins til lengri tíma
- Tryggja rekstraröryggi raforkukerfisins
- Viðhalda jafnvægi milli framboðs og eftirspurnar rafmagns á hverjum tíma
- Annast uppgjör orkuflæðis í flutningskerfi Landsnets
- Efla virkni raforkumarkaðar

Kerfisáætlun 2006 er önnur kerfisáætlun sem kemur út í nafni Landsnets og er tilgangur hennar að gefa yfirlit yfir fyrirhugaða uppbyggingu flutningskerfisins sem og getu þess og takmarkanir til aflflutnings.

Allar dreifiveitur og stórnotendur eru tengdir flutningskerfi Landsnets hf. Flutningskerfið inniheldur öll flutningsvirki á spennu sem er 66 kV og hærri. Nokkur flutningsvirki á 33 kV spennu tilheyra einnig flutningskerfi Landsnets hf. Allar virkjanir sem eru 7,0 MW og stærri eiga að tengjast flutningskerfinu.

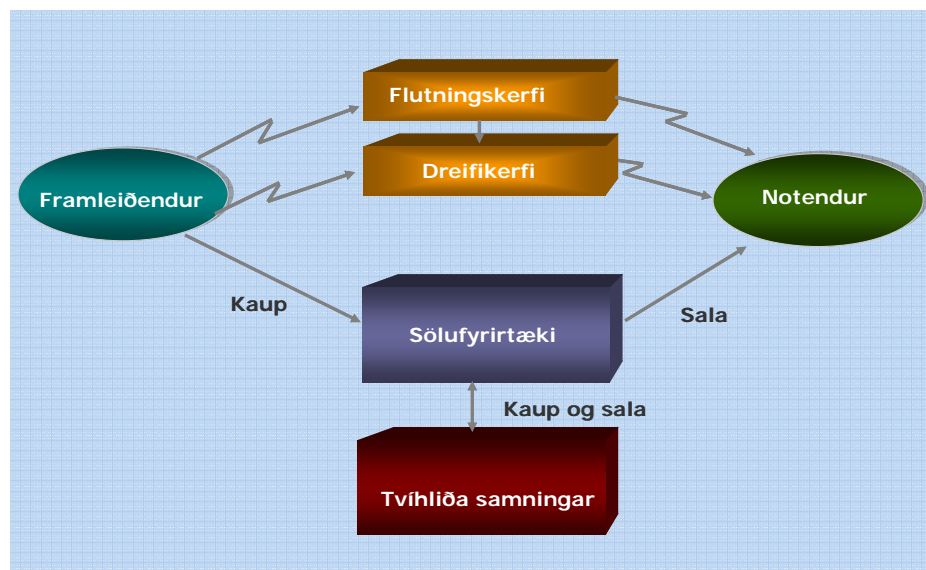
3. Fyrirkomulag raforkumarkaðar

Með hinu nýja fyrirkomulagi raforkumála er stefnt að því að skapa forsendur fyrir virkri samkeppni í raforkusölu, auka skilvirkni í flutningi og dreifingu, tryggja gæði og öryggi afhendingar og efla neytendavernd. Opnað er á frjálsa samkeppni í framleiðslu og sölu en flutningur og dreifing raforkunnar eru áfram háð sérleyfi, enda litið svo á að þar sé um að ræða nokkurs konar þjóðbrautir sem allir eigi að hafa jafnan aðgang að. Lýtur sú starfsemi sérstöku eftirliti Orkustofnunar, m.a. hvað varðar verðlagningu.

Aðskilnaður samkeppnisþáttanna (vinnslu og sölu) frá sérleyfisstarfseminni (flutningi, dreifingu og jöfnu aðgengi að flutnings- og dreifikerfinu), er grundvallarforsenda þess að samkeppnin verði réttlát og að þeir sem geta framleitt og selt orku með sem hagkvæmustum hætti njóti þess þegar upp er staðið.

Með opnun íslenska raforkumarkaðarins geta notendur, hvort sem það eru einstaklingar, fyrirtæki, stofnanir eða stórnotendur, valið þann raforkusala sem þeir kjósa að eiga viðskipti við. Notandinn hefur þá tækifæri til að semja um raforkuviðskiptin við þann raforkusala sem hann telur hagkvæmast að skipta við. Jafnframt semur notandinn um afhendingu á rafmagninu við þá dreifiveitu sem annast dreifingu á viðkomandi svæði.

Til að uppfylla skyldur sínar gagnvart viðskiptavinum sínum útvega sölufyrirtækin raforku, annaðhvort með tvíhliða samningum við framleiðendur eða þá með endursölusamningum við önnur sölufyrirtæki.



Mynd 3-1: Tengsl aðila á raforkumarkaði

Flestir raforkuframleiðendur framleiða rafmagn inn á flutningskerfi Landsnets sem afhendir orkuna til dreifiveitna og stórnotenda á 56 stöðum, víðsvegar um landið. Dreifiveitur flytja rafmagnið síðan áfram um sitt dreifikerfi til afhendingar til notenda.

Stórnotendur, þ.e. þeir sem nota a.m.k. 14 MW afl með árlegum nýtingartíma 8000 stundir eða meira, fá raforkuna afhenta beint frá flutningskerfi Landsnets. Viðskiptavinir Landsnets eru því raforkuframleiðendur, dreifiveitur og stórnotendur.

Íslenski raforkumarkaðurinn er nokkuð sérstakur á heimsvísu. Markaðurinn er smár og hefur enga tengingu við aðra raforkumarkaði. Þá er raforkuframleiðslan í höndum fárra en stórra framleiðenda, auk þess sem hlutfall stóriðju er óvenjuhátt í raforkunotkun. Flest stærri orkufyrirtækin eru jöfnum höndum með starfsemi á sviði framleiðslu, sölu og dreifingar, en skylt er að hafa bókhaldslegan aðskilnað á milli reksturs dreifikerfis og raforkusölu.

Enn sem komið er fara viðskipti með raforku fram með tvíhliða samningum kaupenda og seljenda en Landsnet kannar nú möguleika á rekstri skyndimarkaðar fyrir raforku í samvinnu við norrænu raforkukauphöllina, Nord Pool. Það myndi opna möguleika á viðskiptum með raforku á opnum markaði með öruggum, áreiðanlegum og hagkvæmum hætti.

Ásamt því að annast rekstur flutningskerfisins og kerfisstjórnun sér Landsnet jafnframt um að viðhalda jafnvægi hverju sinni á landsvísu á milli framleiðslu og eftirspurnar. Það er gert með rekstri sérstaks jöfnunarorkumarkaðar. Því má segja að á Íslandi ríki einfalt markaðsfyrirkomulag sem lýsa má best með eftirfarandi mynd.



Mynd 3-2: Einfalt markaðsfyrirkomulag þar sem viðskipti með raforku fara fram í tvíhliða samningum og kerfisstjóri rekur jöfnunarorkumarkað og hefur með höndum kerfisþjónustu.

4. Forsendur

Ýtarlega umfjöllum um forsendur skýrslunnar má finna í viðauka A, en helstu forsendur eru teknar saman hér.

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 gildandi lögum og reglugerðum ásamt vinnureglum og hönnunarforsendum Landsnets. Einnig er tekið mið af vinnureglum sambærilegra fyrirtækja á Norðurlöndunum.

4.1. Þróun markaðar fram til ársins 2006

Á mynd 4-1 má sjá þróun markaðar frá árinu 1995 til ársins 2006, einnig eru þar sýnd flutningstöp kerfisins.

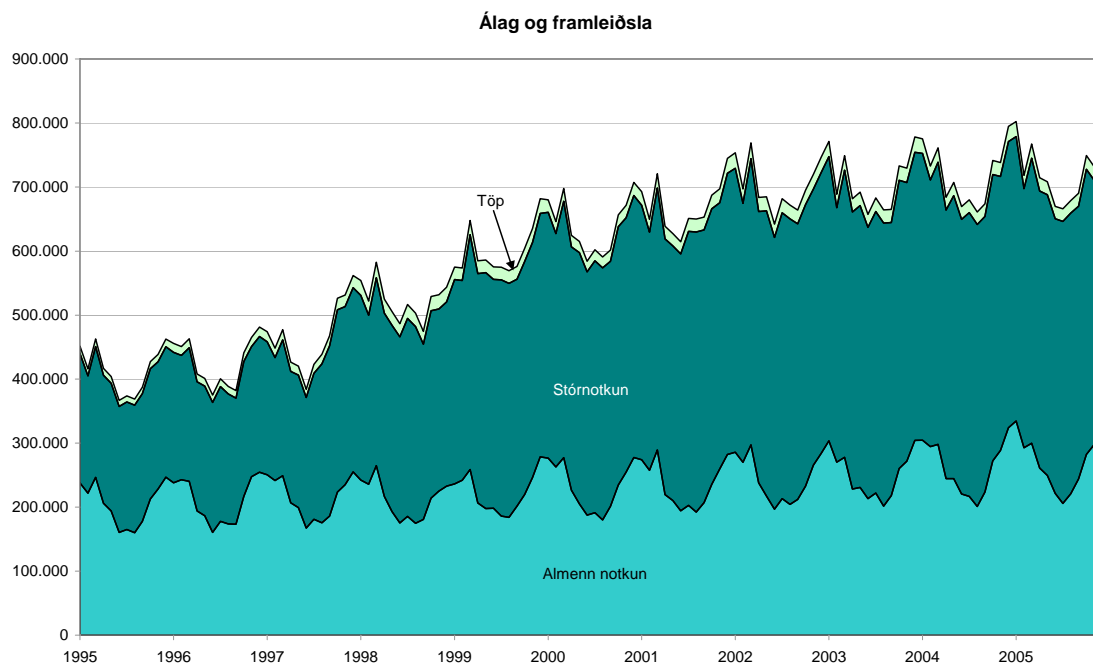
Viðskiptavinir og orkukaupendur úr flutningskerfi Landsnets árið 2005 voru eftirfarandi:

Almennur markaður – stærð árið 2005: 2.889 GWh.

Almenn notkun skiptist niður á eftirfarandi viðskiptavini: Hitaveita Suðurnesja, Norðurorka, Orkubú Vestfjarða, Orkuveita Reykjavíkur, Rafmagnsveitur ríkisins.

Stóriðja – stærð árið 2005: 5.191 GWh.:

Stóriðjunotkun árið 2005 skiptist niður á eftirfarandi viðskiptavini: ALCAN á Íslandi hf., Íslenska járnblendifélagið hf., Norðurál hf.



Mynd 4-1: Mánaðarleg orkunotkun og framleiðsla í MWh, 1995-2005

Landsvirkjun framleiðir í dag mestan hluta þeirrar orku sem þessir notendur þurfa, eða 7.143 GWh árið 2005. Helstu framleiðendur fyrir utan Landsvirkjun eru Orkuveita Reykjavíkur, Hitaveita Suðurnesja, Orkubú Vestfjarða og Rafmagnsveitur Ríkisins.

4.2. Tímabil áætlunarinnar

Áætlunin nær yfir fimm ára tímabil, frá janúar 2007 og til desember 2011.

4.3. Þróun markaðar árin 2007-2011

Áætlanir um álagsþróun almenna markaðarins eru byggðar á raforkuspá frá raforkuhópi Orkuspánefndar, sem gefin er út árlega ásamt gildandi stóriðjusamningum á tímabilinu sem áætlunin nær yfir. Raforkuspáin er á heimasíðu Orkuspárnefndar: <http://www.orkuspa.is>.

Allar niðurstöður sem birtar eru í þessari kerfisáætlun eru byggðar á ákveðinni þróun raforkumarkaðar hvað varðar breytingu álags og framleiðslu raforku á tímabili áætlunarinnar. Í rekstrareftirlíkingunum er reiknað með að markaðurinn á árunum 2007-2011 þróist með þeim hætti sem lýst er hér fyrir neðan. Þróun markaðar er einnig tekin saman í Töflu 4.3-1 og 4.3-2.

- Endurreiknuð raforkuspá þar sem tekið hefur verið tillit til byggingarrafmagns í Kárahnjúkum og í álveri við Reyðarfjörð.
- Núverandi stóriðjusamningum að viðbættum 4. og 5. áfanga stækkunar Norðuráls sem og tilkomu Fjarðaáls árið 2007. 4. áfangi stækkunar Norðuráls (14 MW) hefur uppkeyrslu 1. júlí 2007 og er lokið 15. júlí 2007. 5. áfangi stækkunar (40 þúsund tonn, 70 MW) hefur uppkeyrslu 1. september 2008 (35 MW) og seinni uppkeyrsla 1. nóvember 2008 (35 MW). Fjarðaál hefur uppkeyrslu 7. apríl 2007 sem lýkur 1. október 2007 (535 MW).
- Miðað er við stækkun Svartsengis um 30 MW árið 2007 og að 30 MW skiljuvatnsvirkjun í Hellsisheiði kemur í rekstur 1. nóvember 2007. Til viðbótar koma inn tvær 40 MW vélar með möguleika á uppkeyrslu í 45 MW árið 2008, sú fyrri kemur 1. september 2008 og sú seinni þann 1. nóvember 2008.
- Vélar í Kárahnjúkavirkjun koma inn ein í einu árið 2007 sú fyrsta 1. apríl sú næsta 1. júní og síðan ein á mánuði til 1. október. Kárahnjúkavirkjun er reiknuð sem 6x115 MW, en þó þannig að virkjunin nýtist aldrei meira en 600 MW gagnvart heildarkerfinu vegna flutningstakmarkana.
- Miðað er við að Lagarfossvirkjun, 18 MW, komi í rekstur 1. júlí 2007.

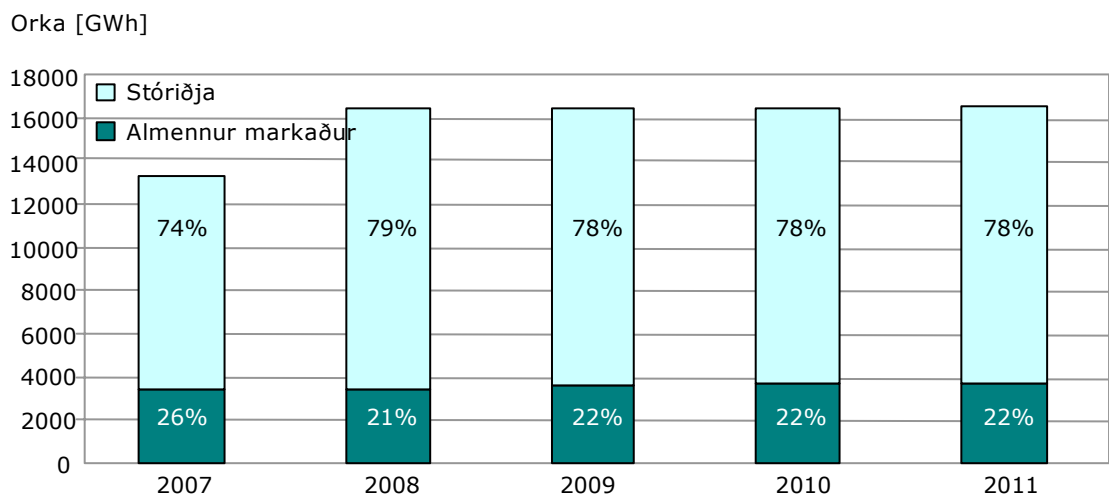
	Uppkeyrsla	Stóriðja	Samningsbundin álagsaukning
2007	7. apríl – 1. október	Fjarðaál, 322.000 tonn al/ári	535 MW
	1. júlí – 15. júlí	Norðurál, 4. áfangi	14 MW
2008	1. september og 1. nóvember	Norðurál, 5. áfangi	70 MW (2x35 MW)
2009			
2010			
2011			

Tafla 4.3-1: Þróun markaðarins árin 2007-2011- Stóriðja

	Gangsetning	Virkjun	Málafl	Hámarks afl	Áætluð orku- framleiðsla
2007	Um mitt ár	Svartsengi	30 MW	30 MW	
	1. apríl – 1. október	Kárahnjúkavirkjun	600 MW	6*115 MW	
	1. júlí	Lagarfossvirkjun		18 MW	
	1. nóvember	Hellisheiðarvirkjun	30 MW	30 MW	255 GWh
2008	1. september	Hellisheiðarvirkjun	40 MW	45 MW	408 GWh
	1. nóvember	Hellisheiðarvirkjun	40 MW	45 MW	408 GWh
2009					
2010					
2011					

Tafla 4.3-2: Þróun markaðarins árin 2007-2011- Framleiðsla

Heildarorka, almennur markaður og stóriðja árin 2007-2011



Mynd 4-3: Áætlaður vöxtur árin 2007-2011, almennur markaður og stóriðja

4.4. Bilanarekstur – atburðir

Hjá Landsneti er almennt gert ráð fyrir því að kerfið sé rekið sem N-1 kerfi sem þýðir að þó að eining í kerfinu fari úr rekstri hefur það ekki áhrif á afhendingu raforku til viðskiptavina Landsnets². Þó ber að geta þess að byggðalínakerfið (132 kV) sem og stór hluti 66kV og 33kV kerfanna eru í mörgum tilfellum rekin sem takmörkuð N-1 kerfi, þ.e.a.s. það eru ákveðnar bilanir sem kerfið ræður ekki við án þess að til aðgerða er farið í kjölfar bilunar. Hægt er að skerða álag, til að hjálpa kerfinu á ná stöðugleika, slíkar aðgerðir eru þó ávallt mjög viðkvæmar og ekki framkvæmdar nema með fullu samþykki viðskiptavina. Í samningum um ótryggt afl er gengið út frá því að nýta skerðingar til að tryggja fullnægjandi rekstur flutningskerfisins.

² Það þýðir hinsvegar ekki, að allar einingar séu með "varaeyningu" ef þær bila. Þetta á eingöngu við um afhendingargæði ef einhver eining í kerfinu er úr rekstri.

Í þessari áætlun voru athuguð áhrif þess að helstu 220 kV og 132 kV línur flutningskerfisins fari úr rekstri. eru það eftirfarandi línur eftir því sem við á³:

- BR1, 220kV lína milli aðveitustöðva á Geithálsi og á Brennimel
- BU1, 220kV lína milli aðveitustöðva við Búrfell og á Írafossi
- BU2, 220kV lína milli aðveitustöðva við Búrfell og á Geithálsi
- BU3, 220kV lína milli aðveitustöðva við Búrfell og í Hamranesi
- KH1, 220kV lína milli aðveitustöðva á Kolviðarhól og á Geithálsi
- HN1, 220kV lína milli aðveitustöðva í Hamranesi og á Geithálsi
- HR1, 220kV lína milli aðveitustöðva í Hamranesi og á Geithálsi
- SO3, 220kV lína milli aðveitustöðva á Írafossi og á Geithálsi
- SU1, 220kV lína milli aðveitustöðva við Sultartanga og á Brennimel
- SU2, 220kV lína milli aðveitustöðva við Sultartanga og við Búrfell
- SU3, 220kV lína milli aðveitustöðva við Sultartanga og á Brennimel
- SI3, 220kV lína milli aðveitustöðva við Sigöldu og við Búrfell
- FL3, 220kV lína milli aðveitustöðva í Fljótsdal og á Reyðarfirði
- SI4, 132kV lína milli aðveitustöðva við Sigöldu og við Prestbakka
- PB1, 132kV lína milli aðveitustöðva við Prestbakka og við Hóla
- HO1, 132kV lína milli aðveitustöðva við Hóla og við Teigarhorn
- TE1, 132kV lína milli aðveitustöðva við Teigarhorn og á Hryggstekk
- BL1, 132kV lína milli aðveitustöðva við Blöndu og við Laxárvatn
- BL2, 132kV lína milli aðveitustöðva við Blöndu og við Laxárvatn
- KR1, 132kV lína milli aðveitustöðva í Kröflu og á Rangárvöllum
- KR2, 132kV lína milli aðveitustöðva í Kröflu og á Hryggstekk
- FL2, 132kV lína milli aðveitustöðva á Bessastöðum og á Hryggstekk

Um álagsflæðið og bilanatilvikin er fjallað nánar í næsta kafla.

Athuganir á 66 kV flutningskerfinu voru gerðar sérstaklega fyrir Suðurlandskerfið og eru niðurstöður þeirra rannsókna kynntar í [kafla 5.9](#).

