

Umhvørvisstovan Orka og Eifelagid SEV

100% fornybar kraft

Pumpekraft, vind og sol



Oppdragsnr.: 5172432 Dokumentnr.: R01 Versjon: J07
2018-07-11

Oppdragsgiver:	Umhøvrisstovan Orka og Eifelagid SEV
Oppdragsgivers kontaktperson:	Kári M. Mortensen og Terji Nielsen
Rådgiver:	Norconsult AS, Vestfjordgaten 4, NO-1338 Sandvika
Oppdragsleder:	Franziska Ludescher-Huber
Fagansvarlig:	André Reynaud (modell, simuleringer), Knut Vormeland (elmek), Hugo Fredly (bygg)
Andre nøkkelpersoner:	Erik Nilsen (simuleringer), Ida Gotvassli (bygg), Françoise Bigillon (hydrologi)

J07	2018-07-11	Detaljendringer	FLH	APR	FLH
J06	2018-06-01	Nytt kapittel 11.6 kjørt med 150 MW vind og 80 MW sol	APR	FLH	FLH
J05	2018-05-15	Lagt til kap. 9 og 11. Endringer i sammendraget og vedlegg A.	APR	FLH	APR
J04	2018-02-13	Detaljendringer	APR, IDGOT	FLH	FLH
J03	2018-01-31	Inkl. investeringskostnad for vind- og solkraft	FLH	APR	FLH
B02	2018-01-25	Lagt til oversiktstabell og detaljendringer	FLH	APR	FLH
B01	2018-01-19	Utkast til kunden for kommentar	APR/FLH	FLH/APR	FLH
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

Sammendrag

Færøyenes Landsstyre har satt som mål om at produksjon av elektrisk energi skal være fossilfri i 2030.

I dag produseres ca. 40-50 % av kraften på Færøyene med tungoljeaggregater. Produksjonen er dyr og ikke miljøvennlig, man ønsker derfor å erstatte den med fornybar energi. For oppdraget ligger til grunn at oppvarming og transport skal baseres på elektrisk energi.

Målet med denne studien er å vise, hvordan vind- og solkraft kombinert med pumpekraft kan utnyttes for å innfri kravet om 100% fornybar kraftproduksjon på hovednettet på Færøyene.

For utredningen er det lagt til grunn et scenario med full elektrifisering av oppvarming og av transport, noe som øker energibehovet fra 317 GWh (i 2016) til ca. 600 GWh pr. år.

Fokus i studien har en simulering som respekterer reelle begrensninger og respekterer at fremtiden ikke er kjent, men at driften må basere seg på kjøreregler. Denne modelleringen er dermed en produksjonssimulering av tenkte tilfeller basert på historiske data for tilsig, vind og sol.

Kostnaden for vind- og solkraftutbygging har vært overslagsmessig integrert i studien. Kostnader for videre drift av termisk back-up har derimot ikke vært inkludert i vurderingene.

Studien viser at det er fullt mulig å dekke behovet for elektrisk energi på Færøyene med vind-, sol- og vannkraft. For å komme opp i 100% fornybar energi er det nødvendig med en stor utbygging av magasinene Mýrarna og Heygadalur. I tillegg må kraftverkene Mýruverkið og Heygaverkið erstattes og utstyres med større aggregater. Pumpekraftverket Mýruverkið vil baseres på en kombinasjon av turbiner, pumpeturbiner og flere mindre pumper.

Samtlige alternativer krever storstilt utbygging med vindkraft- og solkraft. For hovedalternativet ligger utbygging med 235 MW vindkraft (100 mellomstore turbiner) og 39 MW solkraft til grunn. Alternativ 2 med noe redusert utbygging viser at det er rom for optimalisering, fordi man (nesten) kommer på 100% fornybar kraft selv om utbygging med solkraft reduseres til 30 MW.

Investeringskostnader¹ (pumpekraft, vind- og solkraft) for alternativer med 100% fornybare kraft i hele simuleringperioden på 11 år er ca. 4,3 milliarder NOK (eller 3,4 milliarder DKK).

Resultatene viser at utbyggingen vil bli mye rimeligere dersom man fraviker kravet om 100% fornybar energi. Alternativer som gir en fornybarandel på 92,3% reduserer total investeringskostnad med mer enn en fjerdedel (2,95 milliarder NOK eller 2,35 milliarder DKK). Derimot vil det tilkomme utgifter for drift og vedlikehold av termiske aggregater.

I en overgangsfase, mens man jobber med omleggingen av oppvarming til varmpumper og transport til elektrisk drift, vil alternativ 1a være et godt utgangspunkt. Alternativ 1a innebærer betydelig mindre investeringskostnader for vannkraften, innsparte driftskostnader for termisk produksjon, små negative miljøkonsekvenser fra utbyggingen og en stor positiv miljøeffekt fra unngåtte klimagasser.

På de følgende sider vises en oversikt over fornybarandel og investeringskostnader (Tabell 1), energiregnskapet (Tabell 2) og utbyggingskostnader for pumpekraft (Tabell 3).

Det er lagt til et kapittel hvor det diskuteres hvorfor det er valgt å gå for en løsning hvor all produksjon er knyttet til hovednettet og ikke til et eget nett.

Det er utført nye simuleringer etter første presentasjonen av denne rapporten, resultatene fra disse er presentert i kapittel 11. Disse simuleringene bruker andre data for solkraften (data kommer fra hele perioden 2007 til 2012). Det er brukt en større utbygging av solkraft, maksimal effekt er 100 MW.

¹ Investeringskostnader for vann- og vindkraft og valutakurser er basert på verdier for 2017.

Tabell 1 Fornybarandel og investeringskostnader for alle alternativer

	Fornybarandel	Investeringskostnad	Hovedalt.	Alt. 1a uten damøkning	1b uten damøkning med Hvalvik	1c uten damøkning med Vatnisdalen	2 Hoved redusert sol	3 Hoved red sol med Hvalvik	4 Hoved red sol med Vatnisdalen	5 Hoved red vind	6 bare Myrarna	Hovedalternativ nye soldata	Hovedalternativ nye soldata, 100MW solkraft	Hovedalternativ nye soldata, 100MW solkraft, 194 MW vind	Heljareyga økt til kote 110	Heljareyga økt til kote 130 data som alternativ 1a	Heljareyga økt til kote 130, data som hovedalternativ	150MW vind 80MW Sol bare Myrarna	150MW vind 80MW sol Hlejraeyga 130 Myrarna 360
	100.0 %																		
Vannkraftproduksjon [GWh]	202	148	153	151	204	207	205	168	168	203	189	204	150	171	183	166	195		
Vindkraftproduksjon [GWh]	830	830	830	830	830	830	830	415	830	830	830	830	685	830	830	530	530		
Solkraftproduksjon [GWh]	26	26	26	26	20	20	20	26	26	24	62	62	62	62	62	50	50		
Investeringskostnad vannkraft [mill. NOK]	1787	439	598	547	1787	1946	1895	1787	1591	1787	1787	1787	1787	748	912	1107	910		
Investeringskostnad solkraft [mill. NOK]	259	259	259	259	199	199	199	259	259	259	259	259	664	664	664	531	531		
Investeringskostnad vindkraft [mill. NOK]	2097	2097	2097	2097	2097	2097	2097	1049	2097	2097	2097	2097	1731	2097	2097	1489	1639		
Investeringstotalt [mill. NOK]	4 143	2 795	2 954	2 903	4 084	4 242	4 191	3 095	3 947	4 142	4 547	4 181	3 509	3 672	3 867	2 929	3 276		
Investeringstotalt inkl. DKK	3 303	2 228	2 355	2 314	3 256	3 382	3 342	2 467	3 147	3 303	3 626	3 334	2 798	2 928	3 084	2 336	2 612		
NOK/kwh vannkraft	8.8	3.0	3.9	3.6	8.8	9.4	9.3	10.6	9.5	8.8	9.4	8.8	5.0	5.3	6.1	5.5	5.7		
NOK/kwh vindkraft (levert på nett)	3.8	4.4	4.4	4.5	3.8	3.7	3.8	2.5	4.3	3.8	4.1	3.4	4.6	4.3	4.2	3.5	3.5		
NOK/kwh solkraft	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7		

Tabell 2 Energiregnskap for alle alternativer

MVA	Hovedalt.		Alt. 1a uten damøkning		1b uten damøkning med Hvalvik		1c uten damøkning med Vatnid		2 Hoved redusert sol		3 Hoved red sol med Hvalvik		4 Hoved red sol med Vatnid		5 Hoved red vind		6 bare Myrarna		Hovedalternativ nye soldata		Hovedalternativ nye soldata, 100MW solkraft		Hovedalternativ nye soldata, 100MW solkraft, 194 MW vind		Heljareyga økt til kote 110		Heljareyga økt til kote 130 data som alternativ 1a		Heljareyga økt til kote 130, data som hovedalternativ		150MW vind 80MW Sol bare Myrarna		150MW vind 80MW sol Heljareyga 130 Myrarna 360			
	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Effekt [MW]	Energi [GWh]		
Formybarandel energi	100 %		92 %		93 %		93 %		100 %		100 %		100 %		85 %		95 %		100 %		100 %		100 %		100 %		95 %		98 %		99 %		91 %		94 %	
Ferbruk uten pumping	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592	109	592
Termisk kraft*	0	0	79	46	79	42	79	43	76	1	43	0	67	0	85	92	79	27	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Vindkraft	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	830	235	
Solenergi	39	26	39	26	39	26	39	26	30	20	30	20	30	20	39	26	39	26	39	24	100	62	100	62	100	62	100	62	100	62	100	62	100	62	100	
Vannkraft sum	134	202	94	148	94	153	109	151	134	204	134	207	149	205	134	168	134	168	134	203	134	189	134	204	94	150	94	171	134	183	134	166	134	195		
Eiøsværk	22	45	22	45	22	45	22	45	22	45	22	43	22	44	22	50	22	47	22	45	22	42	42	46	22	45	22	43	22	43	22	43	22	49		
Fossilværk	7	18	7	19	7	19	7	3	7	19	7	18	7	4	7	22	7	20	7	18	7	17	7	19	7	18	7	18	7	17	7	22	7	21		
Høygværk	25	15	25	12	25	18	25	20	25	15	25	24	25	24	25	16	25	13	25	15	25	14	25	14	25	15	25	15	25	15	25	15	25	15	15	
Myrværk	80	121	40	70	40	68	40	68	80	122	80	120	80	120	80	77	80	86	80	122	80	113	80	120	40	72	40	93	80	104	80	79	80	107		
Vatnid-Heljareyga	0	0	0	0	0	0	15	12			0	15	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Amen uregulert**	3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3		3	
Kraft brukt til pumping i Hvalvik	140	184	70	101	75	110	70	99	140	185	145	198	140	185	140	107	140	120	140	185	140	174	140	182	70	105	70	105	70	105	140	160	140	160		
Kraft brukt til pumping i Myrværk	140	184	70	101	70	100	70	99	140	185	140	185	140	185	140	107	140	120	140	185	140	174	140	182	70	105	70	105	140	160	140	140	160			
Ubrukt kraft (curtailment)		283		358		350		359		278		267		278		2		340		282		316		177		374		341		327		101		60		
Pga varnrmangel		259		171		178		172		285		251		285		2		316		258		287		176		176		143		297		101		60		
Pga effektmangel		24		187		172		187		23		16		23		0		24		24		30		2		198		198		30		0		0		
Andel curtailment av vind + sol		33 %		42 %		41 %		42 %		33 %		31 %		33 %		1 %		40 %		33 %		35 %		24 %		42 %		38 %		37 %		17 %		10 %		

* dersom man aksepterer at termisk energi må tas i bruk, vil det være mulig å redusere behovet for termisk effekt til estimerte 10-30 MW.
** effekt på uregulert vannkraft er ikke medtatt

Tabell 3 Utbyggingskostnader for pumpekraft for alternativene

Utbyggingskostnad vannkraft	[mill. NOK]	Hovedalt.	[mill. NOK]	Alt. 1a uten damøkning	[mill. NOK]	1b uten damøkning med Hvalvik	[mill. NOK]	1c uten damøkning med Vatnid	[mill. NOK]	2 Hoved redusert sol	[mill. NOK]	3 Hoved red sol med Hvalvik	[mill. NOK]	4 Hoved red sol med Vatnid	[mill. NOK]	5 Hoved red vind	[mill. NOK]	6 bare Myrarna	[mill. NOK]	Hovedalternativ nye soldata	[mill. NOK]	Hovedalternativ nye soldata, 100MW solkraft	[mill. NOK]	Hovedalternativ nye soldata, 100MW solkraft, 194 MW vind	[mill. NOK]	Heljareyga økt til kote 110	[mill. NOK]	Heljareyga økt til kote 130 data som alternativ 1a	[mill. NOK]	Heljareyga økt til kote 130, data som hovedalternativ	[mill. NOK]	150MW vind 80MW Sol bare Myrarna	[mill. NOK]	150MW vind 80MW sol Hlejræyga 130 Myrarna 360	[mill. NOK]
Byggekostnad vannkraft	1787		439		598		547		1787		1946		1895		1787		1591		1787		1787		1787		1787		748		912		1107		910		1107
Damøkning Myrarna (380 eller 360)	943								943		943		943		943		943		943		943		943		943		263		263		263		263		263
Damøkning Heljareyga (110 eller 130)	197								197		197		197		197		197		197		197		197		197		46		197		197		197		197
Byggekostnader uten dammer	177		164		310		219		177		323		232		177		177		177		177		177		177		164		177		177		177		177
Hvalvik - Heljareyga					146						146																								
Myrarna til Nytt Myrverkid	41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41		41
Vatnid til Nytt Myrverkid							55						55																						
Nytt Myrarna	69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69		69
Fra Nytt Myrverkid til Heljareyga	9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9		9
Heljareyga til Ny Heljareyga	18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18		18
Heljareyga til Ny Heljareyga	13								13		13		13		13		13		13		13		13		13		13		13		13		13		13
Veiomlegging Heljareyga																																			
Ny kraftstasjon Heljareyga	27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27		27
Elektromekaniske kostnader vannkraft	470		275		288		328		470		483		523		470		470		470		470		470		470		275		275		470		470		470
Myrverkid /gren Myrarna	390		195		195		195		390		390		390		390		390		390		390		390		390		195		195		390		390		390
Heygaverkid	80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80		80
Myrverkid gren Vatnid							53						53																						
Pumpestasjon Hvalvik											13																								

Innhold

1	Introduksjon	10
1.1	Bakgrunn	10
1.2	Forutsettelser og rammer for studien	10
1.3	Oppfølging hos kunden	10
2	Prosjektgjennomføring	12
3	Systembeskrivelse og avgrensning	13
3.1	Pumpekraftsystem Vestmanna	13
3.2	Simulert kraftsystem på det færøyske hovednettet	14
4	Inndata til simuleringene	15
4.1	Hydrologi	15
4.2	Solinnstråling og produksjon av solkraft	17
4.2.1	Opprinnelig simulering	17
4.2.2	Oppdatert simulering	18
4.3	Vind og vindkraftproduksjon	20
4.4	Fremtidig forbruk	21
4.4.1	Nivå til forventet forbruk i 2030	21
4.4.2	Simulering av forbruket i 2030	21
4.5	Simuleringsmodellen	22
4.5.1	Hovedregler for simuleringene	23
5	Kostnadsoverslag	25
5.1	Bygningsmessige tiltak pumpekraft	25
5.2	Elektromekanisk utstyr pumpekraft	28
5.3	Investeringskostnad vindkraft	30
5.4	Investeringskostnad solkraft	30
6	Simuleringsresultater for hovedalternativet	31
6.1	100 % fornybar energi	31
7	Simuleringsresultater for andre utbyggingsalternativer	36
7.1	Alternativ 1a – Ingen økning av magasiner, ingen forbindelse til Hvalvik eller Vatnið	36
7.2	Alternativ 1b – Ingen økning av magasiner, pumping fra Hvalvik	40
7.3	Alternativ 1c – Ingen økning av magasiner, overføring fra Vatnið	43

7.4	Alternativ 2 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, redusert utbygging med solkraft	46
7.5	Alternativ 3 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, pumping fra Hvalvik	49
7.6	Alternativ 4 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, overføring fra Vatnið	52
7.7	Alternativ 5 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, redusert utbygging med vindkraft	55
7.8	Alternativ 6 - Volum Mýrarna økt, ingen utbygging av Heygadalur	58
7.9	Ubrukt kraft	61
7.10	Generelle konklusjoner	61
	7.10.1 Effekt og effektreserve – avgjørende for utbyggingen – mulige tiltak	61
	7.10.2 Vannhusholdningen i pumpekraftsystemet	62
	7.10.3 Sol	62
	7.10.4 System uten utbygging av magasiner	62
	7.10.5 Batterier	62
8	Etappevis utbygging	63
9	Separat nett for pumping	64
9.1	Fordeler	64
9.2	Ulemper	64
	9.2.1 Tap og curtailment	64
	9.2.2 Separat nett	65
9.3	Utfordringer og begrensninger	65
	9.3.1 Kontrollsystem	65
9.4	Konklusjon	65
10	Miljø- og samfunnskonsekvenser	66
11	Nye simuleringer med ny modell for solkraft	67
11.1	Innledning	67
11.2	Oppdatering av Hovedalternativet	68
	11.2.1 Hovedalternativ, nye soldata	68
	11.2.2 Hovedalternativ, nye soldata, 100 MW solkraft	70
	11.2.3 Hovedalternativ, nye soldata, 100 MW solkraft, 194 MW vindkraft	72
11.3	Ny kjøring, Heygadalur økt til kote 110, data som alternativ 1a	74
11.4	Ny kjøring, Heygadalur økt til kote 130, Myrarna økt til kote 360, data som alternativ 1a	76

11.5	Ny kjøring, Heygadalur økt til kote 130, Myrarna økt til kote 360, data som hovedalternativet	78
11.6	Ny Kjøring 150 MW vind, 80 MW sol	80
Vedlegg A	Informasjon om forutsatte utbygginger/utstyr ved simuleringene	83
Vedlegg B	Forklaring av begreper	87

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Færøyenes Landsstyre har satt som mål om at produksjonen av elektrisitet skal være fossilfri i 2030.

I dag produseres ca. 40-50 % av elektriskraft på Færøyene med tungoljeaggregater. Produksjonen er dyr og ikke miljøvennlig og det er derfor ønskelig å erstatte den med fornybar energi. Ettersom Færøyene er i gang med en omfattende elektrifiseringsprosess er behovet for fornybar elektrisk kraft økende.

Målet med studien er å definere det beste prosjektet som tillater å utnytte vind- og solkraft for pumping av vann og magasiner for «lagring» av vannet til det er behov for vannkraft i vindstille perioder og utilstrekkelig produksjon av solkraft.

1.2 Forutsetninger og rammer for studien

Ved oppstart i prosjektet var det forutsatt at fornybar energi skulle kun produseres med vind- og vannkraft.

På grunn av at potensialet for produksjon av vind- og vannkraft energi er liten om sommeren ble det valgt å også vurdere solinnstråling som energikilde.

Bioenergi kan eventuelt erstatte fossilfyrte kraftproduksjon dersom det viser seg å være nødvendig og miljøriktig til tross for lang transportvei, dette ble ikke vurdert i denne studien. Tidevannkraft ble vurdert som foreløpig umoden for storskala bruk og ble ikke integrert i studien.

Etablering av pumpekraft ble kun vurdert på Vestmanna, tidligere studier har vist at det ikke ligger til rette for pumpekraft på Eiði.

Selv om Vestmanna og Eiði har helt uavhengig vannhusholdning, er det forutsatt at produksjon i Eiði samkjøres med pumpekraftsystemet i Vestmanna.