4.5. Kostnaðargrundvöllur

Allar kostnaðartölur í áætluninni eru miðaðar við byggingavísitölu og gengisvísitölu frá því í júní 2006.

4.6. Óvissa og endurskoðun.

Helstu óvissuþættir áætlunarinnar eru þeir að endurskoða þarf skýrsluna ef nýir stóriðjusamningar verða gerðir á áætlunartímabilinu. 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 annarra veitufyrirtækja út frá þeim viðræðum sem eru 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.

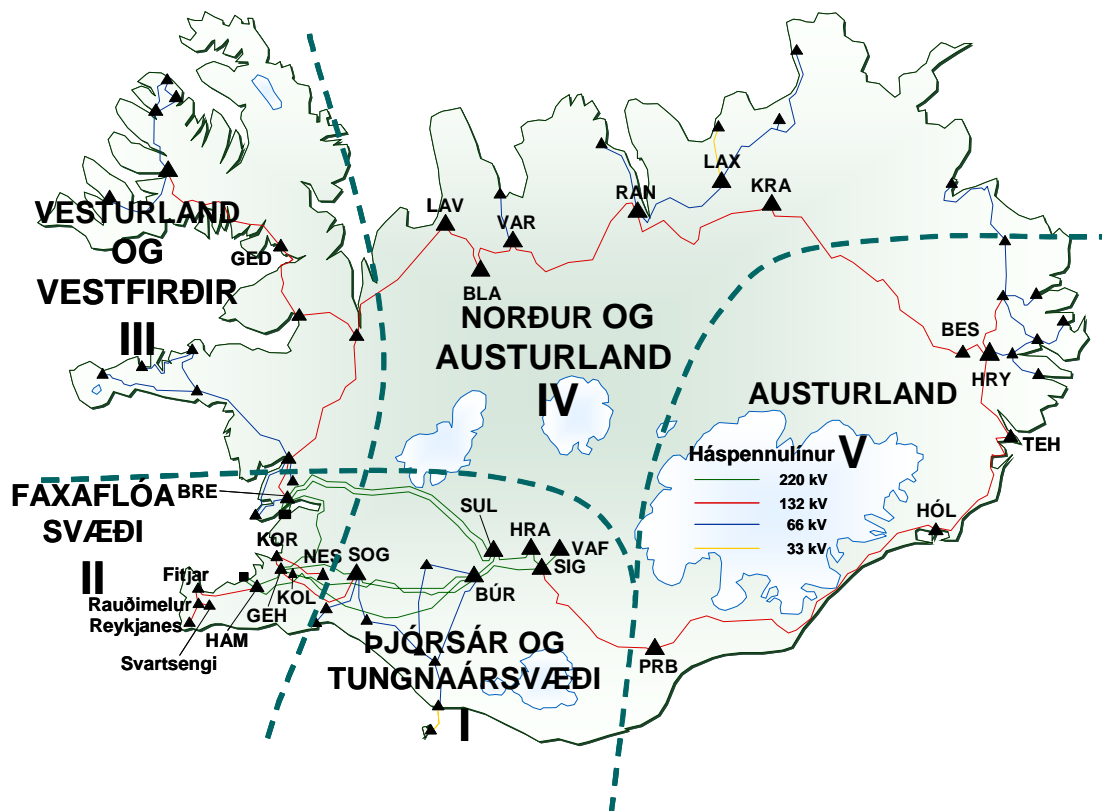
³ Yfirlit yfir KKS skammstöfun lína má finna í viðauka E

5. Flutningskerfið

Flutningskerfi Landsnets inniheldur öll flutningsvirki á spennu sem er 66 kV og hærrí. Nokkur flutningsvirki á 33 kV spennu tilheyra einnig flutningskerfi Landsnets. Hæsta spennu kerfisins er í dag 220 kV en nokkrar línur eru byggðar sem 400kV línur þótt þær séu reknar á 220 kV. Þetta var gert með það í huga að mögulegt verði að spennuhækka þær í 400kV þegar þörf verður á að flytja enn meira afl eftir þeim.

Allar virkjanir sem eru 7,0 MW og stærri eiga að tengjast flutningskerfinu.

5.1. Svæðisskipting raforkukerfisins



Mynd 5.1-1: Svæðisskipting flutningskerfisins í kerfisáætlun. Myndin sýnir flutningskerfi Landsnets eins og það er í upphafi árs 2007.

Eins og sýnt er á Mynd 5.1-1 þá er flutningskerfinu skipt upp í fimm svæði. Svæðin eru: Þjórsár-Tungnaárvæðið að Nesjavöllum (I), Faxafloasvæðið að Vatnshömrum (II), Vesturland, Vestfirðir og hluti Norðurlands að Laxárvatni (III), eystri hluti Norðurlands (IV) og Austfirðir og Suðausturland að Sigöldu (V). Svæði I og II ná yfir 220 kV kerfið meðan svæði III, IV og V ná yfir 132 kV kerfið, á Austurlandi eru þó 2 220 kV línur í tengslum við Fjarðaál.

5.1.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaárvæðið

Svæði I einkennist af sterku og tiltölulega möskvuðu 220 kV kerfi sem sér um að flytja mikið afl, framléitt í fjölda vatnsaflsvirkjana á svæðinu. Hingað til hefur SV-horn landsins (Svæði I og II) verið eina svæðið þar sem 220 kV kerfi hefur verið í rekstri. Árið 2007 kemur hins vegar nýtt 220 kV kerfi á Austurlandi í rekstur vegna Fjarðaáls.

Aflinntak kerfisins á Svæði I er mun meira en aflúttak og er því mikill aflflutningur út af svæði I og fer það afl að mestu leyti til svæðis II. Á svæðinu er einnig 132 kV kerfi sem og 66 kV kerfi.

5.1.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið

Svæði II einkennist af álagi höfuðborgarsvæðisins ásamt stóriðjuálagi. Aflinntak kerfisins er hér mun minna en aflúttak og er svæðið að öllu jöfnu háð innflutningi frá svæði I sem og frá svæði IV í gegn um svæði III. Þær virkjanir sem tengjast inn á kerfið og tilheyra svæði II eru að stærstum hluta jarðgufuvirkjanir og mun það aukast á næstu árum. 220 kV kerfið nær til Hamraness en lengra út á Reykjanesi tekur við 132 kV kerfi auk þess sem Höfuðborgarsvæðið er rekið á 132 kV spennu. 220 kV tengivirkið á Brennimer er á jaðri Svæðis II og þar tengist 132 kV byggðalínan sem heldur áfram hringinn í kringum landið sem og 66 kV kerfi tengt Akranesi. 66 kV kerfið liggur síðan áfram frá Akranesi og út á Snæfellsnes.

5.1.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir

Svæði III einkennist af veiku 132 kV kerfi, þ.e. langri 132 kV línu sem liggur frá Hrútatungu og að Mjólka. Hér er framleiðsla af skornum skammti og álag að mestu leyti stóriðjuálag og er afl að mestum hluta flutt inn á svæðið frá svæði IV. Þetta veldur oft spennuvanda á Vestfjörðum sem tengist kerfinu með löngum 132 kV línum en þar er lítið álag. Yst á Vestfjörðum er 66 kV kerfi sem tengir Ísafjörð, Bolungavík og Keldeyri við flutningskerfið. Einnig er á Snæfellsnesi 66 kV kerfi sem tengist Vatnshömrum og Brennimer.

5.1.4. Svæði IV – Norðurland

Svæði IV einkennist af löngum 132 kV línum sem ganga í kringum landið og mynda svokallaða byggðalínu. Aflgeta þessara lína er lítil, eða frá 117 til 178 MVA og þar sem netið er ekki möskvað hér, uppfyllir það ekki N-1 afhendingargetu við ákveðin rekstrarskilyrði. Á Norðurlandi er aflúttak mun minna en aflinntak inn á kerfið og er umframafll á þessu svæði ýmist flutt til austurs eða vesturs, eftir álags- og framleiðslusveiflum annars staðar á landinu. Stærsta virkjun Norðurlands er Blanda sem getur framleitt allt að 150 MW, en einnig er þar Krafla sem framleiðir u.þ.b. 60 MW.

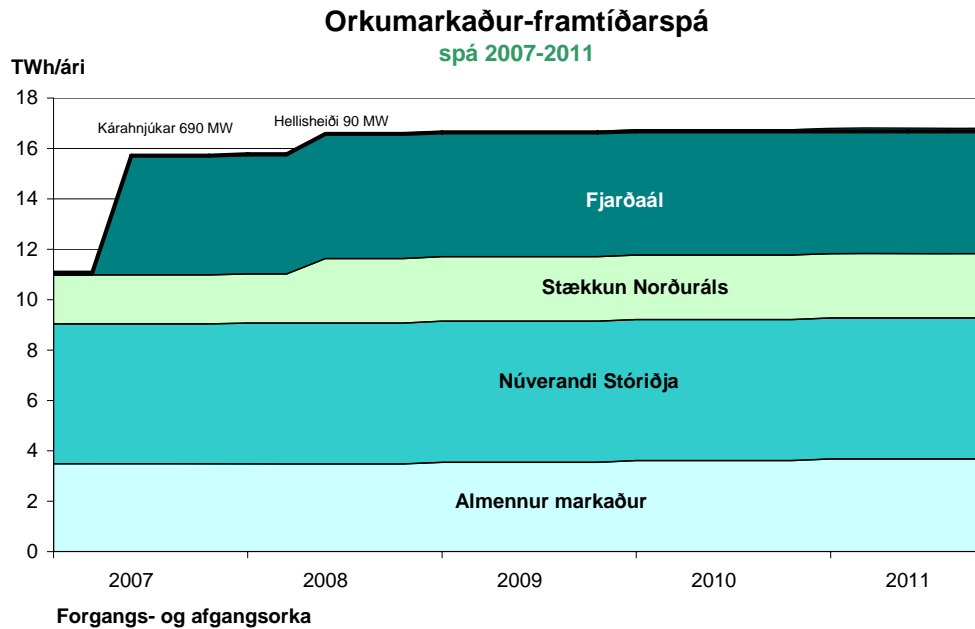
5.1.5. Svæði V – Austurland

Svæði V einkennist, líkt og svæði IV, af löngum 132 kV línum. Hér er lítið, en vaxandi almennt álag, vaxandi stóriðjuálag og eftir mitt ár 2007, ný framleiðslueining sem tengist kerfinu með nýjum 220 kV flutningsvirkjum í miðju 132 kV kerfi. Með tengingu Kárahnjúkavirkjunar við flutningskerfið á Austurlandi sem og stóriðjuálagi sem að mestu leyti tekur út það afl sem framleitt er að Kárahnjúkum en til viðbótar mun stóriðjan nýta að einhverju leyti það afl sem framleitt er í Kröflu og eru því nokkrir flutningar frá svæði IV inn á svæði V. Það er háð árstíðabundinni sveiflu í framleiðslu vatnsaflsvirkjana.

5.2. Álagsflæði á árunum 2007-2011

Helstu niðurstöður álagsflæðirannsókna fyrir árin 2007-2011 eru þær að unnt er að anna allri eftirspurn og halda rekstrarspennu/afhendingarspennu innan viðmiðunarmarka á öllum teinum án mikilla framkvæmda í flutningskerfinu sé tekið mið af hönnunarforsendum. Nákvæmar niðurstöður aflflæðiútreikningar má sjá í [Viðauka B](#).

Til að meta ástand flutningskerfisins við eðlileg rekstrarskilyrði voru gerðir aflflæðiútreikningar sem byggðust á forsendum um þróun markaðarins árin 2007 til 2011, upptalin í [kafla 4.3](#), hámarksálag kerfisins á hverjum tíma við gerð útreikningana.



Mynd 5.2-1: Áætluð orkugeta kerfisins til ársins 2011

Þegar álag er lítið og hlutfallslega fáar vélar eru tengdar inn á flutningskerfið er það viðkvæmt gagnvart truflunum. Viðbrögð kerfisins í kjölfar skyndilegra álagsbreytinga, eða til dæmis ef eining fer fyrirvaralaust út, eru skoðuð sérstaklega við þessar aðstæður, en ekki við háálag eins og athuganirnar er lúta að flutningsgetu kerfisins ganga út á.

Allar nýframkvæmdir í flutningskerfinu á umræddu tímabili tengjast þeim áformum sem nefnd voru hér fyrir ofan. Verði ekki gerðir fleiri orkusölusamningar um stóriðju fram til ársins 2011 er ekki talin þörf á öðrum nýframkvæmdum í flutningskerfinu en lagt er til í þessari skýrslu.

Í skýrslunni var álag og dreifing þess endurskoðað frá fyrri skýrslum, eins og venja er. Reiknað var álagsflæði í hermílikani sem gert er í PSS/E⁴ forritinu í eigu Landsnets. Yfirlit yfir atburði sem skoðaðir voru má finna í [kafla 4.4](#).

⁴ Sjá www.pti-us.com

Framleiðsla svæða



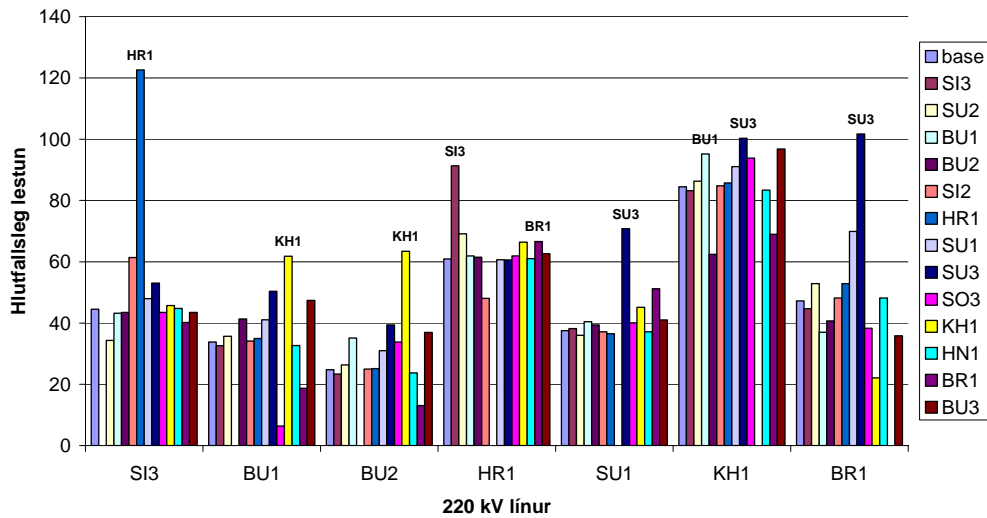
Álag svæða



Mynd 5.2-2: Framleiðsla og álag eftir svæðum við háálag.

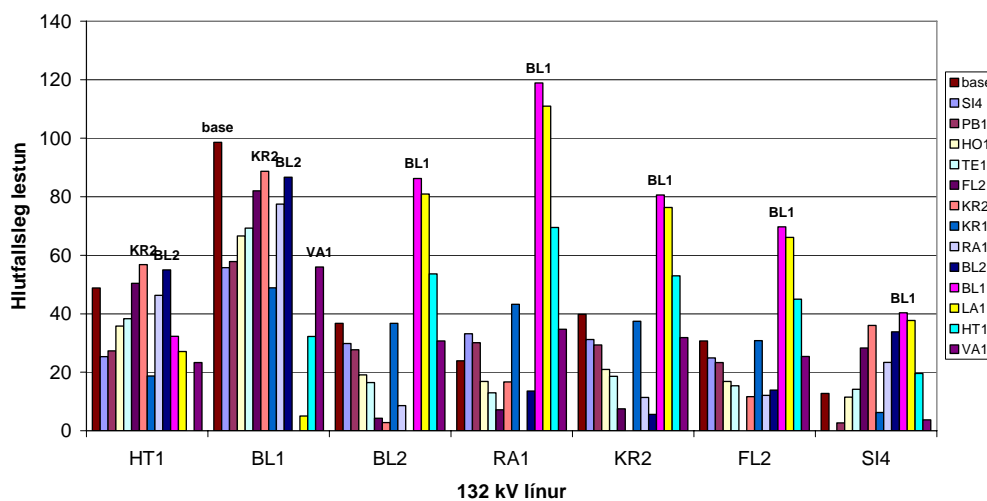
Myndir [5.2-3](#) og [5.2-4](#) sýna lestun 220 kV og 132 kV lína kerfisins reiknað við háálag árið 2011 fyrir mismunandi línubílanir í kerfinu. Flestar línanna eiga ekki á hættu að verða yfirlestaðar í N-1 bilanatilvikum með undantekningu á Sigöldulínu 3 við bílanir á Hrauneyjafosslínu 1 sem og Rangárvallalínu 1 við bílanir á Blöndulínu 1.

Lestun 220 kV lína við háalag 2011



Mynd 5.2-3: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets við truflanir.

Lestun 132 kV lína við háalag árið 2011



Mynd 5.2-4: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets við truflanir.

5.2.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaársvæðið

Ekki er þörf á neinum nýframkvæmdum á Svæði I á tímabilinu að forsendum óbreyttum.

Yfirllestun verður við ákveðin rekstrarskilyrði á SI3 þegar truflanir verða á HR1.

5.2.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið

Nýframkvæmdir á þessu svæði koma eingöngu til vegna samnings við Norðurál um aukin orkukaup í tveimur áföngum árin 2007 og 2008 eins og fram kemur í [kafla 5.2](#). Það eru virkjanir Orkuveitu Reykjavíkur á Hellisheiði auk virkjana Hitaveitu Suðurnesja á Reykjanesi sem anna 4. og 5. áfangastækkun Norðuráls.

Árið 2007 er áætluð 15 MW framleiðsluaukning í Svartsengi sem tengist 132 kV flutningskerfinu á Reykjanesi.

Árið 2008 er áætlað að komin verði 200 MW virkjun á Hellisheiði. Hún mun tengjast tengivirki við Kolviðarhól. Virkjunin verður í eigu Orkuveitu Reykjavíkur.

Byggja þarf 50 MVAR þétti í Brennimel til að halda uppi spennu við truflanir um leið og 5. áfangi Norðuráls kemur í rekstur árið 2008.

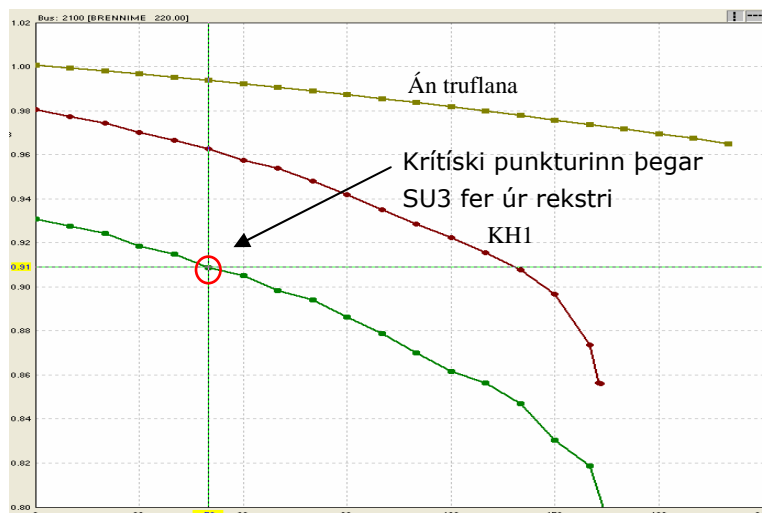
Auka þarf flutningsgetu frá Nesjavöllum í tengslum við stækkun virkjunarinnar þar á næstu árum. Það stafar af því að við truflanir í Nesjavallalínu detta út 120 MW af framleiðslugetu kerfisins. Í dag er miðað við að reiðuafskrafan sé 70 MW sem var það afl sem tapaðist við það að missa eina einingu í kerfinu⁵ en með stækkun Norðuráls er Nesjavallalína orðin sú eining og þar með 120 MW á bak við hana. Þannig að annað hvort er að hækka reiðuafskröfuna eða leggja nýjan streng eða línu frá Nesjavöllum. Kerfisrannsóknir hafa sýnt að hagkvæmast sé að leggja 132 kV loftlínu eða streng frá Nesjavöllum að Geithálsi.

Í lok tímabilsins sem áætlunin nær til þarf að fara að huga að því að auka flutningsgetu Brennimelslínu 1, BR1, eða með öðrum hætti að stýra aflflæði í bilanatilvikum frá henni. Við bilanir á Sultartangalínu 3, SU3, yfirlestast hún lítillaga, eða um 3% miðað við hitaflutningsmörk línunnar sem í dag eru 304 MVA. Yfir sumartímamann eru hitaflutningsmörk línunnar lækkuð og því veldur bilun á SU3 enn meiri yfirlestun þá.

Ekki er þörf á frekari framkvæmdum á þessu svæði fram til árs 2011 haldist forsendur óbreyttar.

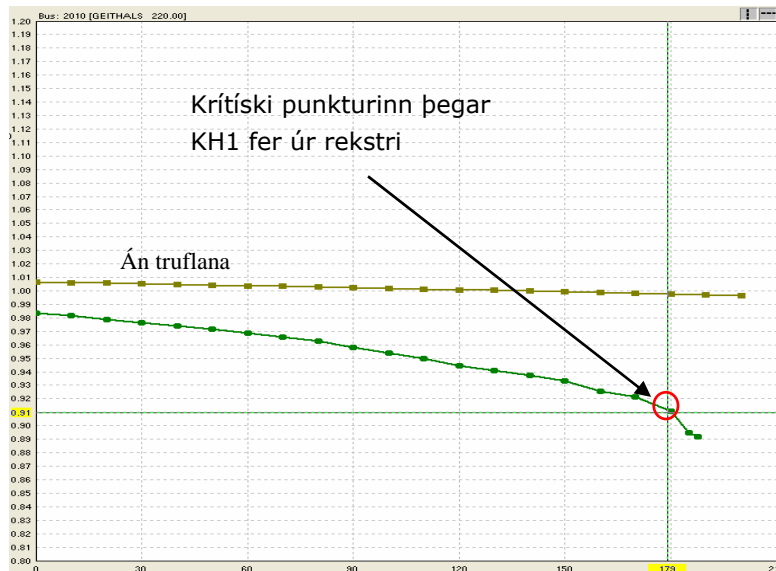
Gerð var næmiathugun fyrir kerfið árið 2011 sem er lokaár kerfisáætlunar sem sýnir hvernig spennan á 220 kV teini á Brennimel og Geithálsi fellur ef álagið er aukið á sama stað.

Það sem Mynd 5.2- segir er að árið 2011 er hægt að auka álag á Brennimel um allt að 50 MW án þess að farið sé í einhverjar frekari framkvæmdir í kerfinu. Hér er gert ráð fyrir að framleitt sé fyrir þeim 50MW á Hellisheiði.



Mynd 5.2-1: Spennan á 220 kV teini á Brennimel þegar álagið er aukið (ΔP álag) umfram áætlað hámarksálag 2011 ($x=0$).

Mynd 5.2-2 sýnir að árið 2011 er hægt að auka álag á Geithálsi um allt að 180 MW án þess að farið sé í frekari framkvæmdir í kerfinu. Hér er einnig gert ráð fyrir að framleitt sé fyrir auknu álagi á Hellisheiði.



Mynd 5.2-2: Spennan á 220 kV teini á Geithálsi þegar álagið er aukið (ΔP álag) umfram áætlað hámarksálag 2011 ($x=0$).

5.2.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir

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. eru áhrifin umtalsverð en tvísýnt um hagkvæmni enn sem komið er. Það er hinsvegar háð ýmsum ytri aðstæðum og gæti breyst.

Mikið afl fer að öllu jöfnu frá Blöndu og suður til Höfuðborgarsvæðisins. Þetta veldur þó nokkrum vandamálum í kerfinu við truflanir og hefur stjórnstöð Landsnets unnið að því að takmarka þennan flutning þannig að hann sé innan stöðugleikamarka.

Álagsflæðiathuganir sýna sem fyrr að rekstrarspenna getur orðið lág í spennistöðinni við Mjólka. Fjallað hefur verið um þetta spennuvandamál í fyrri Kerfisáætlunum.

5.2.4. Svæði IV - Norðurland

Eina framkvæmdin sem áætluð er á tímabilinu er uppsetning kerfisvarna í Blöndu.

Kerfisvarnir munu gera Landsneti kleyft að flytja meira afl bæði austur og vestur af Blöndu (BL1 og BL2) án þess að einföld bilun á byggðalínuhringnum valdi algjöru straumleysi í 132 kV kerfi á svæðum III, IV og V. Þessi búnaður er nauðsynlegur til að geta annað þeim árstíðabundnu sveiflum í afflutningi af Austurlandi sem myndast með tilkomu Kárahnjúkavirkjunar og Fjarðaáls.

5.2.5. Svæði V – Austurland

Á þessu svæði er verið að vinna að umfangsmestu framkvæmdum í flutningskerfinu á tímabili áætlunarinnar. Ástæðan er bygging Fjarðaáls og Kárahnjúkavirkjunar.

Seinni part árs 2007 mun 322 þúsund tonna álver á Reyðarfirði (Fjarðaál) koma í fullan rekstur. Hámarksálag álversins er 535MW. Í tengslum við það verður reist 220 kV tengivirki í Fljótsdal og tvær 400kV flutningslínur, sambærilegar við Búrfellslínu 3A, niður í Reyðarfjörð.

Með tilkomu Kárahnjúka mun Lagarfossvirkjun verða stækkuð um 18 MW árið 2007.

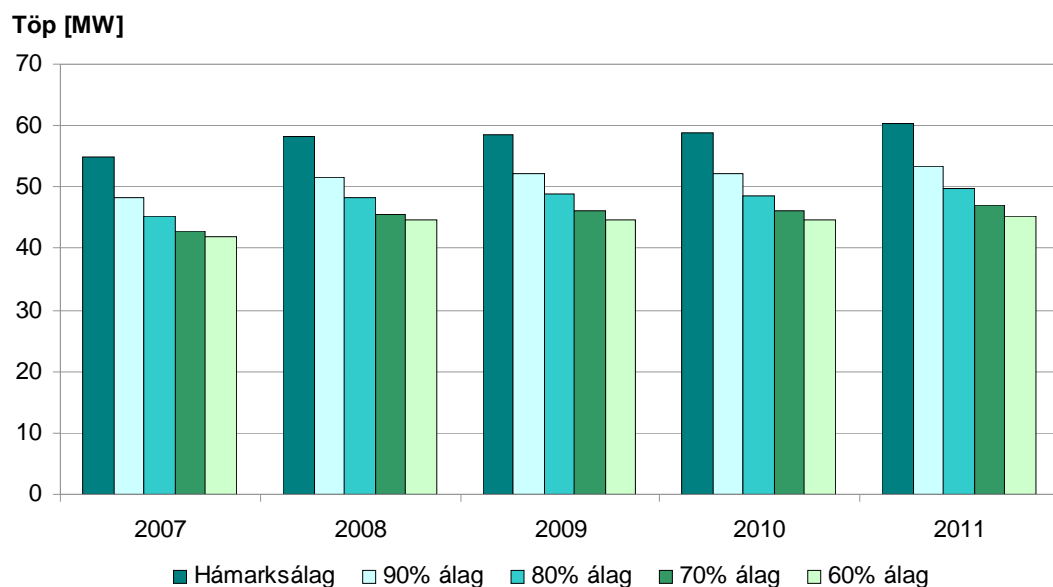
Hér þarf einnig að setja upp kerfisvarnir sem fylgist með aflflutningi út úr 220 kV kerfinu á Austurlandi inn á 132 kV byggðalínuhringinn.

5.3. Töp flutningskerfisins

Jaðartöp kerfisins, þ.e.a.s. áhrif breytinga í framleiðslu eða notkun á heildartöp kerfisins eru mismunandi milli landshluta. Ræður þar mestu nýting flutningskerfisins. Þannig er hægt að minnka heildartöp kerfisins með því að auka álag á Norðurlandi eða auka framleiðslu raforku á suðvestur horni landsins. Á þennan hátt myndi flutningur afis milli landshluta takmarkast og því myndu skapast minni töp í flutningslínunum kerfisins. Jaðartöp virkjana eru því minnst á Suðvesturlandi en jaðartöp nýrra notenda eru minnst á Norðvesturlandi. Þó ber að geta þess að gjaldskrá tekur ekki mið af mismunandi jaðartöpum í kerfinu heldur grundvallast hún á innkaupsverði rafmagns vegna heildartapa sem og áætlaðri heildarúttekt kerfis.

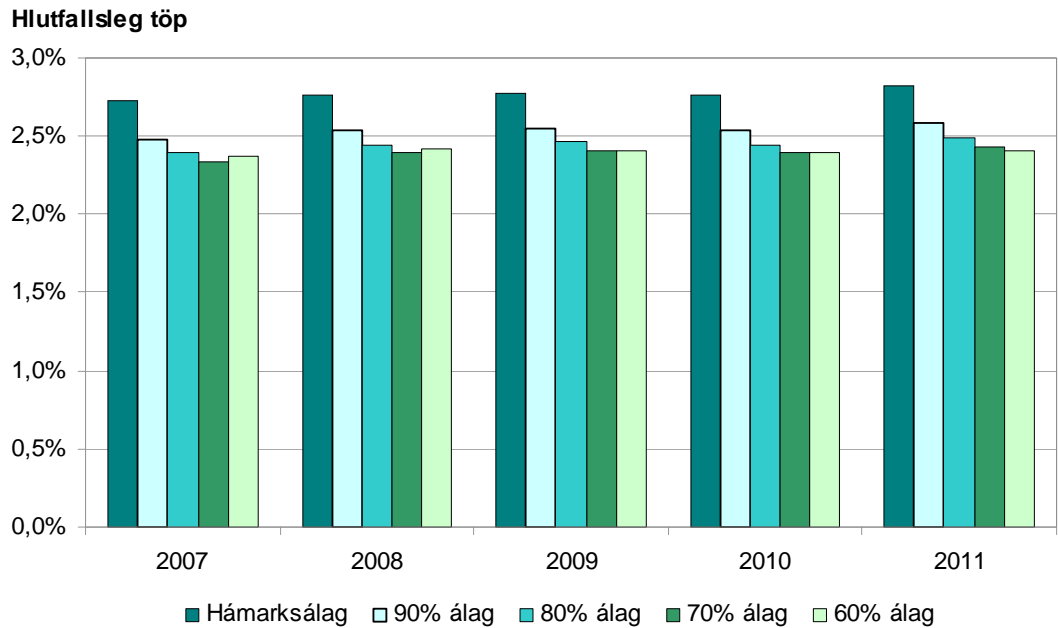
Niðurstaða á útreikningi bendir til þess að töp í kerfinu séu um 410 GWh, en í orkuspá er gert ráð fyrir 412 GWh heildartöpum fyrir landið allt árið 2011. Framleiðsla Blöndu- og Kröflustöðva ræður miklu um töp kerfisins.

Töp í MW árin 2007-2011 fyrir mismunandi álag



Mynd 5.3-1: Töp í MW í flutningskerfinu fyrir árin 2007-2011 fyrir breytilegt álag.

Hlutfallsleg töp árin 2007-2011 fyrir mismunandi álag



Mynd 5.3-2: *Hlutfallsleg töp í flutningskerfinu á árunum 2007-2011 fyrir mismikið álag.*

Til samanburðar var rafmagn inn á flutningsnet Landsnets árið 2005 8.335GWh og út af flutningsneti 8.081GWh. Töp flutningskerfisins voru því 254 GWh eða 3,05%. Skv. Kerfisáætlun 2004 voru áætluð töp flutningskerfis fyrir árið 2005 3,03%, þannig að útreiknuðum töpum ber vel saman við raunveruleg töp kerfis.

5.4. Skammhlaupsafl afhendingastaða

Reiknað var skammhlaupsafl við mesta og minnsta álag árið 2011 á öllum afhendingarstöðum Landsnets bæði þar sem er innmötun og útmötun. Niðurstöður útreikninga má sjá í [Viðauka C](#).

5.5. Áreiðanleiki og truflanir í flutningskerfinu

Árlega er gefin út frammistöðuskýrsla Landsnets og má þar finna ítarlegar upplýsingar um truflanir í flutningskerfinu. Hér hafa verið dregnar saman helstu niðurstöður úr þeirri skýrslu. Einnig hefur verið gefin út skýrsla um áreiðanleika í kerfi Landsnets og eru þar að finna áreiðanleikastuðla helstu eininga kerfisins ásamt útreiknuðum áreiðanleika kerfis fyrir árin 2005 og 2008.

Landsnet hefur sett sér markmið um afhendingaröryggi.

	Markmið	Árið 2005
Stuðull um rofið álag (SRA)	Undir 0,85	0,76
Stuðull um meðallengd skerðingar, straumleysismínútur (SMS)	Undir 50	73,6
Kerfismínútur (KM)	Engin truflun lengri en 10 kerfismínútur	Ein truflun lengri en 10 kerfismínútur

Tafla 5.5-1: Afhendingaröryggi – markmið, raunverulegt og reiknað

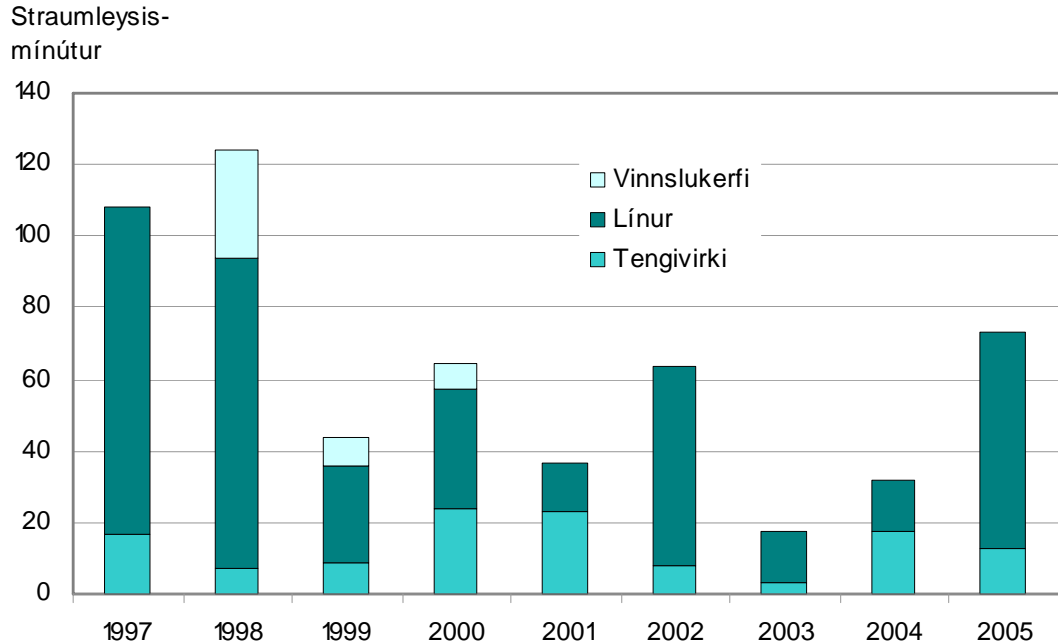
Ef rekstrarbilun veldur skerðingu á orkuafhendingu til viðskiptavina, er skerðingin metin um leið og hver bilun er skráð. Út frá þessum upplýsingum er straumleysistíminn reiknaður. Oftast valda örfáar en umfangsmiklar truflanir stærstum hluta straumleysis.

Á [mynd 5.5-2](#) má sjá straumleysismínútur vegna fyrirvaralausra bilana í flutningskerfi Landsnets og í vinnslukerfi Landsvirkjunar (LV) 1997-2005⁶. Á myndinni er flutningskerfinu skipt upp í aðveitustöðvar og línur. Straumleysismínútur sem birtar eru á myndinni eru reiknaðar út sem hlutfall skertrar orku til viðskiptavina og orkusölu Landsvirkjunar í heild yfir árið, margfaldað með fjölda mínútna í ári.

$$\text{Straumleysismínútur} = 8760[\text{klst}] \times 60[\text{mín}] \times \frac{\text{Skert orka [GWh]}}{\text{Flutt orka [GWh]}}$$

⁶ Hér er um söguleg gögn að ræða, því eru gögnin frá því fyrir 2005 frá Landsvirkjun en ekki Landsneti.

Straumleysismínútur vegna fyrirvaralausra rekstrartruflana í flutningskerfinu

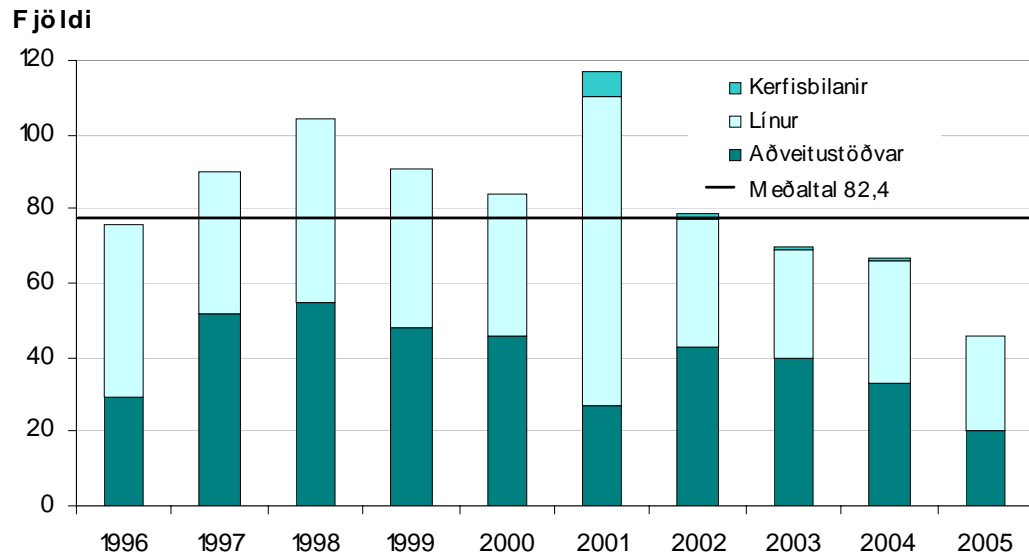


Mynd 5.5-2: Straumleysismínútur v. fyrirvaralausra truflana 1997-20057.

Í skýrslu um áreiðanleika í kerfi Landsnets sem gefin var út árið 2005 er reiknaður út áreiðanleiki fyrir árið 2008 þ.e. í kerfi Landsnets eftir að Kárahnjúkar og Fjarðaál er komið í rekstur. Mjög svipuð niðurstaða fæst ef reiknað er fyrir árið 2011 þar sem ekki eru neinar stórar breytingar í kerfinu á árunum 2008-2011.

⁷ Heimild Frammistöðuskýrsla 2005

Fjöldi fyrirvaralausra bilana í aðveitu- og flutningskerfi



Mynd 5.5-3: Fjöldi fyrirvaralausra bilana í flutningskerfinu 1996-20057.

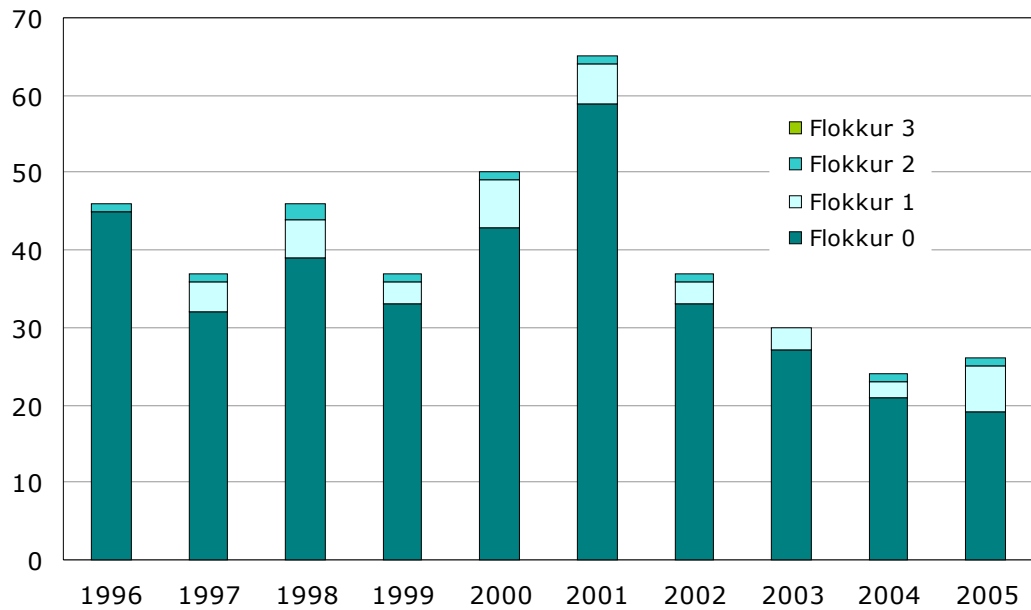
Á Mynd 5.5-3 má sjá fjölda fyrirvaralausra bilana í aðveitu- og flutningskerfi Landsvirkjunar. Meðalfjöldi bilana á þessum tíu árum eru 82 bilanir.