Med bakgrunn i hensyn til miljø, dyre investeringer og dyr drift ble det ikke vurdert pumpekraftsystemer basert på saltvann, med havet som «nedre magasin».

Forbruket er forutsatt å øke betydelig i fremtiden, på grunn av omlegging av landtransport fra fossildrift til elektrisk drevne kjøretøyer og erstatning av oljefyrt oppvarming til varmpumper.

1.3 Oppfølging hos kunden

Da det viste seg at en utvidelse av studien ville være hensiktsmessig for å få bedre hydrologiske grunnlag, inkludere solkraft og flere utbyggingsvarianter med, overtok Elfelagið SEV en vesentlig del av projektkostnadene, i tillegg til Umhvørvisstovan Orka.

Prosjektet ble fulgt opp av følgende personer og grupper

Oppdragsgivers representant:

- Kári Mannbjørn Mortensen, Umhvørvisstovan Orka
- Terji Nielsen, Elfelagið SEV

Prosjektkoordinator:

- Kim Andersen, Dansk Energi

Arbeidsgruppen bestod av følgende personer:

- Bjarti Thomsen, Umhvørvisstovan Orka
- Terji Nielsen, Eifelagið SEV
- Henrik Hansen, Dansk Energi

Styringsgruppen bestod av følgende personer:

- Hákun Djurhuus, SEV
- Bogi Bendtsen, SEV
- Petur Joensen, HIMR
- Jørgen Christensen, Danske Energi
- Kári Mannbjørn Mortensen, Umhvørvisstovan Orka

2 Prosjektgjennomføring

Produksjonssimuleringer er bærebjelken for vurderingene i dette prosjektet. Da grunnlagsdataene er avgjørende for at en simulering gir riktig resultat ble det gjort en innsats for å lage solide grunnlag, spesielt på hydrologi.

Etter første simuleringer ble forbedringsmuligheter for modellen diskutert med arbeidsgruppen. Dette resulterte i en modifisering av inndata for fremtidig forbruk (kap. 4.4), integrering av vannkraftproduksjon på Eiði i simuleringsmodellen og mulighet for å inkludere solkraft.

Etter simuleringer var gjennomført ble det utarbeidet et kostnadsoverslag.

Kostnader for elektromekaniske deler ble estimert på grunnlag av Norconsults erfaringsdatabase med reelle tilbud fra andre prosjekter, komplettert med leverandør opplysninger som ble hentet inn for dette prosjektet.

Byggekostnader ble estimert grovt.

Etappevis utbygging av prosjektet og miljø- og samfunns-konsekvenser er vurdert basert på erfaring med slike prosjekter og en befaring i juni 2017.

Det er ikke sett på kostnader for vindkraft og solkraft i denne studien, selv om med de installerte effektene som er beskrevet i dette dokumentet antas at disse vil være de største kostnadene. Fokus for studien har vært kostnader for utbygginger for bruk av vannet på Vestmanna som bidrag til å få elektrisitetsproduksjonen 100% fornybar.

3 Systembeskrivelse og avgrensning

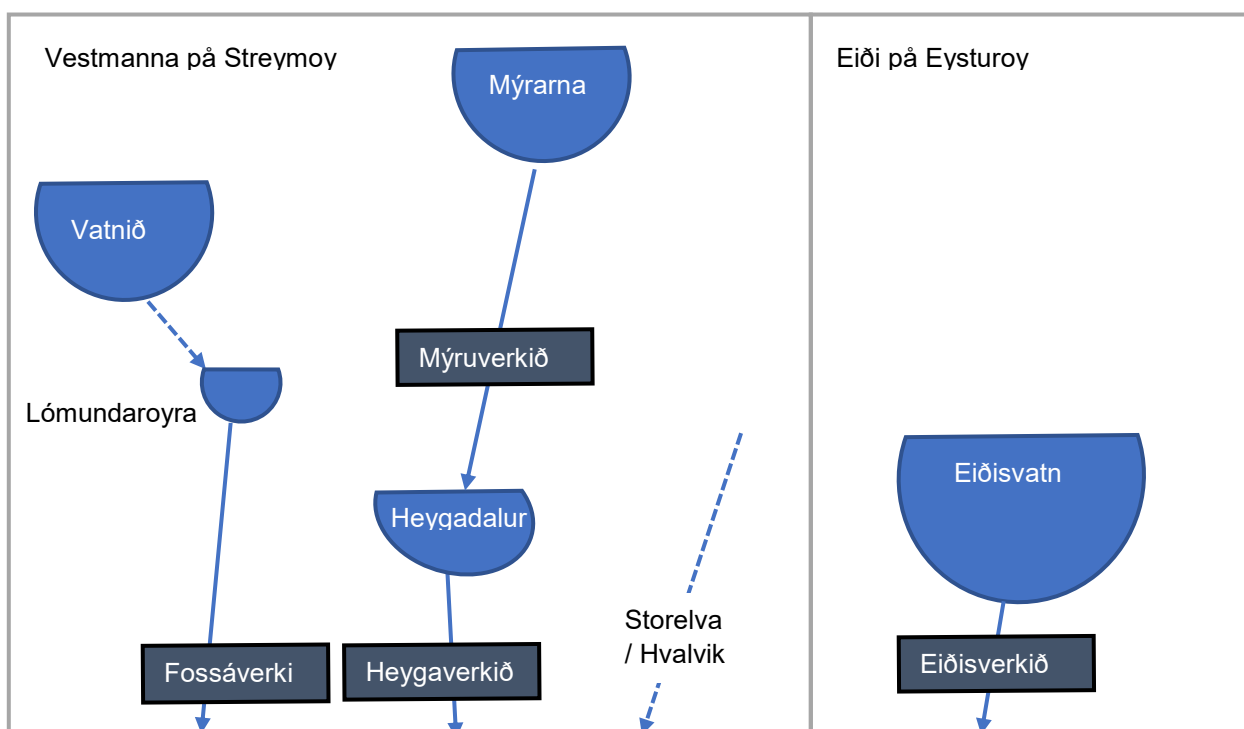
3.1 Pumpekraftsystem Vestmanna

Vestmanna er et område med fire vannkraftmagasiner, som i dag blir brukt i tre kraftverk:

- Vannet fra magasinet Vatnið renner ut i Lómundaroyra. Derfra overføres vannet til et trykkrør og brukes i Fossáverkið i Vestmanna, med utløp i havet.
- Mýrarnamagasinet brukes til å produsere i Mýruverkið med utløp i Heygadalur.
- Vannet fra Heygadalur brukes i Heygaverkið i Vestmanna, med utløp i havet.

Vannet fra Storelva som renner ut i havet ved Hvalvik utnyttes i dag ikke til vannkraftproduksjon.

Eiðisvann og Eiðisverkið er hydrologisk helt uavhengige fra Vestmannaområdet, men ved å samkjøre produksjonen med pumpekraft på Vestmanna kan Eiðisverkið bidra til å optimalisere pumpekraftsystemet.



Figur 1 Vannkraftutbygginger tilknyttet hovednettet, mindre vannkraft og uregulert vannkraft er tatt ikke med

Figur 1 viser eksisterende magasiner vannkraft på Vestmanna på Streymoy og ved Eiði på Eysturoy. Dette representerer hoveddelen av vannkraftutbyggingen som er tilknyttet hovednettet. Figuren viser også Storelva/Hvalvik som eventuelt kan integreres vannkraftproduksjonen i Vestmanna på Streymoy. Heltrukne piler viser vannveier som utnyttes i vannkraftverk (mørke bokser). Stiplede piler viser vann som renner fritt, uten at det brukes til kraftproduksjon.

3.2 Simulert kraftsystem på det færøyske hovednettet

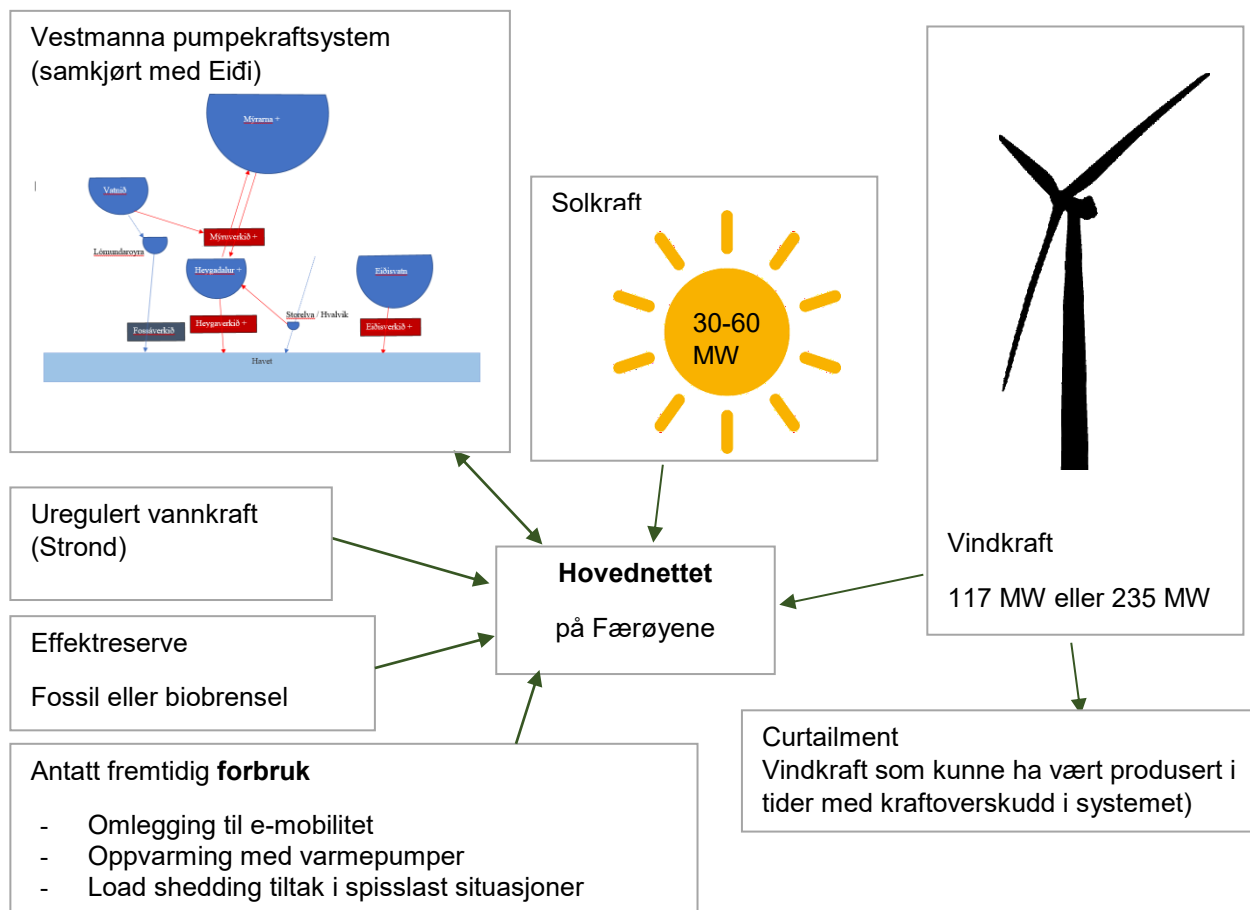
Det overordnede elektriske systemet er hovednettet på Færøyene.

Kraftproduksjonen består av vindkraft, solkraft, vannkraft som er styrt som en del av pumpekraftsystemet. Uavhengig vannkraft (Strond) kjøres uregulert på tilsig.

Vindkraftproduksjon: systemet ble modellert med 2 nivåer med vindkraftutbygging:

- 117,5 MW (50 turbiner med 2,35 MW hver)
- 235 MW (100 turbiner med 2,35 MW hver)

Utbygging med solkraft: installert effekt på 30 MW ble forutsatt som et utgangspunkt, men ble senere økt opp til 60 MW, da simuleringene viste gode resultater med mer solkraft. Det vil være hensiktsmessig å optimalisere forholdet mellom vindkraft og solkraft i systemet i en neste fase. Hovedalternativet er basert på en solkraftutbygging på ca. 39 MW som er tilstrekkelig for å dekke energibehovet.



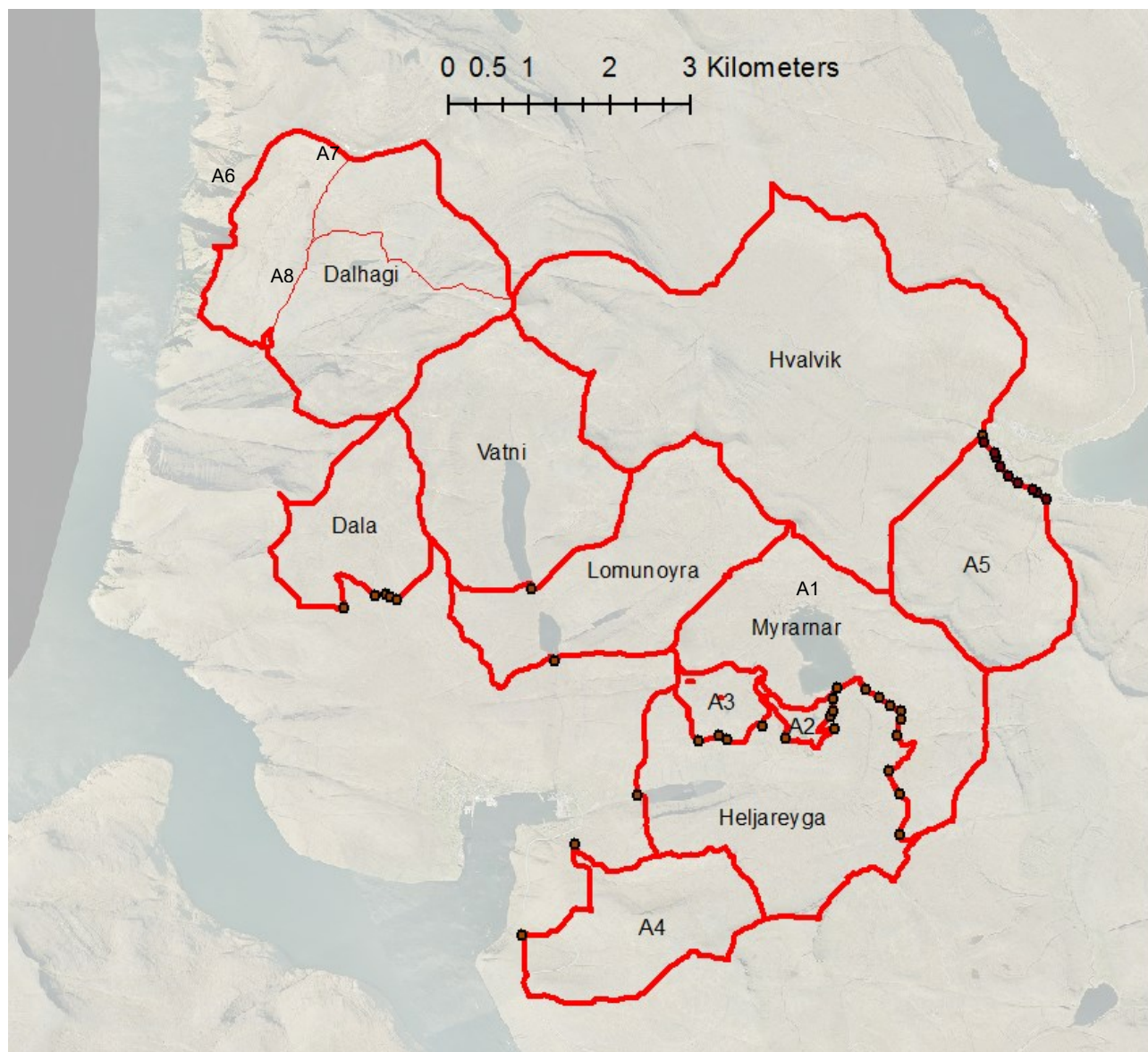
Figur 2 Overordnede system for simuleringene

4 Inndata til simuleringene

4.1 Hydrologi

Det var ikke tilgjengelig tilsigsserier som var egnet som grunnlag for simuleringer. Det ble derfor utført et eget prosjekt for å komme fram til tilsigsserier for nedbørfelt i Vestmannaområdet, som muligens kunne tilknyttes pumpekraftsystemet.

Med en oppdemning av magasiner vil vannet fra overførte felt enten måtte pumpes opp i magasinet som det i dag renner til naturlig eller det vil renne ned i et lavere magasin. For å kunne ta hensyn til dette ble det laget egne delfelt for overføringer.



Figur 3 Nedbørfelt i Vestmanna som ble utredet og som det ble laget tilsigsserier for. Prikkene viser inntak til overføringskanaler eller – tunneller.

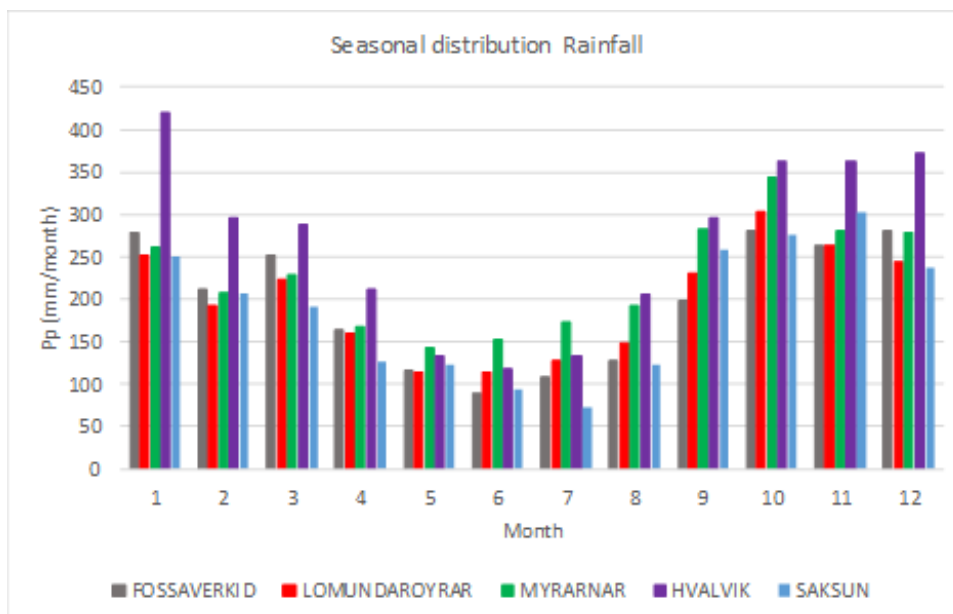


Figur 4 Nedbør som faller innenfor den røde avgrensningen overføres til magasinet Eiðisvatn. Overføringsanlegget består av mer enn 50 km kanaler og borete tunneller med i alt 115 inntak ved bekker.

Tabell 4 Nedbørfeltstørrelser og tilknytning til eksisterende vannkraftverk.

Inntak	Nedbørfelt	Areal [km ²]
Fossáverkið	Vatnið	6.55
	Lomundaroyra	5.63
	Dalá (overført felt)	3.0
Mýruverkið	Mýrarnar	6.27 (A1 inkludert)
	A1 (takrennefelt)	
	A2 (takrennefelt)	0.3
	A3 (takrennefelt)	0.82
Heggverkið	Heljereyga	6.52
	A4 (takrennefelt)	3.62
Hvalvik	Hvalvik @ 10-12 moh.	16.4
	A5 @ 10-12 moh.	4.4

Eiðisverkið	Eiðisvatn	62,6
-------------	-----------	------



Figur 5 Tilsigsfordeling over året. Figuren viser at det regner mye mer om høsten og tidlig om vinteren enn om senvinteren, våren og sommeren. Samtidig viser de lilla søylene for Hvalvik betydelig mer nedbør der enn i området for øvrig.