Stuðullinn KM, kerfismínútur, gefur til kynna hve alvarlegt einstakt tilvik er. Alvarleiki tilvika er flokkaður þannig :

- Flokkur 0 eru tilvik < 1mín
- Flokkur 1 eru tilvik ≥ 1 mín og < 10 mín
- Flokkur 2 eru tilvik ≥ 10 mín og <100 mín
- Flokkur 3 eru tilvik ≥ 100 mín og < 1000 mín

Markmið Landsnets er að engin truflun sé yfir 10 kerfismínútum. Það markmið var ekki uppfyllt árið 2005, þar sem ein truflun reyndist yfir því markmiði.

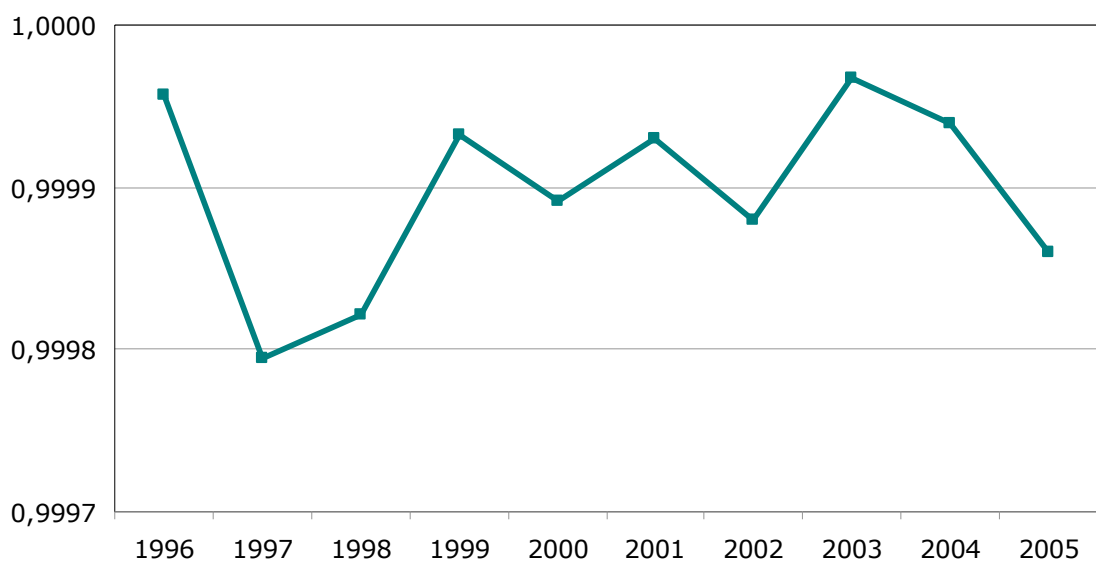
Flokkun truflana eftir kerfismínútum (KM)



Mynd 5.5-4: Skipting kerfismínútna í flokka 1996-2005⁷.

Orkustofnun hefur ákveðið að Landsnet skuli mæla ákveðna stuðla þó ekki hafi verið gerð krafa um sérstök markmið vegna þeirra. Einn þessara stuðla er áreiðanleikastuðull (AS) sem sýnir áreiðanleika kerfis sem hlutfall af fjölda skertra klukkustunda ársins. Á Mynd 5.5-55 má sjá þennan stuðul fyrir árin 1996-2005.

Áreiðanleikastuðull kerfisins 1996 - 2005



Mynd 5.5-5: Áreiðanleikastuðull kerfisins 1996-2005⁷.

5.6. Aflgeta og líkur á reiðuafskorti 2007-2011

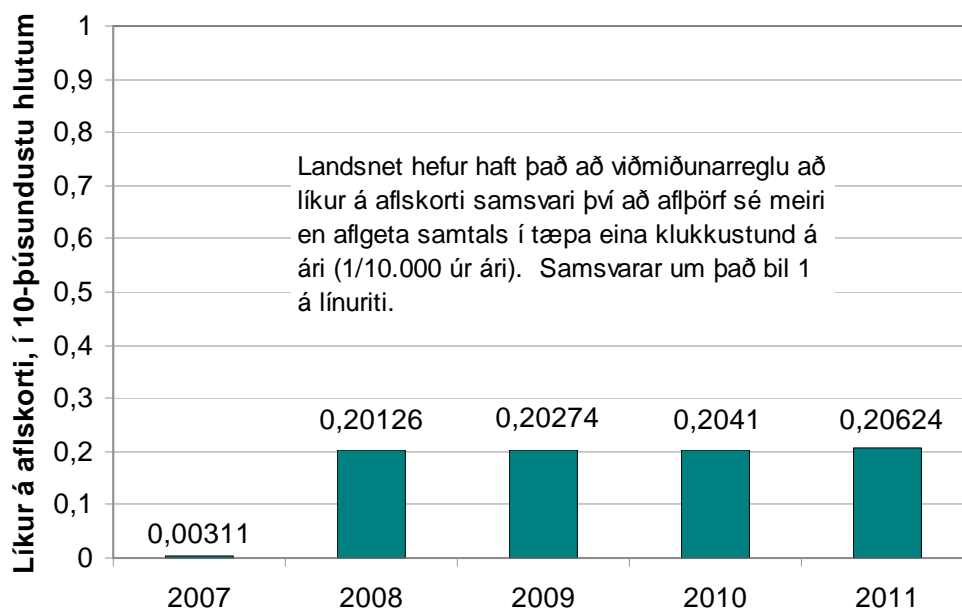
Samkvæmt 9.gr. raforkulaga þá ber Landsnet ábyrgð á öruggri stýringu raforkukerfisins og skal tryggja öryggi og gæði við raforkuafhendingu. Í slíkri kerfisstjórnun felst m.a. að tryggja nægjanlegt framboð reiðuafls vegna aflskorts við rekstur kerfisins.

Líkur á að slíkur aflskortur eigi sér stað eru samspil líkinda á að aflvél í virkjun eða annar búnaður bili fyrirvaralaust og líkum á aflþörf raforkunotenda. Aflþörfin er breytileg innan ársins og er að vissu marki ófyrirsjáanleg. Landsnet hefur haft það fyrir viðmiðunarreglu að líkur á aflskorti megi ekki vera meiri en svo að aflþörf yfirskríði aflgetu samtals í að hámarki 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.

Líkur á aflskorti í raforkukerfinu hafa verið áætlaðar fram til ársins 2011 með líkindaafllíkani. Á Mynd 5.66-1 eru líkur á aflskorti 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 forsendur um þróun markaðar, [kafli 4.3](#).

Líkur á aflskorti í kerfinu, 2007-2011



Mynd 5.66-1: Líkur á aflskorti í kerfinu árin 2007-2011

Eins og sést á línuritinu, eru líkur á aflskorti fremur lágar. Árið 2007 er með áberandi minnstar líkur á aflskorti og stafar það af því að við uppkeyrslu Kárahnjúka þá kemur aflið inn á undan álaginu í Fjarðaáli þannig að það verða mun minni líkur á aflskorti það árið. Árin 2008-2011 eru líkur á aflskorti um 10 mínútur á ári.

5.7. Flöskuhálsar og tengingar milli svæða

Þegar tengingar milli svæða eru veikar, myndast svo kallaðir flöskuhálsar í flutningskerfinu sem takmarka aflflutning á milli svæða. Ljóst er að mikið ójafnvægi er milli framleiðslu og álags á ákveðnum svæðum flutningskerfisins og kallar það á flutning afls frá einu svæði til annars. Þegar tenging er veik og enn fremur þegar langt er á milli svæða geta flutningstakmarkanir orðið miklar, bæði vegna stöðugleika kerfis gagnvart breytingum eða bilunum í kerfinu en einnig vegna hitaflutningsmarka lína og búnaðar.

5.7.1. Svæði I og II

Líkt og fram hefur komið er mestur munur á framleiðslu og álagi á svæði I annars vegar, þar sem álag er langt undir framleiðslu, og á svæði II hins vegar, þar sem álag er umfram framleitt afl á svæðinu. Stór hluti af raforkuframleiðslu landsins fer fram á svæði I og mikill flutningur er því frá Þjórsár- Tungnaásvæði til Faxaflóasvæðis og er um 100km á milli þessara svæða. Hins vegar er flutningsgetan milli svæðanna nægjanleg þar sem fleiri 220 kV línur auk nokkurra 132 kV lína tengja svæðin saman. Því er varla grundvöllur fyrir að tala um flöskuháls milli svæða I og II.

5.7.2. Svæði III, IV og V

Byggðalínan sem rekin er á 132 kV og fer hringinn í kringum landið annar ekki miklum aflflutningi. Af þeirri ástæðu verður að takmarka það afl sem fer um hana til að halda flutningskerfinu innan stöðugleikamarka. Reynt hefur verið að halda framleiðslu og álagi svæða III, IV og V í jafnvægi en þó eru undantekningar þar á. Framleiðslugeta svæðis IV með m.a. Blönduvirkjun er langt umfram álagi svæðisins en einnig valda árstíðabundnar sveiflur í framleiðslu vatnsaflsvirkjana því að flutningur milli svæða eykst tímabundið.

Hitaflutningsmörk byggðalínunnar eru misjöfn eftir línubútum en hún er á bilinu 117 MVA til 178 MVA. Það kemur þó sjaldan fyrir að hitaflutningsmörk línunnar takmarki flutning um hana, heldur eru það stöðugleikamörk kerfis við bilanir og/eða stigbreytingar í álagi eða framleiðslu sem ráða því hversu mikið afl má flytja eftir byggðalínunni hverju sinni.

Áður en Kárahnjúkakerfið tengist byggðalínunni

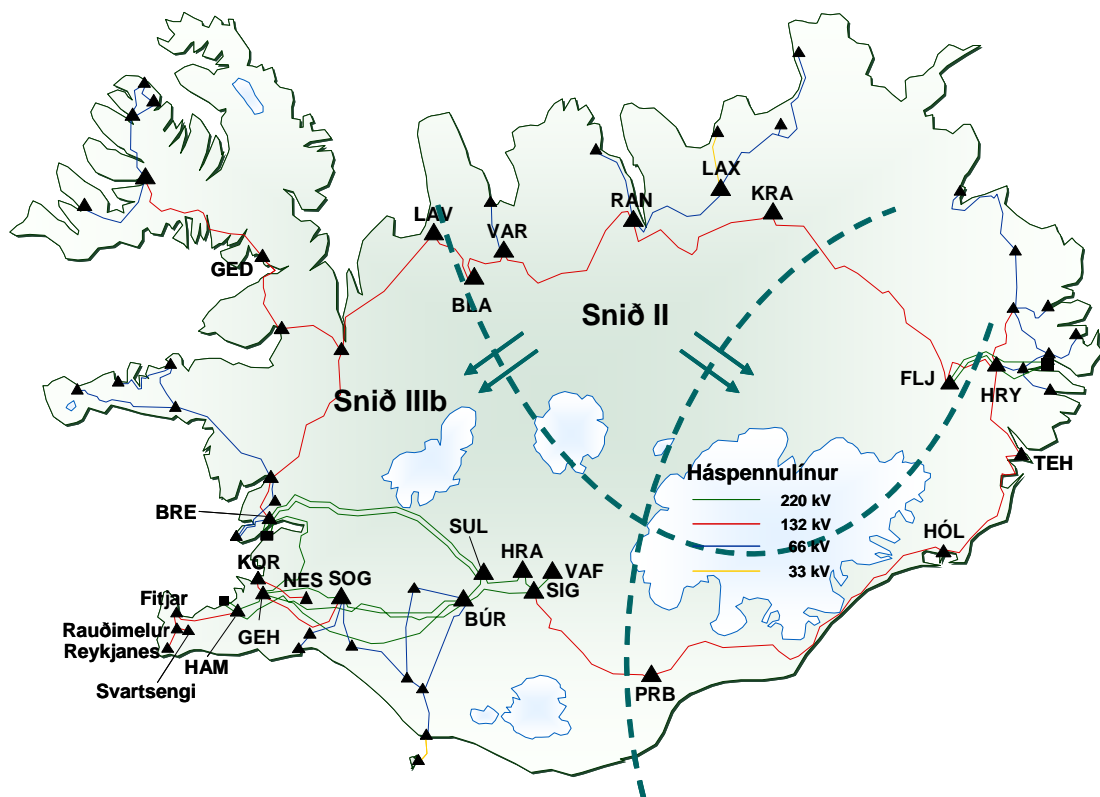
Fram til árs 2007 og tilkomu Kárahnjúkavirkjunar og Fjarðaáls á Austurlandi hafa augu manna einkum beinst að flöskuhálsnum sem Blöndulína 1 myndar milli svæðis III og IV og stýrir að einhverju leiti hvernig framleiðsla Blöndu er háttað. Svipul flutningsmörk um Blöndulínu 1 eru um 40 MW í átt að Laxárvatni, en þá ræður kerfið við allar N-1 bilanir á byggðalínunni. Þessi flutningsmörk eru einkum notuð við slæm veðurskilyrði. Við góð veðurskilyrði á svæðinu er áreiðanleiki kerfis hærri og bilanalíkur litlar og þá er leyfður meiri flutningur um Blöndulínu 1 eða allt að 100 MW. Við þær aðstæður má búast við að kerfið skiptist í tvær eyjar við bilanir, þar sem miklar aflsveiflur í kjölfar bilunar valda því að fjarlægðavarnir á Hólum leysa út. Einnig má koma kerfinu í stöðugt ástand eftir bilun með því að rjúfa byggðalínuhringinn í Blöndu.

Eftir að Kárahnjúkakerfið tengist byggðalínunni

Eftir árið 2007 þegar Kárahnjúkavirkjun og Fjarðaál hafa tengst flutningskerfi Landsnets á Austurlandi með nýju 220 kV kerfi, ásamt launafsvirki á Hryggstekk breytist flutningur um kerfið sem og svipul svörun þess umtalsvert. Skammhlaupsafl á Austurlandi í samtengdu kerfi hækkar og spennustýring í N-0 kerfi verður betri. Uppsett afl Kárahnjúkavirkjunar er 6x115 MW eða 690 MW og er álag Fjarðaáls um 537 MW. Af vara- og reiðuafldsástæðum munu ekki allar vélar Kárahnjúkavirkjunar framleiða rafmagn í einu en hins vegar er það ljóst

að sveiflur í vatnsbúskap virkjunarinnar munu hafa áhrif á framleiðslu. Á ákveðnum tímum ársins verður því framleiðsla annars vegar umfram en einnig undir álagi Fjarðaáls. Kárahnjúkakerfið hefur þannig áhrif á aflflutning eftir byggðalínunni.

Farið hafa fram ýtarlegar rannsóknir á flutningskerfinu eins og það verður með tilkomu Kárahnjúkakerfisins og skoðað hvernig það hefur áhrif á flutningstakmarkanir á byggðalínunni. Niðurstaða þeirra rannsókna er skilgreining tveggja sniða og hámarksaflflutning um þau. Sniðin kallast snið II og snið IIIb og eru þau sýnd á mynd 5.8-1. Snið II sker Kröflulínu 2 (KR2) og Sigöldulínu 4 (SI4). Snið IIIb sker Blöndulínu 1 (BL1) og Fljótsdalslínu 2 (FL2). Hámarks aflflutningur inn í snið II er 100MW og út úr sniði IIIb er 130MW. Þessi flutningsmörk eru svipul stöðugleikamörk kerfis og rannsóknir sýna að sé flutningur innan þessara marka þolir kerfið allar N-1 bilanir á byggðalínunni án þess að til óstöðugleika komi.



Mynd 5.77-1: Kritisks flöskuhálsar í kerfinu eftir tilkomu Kárahnjúkakerfis 2007

Til að koma í veg fyrir spennu- og horn-óstöðugleika í flutningskerfinu er þörf á að setja upp fjarútleysibúnað. Hlutverk hans er að mæla aflflutning eftir ákveðnum línunum og leysa út valdar einingar í kjölfar yfirlestunar.

Með kerfisvörnum í Blöndu og Fljótsdal getur flutningur farið yfir flutningsmörk í ósködduðu kerfi, N-0, að því gefnu að flutningur sé ávallt innan hitaflutningsmarka og að flutningur eftir bilun og útleysingu kerfisvarna fari undir skilgreind flutningsmörk sniða.

Kerfisvarnir – Snið II

Kerfisvarnir vegna sniðs II eru staðsettar í Fljótsdal. Mælt er afl sem fer eftir Kröflulínu 2, KR2, og Fljótsdalslínu 2, FL2. Virknin er tvíþætt:

1. Leysir út 132/220 kV spenna í Fljótsdal við aflsveiflur á 132 kV byggðalínu.

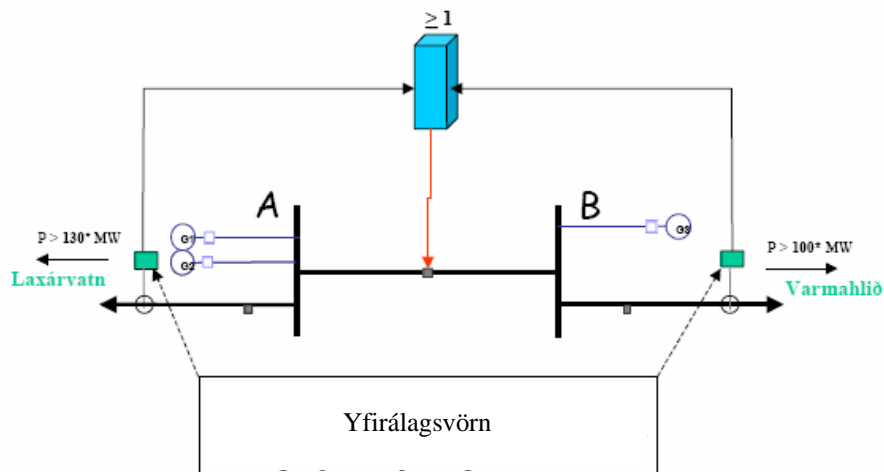
- Leysir út 132/220 kV spenna í Fljótsdal ef aflflutningur eftir línunum er yfir ákveðnum mörkum sem eru á bilinu 120 - 160 MW.

Kerfisvarnir – Snið IIIb

Kerfisvarnir vegna sniðs IIIb eru staðsettar í Blöndu. Mælt er aflið sem fer eftir Blöndulínu 1, BL1, og Blöndulínu 2, BL2. Virknin er með þeim hætti að teinatengi-rofi í Blöndu er leystur út þegar annað eftirfarandi tveggja skilyrða er uppfyllt:

- Aflflutningur í átt að Laxárvatni > 130 MW
- Aflflutningur í átt að Varmahlíð > 100 MW

Mynd 5.8.2 er skemmatísk mynd af kerfisvörnum í Blöndu. Leyfður flutningur um Snið IIIb við N-0 skilyrði er því 130MW + (framleiðsla G1 og G2) í Blöndu þegar gert er ráð fyrir að tvær vélar í Blöndu tengist teini A, og ein teini B. Eftir útleysingu teinatengi-rofa er framleiðsla tveggja véla í Blöndu þvinguð í Vestur og þá léttir á byggðalínu til Austurs við bilanir á byggðalínuhringnum og flutningur um Snið IIIb skerðist um það afl sem þessar vélar framleiða.



Mynd 5.77-2: Kerfisvarnir í Blöndu

Ljóst er að flutningskerfið verður frá upphafi reksturs Kárahnjúkakerfis rekið á mörkum þeirra tveggja sniða sem skilgreind hafa verið og því er fyrirsjáanlegt að tengingar hvort heldur sem er vegna framleiðslu eða aflúttöku í tengivirkjum sem tengjast 132 kV byggðalínunum geta verið synjaðar af þeim rökum að flutningur fari yfir sniðmörk og rekstur kerfis þar með ekki áreiðanlegur.

5.8. Launafspörf og launafsframleiðsla

Launafli er nauðsynlegt í raforkukerfum til spennustýringar. Í virkjunum hefur verið framleitt launafli þar sem aflstuðlar véla hafa verið frá 0,85 til 0,9. Þessu fylgir í sumum tilvikum kostnaður í virkjunum, vegna þess að lægri aflstuðull og þá meiri launafsframleiðslugeta kallar á stærri vélar. Í nýju raforkuumhverfi þar sem aðskilið eignarhald er á raforkuframleiðslu og flutningi getur orðið launafsskortur nema að kerfisstjóri framleiði það launafli sem kerfið kallar á eða að tekið verði tillit til þessa í samningagerð við framleiðendur raforku.

Undanfarin ár hefur launafsvirkjum í flutningskerfinu farið ört fjölgandi og á þessu ári er áætlað að týristorstýrt launafsvirki á Hryggstekk verði tekið í rekstur. Launafsvirkin skiptast í þrjár gerðir; raðþéttar, samsíðaþéttar og stýrð launafsvirki.

Raðþéttar

Til að bæta upp þetta spennufall og draga úr spanáhrifum lína má setja inn samsíðaþétti í flutningslínuna. Flutningsgeta línunnar eykst og launafstöp hennar (XI^2) minnka. Þetta seinkar þar með þörf fyrir nýjar línur.

Þessu fylgja að vísu nokkur vandamál í rekstri þar sem spenna getur hækkað of mikið ef álag minnkar tímabundið og því þarf að vera að hægt að setja þetta inn og út með rofabúnaði. Spennuprepin við inn og útsetningu raðþétta geta þó orðið heldur stór og ekki er mælt með því að raðþéttar séu notaðir til spennureglunar. Einnig er það ókostur að þegar línan leysir út, fer þéttirinn með.

Raðþéttar í flutningskerfi Landsnets í byrjun árs 2006 eru eftirfarandi:

Hólar: 70 Ω á 132kV

Sandskeið: 18,4 Ω við Lyklafell á Sandskeiði (25km frá Hamranesi).

Samsíðaþéttar

Samsíðaþéttar framleiða launafli inn á kerfið í þeim punkti sem þeir tengjast og hækka þannig spennu staðbundið. Þeir geta tengst kerfinu nánast hvar sem er og þá má hanna í breytilegum stærðum. Með samsíðaþéttum er á tiltölulega ódýran hátt hægt að leysa staðbundin spennuvandamál í kerfinu. Kostir þeirra eru sveigjanleiki hvað varðar staðsetningu og stærðir auk þess sem þeir eru ekki tengdir inn á línu og leysa þar með ekki út með þeim, líkt og raðþéttarnir gera. Gallinn er sá að launafsframleiðsla samsíðaþétta er háð spennunni í öðru veldi. Þar með dregur mikið úr því launafli sem samsíðaþéttir matar út á netið við lækkandi spennu, en þá er einna mest þörf á auknu launafli.

Í flutningskerfum eru samsíðaþéttar oft notaðir til að halda spennu innan tiltekinna marka við jafnt há- sem láálag. Þeir eru því ýmist inni eða úti, eftir því hvað kerfið krefst og er þeim stýrt með rofa, af manna höndum eða með reglunarbúnaði.

Samsíðaþéttar í flutningskerfi Landsnets í byrjun árs 2006 eru eftirfarandi:

Hamranes: 2x10 MVAR á 11 kV spennu.

35 MVAR á 132 kV spennu

2x8 MVAR á 11 kV spennu

Geitháls: 80 MVAR á 132 kV spennu

Brennimelur: 75 MVAR á 220 kV spennu

Rangárvellir: 3x10 MVAR á 132 kV spennu

Hryggstekkur: 20 MVAR á 132 kV spennu

Stýrð launafsvirki

Stýrð launafsvirki, oft kölluð týristorstýrð launafsvirki⁸, eru stöðvar sem samanstanda af einni eða fleiri samsíðatengdum einingum sem annað hvort framleiða eða nota launafli. Þessum einingum er síðan stýrt með einhvers konar stýribúnaði þannig að launafli framleiðsla geti verið breytileg eftir þörf kerfis til spennustýringar. Stýrt launafli svirki samanstendur venjulega af einhverjum eftirtalinna launafli seininga:

- Mettuð spóla
- Týristorstýrð spóla
- Týristorrofinn þéttir
- Týristorrofin spóla
- Yfirtónasía

Launafli seiningunum er raðað saman þannig að stýrða launafli svirkið geti uppfyllt þær kröfur sem til þess er gert, en þær geta verið ein eða fleiri af eftirfarandi lista:

- Draga úr tímabundnum yfirspennum
- Koma í veg fyrir spennufall⁹
- Bæta svipulan stöðugleika
- Bæta dempun afli sveifla

Í árslok 2006 verður týristorstýrt launafli svirki (SVC) komið í rekstur á Hryggstekki. Stærð þess er ±40 MVAR og mun það styrkja verulega alla spennustýringu á Austurlandi. Þetta launafli svirki mun einnig stýra þeim 20 MVAR samsíðaðþétti sem er þar í dag. Þetta er fyrsta týristorstýrða launafli svirkið á Íslandi.

Bæta má við þessa samantekt á launafli svirkjum í flutningsnetinu að gasafli stöðin í Straumsvík hefur einnig verið notuð til launafli sframleiðslu. Vélarnar þar geta framleitt um 15 MVAR hvor (2x15 MVAR).

Hagræðing í flutningskerfinu ræðst að miklu leyti af því hve vel gengur að ná niður stofnkostnaði mannvirkja og þar með fjármagnskostnaði. Ljóst er að þéttavirkin hafa aukið hagræðingu í flutningskerfinu til muna. Má í því sambandi benda á að raforkunotkun í Íslandi hefur farið úr 4.773 GWh í 8.267 GWh á tímabilinu 1996-2005 eða síðustu 10 árum sem samsvarar um 75% aukningu. Á sama tíma hafa litlar línuframkvæmdir verið í flutningskerfinu. Fyrir utan stuttar tengilínur í virkjanir má segja að Búrfellslína 3A og nú síðast Sultartanga lína 3 séu einu stóru línubyggingarnar á þessu tímabili. Það má því segja að á síðustu árum hefur nýting flutningskerfisins aukist til muna.

Helstu ókostir þéttavirkjana sem ekki eru stýrð með sjálfvirkum reglunarbúnaði er að þeim fylgir meiri rekstur. Stjórnendur kerfisins þurfa að taka ákvarðanir, stundum daglega, um út- og innsetningu þeirra. Þéttavirkin eru auk þess viðkvæm gagnvart yfirtónum og færast viðkvæmi punkturinn auk þess til með stækkun raforkukerfisins. Því þarf alltaf að fara yfir

⁸ Á ensku: SVC (Static Var Compensator)

⁹ Á ensku: Voltage Collapse

hönnunar og rekstrarforsendur þéttavirkjana með reglulegu millibili, sérstaklega meðan kerfið er að vaxa jafn ört og undanfarið. Almennt viðhald þeirra er auk þess talsvert meira en spenna og lína.

5.9. 66 kV kerfi Landsnets

Í samræmi við ný raforkulög tók Landsnet við ábyrgðinni á 66 kV kerfinu, sem hingað til hefur verið rekið af RARIK, OV og fleiri aðilum. 66 kV kerfin eru í eðli sínu svæðistengd og skiptast í nokkur aðskilin kerfin. Gerð var ítarleg athugun á 66 kV flutningskerfinu á Austurlandi á síðasta ári. Voru niðurstöður þeirrar athugunar birtar í Kerfisáætlun 2005. Í framhaldi af því var hafin athugun á 66 kV flutningskerfi Suðurlands. Niðurstöður þeirra rannsókna má sjá hér fyrir neðan. Áformað er að halda áfram athugunum á útistandandi 66 kV kerfum og eru þá kerfi Vestur- og Norðurlands eftir.

5.9.1. 66 kV kerfi Suðurlands

Skoðun á 66 kV tengivirkjum á Suðurlandi sýndi að tengivirki eru í nokkuð góðu standi, nema á Hvolsvelli þar sem búnaður er almennt orðinn mjög gamall (að hluta frá árinu 1958) og línurnar Selfoss – Hella og Hella – Hvolsvöllur eru einnig komnar til ára sinna (frá 1947/48).

Könnun var gerð á því hvaða áhrif línar Selfoss – Hella hefur á 66 kV kerfið, en línar er ekki höfð inni í almennum rekstri. Niðurstöður sýna að við almennan rekstur hefur línar lítil áhrif, enda aflflæði um línar lítið, en við N-1 rekstur verður bæði yfirálag á línur og undirspenna á teinum Búrfellsmegin ef línar er ekki inni. Hvorki verður yfirálag né undirspenna við bilanir þegar línar er inni, fyrir utan undirspennu á 66 kV teini í Rimakoti við bilun á línunni Búrfell – Hvolsvöllur (HV1). Það þarf því að setja línar Selfoss - Hella inn við bilanir í Suðurlandskerfinu ef hún er ekki inni í daglegum rekstri.

Niðurstöður sýna að til þess að kerfið sé í lagi við bilanir fram til ársins 2011 þarf að skerða ótryggt álag í Vestmannaeyjum við bilanir.

5.9.2. 66 kV kerfi Vesturlands

Ekki hefur verið gerð ýtarleg úttekt á 66 kV kerfi Vesturlands. Hins vegar sýna forathuganir að við truflanir á Vatnshamralínu 1 (VH1) fara flutningarnir til Brennimels að miklu leyti eftir 66 kV kerfinu og veldur það yfirlestun á spennum á Vatnshömrur og Brennimel. Þetta má leysa með því að stækka þessa spenna eða draga úr framleiðslu á Norðurlandi við truflanir á VH1.

Í framhaldi af athugun á 66 kV kerfi Suðurlands verður hafin athugun á 66 kV flutningskerfi Vesturlands þar sem kerfið verður skoðað í heild sinni ásamt ástandi og aldri búnaðar. Verður þá hægt að taka ákvarðanir varðandi framkvæmdir í því kerfi.

5.9.3. 66 kV kerfi á Austurlandi

Gerð var ítarleg athugun á 66 kV flutningskerfi Austurlands fyrir kerfisáætlun 2005 og niðurstöður hennar birtar þar en þær voru í meginráttum að ekki var talið tilefni til að spennuhækka í 132 kV. Ekki er gert ráð fyrir neinum nýframkvæmdum í 66 kV kerfi Austurlands á tímabili þessarar áætlunar. Vísað er til skýrslu í Viðauka F í Kerfisáætlun 2005 fyrir frekari niðurstöður athugunarinnar.

5.9.4. 66 kV kerfi á Norðurlandi

Til stendur að gera athugun á 66 kV kerfum Norðurlands og ástandi búnaðar í því kerfi. Ekki liggja fyrir athuganir á því kerfi í þessari kerfisáætlun.

6. Uppbygging og þróun til 2011

Hér er öllum framkvæmdum í flutningskerfi Landsnets á tímabilinu 2007 - 2011 lýst. Í lok kaflans er einnig farið yfir þær framkvæmdir sem Hitaveita Suðurnesja stendur fyrir vegna stækkunar Norðuráls en Landsnet mun leigja þau flutningsvirki af Hitaveitunni.

Framkvæmd	Áður áfallið	2007	2008	2009	2010	2011	Samtals Kostnaður [mkr.]
Kröflulína 2	305	6	-	-	-	-	311
Aðveitustöð á Bessastöðum	255	4	-	-	-	-	259
Aðveitustöð á Hryggstekk	389	21	-	-	-	-	410
Tengivirki í Fljótsdal	2.458	90	-	-	-	-	2.548
Tengivirki við Kolviðarhól	1.329	121	370	22	-	-	1.842
Tengivirki við Lagarfoss	72	116	6	-	-	-	194
132 kV tenging:	-	260	600	20	-	-	880
Nesjavellir - Geitháls	-	-	-	-	-	-	-
Fljótsdalslínur 3 og 4	5.320	96	-	-	-	-	5.416
Brennimelur:	-	-	-	-	-	-	-
50 MVAR þéttavirki	-	50	175	27	-	-	252

Tafla 6-1: Áætlun framkvæmda í flutningskerfi Landsnets með áætlaðri tímasetningu spennusetningar sem og kostnaði sem til fellur ár hvert.

6.1. Kröflulína 2, Fljótsdalslína 2

Framkvæmdir eru hafnar við að tengja 132 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.

Áætluð spennusetning er í ár, 2006. Áætlaður kostnaður verkefnisins árið 2007 er vegna lokafrágangs.

6.2. Aðveitustöð á Bessastöðum

Aðveitustöðin við Bessastaði í Fljótsdal þjónar byggingu Kárahnjúkavirkjunar og hófst orkuafending frá henni í byrjun júlí 2003. Áætlað er að tengivirkið verði tekið niður árið 2007 en þá verður byggingu Kárahnjúkavirkjunar lokið og áætluð gangsetning hennar.

6.3. Aðveitustöðin á Hryggstekk

Byggt verður ±30 MVAR týristorstýrt þéttavirki á Hryggstekk fyrir haustið 2006. Athugun leiddi auk þess í ljós að þörf væri á þétti strax haustið 2004 og var í framhaldi af því fluttur 20 MVAR þéttir frá Geithálsi að aðveitustöðinni á Hryggstekk sumarið 2004. Spennusetning er áætluð í lok árs 2006.

6.4. Tengivirki í Fljótsdal

Framkvæmdir eru í fullum gangi vegna byggingar 220/132 kV tengivirkis í Fljótsdal, en reisa þarf tengivirkið til að tengja Kárahnjúkakerfið við 132 kV byggðalínuna. Framkvæmdum er lokið og áætluð spennusetning í nóvember 2006.

6.5. Tengivirki við Kolviðarhól.

Vegna stækkunar Norðuráls 2006 mun Orkuveita Reykjavíkur (OR) taka í notkun fyrsta áfanga virkjunar á Hellisheiði á árinu 2006. Tengivirkið mun vera staðsett við Kolviðarhól og fær línun, sem mun liggja frá Kolviðarhóli að Geithálsi, nafnið Kolviðarhólslína 1 (KH1). Tengivirkið er nægjanlega stórt fyrir allar þær 9 vélar sem gert er ráð fyrir á svæðinu en inni í kostnaðinum hér að ofan er gert ráð fyrir rofum fyrir 5 þeirra. Spennusetning fyrir allt tengivirkið er áætluð í lok árs 2009.

6.6. Tengivirki við Lagarfoss

Með tilkomu Kárahnjúkavirkjunar mun Rarik fara í u.þ.b. 20 MW stækkun á virkjun sinni við Lagarfoss. Vegna þessa er nauðsynlegt að endurnýja núverandi tengivirki. Áætluð spennusetning er vorið 2007.

6.7. 132 kV tenging, Nesjavellir - Geitháls

Til að draga úr reiðuafliþörf kerfisins er nauðsynlegt að styrkja tengingu við Nesjavelli, en Nesjavellir eru eingöngu tengdir Korpu í dag. Kerfissóknir hafa sýnt að 132 kV tenging milli Nesjavalla og Geitháls sé hagkvæm og kerfislega fýsileg lausn. Framkvæmdin er áætluð til ársins 2008.

6.8. Fljótsdalslínur 3 og 4

Fljótsdalslínur 3 og 4 liggja frá tengivirkinu í Fljótsdal að álveri Fjarðaáls 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. Áætluð spennusetning er nóvember 2006.

6.9. Brennimelur, þéttavirki

Farið verður í að bæta við 50 MVAR þétti á 220 kV á Brennimel árið 2008 fyrir 5. áfanga stækkunar Norðuráls sem nemur 70 MW. Þéttirinn er nauðsynlegur til að halda spennu á Brennimel innan marka við bilanir. Áætluð spennusetning er ágúst 2008.

6.10. Framkvæmdir Hitaveitu Suðurnesja

Áætlaðar framkvæmdir Hitaveitu Suðurnesja í flutningskerfinu fyrir tímabilið 2007-2011 eru einskorðaðar við stækkun á aðveitustöð við Svartsengi vegna nýrrar vélar þar árið 2008. Er sú framkvæmd með áætlaðan kostnað upp á 200 mkr. Mun Landsnet leigja flutningsvirkin af Hitaveitunni þegar þau eru tilbúin til spennusetningar.

7. Rannsóknir og framtíðarsýn

Það er stefna Landsnets að byggja upp og styrkja flutningskerfið með hagkvæmum hætti þannig að hæfni þess til lengri tíma sé viðhaldið og kröfum markaðarins mætt.

Í þessum kafla er möguleg framtíðarþróun flutningskerfisins rædd og helstu þættir sem geta haft mikil áhrif á hvaða stefnu sú þróun tekur.

7.1. Spá um framtíðarþróun

Ómögulegt er að spá fyrir um framtíðarþróun flutningskerfisins án þess að draga fyrst upp mynd af þróun raforkumarkaðar. Í þessari Kerfisáætlun hafa forsendur verið mjög skýrar. Eingöngu hefur verið tekið mið af gildandi raforkuspá Orkuspárnefndar, núverandi stóriðjusamningum sem og nýjum samningum sem taka gildi á tímabilinu. Þetta gefur mjög raunhæfa mynd af áætlaðri þróun flutningskerfisins til næstu 5 ára. Sé hins vegar litið til lengri tíma myndu þessar forsendur líklegast duga skammt.

Næstu árin mun Landsnet ásamt öllum viðskiptavinum sínum, jafnt notendum, sem og framleiðendum raforku stíga sín fyrstu skref á opnum raforkumarkaði og mun það hafa áhrif á þróun hans og þar með þróun flutningskerfisins.

Aðrir þættir sem geta haft áhrif á þróun flutningskerfisins eru m.a. hvaða tækni verður fyrir valinu varðandi framtíðarlausnir. Með launafsvirkjum og kerfisvörnum er hægt að auka nýtingu kerfisins í heilu (án bilana) kerfi upp að vissu marki, en komi til frekari stækkunar stóriðju getur reynst nauðsynlegt að auka flutningsgetu kerfisins með því að auka flutningsgetu núverandi lína og bæta við línunum. Flutningsgetu lína er hægt að auka með því að skipta um leiðara, hækka möstur, bæta raðþétti í línuna eða fara út í að spennuhækka hluta af kerfinu þar sem flutningur er mikill.

Þar sem staðsetning nýs álags og nýrra framleiðslueininga í flutningskerfinu hefur afgerandi áhrif á hvernig byggja skuli upp flutningkerfið þarf að skoða nokkra möguleika hvað varðar framtíðarþróun markaðar og hvernig uppbyggingu hún kallar á. Þetta verður gert í næstu langtímaáætlun Landsnets sem nær til 15 ára.

7.2. Jarðvarmavirkjanir

Áhugi fyrir uppbyggingu jarðvarmavirkjana hefur aukist mikið síðustu ár meðal orkuveita. Fyrirhugað er að virkja á Hellisheiði, Reykjanesi og stækka enn frekar virkjunina á Nesjavöllum. Einnig hefur verið rætt um mikla uppbyggingu á Norðausturlandi í nágrenni Kröflu.