4.2 Solinnstråling og produksjon av solkraft

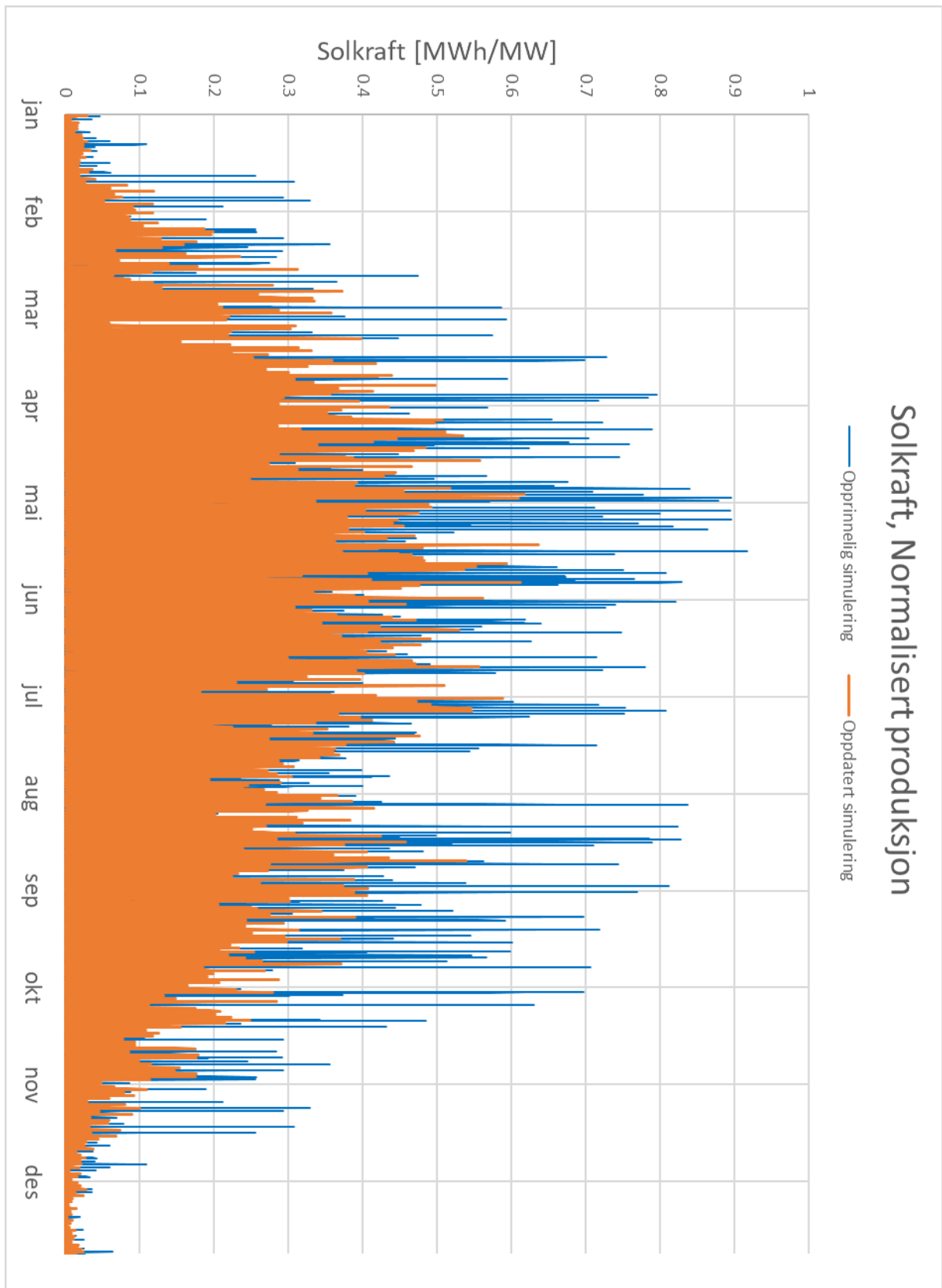
4.2.1 Opprinnelig simulering

Simulert produksjon baserer seg på reell produksjon fra 2007 og 2012.

Solkraft er simulert likt for alle årene og er basert på en kombinasjon av målinger fra 2007 og 2012. Dataene som er brukt er hentet fra to filer med produksjonsdata VinnuhaskulinSolorka2007.txt og VinnuhaskulinSolorka2012.txt. Disse inneholder produksjonsdata for opptil tre solcellepaneler med maksimal effekt på 1 360 W det er dessverre ikke full dekning for hele året 2007 eller 2012 men samlet har filene data for alle timene i et år. Dataene i filene er akkumulert produksjon for hver dag med verdier for hvert 15. minutt. Disse måtte omregnes til timesdata for hele året for å passe inn i simuleringen. Timesdataene er deretter normaliserte som data i watt-timer per installert watt maksimaleffekt. De normaliserte dataene er brukt for å regne ut en gjennomsnittlig verdi for produksjonen for en gitt time av året som kombinasjon av alle tilgjengelige data for den aktuelle timen. Denne beregningen av snittproduksjon er utført for å sørge for at dataserien er komplett over året. Bruk av gjennomsnittsverdier kan forsvares ved at det vil være representative for spredt installasjon av solcellepaneler, som vil jevne ut produksjonen.

4.2.2 Oppdatert simulering

Denne er basert på mottatte data og er basert på et snitt mellom 2007 og 2012 som inkluderer alle årene.



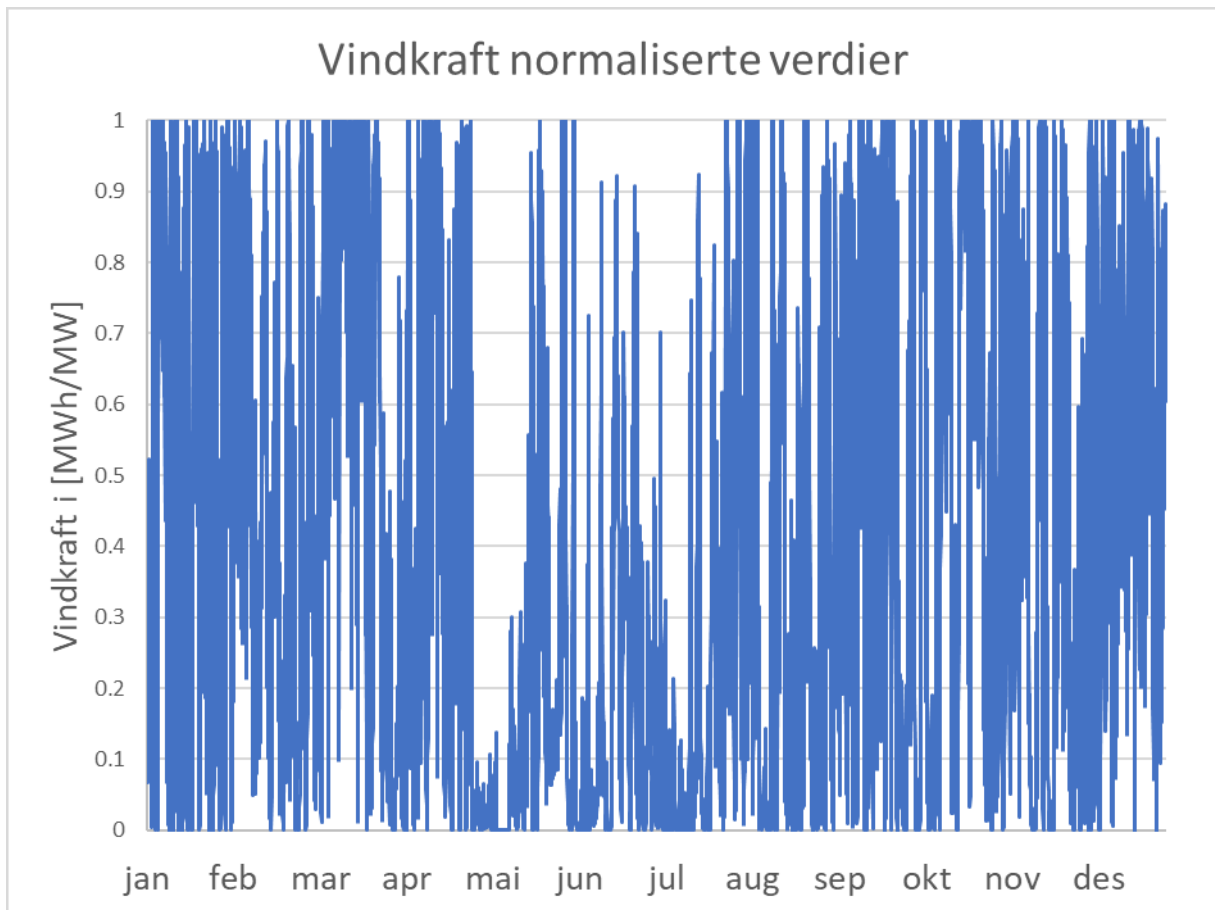
Figur 6 Solkraftproduksjon brukt i simuleringene annet enn for kapittel 11

4.3 Vind og vindkraftproduksjon

Vindkraftproduksjonen er simulert basert på målte 10-minutters vinddata. Overgangen fra vinddata til produksjon er basert på en normalisert produksjonskurve til en E44 vindturbin.

Det antas at fremtidige turbiner vil ha en produksjonskurve fra vind som forventes å ha en lik form som den til E44 turbinen. Simuleringen baserer seg ikke på et gitt antall turbiner av en fast effekt, men baserer seg på installert maksimaleffekt. Dette er årsaken til at alle produksjonsdata er som for solkraft normaliserte til watt-timer per installert watt maksimaleffekt.

Årene som er brukt som basis for å utarbeide input data til modellen for vindkraft er fra perioden 2007 til februar 2017. Perioden er ikke fullt 11 år lang og data fra tilsvarende dager fra første skuddåret i serien brukes for å fylle ut manglende data. Det er valgt å bruke data fra skuddår for å være sikker på at data er tilgjengelig for alle årets dager.



Figur 7 Vindkraft produksjon, normalisert verdi for første året til simuleringene

4.4 Fremtidig forbruk

4.4.1 Nivå til forventet forbruk i 2030

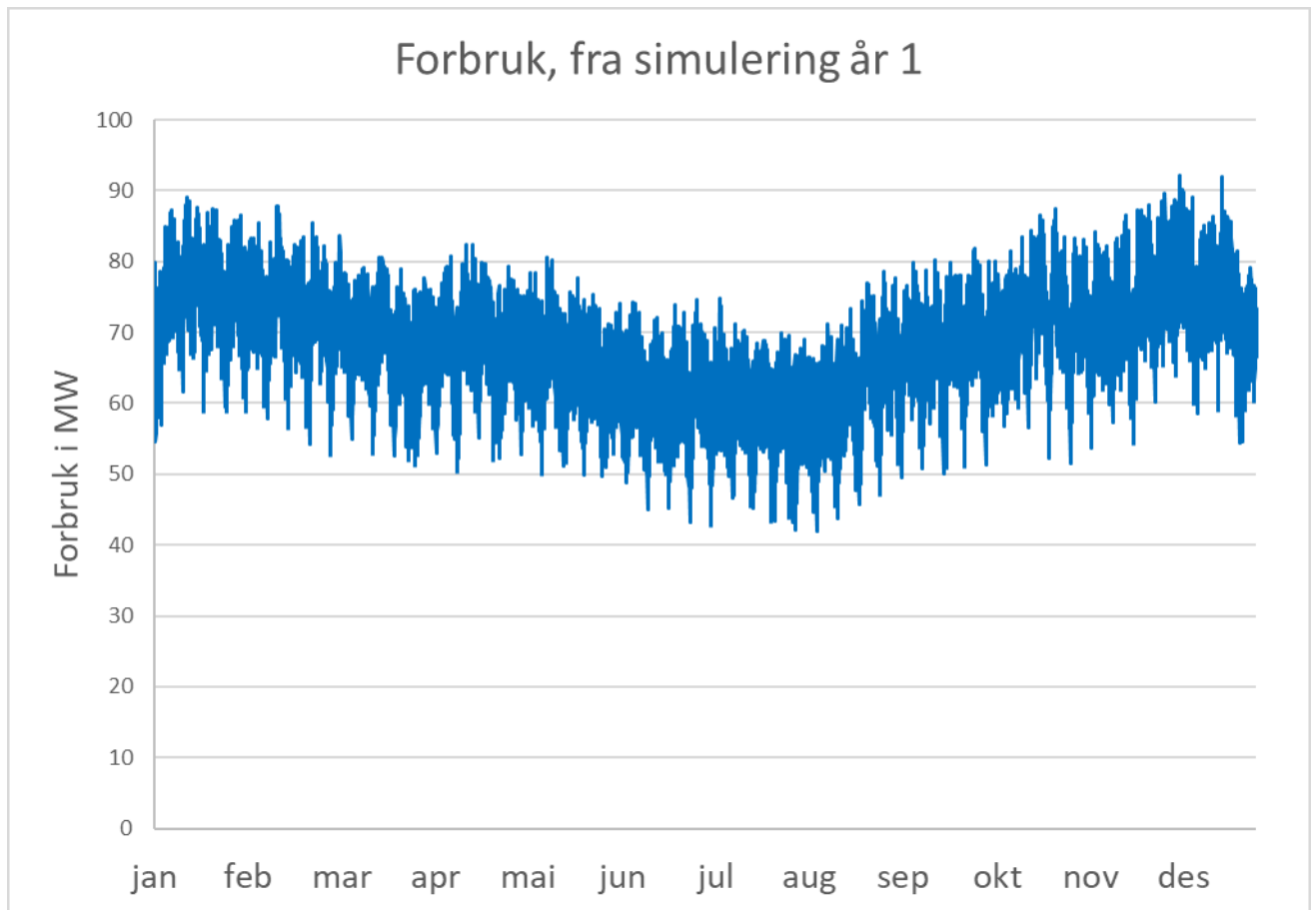
Fremtidig forbruk baserer seg på en økning av forbruket på ca. 2% per år av vanlig el-forbruk i tillegg vil elektrifisering av oppvarming bidra med en økning på ca. 125 GWh i 2030. Transport ved bruk av elektriske biler, busser og lastebiler vil bidra med en økning av forbruket med ca. 100 GWh i 2030. (kilde: *Faroe Islands energy development*, dokument vedlagt forespørsel)

Dermed vil det totale forbruket komme på ca. 600 GWh. I modellen er forbruket i snitt ca. 591 GWh per år, minimalt simulert forbruk er ca. 587,6 GWh og maksimalt simulert forbruk er ca. 594,6 GWh.

4.4.2 Simulering av forbruket i 2030

Fremtidig forbruk har vært simulert på to måter i modellene:

- En forenklet modell som baserer seg på dagens forbruk, hvor laveste effektbehov for en time er uendret og hvor høyeste effektbehov for en time er satt til ca. 110 MW. Modellen baserer seg på dags-, ukes-, måneds- og sesongvariasjoner som tilsvarer dagens med et vilkårlig påslag for å modellere tilfeldige variasjoner.
- I simuleringene som presenteres her er det brukt en mer virkelighetsnær modell som er basert på følgende:
 - Forbruk fra 2 år hvor data var tilgjengelige for oss (2008 og 2016) tilpasset med en årlig vekst på 2% mot 2030.
 - Antatt forbrukt for oppvarming basert på aktuelle data fra et utvalg husstander over en periode på et år.
 - Modellert forbruk for elektriske kjøretøy hvor det årlige forbruket på 100 GWh er fordelt utover timene etter et gitt dagsmønster.



Figur 8 Simulert forbruk for år 1 i simuleringene

4.5 Simuleringsmodellen

Forbruket er basert på det simulerte forbruket for 2030 med variasjoner i vind produksjon og vanntilslig slik at det utføres en simulering som tilsvarer året 2030 i forbruk men simuleringen varer i 11 år. Dette er gjort for å se på robustheten til løsningen for tørre, våte, vindfulle eller vindsvake år.

Det er valgt å lage et program som simulerer produksjonen som skal tilfredsstille forbruket. Dette energibehovet blir dekket av to typer kilder:

- Uregulerbare energikilder:
 - Vindkraft
 - Solkraft
 - Uregulert vannkraft (Strond)
- Regulerbare energikilder
 - Eiðisverket
 - Eksisterende og ny utbygging på Vestmanna
 - Termisk back-up

Eiðisverket og termisk back-up kan bare produsere kraft mens utbyggingen på Vestmanna har ved hjelp av pumper mulighet til å absorbere og lagre energi.

For å simulere vannkraften er det tatt med aktuelle tilsigsdata for en tilsvarende lang historisk periode (inntil 11 år).

Programmet har da som oppgave å balansere forbruk mot tilgjengelig kraft og skal i tillegg forsøke å lagre mest mulig av overskytende energi. Samtidig vil forbruk og overføring av vann mellom magasiner regnes ut slik at en ved neste time kan utføre en tilsvarende balansering av forbruk, produksjon og lagring av energi.

Det er valgt et sett med regler for fordeling av forbruk og energilagring i programmet. Disse reglene vil tilsvare regler som vil kunne brukes for å styre produksjon og lagring av energi i systemet.

4.5.1 Hovedregler for simuleringene

Simuleringene gjelder for den antatte situasjonen i 2030. Det er simulert en serie med 11 år for å dekke et bredt spekter av normale, tørre, våte, vindsvake og vindfulle år. Hvert år som er simulert baserer seg på situasjonen på slutten av det året som er simulert før for å ta hensyn til variasjoner som går over mer enn ett år.

Simulering av produksjon og lagring er basert på kjøring av kraftverkene etter definerte regler. Det er noen logiske begrensninger i modellen som følger av fysiske begrensninger som ikke kan brytes. De fleste reglene kan justeres ved å endre inngangsparametre til modellen.

4.5.1.1 Fysiske begrensninger

For produksjon og lagring av vann er det noen fysiske begrensninger som alltid må respekteres og som ikke kan influeres av variabler:

- Det er ikke mulig å produsere strøm fra et tomt magasin
- Det er ikke mulig å pumpe opp vann fra et tomt magasin
- Vannet som brukes i en pumpe kan ikke brukes i en annen pumpe eller turbin i løpet av samme time
- Vannet som går i en turbin kan ikke pumpes eller gå til en annen turbin i løpet av samme time
- Vannet som flyttes på i en time (oppløsningen av modellen) kan ikke brukes der hvor det flyttes til før neste time

Disse begrensningene er en del av modellen.

4.5.1.2 Programmerte begrensninger

Noen begrensninger og regler er integrert i selve programmet som utfører simuleringen. Dette gjelder prioriteringer og valg for produksjon som blant annet:

- Ny fornybar produksjon er prioritert for dekking av energibehovet. Ved overskudd av energi fra vindkraft og solkraft produseres det ikke vannkraft. Det forutsettes at stabilisering av nettet utføres ved hjelp av vannkraftaggregat som kjører i kondensatormodus men forbruket av disse er ikke med i forbrukssimuleringen (forventet forbruk er lite).
- Ved produksjon av energi fra vannkraften prioriteres magasinet med høyeste fyllingsgrad med unntak av Heygadalur. Dette resulterer i en så stor som mulig effektreserve i og med at all vannkrafteffekt vil i teorien være tilgjengelig frem til alle magasinene er tomme.
- Mýrarna kraftverket har den største produksjonskapasiteten både for sikring av nettstabiliteten og fordi det har størst lagrings kapasitet (når det er bygget ut).
- Termisk back-up starter bare hvis det ikke er tilgjengelig energi-/effektreserve fra vannkraft for å dekke energibehovet i nettet.
- Produksjon fra Vatnið har ingen nedre begrensning på magasinnivået. Dette betyr at så lenge det er vann i magasinet kan det bli produsert elkraft.