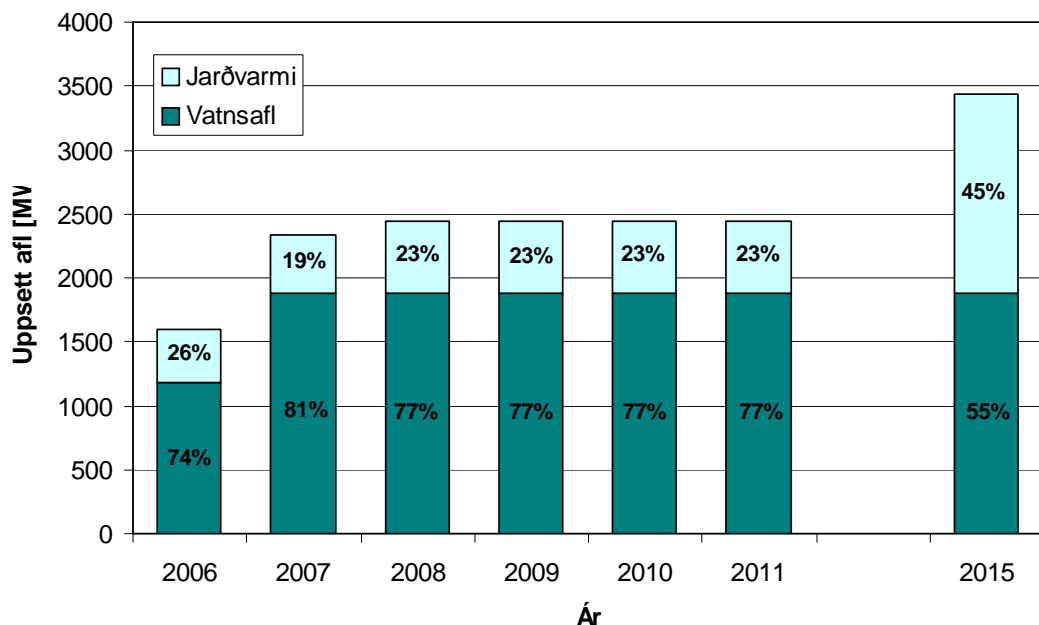
Ef allir þessir virkjanakostir, sem nú eru taldir álitlegir, eru teknir saman myndi samanlagt uppsett afl þeirra vera u.þ.b. 1000MW. Til samanburðar er áætlað, uppsett afl jarðvarmavirkjana í upphafi árs 2007 418MW og í lok tímabils þessarar kerfisáætlunar er áætlað að það verði 553MW. Ef þessar áætlanir ganga eftir er því um að ræða um 200% aflaukningu jarðvarmavirkjana sem tengjast flutningskerfi Landsnets.

Það ber þó að taka fram að fleiri fyrirvara verður að hafa; svo sem þann að virkjun háhitasvæða þar sem ekki er komin vinnslureynsla er oftast óvissu undirorpin og á mörgum þeirra svæða sem nefnd voru hér að ofan eru tilraunaboranir á frumstigi. Einnig er það mikilvægur fyrirvari að fæstir, ef nokkur, umræddra virkjunarkosta hafa farið í gegnum hið formlega mat á umhverfisáhrifum. Að lokum má nefna hið augljósa, að áætlanir um

uppbyggingu jarðvarmavirkjana munu aðeins ganga eftir ef markaður er fyrir þeirri orku sem þær munu framleiða.

Ljóst er að ef af einhverjum þessara áforma verður er mögulegt að klasar jarðvarmavirkjana myndist í flutningskerfinu. Sé veik tenging við vatnsorkuver á svæðinu er ástæða til að hafa áhyggjur af tíðnistýringu raforkukerfisins, þar sem jarðvarmavirkjanir eru ekki jafnheppilegar til tíðnistýringar eins og vatnsaflsvirkjanir. Þetta á einkum við, séu jarðvarmavirkjanirnar í nálægð við stóriðju því þá geta orðið miklar og skyndilegar breytingar á álagi á svæðinu. Slíkar álagsbreytingar geta valdið miklum tíðnisveiflum ef ekki er nægjanlega góð tíðnireglun í nálægum virkjunum. Það má með tilliti til þessa nefna að í álverum er ekki óalgengt að heill skáli leysi út eða sé keyrður niður á skömmum tíma, en það getur gerst um 5-10 sinnum á ári vegna t.d. kerleka. Jarðvarmavirkjanir henta af þessari ástæðu betur til að anna grunn aflþörf kerfisins á meðan vatnsaflsvirkjanir geta mætt aflsveiflum og skyndilegum breytingum í álagi.

Uppsett afl í raforkukerfi Íslands
Framtíðarspá



Mynd 7.2-1: Framtíðarspá – Mögulegt uppsett afl virkjana tengdar flutningskerfi landsnets.

7.3. Stækkun stóriðju

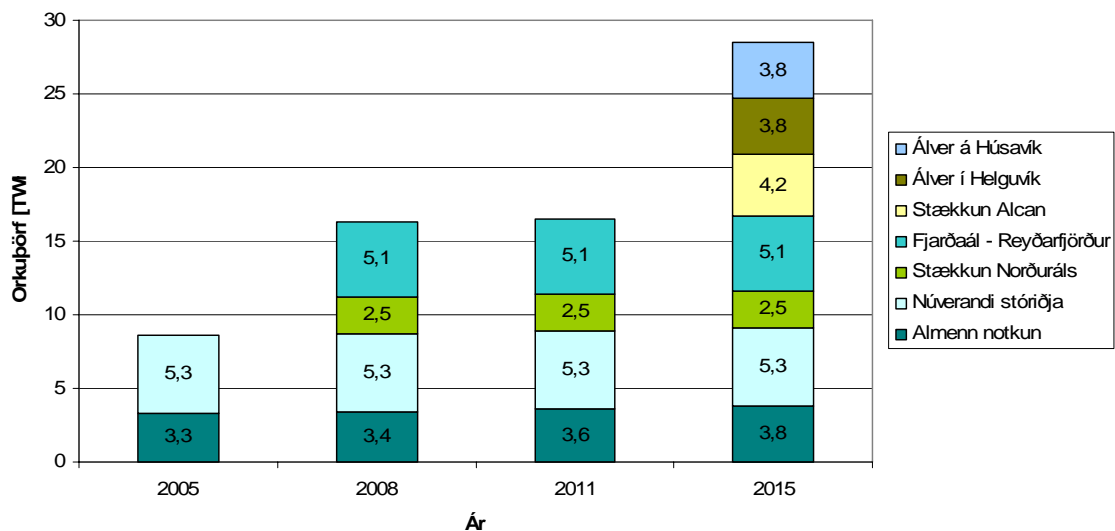
Mikill vöxtur hefur verið á stóriðjuálagi á Íslandi síðasta áratuginn og mun sá vöxtur halda áfram inn á tímabil þessarar kerfisáætlunar. Fjarðaál áætlað að hefja rekstur á 535MW álveri á Reyðarfirði á næsta ári og samhliða því mun Norðurál stækka á Grundartanga um 14MW og ári síðar (2008) er áætluð 5. áfangi stækkunar Norðuráls sem nemur um 70MW. Þessum stækkunum hefur fylgt stóraukin raforkuflutningur og þar af leiðandi hafa þær einnig kallað á uppbyggingu í flutningskerfinu sem nú er í fullum gangi, einkum Austanlands í tengslum við Kárahnjúkakerfið þar.

Ef litið er lengra til framtíðar hafa komið fram hugmyndir um frekari uppbyggingu stóriðju á Íslandi og þá einkum í álgeiranum, en þrjár nýir álversáfangar hafa einkum verið til umræðu. Þeir eru; álver á Húsavík með 250 þús. tonna ársframleiðslu, álver í Helguvík á Reykjanesi einnig með 250 þús. tonna ársframleiðslu og að lokum stækkun á álveri Alcan í Straumsvík

um 280 þús. tonn. Gera má ráð fyrir að álver með 60 þús. tonna ársframleiðslu þurfi um 120 MW stöðugt afl, eða um 900 GWh á ári. Þessir þrjú álversáfangar sem nefndir hafa verið má því áætla að samsvari stöðugu álagi upp á ríflega 1300 MW og hafi um 11.8 TWh orkuþörf á ári. Til samanburðar má nefna að heildarorka sem tekin var út af flutningskerfi Landsnets var árið 2005 um 8.1 TWh. Eftir tilkomu Fjarðaáls er því verið að ræða um mögulega 170% stækkun raforkumarkaðar og er þá eingöngu tekið tillit til aukningu í raforkunotkun stóriðju sem nú þegar eru komnar hugmyndir um.

Ýmsar rannsóknir hafa verið gerðar á flutningskerfinu í tengslum við þær stóriðjuhugmyndir sem til umræðu eru og þeim verður haldið áfram næstu árin. Þessar rannsóknir geta leitt til þess að verulegar breytingar verða milli ára á kerfisáætlunum ef samningar nást um þá flutninga sem þar hafa verið rannsakaðir. Gera má ráð fyrir að lágmarkstími, miðað við núverandi laga- og reglugerðarumhverfi, frá því að ákveðið er að fara í einhverjar framkvæmdir og þar til þær eru teknar í notkun sé að lágmarki 5 ár.

Framtíðarspá um aukna orkuþörf til ársins 2015



Mynd 7.3-1: Framtíðarspá – Möguleg aukin orkuþörf til ársins 2015.

7.4. Áreiðanleikarannsóknir

Afhendingastaðir Landsnets eru 56 og þarf að tryggja afhendingu á þeim öllum. Álag og vinnsla hefur breyst nokkuð síðastliðin ár og fyrirsjáanlegar eru áframhaldandi breytingar, einkum með tilkomu nýrra stóriðjuviðskipta. Þessar breytingar hafa mikil áhrif á flutningskerfið sem þarf að byggja upp til að anna auknum flutningi og er nauðsynlegt að fylgjast vel með hvaða áhrif uppbygging kerfisins hefur á áreiðanleika orkuafhendingar.

Áreiðanleiki afhendingar raforku úr flutningskerfi Landsnets hefur verið reiknaður á nokkurra ára fresti frá því árið 1997. Aðferðafræðin sem notuð hefur verið er fengin úr fræðum Roy Billington þar sem aðallega er notast við nálgun með minnsta þversniði¹⁰. Til að fá fram áreiðanleikastuðla fyrir aðveitustöðvar, línur og endabúnað er stuðst við gögn síðustu tíu ára úr truflanaskýrslum Landsnets sem skráðar eru í START¹¹ gagnagrunninn. Búið er til svo kallað tveggja veðra líkan þar sem bilanalíkur eininga eru teknar fram fyrir bæði eðlilegt sem og vont veður og þannig má sjá áhrif veðurs á áreiðanleika afhendingastaða. Með þessari aðferð má reikna út og fylgjast með áreiðanleika afhendingar raforku á öllum afhendingarstöðum Landsnets.

Þegar áreiðanleiki kerfis er þekktur má áætla þjóðhagslegan kostnað vegna raforkuskorts. Er það gert með tilliti til þess varaafls sem er til staðar á hverjum afhendingarstað og hægt er að nýta til raforkuframleiðslu við truflun í kerfinu.

Áreiðanleikaskýrsla hefur verið gefin út á þriggja ára fresti og kom sú síðasta út árið 2005.

¹⁰ Á ensku: “Minimal cut set approach”

¹¹ Starfshópur um rekstrartruflanir

8. Yfirlit yfir viðauka

Viðauki:	Skýring
<u>VIÐAUKI – A</u>	Forsendur
<u>VIÐAUKI – B</u>	Spennutöflur 2007-2011
<u>VIÐAUKI – C</u>	Skammhlaupsafl afhendingastaða
<u>VIÐAUKI – D</u>	Yfirlit yfir línur og spennistöðvar Landsnets
<u>VIÐAUKI – E</u>	KKS merkingar háspennulína

Viðauki A

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 launafli fyrir kerfið til að nýta flutningsgetu og tryggja spennugæði.
4. Tryggja áreiðanleika í rekstri kerfisins.
5. Sjá til þess að fyrir liggja 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 reiðuafli 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 sanngjarn er og eðlilegt að leynt fari.

Ef ófyrirséð og óviðráðanleg atvik valda því að framboð raforku fullnægir ekki eftirspurn ber flutningsfyrirtækinu að grípa til skömmtunar raforku til dreifiveitna og notenda. Við skömmtun 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 fastafjármuna.
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 Landsnet.

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

¹ Sbr. Kostnaðarlíkan Landsvirkjunar útg. 3.1

Umhverfispætti

Lög um mat á umhverfisáhrifum og umhverfisstefna Landsnets gera kröfur um að tekið sé tillit til umhverfispátta 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 Landsnet geta helst sameinast um.

Meðal þeirra umhverfispátta 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 raforkuþörf einstakra landssvæða er nauðsynlegt að orku- og aflþörf sé áætluð miðað við hvern tengipunkt (aflkröfu m.v. orkusþá). 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 viðskiptavini 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.

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:

- 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) forgangskuskerðingu á sérhverjum afhendingarstað Landsnets skal ekki vera lengri en ein og hálf klukkustund (90 mínútur) yfir árið.
 - 90 % eða meira af öllum fyrirvaralausum truflunum, sem valda skerðingu á forgangskuskerðingu 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 tilfalli.

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 viðskiptavini

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 Landsnets, viðkomandi viðskiptavinar, yfirvalda og samfélagsins.

Samningar við stórnotendur

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

2006 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	217,8	2275	2054	216,9	217,4	217,3	217,5
BRE	2101	132	135,9	936	892	135,3	134,0	133,7	134,4
GEH	2010	220	219,8	2909	2535	219,9	219,6	219,6	219,7
GEH	2011	132	131,3	1660	1552	132,7	131,2	131,2	131,3
HAM	2050	220	217,5	2735	2417	217,7	217,4	217,4	133,8
KOR	2030	132	132,3	1452	1375	133,5	132,2	132,2	132,3
KOL	1140	220	222,6	2441	2125	222,7	222,5	222,4	222,5
BUR	1010	220	229,2	3594	2976	229,0	229,2	229,2	229,2
PRE	5040	132	133,5	411	388	131,1	130,2	132,2	133,1
HOL	5030	132	130,5	384	374	133,5	120,1	123,2	126,3
TEI	5020	132	131,3	336	319	132,6	124,6	127,7	129,2
HRY	5010	132	132,0	342	314	132,0	129,6	132,0	132,0
KAR	5060	220	206,3	292	273	205,4	204,1	207,2	213,2
KRA	4060	132	132,0	507	406	132,0	136,0	136,0	136,0
RAN	4050	132	128,7	475	456	125,7	129,9	131,5	131,6
VAR	4040	132	131,0	582	647	130,1	127,6	131,3	131,5
BLA	4030	132	132,0	762	952	132,0	132,0	132,0	132,0
LXV	4020	132	131,0	597	662	126,8	129,5	129,2	129,7
HRU	4010	132	130,2	545	543	127,5	127,2	126,6	127,7
VAT	3120	132	134,4	766	738	133,2	132,0	131,7	132,5

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	216,2	202,7	211,2	213,2	216,7	212,9	217,7	217,1	216,2	217,0	217,7	216,7
BRE	2101	135,0	129,8	134,7	135,8	137,8	135,6	138,0	136,7	136,2	136,7	137,1	136,5
GEH	2010	216,5	214,3	217,5	220,4	219,3	217,0	220,4	218,5	216,9	218,3	219,9	217,6
GEH	2011	131,4	131,5	131,8	131,6	132,5	132,5	132,9	132,2	132,4	132,0	131,3	132,0
HAM	2050	213,3	212,4	215,4	218,1	217,0	214,8	218,1	216,4	215,0	216,2	215,7	215,6
KOR	2030	132,4	132,4	132,7	132,5	133,3	133,4	133,7	133,0	133,3	132,9	132,3	132,9
KOL	1140	219,7	217,6	220,5	223,0	211,9	219,5	223,1	219,9	234,4	221,3	222,7	220,7
BUR	1010	229,4	227,4	228,4	228,5	227,7	224,8	229,1	229,3	229,3	229,5	229,1	229,4
PRE	5040	134,3	134,1	134,2	134,2	134,5	134,1	135,9	134,3	134,3	134,3	134,3	134,3
HOL	5030	132,0	131,0	131,6	131,6	132,1	131,3	138,5	132,0	131,9	132,0	132,1	132,0
TEI	5020	134,4	133,6	134,1	134,1	134,5	133,8	138,0	134,4	134,3	134,4	134,4	134,4
HRY	5010	136,0	135,5	135,8	135,8	136,1	135,6	137,6	136,0	136,0	136,0	136,1	136,0
KAR	5060	212,7	212,0	212,5	212,4	212,8	212,2	214,1	212,7	212,6	212,7	212,7	212,7
KRA	4060	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0
RAN	4050	131,0	131,3	131,1	131,1	131,1	131,1	128,6	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0
VAR	4040	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6	130,9	131,6	131,6	131,6	131,6	131,6
BLA	4030	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
LXV	4020	130,8	129,8	130,7	130,9	131,3	130,8	131,8	131,1	131,0	131,1	131,2	131,1
HRU	4010	129,7	126,6	129,5	130,0	131,1	129,9	131,9	130,6	130,3	130,6	130,8	130,5
VAT	3120	133,5	128,7	133,3	134,3	136,1	134,0	136,3	135,1	134,7	135,1	135,5	134,9

2007 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	216,0	2305	1203	217,8	217,6	215,0	214,7
BRE	2101	132	133,3	942	902	138,4	135,3	129,5	130,2
GEH	2010	220	218,4	2980	2661	219,5	219,5	218,8	218,7
GEH	2011	132	131,2	1650	1571	132,1	132,1	132,8	132,7
HAM	2050	220	216,1	2791	2520	217,2	217,3	216,5	216,4
KOR	2030	132	131,8	1441	1384	133,1	133,2	133,2	133,1
KOL	1140	220	221,5	2535	2264	222,0	222,0	221,8	221,7
BUR	1010	220	131,5	3641	3078	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	132	132,6	500	490	120,5	133,5	132,8	135,1
HOL	5030	132	132,6	488	493	133,9	139,6	128,4	130,3
TEI	5020	132	132,5	562	565	131,0	137,2	130,4	131,0
HRY	5010	132	122,3	863	857	132,0	135,6	132,0	132,0
KAR	5060	220	222,3	3021	3009	222,9	222,9	222,2	222,2
KRA	4060	132	132,0	656	642	132,0	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	132	131,3	546	521	131,3	131,9	130,9	130,5
VAR	4040	132	136,0	715	612	137,4	131,3	133,9	133,6
BLA	4030	132	137,8	1040	795	139,2	139,4	135,8	135,6
LXV	4020	132	134,6	711	612	139,4	137,6	130,1	129,8
HRU	4010	132	130,2	577	539	139,4	135,6	123,3	123,1
VAT	3120	132	132,2	775	745	138,6	135,1	127,3	127,8

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	214,3	202,3	210,3	211,1	215,8	214,8	215,9	215,2	213,4	215,2	216,0	214,8
BRE	2101	133,5	130,2	135,1	135,6	138,3	137,6	137,8	136,7	135,6	136,7	137,2	136,5
GEH	2010	215,3	214,1	217,3	219,8	218,4	218,7	218,3	217,4	214,1	217,5	219	216,8
GEH	2011	131,4	130,9	132,1	131,8	131,2	132,7	131,2	132,2	130,9	132,2	131,4	132,0
HAM	2050	212,1	212,2	215,1	217,4	216,0	216,3	216,0	215,2	212,2	215,4	214,7	214,7
KOR	2030	131,9	131,6	132,6	132,3	131,8	133,1	131,8	132,7	131,5	132,7	132,0	132,5
KOL	1140	218,8	217,8	220,5	222,7	221,4	221,7	221,4	219,4	233,9	220,6	221,9	220,1
BUR	1010	226,6	226,5	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	134,1	134,5	134,3	134,2	135,1	134,7	130,0	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8
HOL	5030	135,1	134,9	135,1	134,9	136,0	135,4	132,5	133,8	133,7	133,8	133,9	133,8
TEI	5020	134,0	133,9	134,0	133,9	134,5	134,2	132,2	133,2	133,2	133,2	133,2	133,2
HRV	5010	133,1	133,1	133,1	133,1	133,4	133,3	132,0	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7
KAR	5060	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4	222,2	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3
KRA	4060	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	131,1	131,0	131,2	131,2	131,3	131,3	130,9	131,2	131,2	131,2	131,2	131,2
VAR	4040	135,9	135,5	136,0	136,1	136,3	136,2	136,5	136,2	136,1	136,2	136,3	136,2
BLA	4030	137,7	137,3	137,9	137,9	138,2	138,1	138,5	138,1	138,0	138,1	138,1	138,1
LXV	4020	134,5	133,4	134,8	135,0	135,8	135,5	136,4	135,4	135,1	135,4	135,6	135,4
HRU	4010	130,3	127,8	131,0	131,5	133,1	132,6	133,9	132,3	131,6	132,3	132,6	132,2
VAT	3120	132,3	129,2	133,7	134,3	136,8	136,1	136,6	135,3	134,3	135,3	135,7	135,1