- Produksjon fra Mýrarna har ingen nedre begrensning på magasinnivået, dette betyr at så lenge det er vann i magasinet kan det bli produsert elkraft.
- Produksjon fra Eiðisvatn har ingen nedre begrensning på magasinnivået², dette betyr at så lenge det er vann i magasinet kan det bli produsert elkraft
- Det pumpes ikke vann opp i et magasin som er fullt.

4.5.1.3 Variabelstyrte begrensninger

Andre begrensninger er det ønskelig å endre på for simuleringene disse er typisk styrt av variabler. Noen av de viktigste styringsparameterne er:

- For alle kraftverk og pumper finnes følgende variabler som tas hensyn til:
 - o Installert maksimal effekt
 - o Virkningsgrad
 - o Falltapsfaktor for tap i vannveien
- For alle magasiner er følgende definert:
 - o LRV
 - o HRV
 - o Fyllingskurve med kote og tilsvarende volum
 - o Fyllingsgrad ved start av simuleringen (typisk 0,1 for simuleringer som starter i september og 0,6 for simuleringer som starter i januar), for simuleringer over mer enn et år har denne verdien liten innflytelse.
- Grense for fyllingsgrad for Eiðisvatn som tillater at vann kan brukes til å produsere kraft til å pumpe vann på Vestmanna hvis fyllingsgraden er høy nok
- Grense for fyllingsgrad i Vatnið som tillater at vann kan brukes til å produsere kraft til å pumpe vann på Vestmanna hvis fyllingsgraden er høy nok
- Grense for fyllingsgrad i Heygadalur som tillater at vann kan brukes til å produsere kraft til å pumpe vann på Vestmanna hvis fyllingsgraden er høy nok
- Grense for fyllingsgrad i Mýrarna som tillater at vann kan brukes til å produsere kraft til å pumpe vann på Vestmanna hvis fyllingsgraden er høy nok og annen pumping er mulig og andre magasiner (Vatnið) har lavere fyllingsgrad
- Produksjon fra Heygadalur tillates bare hvis fyllingsgraden er over et gitt nivå, dette for å begrense at mangel på vann hindrer lagring av energi.
- Styrt termisk produksjon starter hvis fyllingsgraden i magasinene er under en gitt grense og kan bare avsluttes hvis fyllingsgraden kommer over en gitt grense. Dette gir mulighet for å kjøre lavere effekt på den styrte termiske produksjonen for å minke kravet til effekt reserve.

²² Dette innebærer en endring forhold til dagens bruk av magasinet. Kraftverket kjøres i dag stort sett på tilsig, slik at vannstanden er høy til enhver tid.

5 Kostnadsoverslag

5.1 Bygningmessige tiltak pumpekraft

Byggemessige tiltak har vært vurdert i den grad det er nødvendig for å lage et grovt kostnadsestimat av forskjellige utbyggingskombinasjoner.

Prisene er basert på NVEs kostnadsveileder ("Kostnadsgrunnlag for vannkraft", rapport nr. 46-2016) og er beregnet for 2017. Som kartgrunnlag er kortal.fo benyttet.

Tabell 5 Utbyggingskostnader for damøkning Heljereyga (fyllingsdam), inkl. 25% rigg og drift og 15% for usikkerhet

Damhøyde [m]	Kote magasin [moh.]	Oppdemt areal [m ²]	Midlere magasinbybde [m]	Oppdemt volum [mill m ³]	Energi * [GWh]	Damlengde [m]	Investeringskostnad [mill. NOK]	NOK / m ³ vannvolum
25	110	190 000	16,7	3,2	0,6	165	45,2	14,1
35	120	305 000	17,3	5,3	1,3	230	106,3	20,1
45	130	375 000	23,1	8,7	2,2	275	196,5	22,6

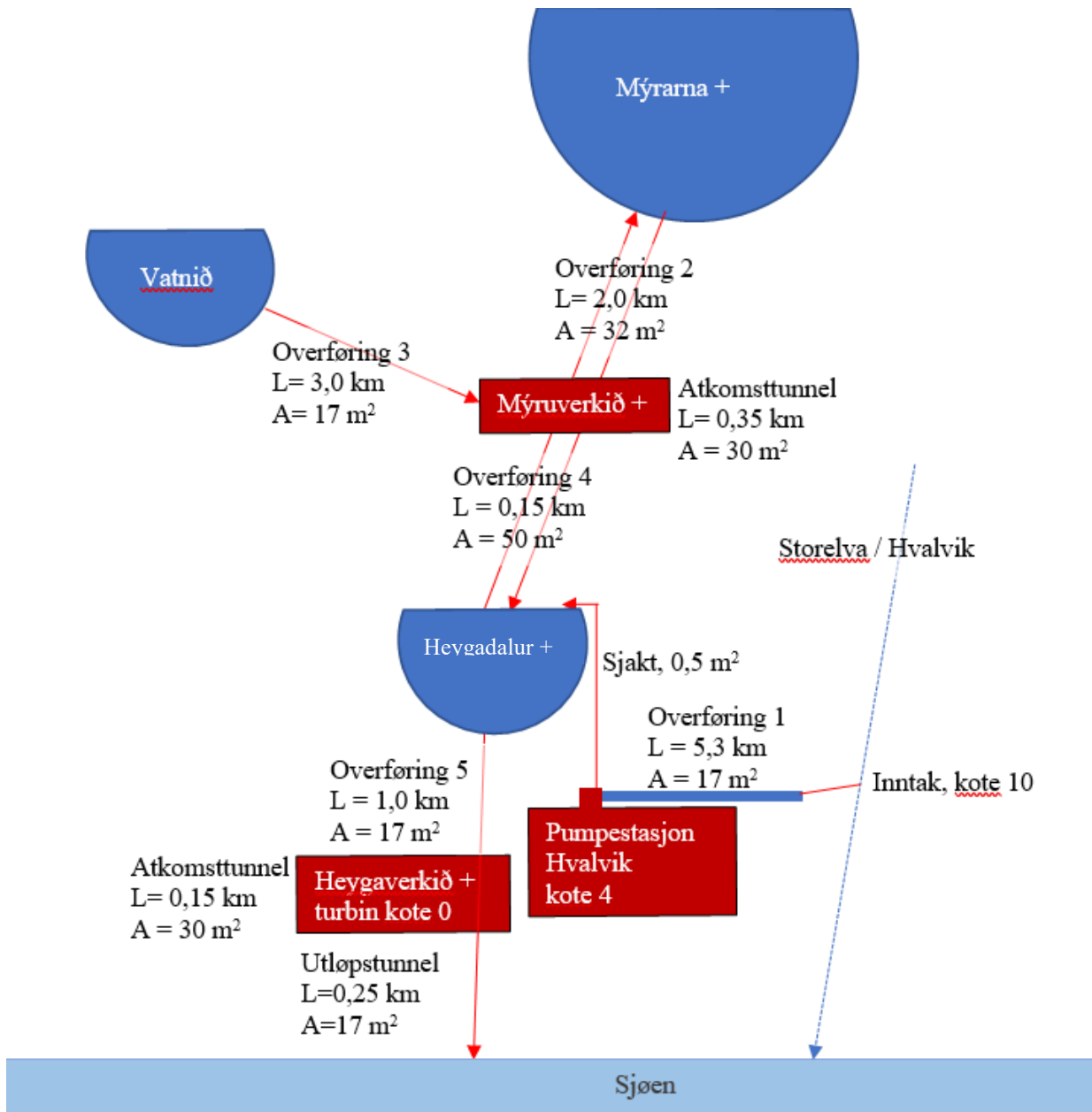
* Energien som kan leveres ut på nettet

Tabell 6 Utbyggingskostnader for damøkning Mýrarna, inkl. 25% rigg og drift og 15% for usikkerhet

Damhøyde [m]	Kote magasin [moh.]	Oppdemt areal [m ²]	Midlere magasinbybde [m]	Oppdemt volum [mill m ³]	Energi** [GWh] minimum	Energi** [GWh] maksimum	Damlengde [m]	Investeringskostnad [mill. NOK]	NOK / m ³ vannvolum
20	360	1 190 000	14,0	16,7	8,1	9,5	960	263,1	15,8
30	370	1 410 000	21,0	29,6	14,9	17,3	1120	517,4	17,5
40	380	1 660 000	26,1	43,3	22,2	25,9	1320	943,4	21,8

** Energien vil være avhengig av fallhøyden, dvs av koten til magasin Heygadalur som er undervannet av kraftverket Myruverkið

Det er valgt en løsning med de største dammene for å tilfredsstille behovet for 100% dekning av energibehovet med fornybar kraft. Heve dammene etappevis kan være mulig men vil ha en kostnadskonsekvens som ikke er neglisjerbar.



Figur 9 Skisse som viser kostnadsestimerte overføringer skjematisk. Overføring 1 er planlagt i tre deler: fra inntaket på kote 10 først i nedgravd rør, deretter fra fjellsiden til pumpestasjonen i tunnel. Tunnelen vil fungere som et «inntaksmagasin» for pumpestasjonen. Derfra pumpes vannet gjennom en sjakt til magasin Heygadalur.

Tabell 7 Kostnadsestimat vannveier og kraftstasjoner. Alle kostnadsestimater inneholder følgende påslag til ren byggekostnad: 25% påslag for rigg- og drift og 15% usikkerhet.

Overføring	Sted	Byggelement	Kostnadsestimat [mill NOK]
1	Hvalvik - Heygadalur	Inntak Hvalvik, 200 m nedgravd rør (inntak-forskjæring), 5300 m sprengt tunnel på 17 m ² , 115 m boret sjakt 0,5 m ² , 1000 m atkomsttunnel på 25 m ²	145,8
2	Mýrarna til ny kraftstasjon Mýrarna	Tunnelinntak, 2000 m sprengt tunnel på 32 m ²	41,1
3	Vatnið til ny kraftstasjon Mýrarna	Tunnelinntak, 3000 m sprengt tunnel på 17 m ²	54,6
	Ny kraftstasjon Mýrarna	Kraftstasjon i fjell (500 m ² , 20 m høy inkl. trafohall på 125 m ²), 350 m atkomsttunnel på 30 m ²	68,6
4	Fra ny kraftstasjon Mýrarna til Heygadalur	350 m atkomsttunnel på 30 m ² ; 150 m tunnel (vannvei) på 50 m ² , inkl. utslag under vann	9,2
5	Heygadalur til ny kraftstasjon Heygaverkið	1000 m sprengt tunnel på 17 m ² , inkl. utslag under vann	18,0
	Veiomlegging Heygadalur	Ny vei	13,4
	Ny kraftstasjon Heygadalur	150 m atkomsttunnel 30 m ² , Kraftstasjon i fjell (120 m ² , høyde 18m), 250 m utløpstunnel på 17m ² , 30 m ² trafohall	27,1

*Alle kostnader er 2017-kroner (NOK).

Tabell 8 Kostnadsestimat for hovedalternativet og for alternativene 1a, 1b og 1c.

Overføring		Hovedalt. [mill. NOK]	Alt. 1a [mill.NOK]	Alt. 1b m Hvalvik [mill. NOK]	Alt. 1c m overf. Vatnið [mill. NOK]
	Damøkning Mýrarna til kote 380	943,4			
	Damøkning Heygadalur til kote 130	196,5			
	Byggekostnader uten dammer	177,4	164	309,8	218,6
1	Hvalvik - Heygadalur			145,8	
2	Mýrarna til Ny Mýrarna	41,1	41,1*	41,1*	41,1*
3	Vatnið til Ny Mýrarna				54,6
	Ny Mýrarna	68,6	68,6*	68,6*	68,6*
4	Fra Ny Mýrarna til Heygadalur	9,2	9,2*	9,2*	9,2*
5	Heygadalur til Ny Heygaverkið	18	18	18	18
	Veiomlegging Heygadalur	13,4			
	Ny kraftstasjon Heygadalur	27,1	27,1	27,1	27,1
	Sum estimert kostnad bygg	1317	164	310	219

*Disse poster er noe overestimert, da estimatet gjelder for hovedalternativet med større dimensjoner på vannvei og pumpekraftstasjon.

5.2 Elektromekanisk utstyr pumpekraft

Tabell 9 Elektromekanisk utstyr for pumpekraftstasjon Mýrarna (dimensjonert for hovedalternativet), kostnad for alternativ 1 er om lag halvparten. Kostnader er basert på året 2017.

	Type	Antall x effekt	Antall slukeevne	Investeringskostnad
Mýruverkið /gren Mýrarna				Elmek: 390 mill. NOK
Turbiner Mýruverkið	Francis	2 x 10 MW = 20 MW	2 x 6 m ³ /s=12 m ³ /s	2 turbiner: 2x17mill. NOK=34 mill. NOK 2 generatorer: 2x10mill. NOK=20 mill. NOK <u>Rør: 1,2 mill. NOK</u> Totalt: 55 mill. NOK
Pumpeturbiner	Francis pumpeturbin	2 x 30 MW = 60 MW	2 x 13 m ³ /s = 26 m ³ /s	2 pumpeturbiner: 52 mill. NOK 2 generator/motor: 45 mill. NOK <u>Rør: 4 mill. NOK</u> 101 mill. NOK
Pumper	Sentrifugal- pumper	4 x 7,5 MW = 30 MW 4 x 12,5 MW = 50 <u>MW</u> Totalt 80 MW	4 x 2,5m ³ /s = 10 m ³ /s 4 x 4m ³ /s = 16 m ³ /s <u>Totalt 26 m³/s</u>	7,5 MW: 4 pumper: 32 mill. NOK 4 Motorer: 32 mill. NOK <u>Rør: 1,2 mill. NOK</u> 65 mill. NOK 12,5 MW: 4 pumper: 40 mill. NOK 4 Motorer: 40 mill. NOK <u>Rør: 2 mill. NOK</u> 82 mill. NOK
Samlet turbineffekt 2 turbiner+ 2 pumpeturbiner		80 MW	38 m ³ /s	
Samlet pumpeeffekt 8 pumper + 2 pumpeturbiner		140 MW	52 m ³ /s	
Andre elektromekaniske komponenter			Varegrind øvre Varegrind nedre Kjøle- og lenseanlegg Kontrollanlegg Ventiler Maskinsalkran Sugerørsluker	1,2 mill 1,7 mill. 8 mill. 30,8 mill. 37 mill. 2,8 mill. <u>5,1 mill.</u> 86,7mill.

Tabell 10 Elektromekanisk utstyr for pumpekraftstasjon Heygaverkið

Type	Antall x effekt	Antall slukeevne	Investeringskostnad
------	-----------------	------------------	---------------------

Heygaverkið				Elmek: 80 mill NOK
Aggregater Heygaverkið	Francis	2 x 12,5 MW = 25 MW	2 x 16,5 m ³ /s=33 m ³ /s	2 turbiner: 2x14mill. NOK=28 mill. NOK 2 generatorer: 2x15mill. NOK=30 mill. NOK <u>Rør:5 mill. NOK</u> Totalt: 63 mill. NOK
			Varegrind Kjøle- og lenseanlegg Kontrollanlegg Ventiler Maskinsalkran Sugerørsluker	0,8 mill. 1,2 mill. 6,8 mill. 4 mill. 2,4 mill. <u>1,7 mill.</u> 16,9 mill.

Tabell 11 Elektromekanisk utstyr for pumpekraftstasjon Mýrarna, gren Vatnið (dimensjonert for 1c og 4)

	Type	Antall x effekt	Antall slukeevne	Investeringskostnad
Mýruverkið gren Vatnið (tilleggs-kostnad)				Elmek: 53 mill NOK
Aggregater Mýruverkið/gren Vatnið	Francis	2 x 7,5 MW = 15 MW	2 x 8,5 m ³ /s=17 m ³ /s	2 turbiner: 2x 11mill. NOK=22 mill. NOK 2 generatorer: 2x 8mill. NOK=16 mill. NOK <u>Rør:3 mill. NOK</u> Totalt: 41 mill. NOK
			Tilleggs-kostnad pga gren Vatnið: Varegrind Kjøle- og lenseanlegg Kontrollanlegg Ventiler Sugerørsluker Maskinsalkran	0,6 mill. 0,8 mill. 5,6 mill. 2 mill. 1,5 mill. 1,2 mill. <u>0 mill</u> 11,3 mill.

Tabell 12 Elektromekanisk utstyr for pumpestasjon Hvalvik (dimensjonert for 1b og 3)

	Type	Antall x effekt	Antall slukeevne	Investeringskostnad
Pumpestasjon Hvalvik				Elmek: 13 mill NOK
Pumper	Sentrifugal pumper	5 x 1 MW = 5 MW	5x 0,63m ³ /s=3,15m ³ /s	5 pumper: 5x0,8mill. NOK=4 mill. NOK 5 motorer: 5x0,45mill. NOK=2,25 mill. NOK <u>Rør: 1 mill. NOK</u> Totalt: 7,25 mill. NOK
			Varegrind Kjøle- og lenseanlegg Kontrollanlegg Ventiler Maskinsalkran	0,1 mill. 0,3 mill. 3,8 mill. 1,2 mill. <u>0,6 mill.</u> 6,0 mill.

5.3 Investeringskostnad vindkraft

Investeringskostnaden for vind- og solkraft er basert på rapporten "Technology Data for Energy Plants". Aug.16, update June, October and November 2017" som er publisert av den danske Energystyrelsen.

For vindturbiner er middelværdien for 2015 og 2020 for store vindturbiner på land benyttet, 1,03 €/kW.

Med en antatt valutakurs på 9 NOK/€ blir kostnaden for vindkraft dermed 9,27 NOK/kW.

5.4 Investeringskostnad solkraft

Middelværdien for hele 2017, publisert av Norges bank er valgt som valutakurs for omregning av NOK/Euro og DKK/NOK.

Etter diskusjon med ORKA og SEV er det besluttet at det er ønskelig å bruke en pris på solkraft på 5,291 DKK/WACmax.

Det er valgt å bruke WACmax som referanse siden modelleringen tar utgangspunkt i effekt og energi levert ut på nettet.

6 Simuleringsresultater for hovedalternativet

6.1 100 % fornybar energi

Det er mange kombinasjoner som kan innfri kravet om 100 % dekning med energi og effekt, men mange av dem krever storstilt utbygging på Vestmanna, vindkraft og solkraft.

Ved å introdusere 39 MW med solkraft og 235 MW vindkraft i systemet kan utbyggingen av pumpekraftsystemet begrenses til Mýrarna – Nytt Mýruverkið – Heygadalur - Heygaverkið. Vannkraft brukes til å levere effekt når vind- og solkraftproduksjon er liten.

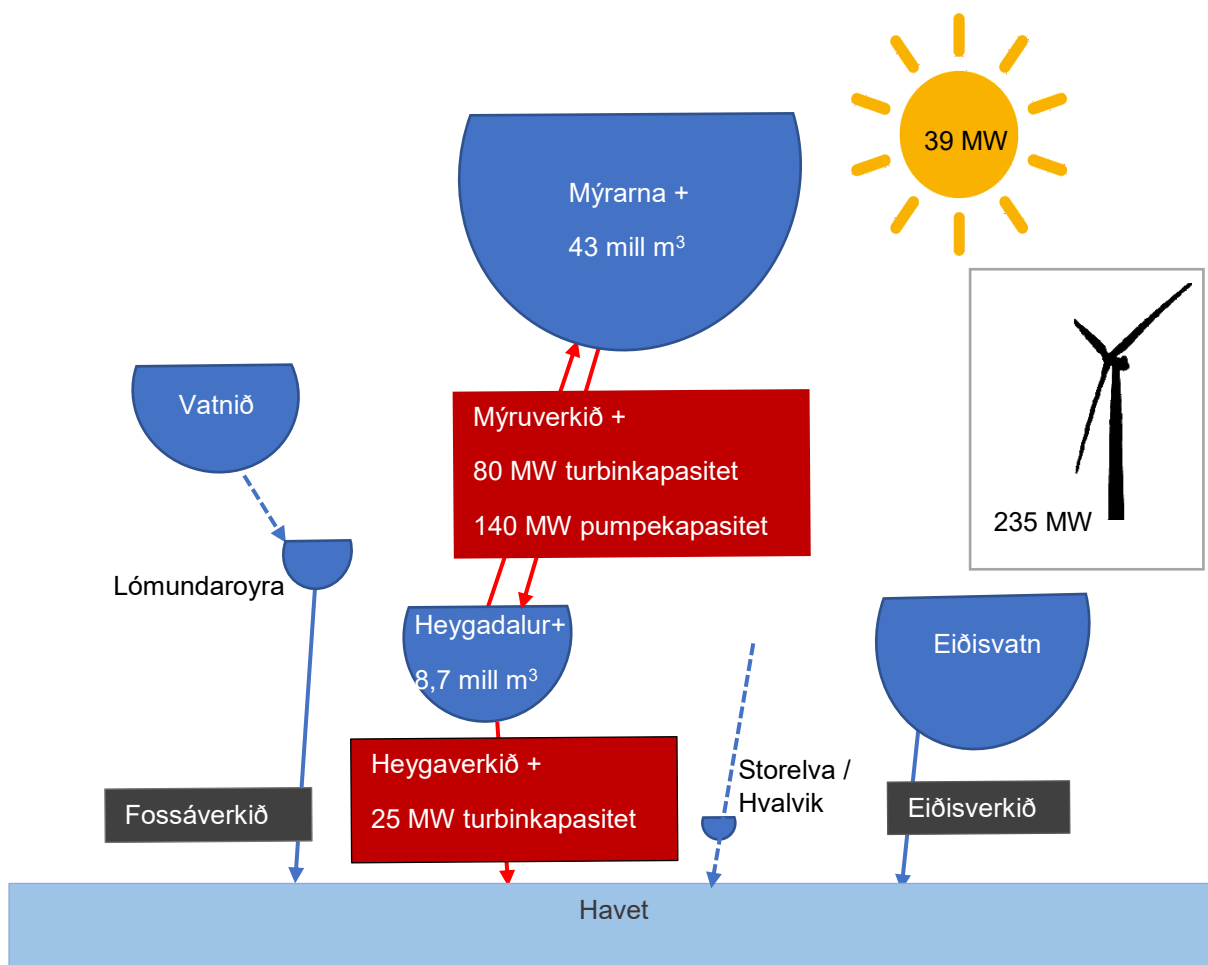
Mýrarna og Heygadalur bygges ut til maksimal størrelse på henholdsvis 43 mill. m³ og 8,7 mill. m³. Mýruverkið bygges ut med 2 turbiner med hver 10 MW, 2 reversible pumpe-turbiner med hver 30 MW og 8 pumper (4 med 7,5 MW og 4 med hver 12,5 MW).

Denne utbyggingen er robust og har muligheten til å lagre relativt store mengder energi. Heygadalur er i den konfigurasjonen stor nok til at en kan fylle ca. 20% av øvre Mýrarna før nedre magasinet er tomt.

De elektro-mekaniske komponentene som er valgt for dette alternativet er valgt ikke bare for å tilfredsstille kravet til 100% fornybar energi men følgende andre hensyn er også tatt med:

- Driftssikkerhet, derfor er det alltid to eller flere like maskiner
- To større reversible pumpe-turbiner er valgt for å kunne bidra ikke bare med lagring og produksjon av energi men for å bidra med nettstabilitet. Disse to aggregatene bør planlegges slik at de kan brukes i kondensatormodus i begge rotasjonsretninger (både i turbin- og pumperetningen). De vil da bidra med roterende masse til nettet samtidig som de vil kunne raskt bidra med last eller effekt.
- Pumper er valgt for å kunne gi mest mulig fleksibilitet for pumpingen, det forventes at pumpene styres med drift for variabelt turtall
- Heygaverkið har stor installert effekt for å redusere risiko for overløp da det bare er en liten del av magasinet som brukes til magasinering av vann for produksjon.

Simuleringen tar ikke hensyn til påkjenninger ved start og stopp av aggregatene. Det anbefales at aggregatene på Vestmanna dimensjoneres for hyppige start-stop sykluser Da de skal stabilisere forsyningen fra kilder som ikke er enkle å regulere.

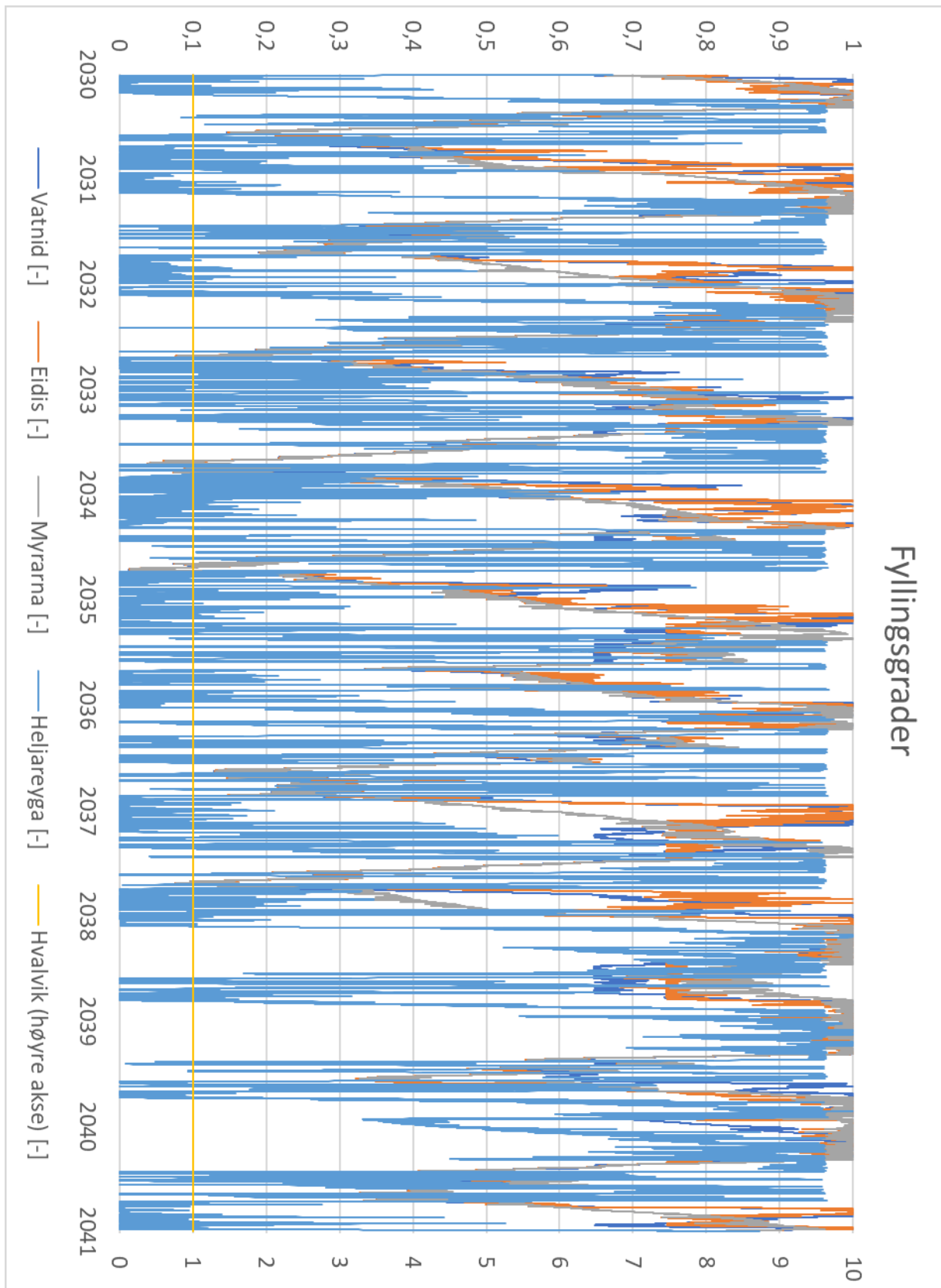


Figur 10 Skjematisk fremstilling av hovedalternativet

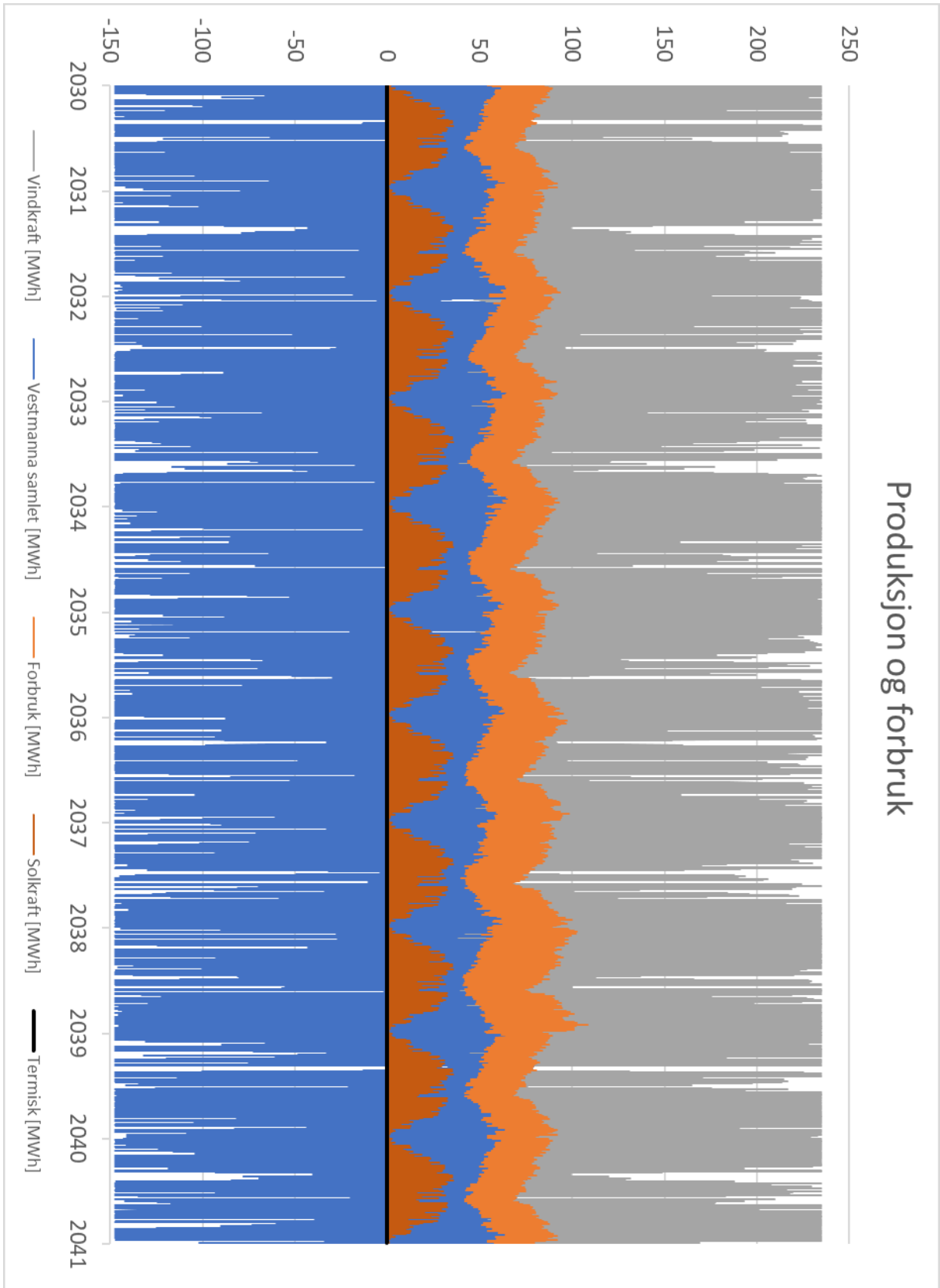
Tabell 13 Energiregnskap for hovedalternativet

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	0,0	0,0	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	39,0	25,8	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	44,8	Uendret
Fossáverkið	6,8	18,4	Uendret
Heygaverkið	25,0	14,7	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80,0	121,2	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	I hovedsak Strond
Sum		202,2	
Kraft brukt til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140,0	183,9	Inkl. nettap
Sum		183,9	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		258,9	
Effektmangel		24,0	
Sum		282,8	32,6% av Vind + Sol

De følgende figurene viser fyllingsgraden og produksjonsdata over en periode på 11 år. De større magasinene i systemet (Vatnið, Eiðis og Mýrarna) har tydelige sesongvariasjoner med Heygadalur har både sesongvariasjoner og raskere variasjoner fra fylling av Mýrarna i perioder hvor det er vindkraft tilgjengelig for pumping. Det er mulig å se at fyllingsgraden i de store magasinene følger hverandre når en kommer under grensen for bruk av Vatnið til pumping (65% fyllingsgrad i denne simuleringen).



Figur 11 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiðis. Magasinene Eiðis og Vatnrið styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 12 Produksjon og forbruk

7 Simuleringsresultater for andre utbyggingsalternativer

For å teste om utbyggingen av pumpekraft, vind- eller solkraft kan reduseres har tester med mindre utbygging av vind- og solkraft og mindre magasiner vært prøvd. Flere gir gode resultater i «gode fornybarår» med mye vind, nedbør eller sol. I tørre år med lite vind derimot kan behovet for (termisk) effekt være stort.

7.1 Alternativ 1a – Ingen økning av magasiner, ingen forbindelse til Hvalvik eller Vatnið

Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

- Ingen utbygging av Mýrarna
- Ingen utbygging av Heygadalur
- Ingen forbindelse til Hvalvik
- Ingen forbindelse til Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 39 MW

Grunnet de små volumene i reservoarene er det valgt å halvere utbyggingen av elektromekaniske deler i Mýruverkið i forhold til en utbygging med store magasiner. Det er valgt å holde på en økning av effekten på Heljaverkið for å redusere risiko for flomtap ved Heygadalur.

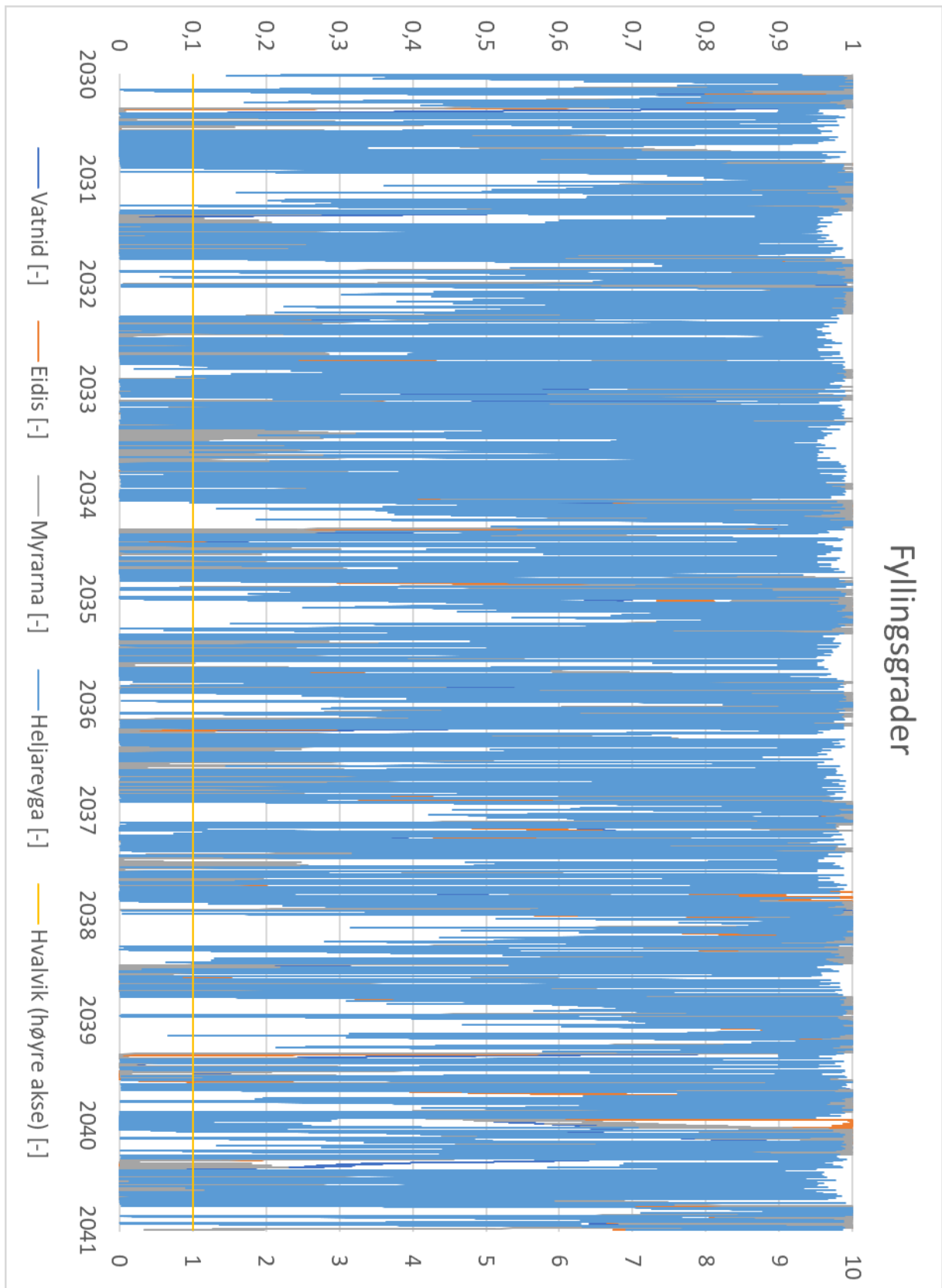
Det er valgt å ikke endre utbygget vind- og solkraft da dette får direkte konsekvenser for termisk produksjon

Dette fører til at en større andel av den uregulerte fornybare produksjonen ikke kan lagres på grunn av effektmangel.