2008 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	216,2	2288	2098	214,1	216,1	215,8	215,7
BRE	2101	132	133,1	933	895	131,7	133,0	132,2	131,9
GEH	2010	220	219,1	2967	2659	218,3	219,1	219,0	218,9
GEH	2011	132	132,8	1639	1571	132,5	132,8	132,7	132,7
HAM	2050	220	216,7	2782	2518	216,0	216,7	216,6	216,6
KOR	2030	132	133,1	1434	1384	132,9	133,1	133,1	133,1
KOL	1140	220	222,0	2529	2262	221,4	222,0	221,9	221,9
BUR	1010	220	226,6	3625	3074	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	132	134,1	503	487	124,4	132,9	132,7	132,7
HOL	5030	132	135,7	487	490	133,5	129,5	128,8	128,1
TEI	5020	132	134,7	562	563	131,7	131,1	130,6	130,2
HRY	5010	132	133,9	862	855	132,0	132,3	132,0	132,0
KAR	5060	220	222,5	3018	3007	222,0	222,3	222,2	222,2
KRA	4060	132	132,0	647	641	129,7	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	132	130,2	523	519	123,1	125,8	130,4	130,2
VAR	4040	132	134,8	612	605	132,6	123,4	133,0	132,7
BLA	4030	132	136,5	796	784	136,7	136,5	134,7	134,4
LXV	4020	132	133,3	612	601	122,2	133,3	131,4	130,9
HRU	4010	132	129,3	537	520	122,9	128,6	126,9	126,2
VAT	3120	132	131,8	762	736	129,3	131,6	130,6	130,2

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	214,2	201,4	210,2	211,1	216,3	214,8	215,9	215,0	213,2	215,0	215,9	214,7
BRE	2101	132,4	128,9	134,4	134,9	138,0	137,8	138,5	137,3	136,2	137,3	137,8	137,1
GEH	2010	215,1	213,5	217,1	219,7	219,1	218,6	218,9	217,3	213,9	217,3	218,8	216,6
GEH	2011	131,2	130,6	132,0	131,7	132,8	132,6	132,7	132,1	130,7	132,0	131,3	131,9
HAM	2050	211,9	211,6	215,0	217,3	216,7	132,6	216,6	215,0	212,0	215,2	214,6	214,5
KOR	2030	131,8	131,3	132,5	132,2	133,2	216,2	133,1	132,5	131,4	132,5	131,8	132,4
KOL	1140	218,6	217,2	220,3	222,6	222,1	133,2	221,9	219,3	233,9	220,5	221,8	219,9
BUR	1010	226,6	226,1	226,6	226,6	226,6	221,6	226,6	226,6	226,9	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	132,5	132,6	132,6	132,5	133,4	226,6	131,0	132,5	132,5	132,5	132,5	132,5
HOL	5030	132,3	131,8	132,2	132,0	133,2	134,4	133,5	132,3	132,2	132,3	132,4	132,3
TEI	5020	132,9	132,6	132,8	132,7	133,4	133,8	133,3	132,9	132,8	132,9	132,9	132,9
HRY	5010	133,1	133,0	133,1	133,1	133,4	133,8	133,1	133,2	133,1	133,1	133,2	133,1
KAR	5060	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4	222,5	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4
KRA	4060	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	130,5	130,2	130,5	130,6	130,7	130,7	130,3	130,7	130,6	130,7	130,7	130,7
VAR	4040	134,2	133,5	134,3	134,4	134,8	134,7	132,2	134,8	134,6	134,8	132,8	134,7
BLA	4030	135,8	135,0	136,0	136,0	136,5	136,3	136,9	136,4	136,3	136,4	136,5	136,4
LXV	4020	133,3	131,6	133,7	133,8	134,8	134,4	135,7	134,7	134,3	134,7	132,8	134,1
HRU	4010	129,3	125,8	130,2	130,5	132,6	131,9	133,8	132,2	131,4	132,2	132,6	132,1
VAT	3120	131,7	127,8	133,1	133,6	136,5	135,6	137,2	135,9	134,8	135,8	136,3	135,7

2009 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	216,2	2298	2103	214,0	216,3	216,1	216,0
BRE	2101	132	133,2	941	901	131,6	133,6	133,1	132,7
GEH	2010	220	219,0	2947	2661	218,2	219,0	218,9	218,9
GEH	2011	132	132,6	1641	1572	132,4	132,6	132,6	132,6
HAM	2050	220	216,6	2786	2520	215,9	216,6	216,6	216,6
KOR	2030	132	133,0	1437	1384	132,8	133,0	133,0	133,0
KOL	1140	220	221,6	2532	2264	221,3	222,0	221,9	221,9
BUR	1010	220	226,6	3633	3077	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	132	131,6	500	486	124,9	135,6	135,5	135,1
HOL	5030	132	133,0	490	489	133,7	132,4	132,2	131,2
TEI	5020	132	133,1	563	562	131,9	132,7	132,6	131,5
HRY	5010	132	133,1	863	854	132,0	133,1	132,9	132,0
KAR	5060	220	222,4	3020	3007	222,4	222,4	222,4	222,2
KRA	4060	132	132,0	657	642	129,9	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	132	130,5	545	520	123,1	124,8	129,3	129,5
VAR	4040	132	134,9	710	608	132,6	122,3	133,1	132,8
BLA	4030	132	136,6	1032	790	136,7	136,9	135,0	134,7
LXV	4020	132	133,5	706	608	122,0	134,1	132,3	131,8
HRU	4010	132	129,5	574	537	122,8	130,2	129,0	128,2
VAT	3120	132	131,9	774	743	129,2	132,4	131,7	131,3

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	214,3	300,2	210,2	211,4	216,3	214,6	215,9	214,9	213,0	214,9	216,1	214,6
BRE	2101	133,3	130,1	136,1	135,4	138,3	135,9	137,4	136,3	135,2	136,3	137,1	136,1
GEH	2010	215,0	212,1	217,0	219,6	219,0	218,5	218,9	217,1	213,8	217,2	219,6	216,5
GEH	2011	131,1	130,0	131,9	131,5	132,7	132,5	132,6	131,9	130,6	131,9	132,9	131,7
HAM	2050	211,8	210,2	214,9	217,1	211,7	216,1	216,5	214,9	211,8	215,1	215,2	214,1
KOR	2030	131,7	130,7	132,3	132,0	133,0	132,9	133,0	132,4	131,2	132,4	133,2	132,2
KOL	1140	218,5	215,8	220,2	222,5	222,0	221,5	221,9	219,1	233,9	229,4	222,4	219,8
BUR	1010	226,6	225,0	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	135,0	134,8	135,1	135,0	134,5	134,8	130,8	132,9	132,9	132,9	132,9	132,9
HOL	5030	134,9	134,1	134,8	134,7	134,4	135,8	133,3	134,2	134,1	134,2	134,3	134,2
TEI	5020	134,3	133,8	134,3	134,7	134,0	134,8	133,1	133,8	133,8	133,8	133,8	133,8
HRY	5010	133,8	133,6	133,8	133,8	133,7	134,0	132,9	133,4	133,4	133,4	133,4	133,4
KAR	5060	222,5	222,5	222,5	222,5	222,5	222,5	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4
KRA	4060	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	130,0	129,8	130,1	130,1	130,2	130,1	129,9	130,1	130,0	130,1	130,1	130,0
VAR	4040	134,2	133,7	134,5	134,4	134,8	134,8	135,1	135,0	134,8	135,0	135,0	135,0
BLA	4030	136,0	135,4	136,3	136,2	136,6	136,7	137,2	136,8	136,7	136,8	136,9	136,8
LXV	4020	133,8	132,0	134,6	134,4	135,2	133,9	135,1	134,3	133,9	134,2	134,5	134,2
HRU	4010	130,6	128,3	132,3	131,9	133,7	130,8	132,8	131,4	130,5	131,4	131,9	131,3
VAT	3120	132,3	126,3	134,9	134,3	137,0	134,3	136,0	134,8	133,7	134,8	135,5	134,6

2010 STAÐUR	TEINN	NAFN SPENNA [Kv]	REKSTRAR SPENNA [Kv]	SKAMM.AFL VETUR [MVA]	SKAMM.AFL SUMAR [MVA]	BL1 ÚTI [kV]	BL2 ÚTI [kV]	KR2 ÚTI [kV]	FL2 ÚTI [kV]
BRE	2100	220	216,2	2299	2105	213,9	216,1	215,9	215,8
BRE	2101	132	133,4	943	903	131,4	133,2	132,7	132,4
GEH	2010	220	218,9	2976	2663	218,0	218,9	218,8	218,8
GEH	2011	132	132,5	1642	1573	132,2	132,5	132,5	132,5
HAM	2050	220	133,2	2788	2522	215,7	216,5	216,4	216,4
KOR	2030	132	132,9	1438	1385	132,6	132,9	132,8	132,8
KOL	1140	220	221,9	2534	2266	221,1	221,8	221,8	221,8
BUR	1010	220	226,6	3634	3080	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	132	131,6	500	490	125,2	135,5	135,4	135,0
HOL	5030	132	132,9	490	493	133,7	132,1	132,1	131,1
TEI	5020	132	133,0	563	565	131,9	132,5	132,4	131,5
HRY	5010	132	133,0	863	856	132,0	132,9	132,9	132,0
KAR	5060	220	222,4	3020	3007	221,9	222,4	222,4	222,2
KRA	4060	132	132,0	653	643	128,3	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	132	130,7	547	521	120,6	123,5	128,3	128,2
VAR	4040	132	135,8	715	618	130,8	120,8	131,8	131,6
BLA	4030	132	137,7	1040	796	135,2	135,7	133,8	133,5
LXV	4020	132	134,5	712	612	121,7	133,0	131,2	130,7
HRU	4010	132	130,2	577	539	122,5	129,4	128,0	127,5
VAT	3120	132	132,2	762	745	129,0	132,0	131,3	130,9

2010 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	214,1	200,4	209,8	210,7	216,1	214,4	215,8	214,9	212,8	214,6	215,9	214,3
BRE	2101	132,9	131,3	137,0	137,5	138,0	135,6	137,2	136,0	134,8	135,9	136,7	135,7
GEH	2010	214,8	212,6	216,8	219,4	218,9	218,3	218,7	217,4	213,6	217,0	219,4	216,3
GEH	2011	130,9	130,1	131,7	131,4	132,5	132,3	132,5	131,9	130,4	131,7	132,7	131,6
HAM	2050	211,6	210,8	214,6	217,0	216,5	216,0	216,4	215,2	211,6	214,8	215,1	214,2
KOR	2030	131,5	130,8	132,2	131,9	132,9	132,7	132,8	132,3	131,0	132,2	133,0	132,1
KOL	1140	218,4	216,3	220,0	222,4	221,9	221,4	221,7	219,4	233,9	220,2	222,3	219,6
BUR	1010	226,6	225,2	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6	226,6
PRE	5040	135,0	134,8	135,1	134,9	134,5	134,8	130,6	132,9	132,9	132,9	132,9	132,9
HOL	5030	134,8	134,0	134,7	134,5	134,3	135,7	133,1	134,1	134,0	134,1	134,2	134,1
TEI	5020	134,2	133,8	134,2	134,1	133,9	134,7	132,9	133,7	133,7	133,7	133,8	133,7
HRY	5010	133,8	133,6	133,7	133,7	133,6	133,9	132,8	133,4	133,4	133,4	133,4	133,4
KAR	5060	222,5	222,5	222,5	222,5	222,5	222,5	222,3	222,4	222,4	222,4	222,4	222,4
KRA	4060	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
RAN	4050	128,5	128,5	128,8	128,8	128,9	128,7	128,5	128,7	128,6	128,7	128,7	128,7
VAR	4040	132,9	132,5	133,3	133,4	133,5	133,5	133,9	133,6	133,5	133,6	133,7	133,6
BLA	4030	134,7	134,3	135,2	135,3	135,4	135,4	135,9	135,5	135,4	135,5	135,6	135,5
LXV	4020	132,7	131,9	133,8	133,9	134,1	132,8	134,0	133,0	132,7	133,0	133,2	133,0
HRU	4010	129,7	128,3	132,2	132,5	132,9	130,0	132,0	130,4	129,7	130,3	130,8	130,2
VAT	3120	131,9	130,2	135,6	136,1	136,5	133,9	135,7	134,4	133,3	134,2	135,0	134,1

Skammhlaupsafl Afhendingastaða

Í töflum 1 og 2 er reiknað skammhlaupsafl við mesta og minnsta álag árið 2011 fyrir alla afhendingarstaði Landsnets.

Afhendingarstaður innmötunar	Afhendingar-spenna [kV]	Skammhlaupsafl við mesta álag árið 2011 [MVA]	Skammhlaupsafl við minnsta álag árið 2011 [MVA]
Laxárstöð	66	198	201
Króflustöð	132	674	562
Búrfellsstöð	220	3895	3225
Búrfellsstöð	66	635	561
Ljósafossstöð	66	567	545
Sultartangastöð	220	3785	3167
Sigöldustöð	220	3455	2836
Hrauneyjarstöð	220	3521	2883
Vatnsfellsstöð	220	3010	2479
Blöndustöð	132	1007	755
Írafossstöð	132	2409	2148
Steingrímsstöð	66	465	453
Nesjavellir	132	1521	1332
Svartsengi	132	950	929
Andakilsvirkjun	66	295	290
Mjólkársvirkjun	66	137	140
Lagarfossvirkjun	66	225	223
Hellisheiðarvirkjun	220	2999	2587
Reykjanesvirkjun	130	942	923
Kárahnjúkavirkjun	220	3185	3004

Tafla 1: Skammhlaupsafl afhendingastaða innmötunar.

Afhendingarstaður útmötunar	Afhendingar-spenna [kV]	Skammhlaupsafl við mesta álag árið 2011 [MVA]	Skammhlaupsafl við minnsta álag árið 2011 [MVA]
Svartsengi	132	950	929
Fitjar	132	1007	980
Hamranes	132	1392	1308
ALCAN	220	2867	2526
Öldugata Hafnarfirði	132	1307	1233
Hnoðraholt -	132	1109	1053
Rauðavatn	132	1585	1403
Korpa	132	1426	1273
Brennimelur	11	191	190
Aðveitustöð Járblendis	220	2217	2013
Aðveitustöð Norðuráls	220	2330	2106
Akranes	66	247	244
Vatnshamrar	66	307	302
Vegamót	66	104	103
Ólafsvík	66	68	67
Grundarfjörður	66	57	58
Vogaskeið	66	76	77
Glerárskógar	132	403	383
Geiradalur	132	292	281
Táknafjörður	66	97	98
Mjólka	33	104	104
Breiðadalur	66	100	99
Bolungarvík	66	87	86
Ísafjörður	66	87	86
Hrútatunga	132	569	529
Laxárvatn	132	694	591
Blanda	11	40	39
Sauðárkrókur	66	83	80
Varmahlíð	11	64	62

Dalvík	66	147	144
Rangárvellir	66	322	305
Húsavík	33	41	41
Laxá	11	229	234
Krafla	11	394	202
Lindarbrekka	66	111	113
Silfurstjarna	66	93	95
Kópasker	66	75	77
Vopnafjörður	66	103	102
Aðveitustöð Fjarðaáls	220	2085	2009
Lagarfoss	66	225	223
Eyvindará	66	306	300
Seyðisfjörður	66	197	194
Neskaupsstaður	66	167	166
Eskifjörður	66	242	239
Hryggstekkur	11	46	46
Stuðlar	66	255	253
Fáskrúðsfjörður	66	152	152
Teigarhorn	132	572	570
Hólar	132	490	491
Prestbakki	132	501	492
Búrfell	11	225	208
Hvolsvöllur	66	330	315
Rimakot	66	195	190
Vestmannaeyjar	33	101	100
Flúðir	66	339	322
Hella	66	384	368
Selfoss	66	405	393
Ljósafoss	11	56	57
Hveragerði	66	567	545
Þorlákshöfn	66	265	263

Tafla 2: Skammhlaupsafl afhendingastaða útmötunar.

Háspennulínur flutningskerfisins

Línukerfi Landsnets 31. des 2005							
1. Línur í eigu Landsnets							
Spenna [kV]	Heiti lína	KKS nr.	Tekin í notkun	Tengdar aðveitustöðvar	Lengd [km]	Flutningsþol [MVA]	
380	Búrfellslína 3A (rekin á 220kV)	BU3A	1998	Búrfell - Sandskeið	94,9	837	
	Sultartangalína 2 (rekin á 220kV)	SU2	1999	Sultartangi - Búrfell	12,5	837	
	Sultartangalína 3 (í byggingu)	SU3		Sultartangi - Brennimerur	119		
	Fljótsdalslína 3 (í byggingu)	FL3		Fljótsdalur - Reyðarfjörður	49		
	Fljótsdalslína 4 (í byggingu)	FL4		Fljótsdalur - Reyðarfjörður	53		
Samtals 400 kV					328,4		
220	Brennimerulína 1	BR1	1977	Geitháls - Brennimerur	58,6	338	
	Búrfellslína 1	BU1	1969	Búrfell - Írafoss	60,8	352	
	Búrfellslína 2	BU2	1973	Búrfell - Geitháls	103,3	338	
	Búrfellslína 3B	BU3B	1992	Sandskeið - Hamranes	24	338	
	Hamraneslína 1	HN1	1969	Geitháls - Hamranes	15,1	352	
	Hamraneslína 2	HN2	1969	Geitháls - Hamranes	15,1	352	
	Hrauneyjafosslína 1	HR1	1982	Hrauneyjafoss - Sultartangi	19,5	452	
	Ísallína 1	IS1	1969	Hamranes - Ísal	2,4	352	
	Ísallína 2	IS2	1969	Hamranes - Ísal	2,4	352	
	Járnblendilína 1	JA1	1978	Brennimerur - Járblendiv.	4,5	338	
	Norðuráslína 1	NA1	1998	Brennimerur - Norðurál	4,2	352	
	Norðuráslína 2	NA2	1998	Brennimerur - Norðurál	4	352	
	Sigöldulína 2	SI2	1982	Sigalda - Hrauneyjafossv.	8,6	452	
	Sigöldulína 3	SI3	1975	Sigalda - Búrfell	36,8	338	
	Sogslína 3	SO3	1969	Írafoss - Geitháls	35,8	352	
	Sultartangalína 1	SU1	1982	Sultartangi - Brennimerur	121,6	452	
	Vatnsfellslína 1	VF1	2001	Vatnsfell - Sigalda	5,8	230	
	Samtals 220 kV					522,5	
	132	Blöndulína 1	BL1	1977	Blanda - Laxárvatn	32,7	178
		Blöndulína 2	BL2	1991	Blanda - Varmahlíð	32,4	178
Ellidáarlína 1 (lína/strengur)		EL1	1953	Geitháls - Árbær	3,3	117	
Eyvindarlína 1		EY1	1977	Hryggstekkur - Eyvindará	27,5	178	
Fljótsdalslína 2		FL2	1978	Bessastaðir - Hryggstekkur	19,2	178	
Geiradalslína 1		GE1	1980	Glerárskógar - Geiradalur	46,7	178	
Glerárskógalína 1		GL1	1983	Hrútatunga - Glerárskógar	33,5	178	
Hafnarfjörður 1 (lína/strengur)		HA1	1989	Hamranes - Hafnarfjörður	4	178	
Hólalína 1		HO1	1981	Teigarhorn - Hólar	75,1	178	
Hrútatungulína 1		HT1	1976	Hrútatunga - Vatnshamrar	77,1	178	
Korpulína 1		KO1	1974	Geitháls - Korpa	6	144	
Kröflulína 1		KR1	1977	Krafla - Rangárvellir	82,1	178	
Kröflulína 2		KR2	1978	Krafla - Hryggstekkur	123,2	178	
Laxárvatnslína 1		LV1	1976	Laxárvatn - Hrútatunga	72,7	178	
Mjólkarlína 1		MJ1	1981	Geiradalur - Mjólká	80,8	203	
Prestbakkalína 1		PB1	1984	Hólar - Prestbakki	171,4	178	
Rangárvallalína 1		RA1	1974	Rangárvellir - Varmahlíð	87,5	117	
Sigöldulína 4		SI4	1984	Sigalda - Prestbakki	78,1	178	
Sogslína 2		SO2	1953	Írafoss - Geitháls	44,4	352	
Teigarhornslína 1		TE1	1981	Hryggstekkur - Teigarhorn	49,7	178	
Vatnshamralína 1		VA1	1977	Vatnshamrar - Brennimerur	20,2	178	
Samtals 132kV					1.167,6		
66		Breiðadalslína 1	BD1	1975	Mjólká - Breiðidalur	36,4	
	Bolungarvíkurlína 1	BV1	1979	Breiðidalur - Bolungarvík	17,1		
	Bolungarvíkurlína 2	BV2	1959	Ísafjörður - Bolungarvík	16,5		
	Dalvíkurlína 1	DA1	1982	Rangárvellir - Dalvík	39		
	Eskifjarðarlína 1	ES1	2001	Eyvindará - Eskifjörður	29,1		
	Fáskrúðsfjarðarlína 1	FA1	1989	Stuðlar - Fáskrúðsfjörður	16,8		
	Flúðalína 1	FU1	1978	Búrfell - Flúðir	27,4		