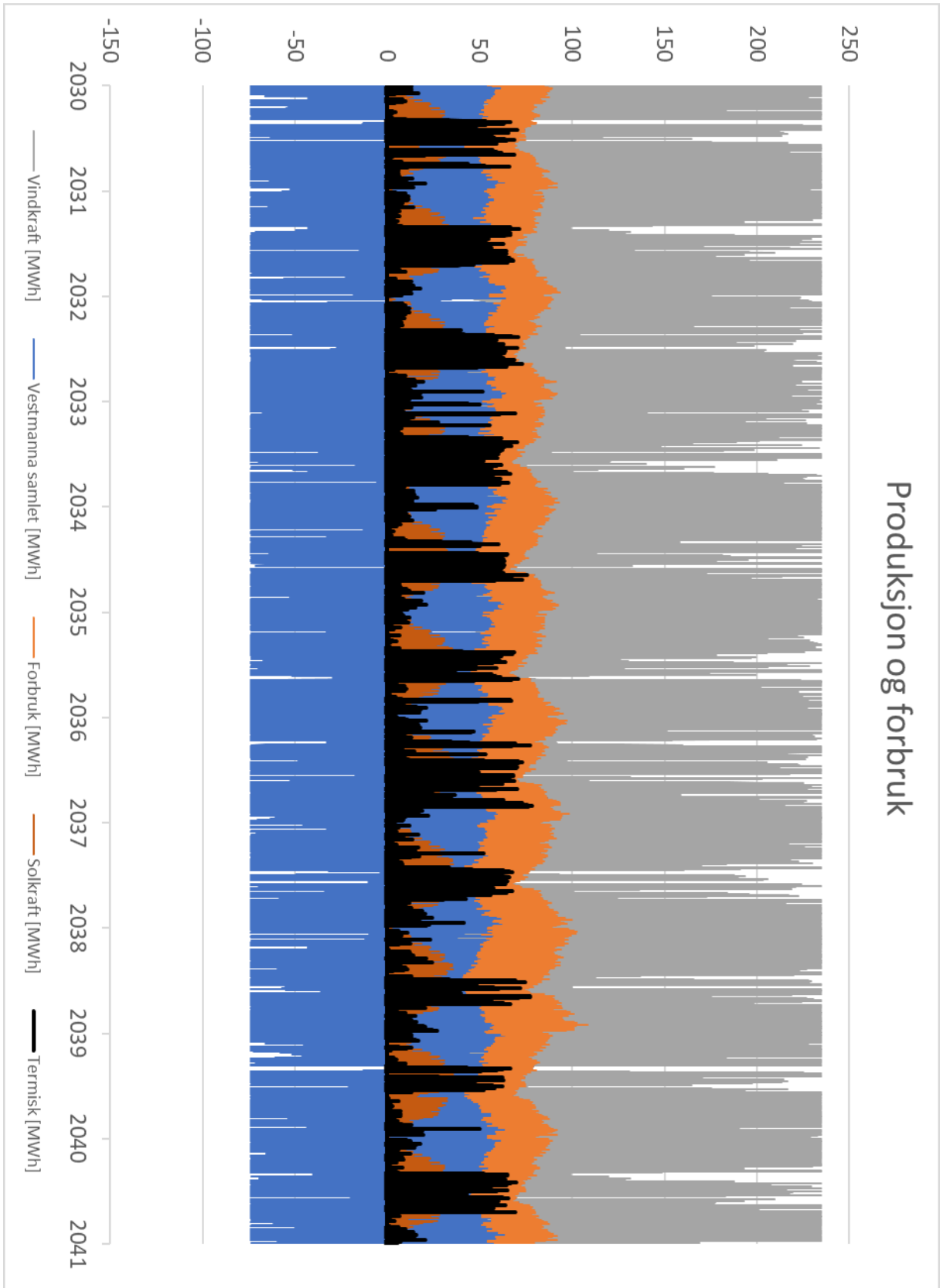
Det er viktig å notere seg at et alternativ med uendrede reservoarer vil ha relativt stor variasjon i hvor mye termisk produksjon som kreves for å dekke forbruket. Verdiene for årene som er simulert varierer fra 17,6 GWh til 64,5 GWh termisk produksjon per år for en maksimalt installert termisk effekt på 79 MW. Det er mulig å redusere kravet til installert effekt ved styrt kjøring av deler av den termiske produksjonen dette er ikke utført i denne modellen. Styrt kjøring gir vanligvis en god reduksjon av effekt kravet men krever noe mer produksjon. Denne bemerkningen er gyldig for alle alternativene uten utbygging av magasinene.

Tabell 14 Energiregnskap for alternativ 1a

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	78,7	45,7	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	39,0	25,8	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	45,1	Uendret
Fossáverkið	6,8	18,5	Uendret
Heygaverkið	25,0	11,7	Nytt kraftverk
Mýruverkið	40,0	69,9	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		148,4	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	70,0	100,8	Inkl. nettap
Sum	70,0	100,8	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		171,0	
Effektmangel		186,9	
Sum		357,9	



Figur 13 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnið styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 14 Produksjon og forbruk

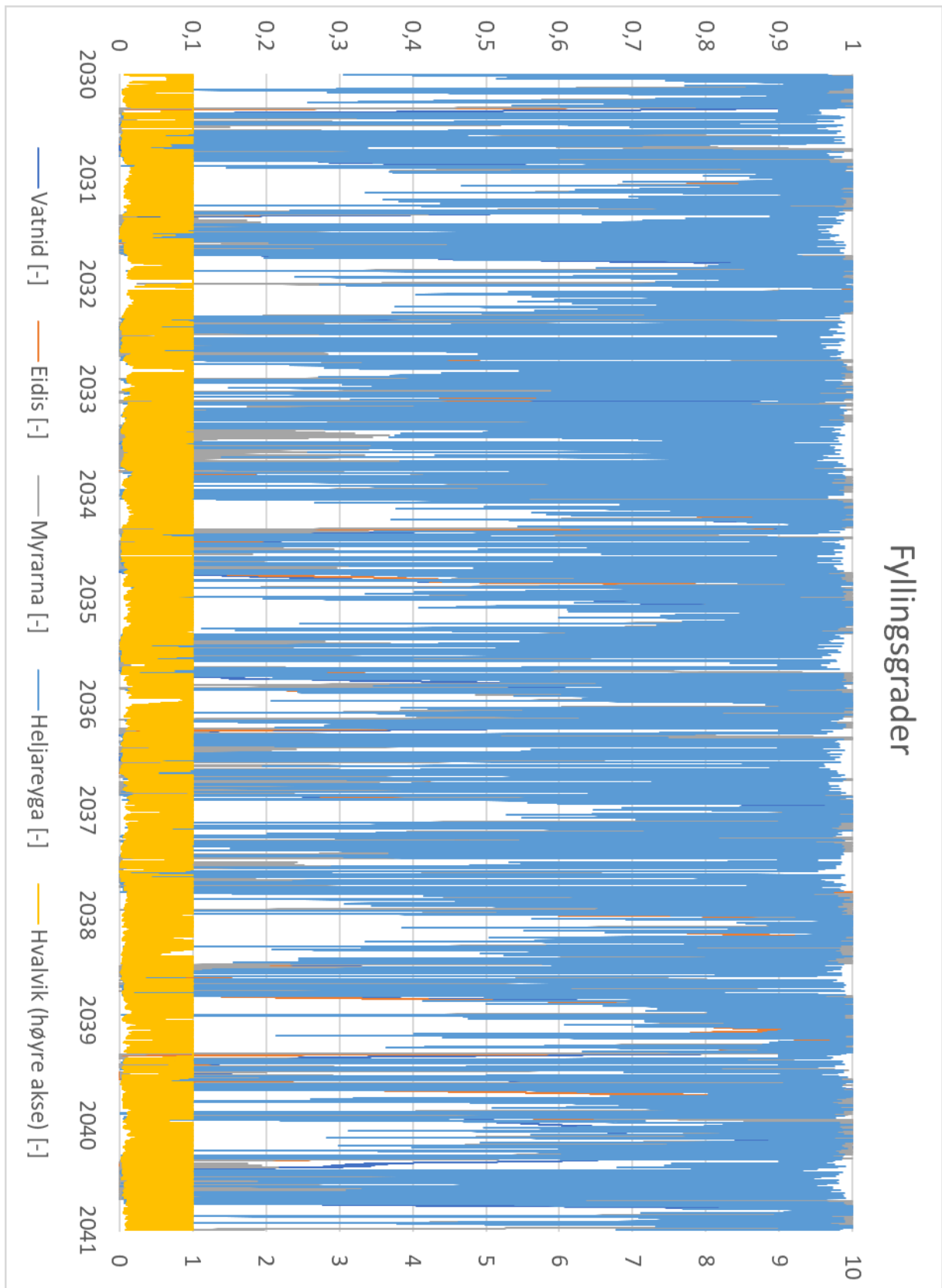
7.2 Alternativ 1b – Ingen økning av magasiner, pumping fra Hvalvik

Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

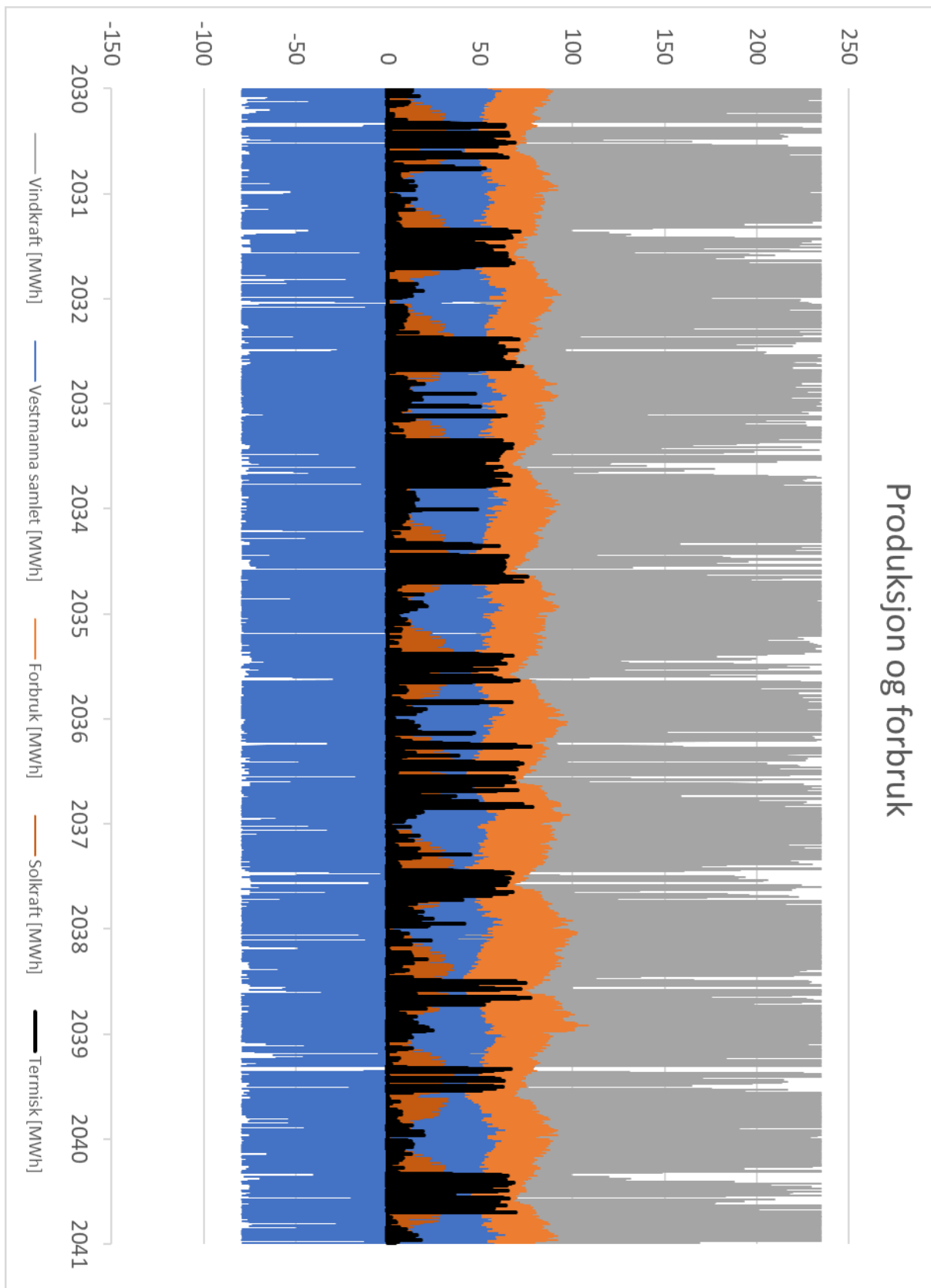
- Ingen utbygging av Mýrarna
- Ingen utbygging av Heygadalur
- Pumping fra Hvalvik
- Ingen forbindelse til Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 39 MW

Tabell 15 Energiregnskap for alternativ 1b

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	78,7	42,1	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	39,0	25,8	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	44,8	Uendret
Fossáverkið	6,8	18,5	Uendret
Heygaverkið	25,0	18,1	Nytt kraftverk
Mýruverkið (bare 40 MW installert effekt)	40,0	68,3	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		152,9	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	5,0	10,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	70,0	99,6	Inkl. nettap
Sum	75,0	109,6	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		177,9	
Effektmangel		171,9	
Sum		349,9	



Figur 15 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnisd styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 16 Produksjon og forbruk

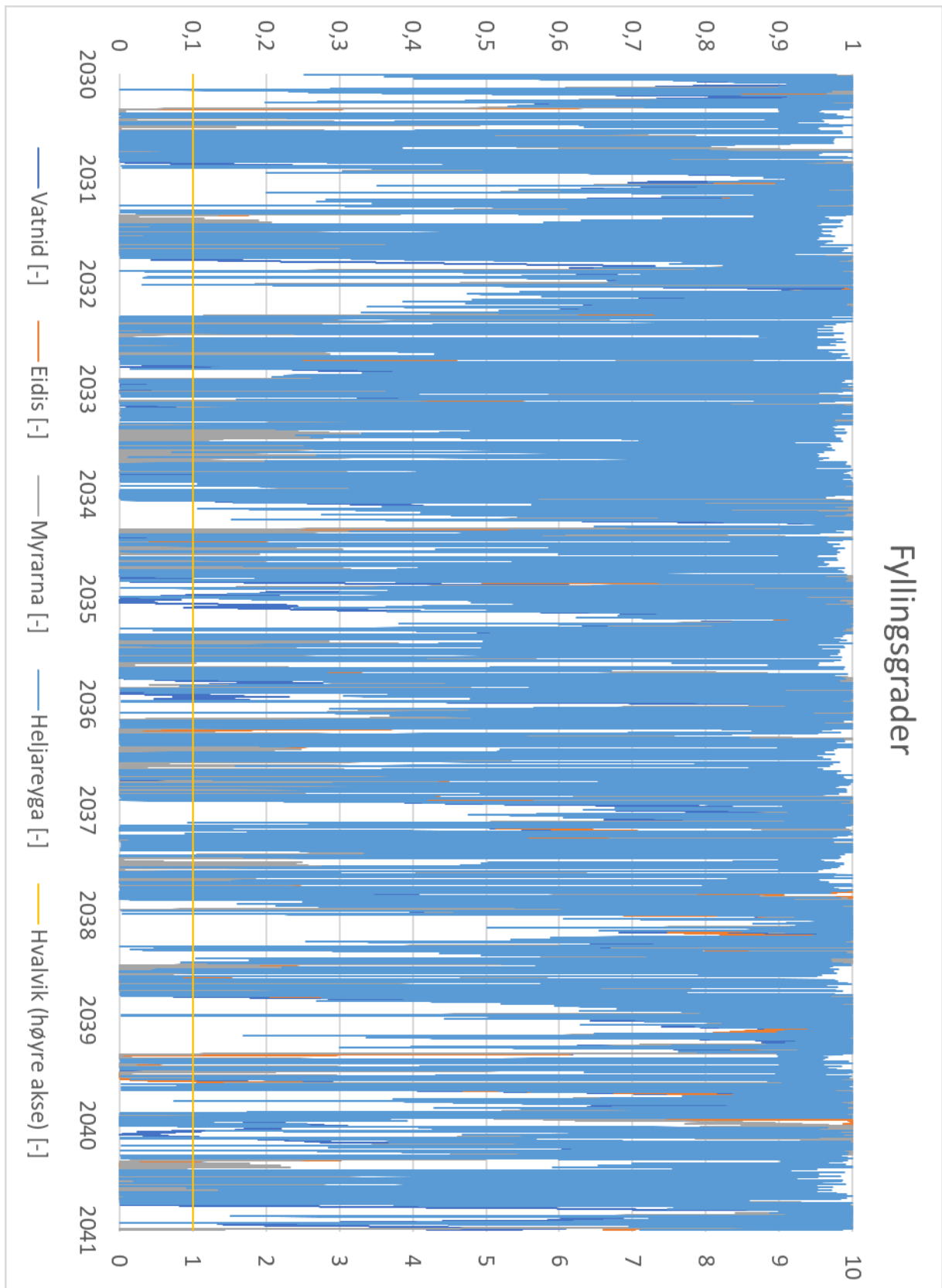
7.3 Alternativ 1c – Ingen økning av magasiner, overføring fra Vatnið

Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

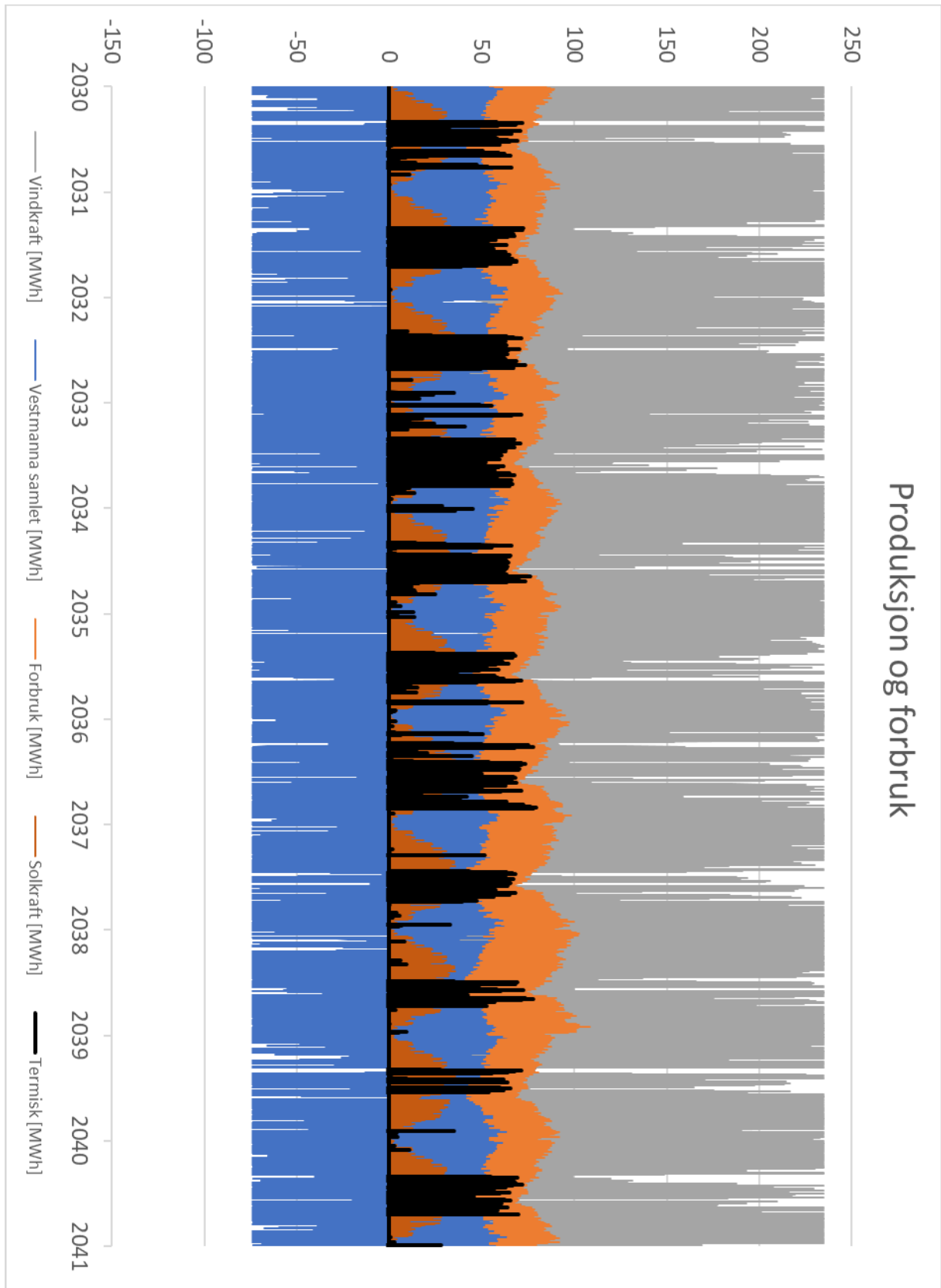
- Ingen utbygging av Mýrarna
- Ingen utbygging av Heygadalur
- Ingen forbindelse til Hvalvik
- Overføring fra Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 39 MW

Tabell 16 Energiregnskap for alternativ 1c

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	79,4	43,2	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	39,0	25,8	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	44,6	Uendret
Fossáverkið	6,8	3,0	Uendret
Heygaverkið	25,0	20,0	Nytt kraftverk
Mýruverkið	40,0	68,3	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	15,0	11,7	Nytt kraftverk
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		150,7	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	70,0	99,3	Inkl. nettap
Sum	70,0	99,3	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		172,4	
Effektmangel		186,9	
Sum		359,2	



Figur 17 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnisd styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 18 Produksjon og forbruk

7.4 Alternativ 2 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, redusert utbygging med solkraft

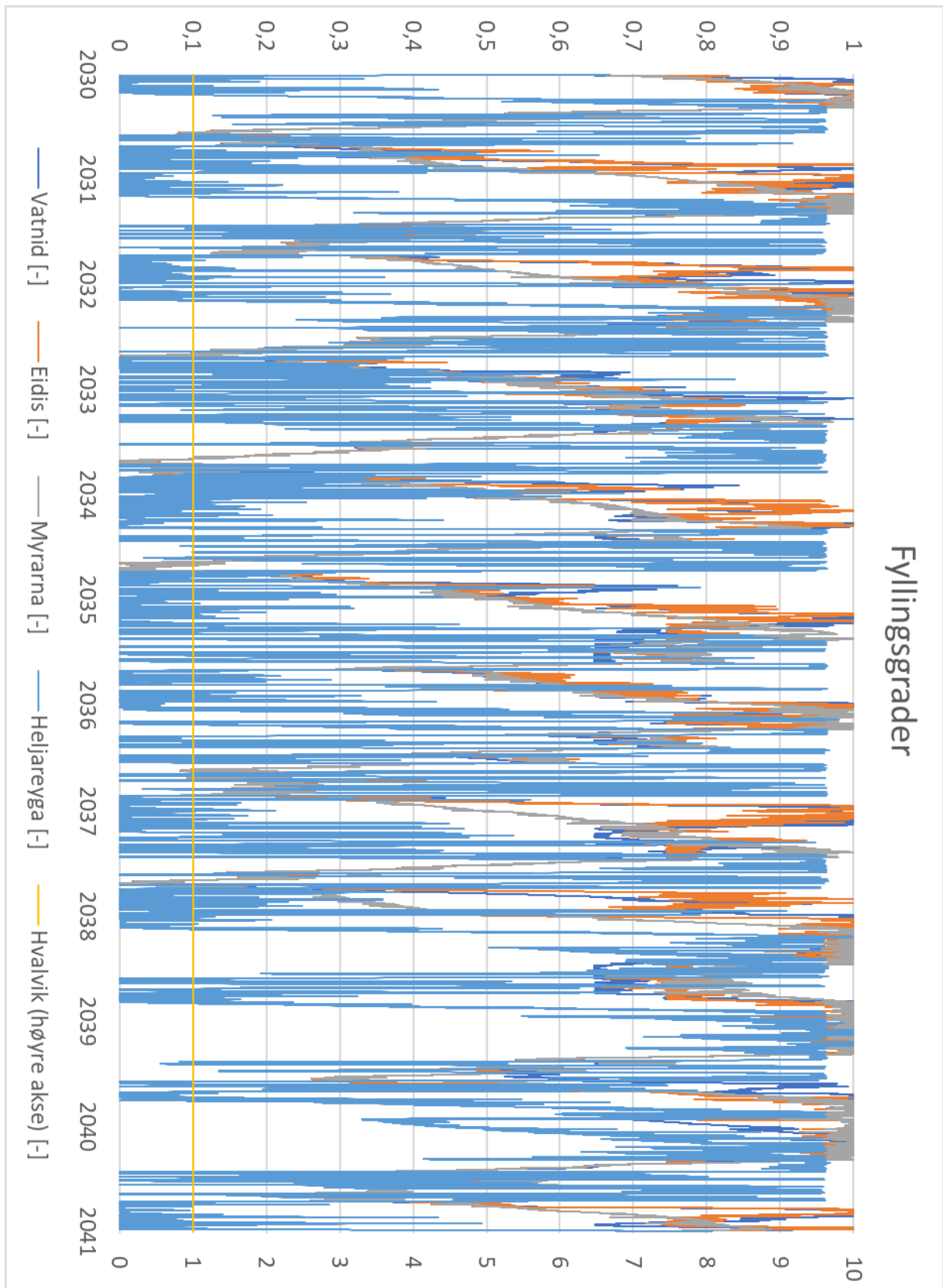
Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

- Ubygging av Mýrarna til 43 mill. m³ volum
- Utbygging av Heygadalur til 8,7 mill. m³ volum
- Ingen forbindelse til Hvalvik
- Ingen forbindelse til Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 30 MW

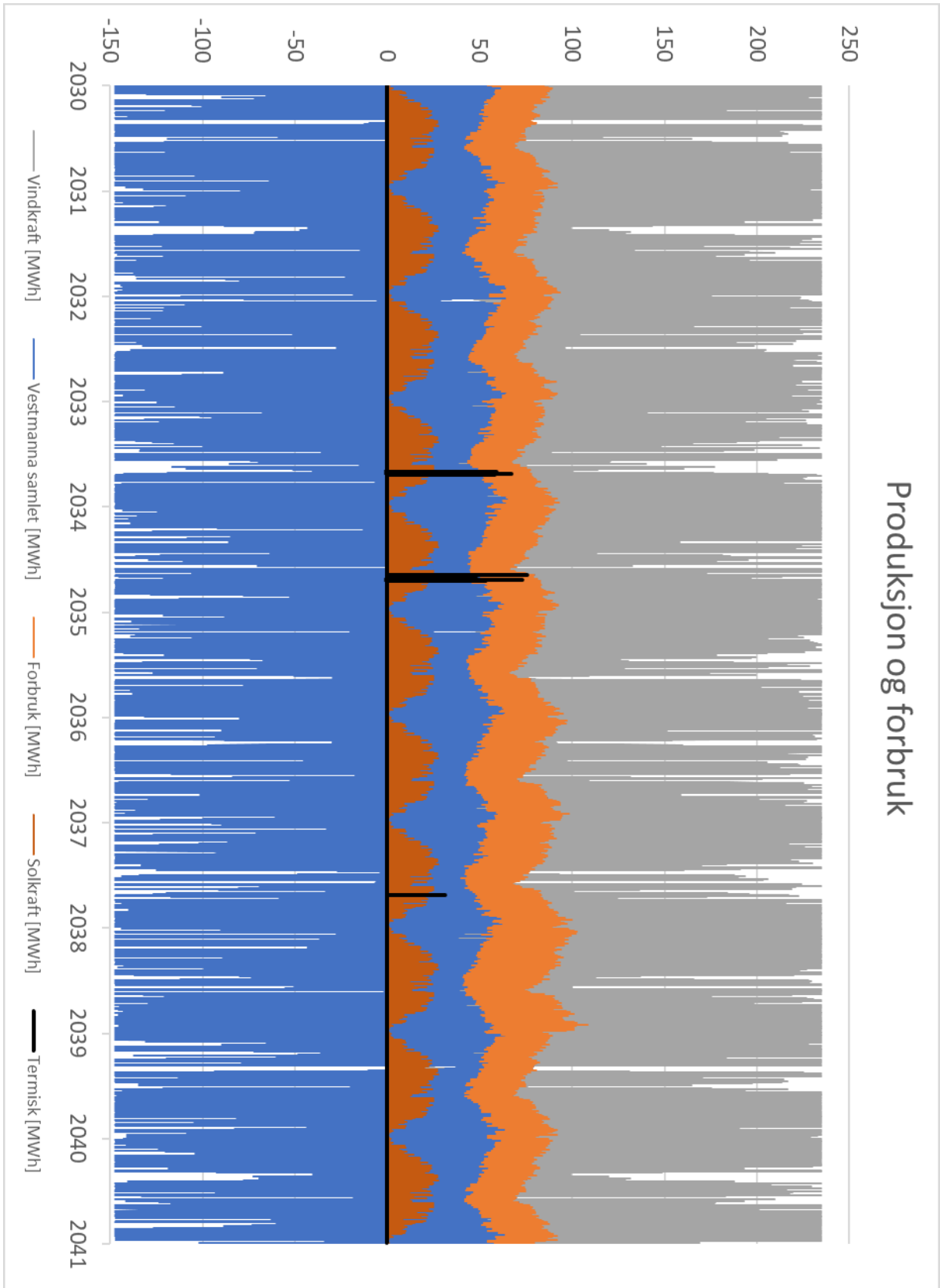
Dette alternativet er valgt for å se på marginal bidraget til solkraften.

Tabell 17 Energiregnskap for alternativ 2

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	75,7	0,7	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	30,0	19,9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	45,2	Uendret
Fossáverkið	6,8	18,6	Uendret
Heygaverkið	25,0	14,8	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80,0	122,0	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		203,8	
Kraft brukt til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140,0	184,8	Inkl. nettap
Sum		184,8	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		255,1	
Effektmangel		23,2	
Sum		278,3	



Figur 19 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnisd styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 20 Produksjon og forbruk

7.5 Alternativ 3 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, pumping fra Hvalvik

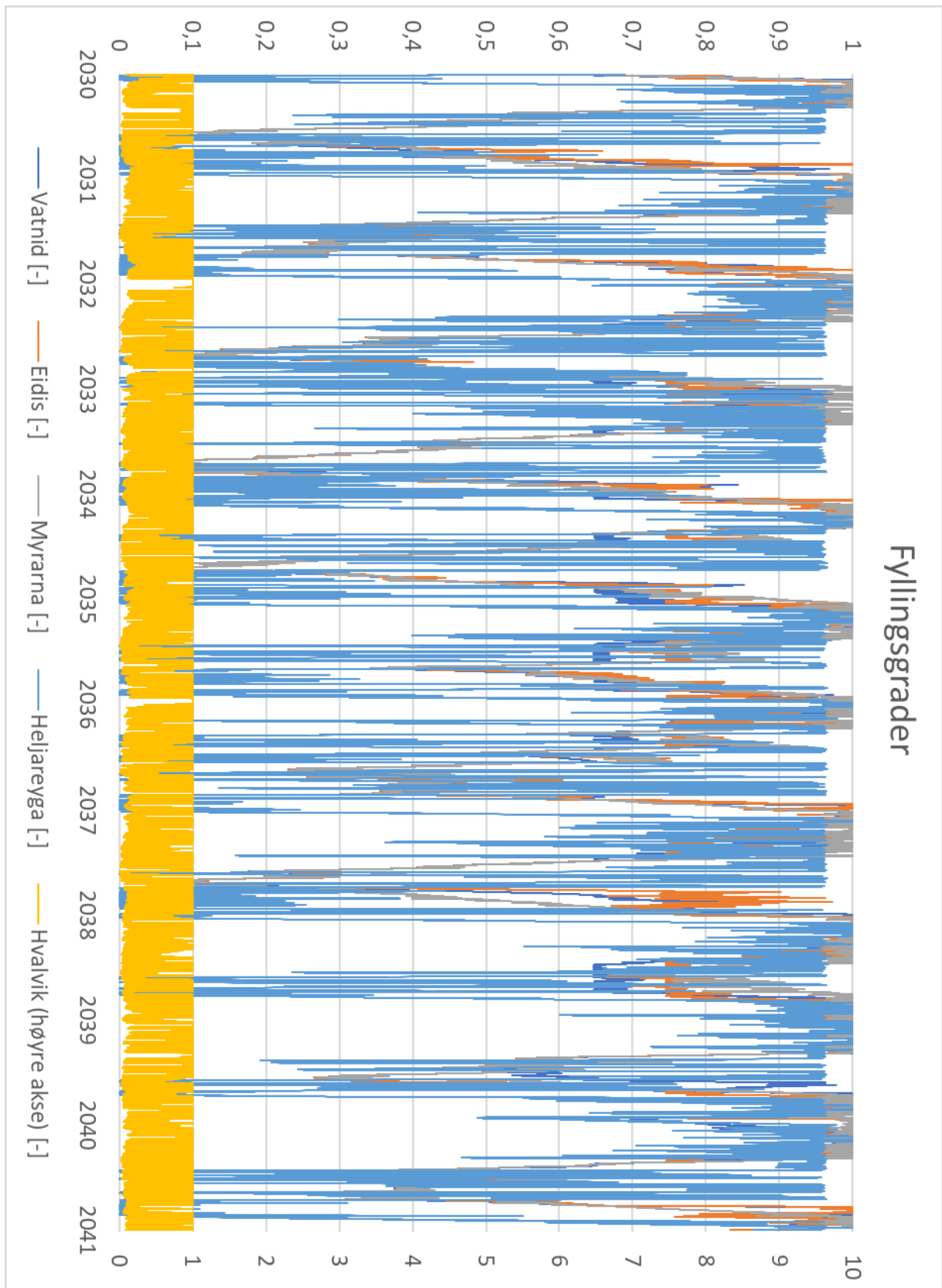
Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

- Utbygging av Mýrarna til 43 mill. m³ volum
- Utbygging av Heygadalur til 8,7 mill. m³ volum
- Vann fra Hvalvik overføres med hjelp av en pumpestasjon i Hvalvik som pumper vann opp til Heygadalur
- Ingen forbindelse til Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 30 MW

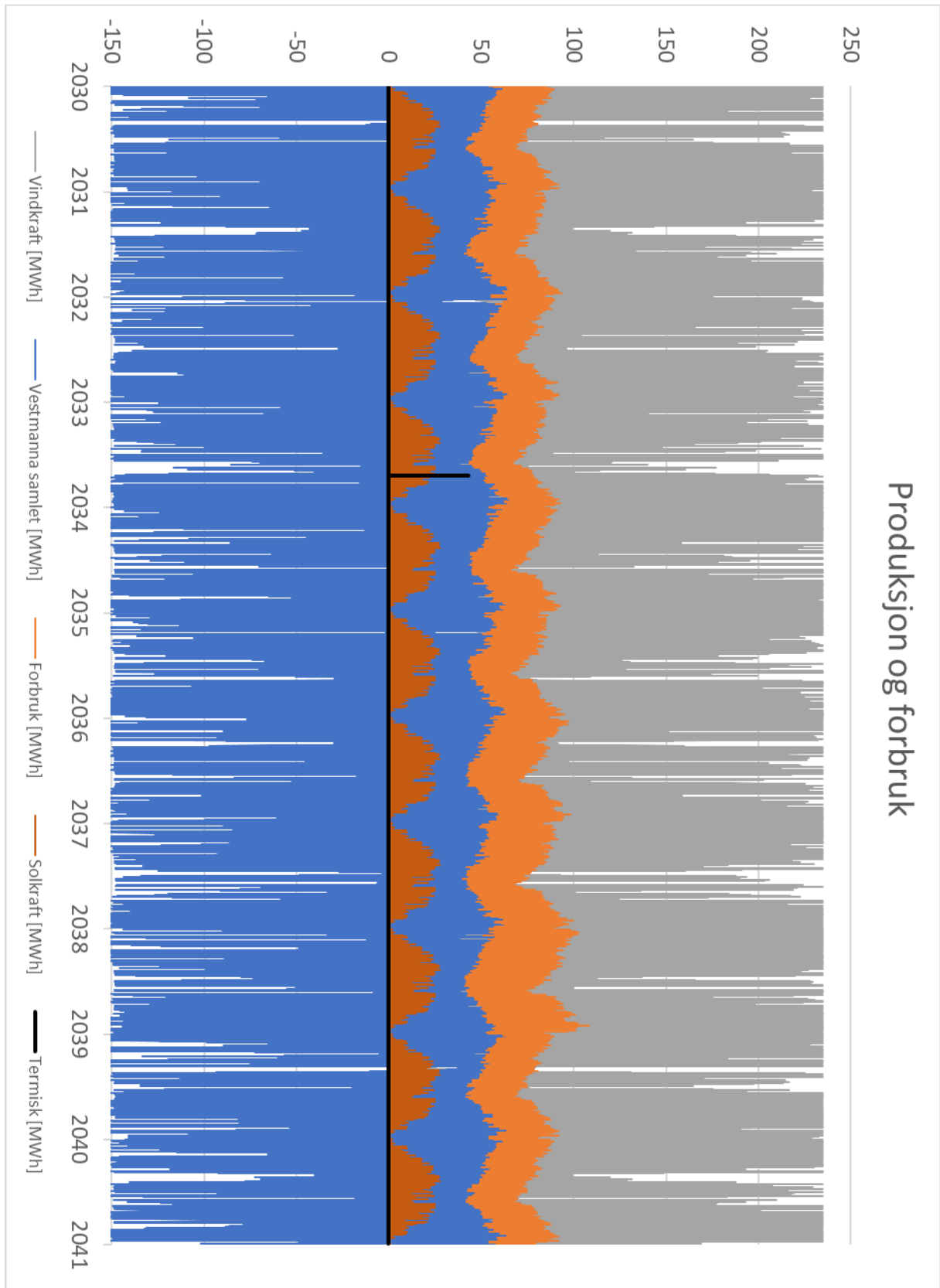
Denne kjøringen viser et begrenset bidrag fra vannet som kan pumpes fra Hvalvik. Det er mest sannsynlig billigere å øke solkraften fremfor å ty til denne utbyggingen. Det er valgt å se på dette resultatet som aktuelt for 100% fornybart selv om det er en svært liten produksjon fra termisk back-up (0,009 GWh).