	Grundarfjarðarlína 1	GF1	1985	Vogaskeið - Grundarfjörður	35,4	
	Hellulína 1	HE1	1995	Flúðir - Hella	34,4	
	Hvolsvallarlína 2	HE2	1948	Hella - Hvolsvöllur	12,9	
	Hveragerðislína 1	HG1	1982	Ljósifoss - Hveragerði	15,4	
	Hvolsvallarlína 1	HV1	1972	Búrfell - Hvolsvöllur	45,1	
	Ísafjarðarlína 1	IF1	2003	Breiðdalur - Ísafjörður	14,7	
	Kópaskerslína 1	KS1	1983	Laxá - Kópasker	83,3	
	Laxarlína 1	LA1	1976	Laxá - Rangárvellir	58,4	
	Lagarfossllína 1	LF1	1971	Lagarfoss - Eyvindará	27	
	Ljósafossllína 1 (jarðstrengur)	LJ1	2002	Ljósifoss - Írafoss	0,6	
	Neskaupstaðalína 1	NK1	1985	Eskifjörður - Neskaupstaður	18,2	
	Ólafsvíkurllína 1	OL1	1978	Vegamót - Ólafsvík	48,8	
	Rimakotsllína 1	RI1	1988	Hvolsvöllur - Rimakot	22,2	
	Sauðárkróksllína 1	SA1	1974	Varmahlíð - Sauðárkrókur	21,8	
	Selfossllína 1	SE1	1947	Ljósifoss - Selfoss	20,3	
	Hellulína 2	SE2	1947	Selfoss - Hella	32	
	Seyðisfjarðarlína 1	SF1	1996	Eyvindará - Seyðisfjörður	19,8	
	Stuðlalína 1 (jarðstrengur)	SR1	2005	Hryggstekkur - Stuðlar	16	
	Stuðlalína 2	SR2	1983	Stuðlar - Eskifjörður	18,2	
	Steingrímsstöðvarllína 1 (lína/strengur)	ST1	2003	Steingrímsstöð - Ljósafoss	3,4	
	Tálknafjarðarlína 1	TA1	1985	Mjólká - Keldeyri	45,1	
	Þorlákshafnarllína 1	TO1	1991	Hveragerði - Þorlákshöfn	19,3	
	Vatnshamralína 2	VA2	1974	Andakílsárvirkjun - Vatnshamrar	2	
	Vegamótalína 1	VE1	1974	Vatnshamrar - Vegamót	63,8	
	Vopnafjarðarlína 1	VP1	1980	Lagarfoss - Vopnafjörður	58	
	Vogaskeiðslína 1	VS1	1974	Vegamót - Vogaskeið	24,8	
Samtals 66 kV					943,2	
33	Húsavíkurllína 1	HU1	1964	Laxá - Húsavík	26	
	Vestmannaeyjastrengur 1 (sæstrengur)	VE1	1966	Vestmannaeyjar - Rimakot	15,6	
	Vestmannaeyjastrengur 2 (sæstrengur)	VE2	1978	Vestmannaeyjar - Rimakot	14,9	
Samtals 33 kV					56,5	
Samtals					3.018,2	
2. Línur Landsnets skv. leigusamningur						
132	Hamranes - Öldugata (lína/strengur)		1989	Hamranes - Öldugata	4,2	
	Hnoðraholtslína	AD7	1990	Hamranes - Hnoðraholt	9,7	
	Nesjavallalína	NE1	1998	Nesjavellir - Mosfellsheiði	15,6	
	Nesjavallalína (jarðstrengur)	NE1	1998	Mosfellsheiði - Korpa	15,5	
	Suðurnesjalína 1	SN1	1991	Hamranes - Fitjar	30,7	
	Svartsengi - Fitjar	FS1	1991	Svartsengi - Fitjar	11,9	
Samtals 132 kV					83,4	
66	Akranes - Brennimerur (jarðstrengur)	AK1	1996	Akranes - Brennimerur	17,05	
	Akranesllína		1966	Andakill - Akranes	34,85	
Samtals 66 kV					51,9	

Tengivirki flutningskerfisins

Tengiviki Landsnets 31. des 2005						
1. Tengivirki í eigu Landsnets						
Heiti stöðvar	KKS nr.	Með-eigandi	Spenna [kV]	Tekin í notkun	Fjöldi rofaútganga	Fjöldi spenna
Bessastaðir	BES		132/33/11	2003	3/2/1	2
Blanda spennistöð/Blönduvirkjun	BLA	LV	132	1991	6	3
Bolungarvík	BOL	OV	66/11	1977	2/6	1
Breiðdalur	BRD	OV	66/33/19/11	1959	4/2/2/1	1
Brennimelur spennistöð	BRE	RA	220/132/66/11	1978	9/4/2/10	3
Búrfell spennistöð	BUR		220/66	1999	10/4	3
Dalvík	DAL	RA	66/33/11	1981	2/3/8	1
Eskifjörður	ESK	RA	66/33/11	1993	5/-/7	2
Eyvindará	EYV	RA	132/66/33/11	1975	1/6/1/8	3
Fáskrúðsfjörður	FAS	RA	66/33/11	1998	3/1/5	2
Fljótisdalur tengivirki (í byggingu)	FLJ					
Flúðir	FLU	RA	66/11	1995	3/7	1
Geiradalur spennistöð	GED	OV	132/33/19	1983	3/1/4	1
Geitháls spennistöð	GEH		220/132/11	1969	8/9/2	2
Glerárskógur spennistöð	GLE	RA	132/19	1980	3/4	1
Grundarfjörður	GRU	RA	66/19	1987	1/6	1
Hamranes spennistöð	HAM		220/132/11	1989	8/8/10	3
Hella	HEL	RA	66/11	1995	4/6	1
Hólar spennistöð	HOL	RA	132/19/11	1984	4/1/9	2
Hrauneyjafoss spennistöð	HRA	LV	220	1981	6	3
Hrútatunga spennistöð	HRU	RA	132/19	1980	4/5	1
Hryggstekkur spennistöð	HRY	RA	132/66/11	1978	5/1/4	1
Húsavík	HUS	RA	33/11/6	1978	2/1/4	2
Hveragerði	HVE	RA	66/11	1983	3/6	1
Hvolsvöllur	HVO	RA	66/11	1995	5/7	1
Írafoss spennistöð	IRA	LV	220/132/66/11	1953	2/7/-/7	5
Ísafjörður	ISA	OV	66/11	1959	4/9	2
Keldeyri	KEL	OV	66/33/11	1959	2/2/3	1
Kolviðarhóll (í byggingu)	KOL					
Korpa spennistöð	KOR	OR	132/33/11	1976	7/6/-	3
Kópasker	KOP	RA	66/33/11	1980	1/3/5	3
Krafla spennistöð	KRA	LV	132/11	1977	4/-	2
Lagarfljótsvirkjun	LAG	RA	66/11/6	1975	4/6/1	2
Laxá spennistöð	LAX	LV	66/33/11	1937	10/1/4	6
Laxárvatn spennistöð	LAV	RA	132/33/11	1977	3/4/8	1
Lindarbrekka	LIN	RA	66/11	1985	1/4	1
Ljósafoss spennistöð	LJO	LV	66/11	1937	6/7	2
Mjólka spennistöð	MJO	OV	132/66/33/11	1980	1/4/1/-	2
Neskaupsstaður	NKS	RA	66/11	1994	1/7	1
Ólafsvík	OLA	RA	66/19	1980	1/5	1
Prestbakki spennistöð	PRB	RA	132/19	1984	3/1	1
Rangárvellir spennistöð	RAN		132/66/11	1974	8/8/8	3
Rímakot	RIM	RA	66/33/11	1990	1/5/2	2
Sandskeið spennistöð	SAN		220	1998	1	0
Sauðárkrókur	SAU	RA	66/33/11	1977	3/1/8	2
Selfoss	SEL	RA	66/11	1947	3/9	2
Seyðisfjörður	SEY	RA	66/11	1957	1/9	1
Sigalda spennistöð	SIG	LV	220/132	1977	4/1	1
Silfurstjarnan	SIL	RA	66/11	1992	1/3	1
Steingrímsstöð spennistöð	STE	LV	66/11	1959	1/1	1

Stuðlar	STU	RA	66/11	1980	4/6	1
Sultartangi spennistöð	SUL		220/11	1999	6/-	2
Teigarhorn spennistöð	TEH	RA	132/33/11	2005	3/2/-	1
Varmahlíð spennistöð	VAR	RA	132/66/11	1977	3/1/5	1
Vatnsfell tengivirki	VAF	LV	220	2001	2	2
Vatnshamrar spennistöð	VAT	RA	132/66/19	1976	3/4/6	2
Vegamót	VEG	RA	66/19	1975	4/4	1
Vogaskeið	VOG	RA	66/19	1975	3/6	1
Vopnafjörður	VOP	RA	66/11	1982	1/6	1
Þorlákshöfn	TOR	RA	66/11	1991	1/6	1

2. Tengivirki skv. leigusamningum

Hitaveita Suðurnesja						
Fitjar	FIT		132	1990	4	2
Svartsengi	SVA		132	1997	4	2
Vestmannaeyjar	VES		33	2002	2	2
Öldugata	OLD		132	1989	5	2
Orkuveita Reykjavíkur						
A12 (Í byggingu)	A12					
Akranes	AKR		66	1987	4	2
Andakill	AND		66	1974	3	1
Hnoðraholt	AD7		132	1990	4	2
Nesjavellir	NES		132	1998	4	3

RA = Rarik

OV = Orkubú Vestfjarða

HS = Hitaveita Suðurnesja

LV = Landsvirkjun

KKS Merkingar Háspennulína Landsnets

2.3 Háspennulínur 220 kV

KKS	=	Heiti	Skýring
BH1	=	BÚÐARHÁLSLÍNA 1	BÚÐARHÁLS - SULTARTANGI Fyrirhuguð
BR1	=	BRENNIMELSLÍNA 1	GEITHÁLS - BRENNIMELUR
BU1	=	BÚRFELLSLÍNA 1	BÚRFELL – ÍRAFOSS
BU2	=	BÚRFELLSLÍNA 2	BÚRFELL – GEITHÁLS
BU3	=	BÚRFELLSLÍNA 3	BÚRFELL – HAMRANES
FL3	=	FLJÓTSDALSLÍNA 3	FLJÓTSDALUR - REYÐARFJÖRÐUR
FL4	=	FLJÓTSDALSLÍNA 4	FLJÓTSDALUR - REYÐARFJÖRÐUR
HN1	=	HAMRANESLÍNA 1	HAMRANES - GEITHÁLS
HN2	=	HAMRANESLÍNA 2	HAMRANES - GEITHÁLS
HR1	=	HRAUNEYJAFOSSLÍNA 1	HRAUNEYJAFOSS - SULTARTANGI
IS1	=	ÍSALLÍNA 1	HAMRANES – ÍSAL
IS2	=	ÍSALLÍNA 2	HAMRANES – ÍSAL
JA1	=	JÁRNBLENDILÍNA 1	BRENNIMELUR – JÁRNBLENDI
KR3	=	KRÖFLULÍNA 3	KRAFLA – FLJÓTSDALUR Fyrirhuguð
NA1	=	NORÐURÁLSLÍNA 1	BRENNIMELUR – NORÐURÁL
NA2	=	NORÐURÁLSLÍNA 2	BRENNIMELUR – NORÐURÁL
SI2	=	SIGÖLDULÍNA 2	SIGALDA - HRAUNEYJAFOSS
SI3	=	SIGÖLDULÍNA 3	SIGALDA - BÚRFELL
SO3	=	SOGSLÍNA 3	ÍRAFOSS - GEITHÁLS
SU1	=	SULTARTANGALÍNA 1	SULTARTANGI - BRENNIMELUR
SU2	=	SULTARTANGALÍNA 2	SULTARTANGI - BÚRFELL
SU3	=	SULTARTANGALÍNA 3	SULTARTANGI - BRENNIMELUR Fyrirhuguð
VF1	=	VATNSFELLSLÍNA 1	VATNSFELL - SIGALDA

2.6 Háspennulínur 132 kV

KKS	Heiti	Skýring
AD3	= AÐVEITUSTÖÐ 3	KORPA – AÐVEITUSTÖÐ 3
AD7	= AÐVEITUSTÖÐ 7	HAMRANES – AÐVEITUSTÖÐ 7
BJ1	= BJARNARFLAGSLÍNA	BJARNARFLAG – KRAFLA Fyrirhuguð
BL1	= BLÖNDULÍNA 1	BLANDA - LAXÁRVATN
BL2	= BLÖNDULÍNA 2	BLANDA - VARMAHLÍÐ
EL1	= ELLIÐAÁRLÍNA 1	ELLIÐAÁR (AD7) - GEITHÁLS
EY1	= EYVINDARÁRLÍNA 1	HRYGGSTEKKUR - EYVINDARÁ
FL2	= FLJÓTSDALSLÍNA 2	BESSASTAÐIR - HRYGGSTEKKUR
GE1	= GEIRADALSLÍNA 1	GEIRADALUR - GLERÁRSKÓGAR
GL1	= GLERÁRSKÓGALÍNA 1	GLERÁRSKÓGAR - HRÚTATUNGA
HA1	= HAFNARFJÖRÐUR 1	HAMRANES - HAFNARFJÖRÐUR
HO1	= HÓLALÍNA 1	HÓLAR – TEIGARHORN
HT1	= HRÚTATUNGULÍNA 1	HRÚTATUNGA - VATNSHAMRAR
KO1	= KORPULÍNA 1	KORPA - GEITHÁLS
KR1	= KRÖFLULÍNA 1	KRAFLA - RANGÁRVELLIR
KR2	= KRÖFLULÍNA 2	KRAFLA - HRYGGSTEKKUR
LV1	= LAXÁRVATNSLÍNA 1	LAXÁRVATN - HRÚTATUNGA
MJ1	= MJÓLKÁRLÍNA 1	GEIRADALUR - MJÓLKÁ
NE1	= NESJAVALLALÍNA 1	NESJAVELLIR - KORPA
PB1	= PRESTBAKKALÍNA 1	PRESTBAKKI - HÓLAR
RA1	= RANGÁRVALLALÍNA 1	RANGÁRVELLIR - VARMAHLÍÐ
SI4	= SIGÖLDULÍNA 4	SIGALDA - PRESTBAKKI
SN1	= SUÐURNESJALÍNA 1	HAMRANES - FITJAR
SO2	= SOGSLÍNA 2	ÍRAFOSS - GEITHÁLS
TE1	= TEIGARHORNSLÍNA 1	TEIGARHORN - HRYGGSTEKKUR
VA1	= VATNSHAMRALÍNA 1	VATNSHAMRAR - BRENNIMELUR

2.7 Háspennulínur 66 kV

KKS	Heiti	Skýring
BD1	= BREIÐADALSLÍNA 1	MJÓLKÁ - BREIÐIDALUR
BD2	= BREIÐADALSLÍNA 2	BREIÐIDALUR - ÍSAFJÖRÐUR
BV1	= BOLUNGARVÍKURLÍNA 1	BREIÐIDALUR - BOLUNGARVÍK
DA1	= DALVÍKURLÍNA 1	RANGÁRVELLIR - DALVÍK
ES1	= ESKIFJARÐARLÍNA 1	EYVINDARÁ - ESKIFJÖRÐUR
FA1	= FÁSKRÚÐSFJARÐARLÍNA 1	STUÐLAR - FÁSKRÚÐSFJÖRÐUR
FU1	= FLÚÐALÍNA 1	BÚRFELL - FLÚÐIR
GF1	= GRUNDARFJARÐARLÍNA 1	VOGASKEIÐ - GRUNDARFJÖRÐUR
HE1	= HELLULÍNA 1	FLÚÐIR - HELLA
HE2	= HELLULÍNA 2	HVOLSVÖLLUR - HELLA
HG1	= HVERAGERÐISLÍNA 1	LJÓSIFOSS - HVERAGERÐI
HV1	= HVOLSVALLARLÍNA 1	BÚRFELL - HVOLSVÖLLUR
IF1	= ÍSAFJARÐARLÍNA 1	ÍSAFJÖRÐUR - BOLUNGARVÍK
KG1	= KOLLUGERÐISLÍNA 1	RANGÁRVELLIR - KOLLUGERÐI
KS1	= KÓPASKERSLÍNA 1	LAXÁ - KÓPASKER
LA1	= LAXÁRLÍNA 1	LAXÁ - RANGÁRVELLIR
LF1	= LAGARFOSSLÍNA 1	LAGARFOSS - EYVINDARÁ
LJ1	= LJÓSAFOSSLÍNA 1	LJÓSIFOSS - ÍRAFOSS
NK1	= NESKAUPSTAÐARLÍNA 1	ESKIFJÖRÐUR - NESKAUPSTAÐUR
OL1	= ÓLAFSVÍKURLÍNA 1	VEGAMÓT - ÓLAFSVÍK
RI1	= RIMAKOTSLÍNA 1	HVOLSVÖLLUR - RIMAKOT
SA1	= SAUÐÁRKRÓKSLÍNA 1	VARMAHLÍÐ - SAUÐÁRKRÓKUR
SF1	= SEYÐISFJARÐARLÍNA 1	EYVINDARÁ - SEYÐISFJÖRÐUR
SE1	= SELFOSSLÍNA 1	LJÓSIFOSS - SELFOSS
SE2	= SELFOSSLÍNA 2	HELLA - SELFOSS
SM1	= SR MJÖL LÍNA 1	SEYÐISFJÖRÐUR - SR MJÖL
SR1	= STUÐLALÍNA 1	HRYGGSTEKKUR - STUÐLAR
SR2	= STUÐLALÍNA 2	STUÐLAR - ESKIFJÖRÐUR
ST1	= STEINGRÍMSSTÖÐVARLÍNA 1	STEINGRÍMSSTÖÐ - LJÓSIFOSS
TA1	= TÁLKNAFJARÐARLÍNA 1	MJÓLKÁ - KELDEYRI
TI1	= ÞINGVALLASTRÆTI	RANGÁRVELLIR - ÞINGVALLASTRÆTI
VA2	= VATNSHAMRALÍNA 2	VATNSHAMRAR - ANDAKÍLÁRVIRKJUN
VE1	= VEGAMÓTALÍNA 1	VATNSHAMRAR - VEGAMÓT
VS1	= VOGASKEIÐSLÍNA 1	VEGAMÓT - VOGASKEIÐ
TO1	= ÞORLÁKSHAFNARLÍNA 1	HVERAGERÐI - ÞORLÁKSHÖFN
VP1	= VOPNAFJARÐARLÍNA 1	LAGARFOSS - VOPNAFJÖRÐUR

2.8 Háspennulínur 33 kV

KKS

HU1	=	HÚSAVÍKURLÍNA 1
KA1	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 1
KA2	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 2
KA3	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 3
KA4	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 4
PS1	=	HVAMMSLÍNA 1

Heiti

Skýring

LAXÁ - HÚSAVÍK
BESSASTAÐIR - TEIGSBJARG
TEIGSBJARG - AXARÁ
AXARÁ - TUNGA
TUNGA - DESJARÁ
BESSASTAÐIR - HVAMMUR

2.9 Háspennulínur 11 kV

KKS

KA5	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 5
KA6	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 6
HA2	=	HAFNARFJÖRÐUR 2
HA3	=	HAFNARFJÖRÐUR 3
RE1	=	REYKJAHLÍÐARLÍNA
UF1	=	UFSÁRLÓNSLÍNA 1

Heiti

Skýring

TUNGA – LAUGARÁS, KAR
LAUGARÁS – SKÓGARHÁLS, KAR
HAMRANES - HAFNARFJÖRÐUR
HAMRANES - HAFNARFJÖRÐUR
KRAFLA - REYKJAHLÍÐ
AXARÁ – UFSÁRLÓN, KAR