Tabell 18 Energiregnskap for alternativ 3

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	43,2	0,009	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov (bare 2 timer på 11 år)
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	30,0	19,9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	42,5	Uendret
Fossáverkið	6,8	17,5	Uendret
Heygaverkið	25,0	23,9	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80,0	119,6	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		206,6	
Kraft brukt til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	5,0	12,9	Inkl. nettap
Mýruverkið	140,0	184,8	Inkl. nettap
Sum		197,7	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		251,1	
Effektmangel		16,3	
Sum		267,4	



Figur 21 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnisd styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 22 Produksjon og forbruk

7.6 Alternativ 4 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, overføring fra Vatnið

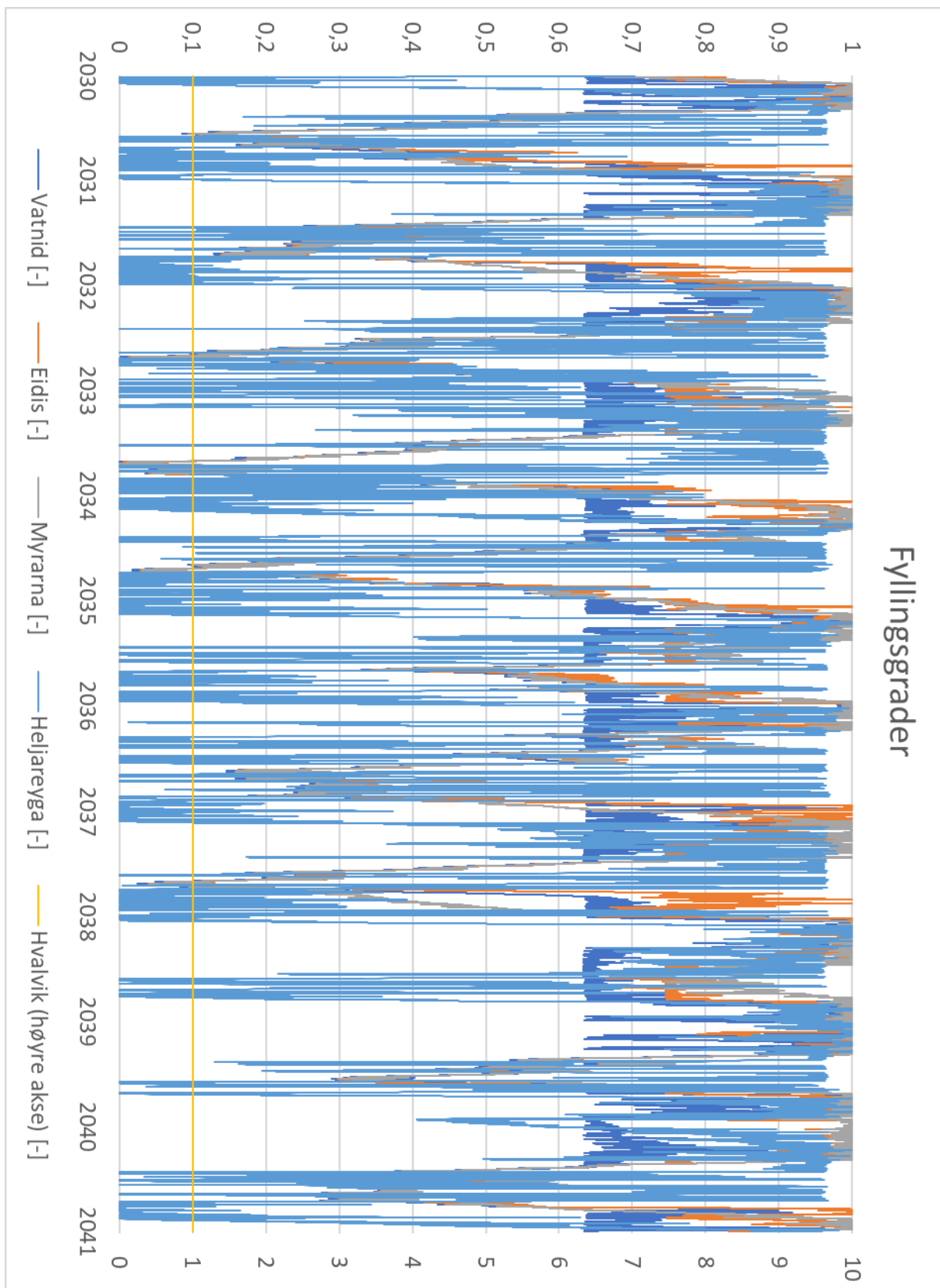
Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

- Utbygging av Mýrarna til 43 mill. m³ volum
- Utbygging av Heygadalur til 8,7 mill. m³ volum
- Ingen forbindelse til Hvalvik
- Det etableres en vannvei fra Vatnið til ny kraftstasjon Mýrarna (kun turbiner, ikke pumping)
- Ingen endring i magasinene Lomundaroyra og Vatnið.
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 30 MW

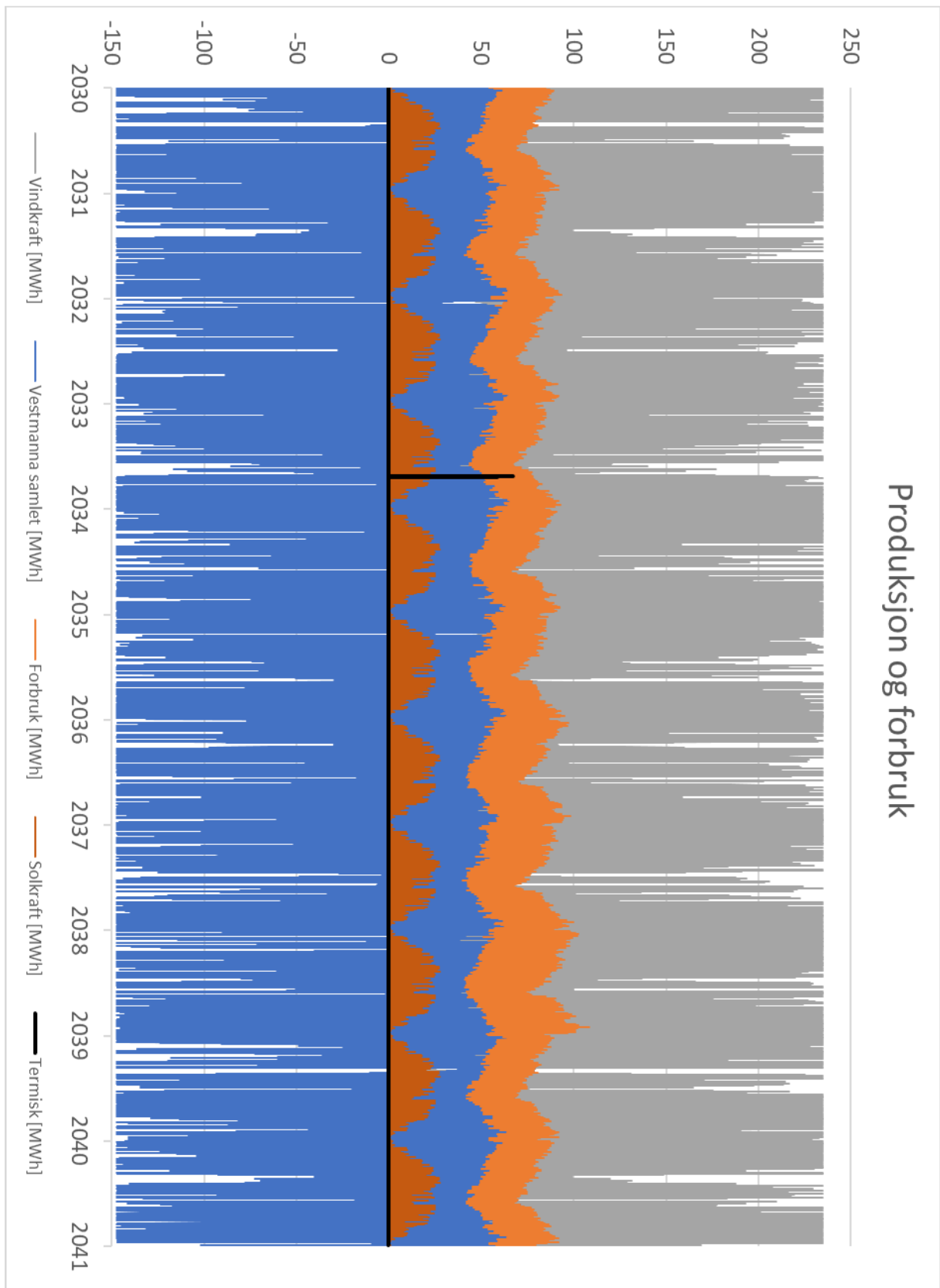
Denne kjøringen viser bidraget fra vannet som kan overføres fra Vatnið. Denne utbyggingen kan være mer aktuell som et videre steg for å holde seg til 100% fornybar energi dersom forbruket skulle øke etter 2030.

Tabell 19 Energiregnskap for alternativ 4

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	67,2	0,057	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov (19 timers drift på 11 år)
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	30,0	19,9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	43,6	Uendret
Fossáverkið	6,8	3,7	Uendret
Heygaverkið	25,0	24,4	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80,0	120,2	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	15,0	9,8	Nytt kraftverk
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		204,8	
Kraft brukt til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140,0	185,4	Inkl. nettap
Sum		185,4	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		254,9	
Effektmangel		23,2	
Sum		278,1	



Figur 23 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnið styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 24 Produksjon og forbruk

7.7 Alternativ 5 – Volum Mýrarna og Heygadalur økt, redusert utbygging med vindkraft

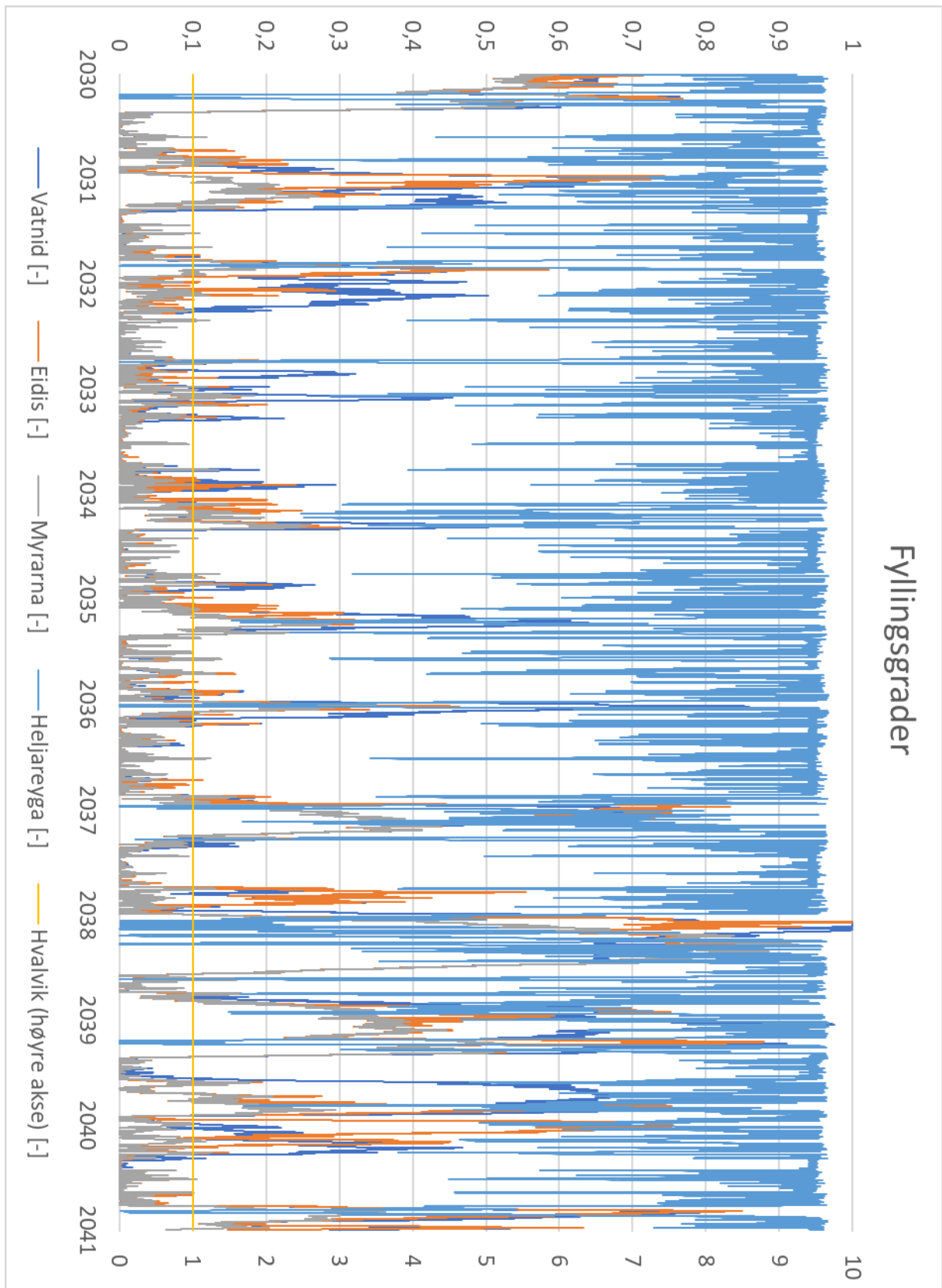
Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

- Utbygging av Mýrarna til 43 mill. m³ volum
- Utbygging av Heygadalur til 8,7 mill. m³ volum
- Ingen forbindelse til Hvalvik
- Ingen forbindelse til Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 117.5MW
- Solkraft bygges ut med 39 MW

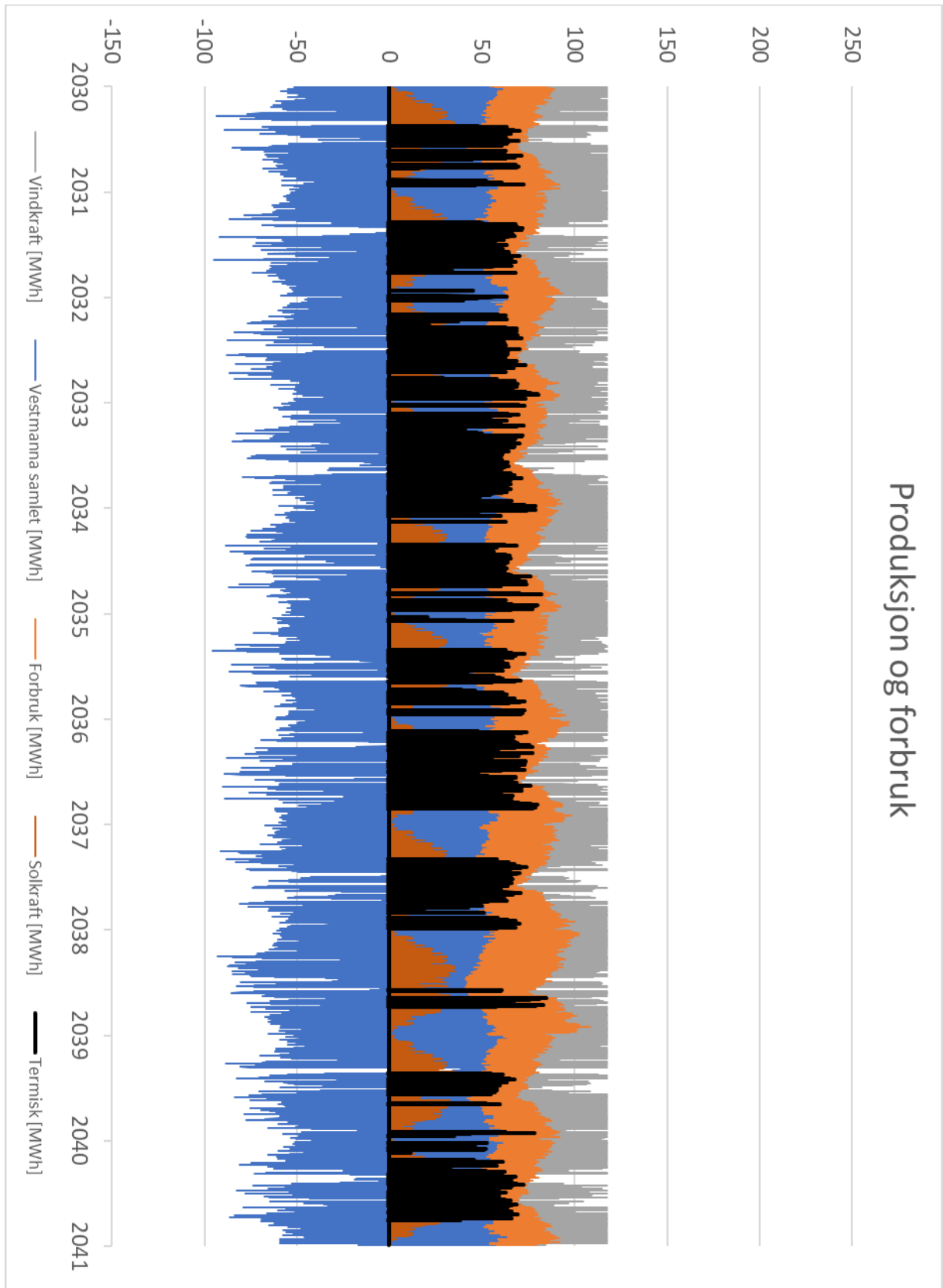
Her er det tydelig at med såpass lite utbygget vindkraft er både pumpene og dammene for store. Likevel kan det være fornuftig å bygge ut så stort, som et steg på veien mot 100% fornybar (hvis det besluttes å bygge ut vannkraften først).

Tabell 20 Energiregnskap for alternativ 5

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	84,8	91,6	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	117,5	415,1	
Solenergi	39,0	25,8	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	49,8	Uendret
Fossáverkið	6,8	22,4	Uendret
Heygaverkið	25,0	15,6	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80,0	76,9	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		167,9	
Kraft brukt til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140,0	106,6	Inkl. nettap
Sum		106,6	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		2,4	
Effektmangel		0,0	
Sum		2,4	



Figur 25 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnidd styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 26 Produksjon og forbruk

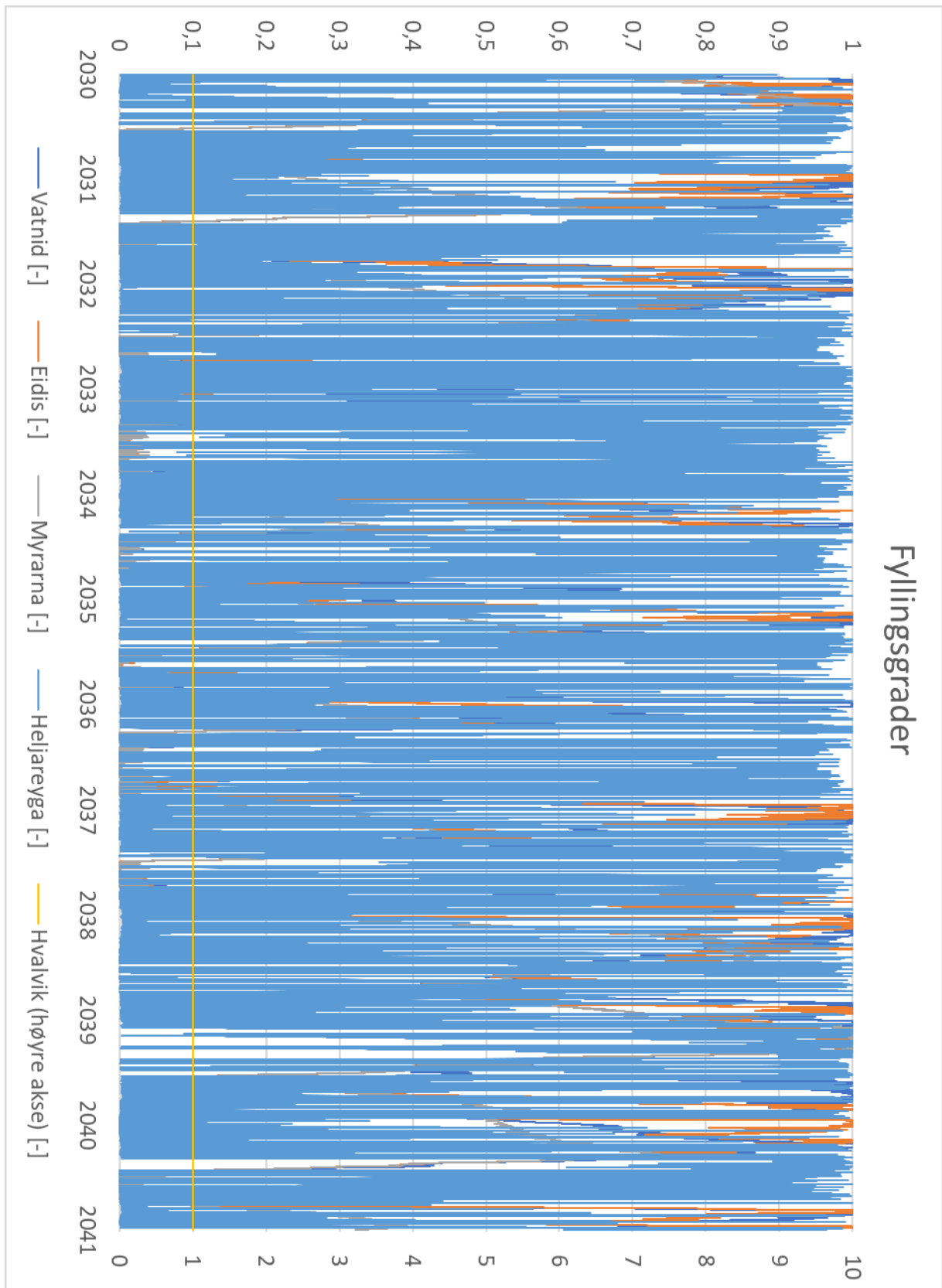
7.8 Alternativ 6 - Volum Mýrarna økt, ingen utbygging av Heygadalur

Alternativet forutsetter følgende byggemessige tiltak:

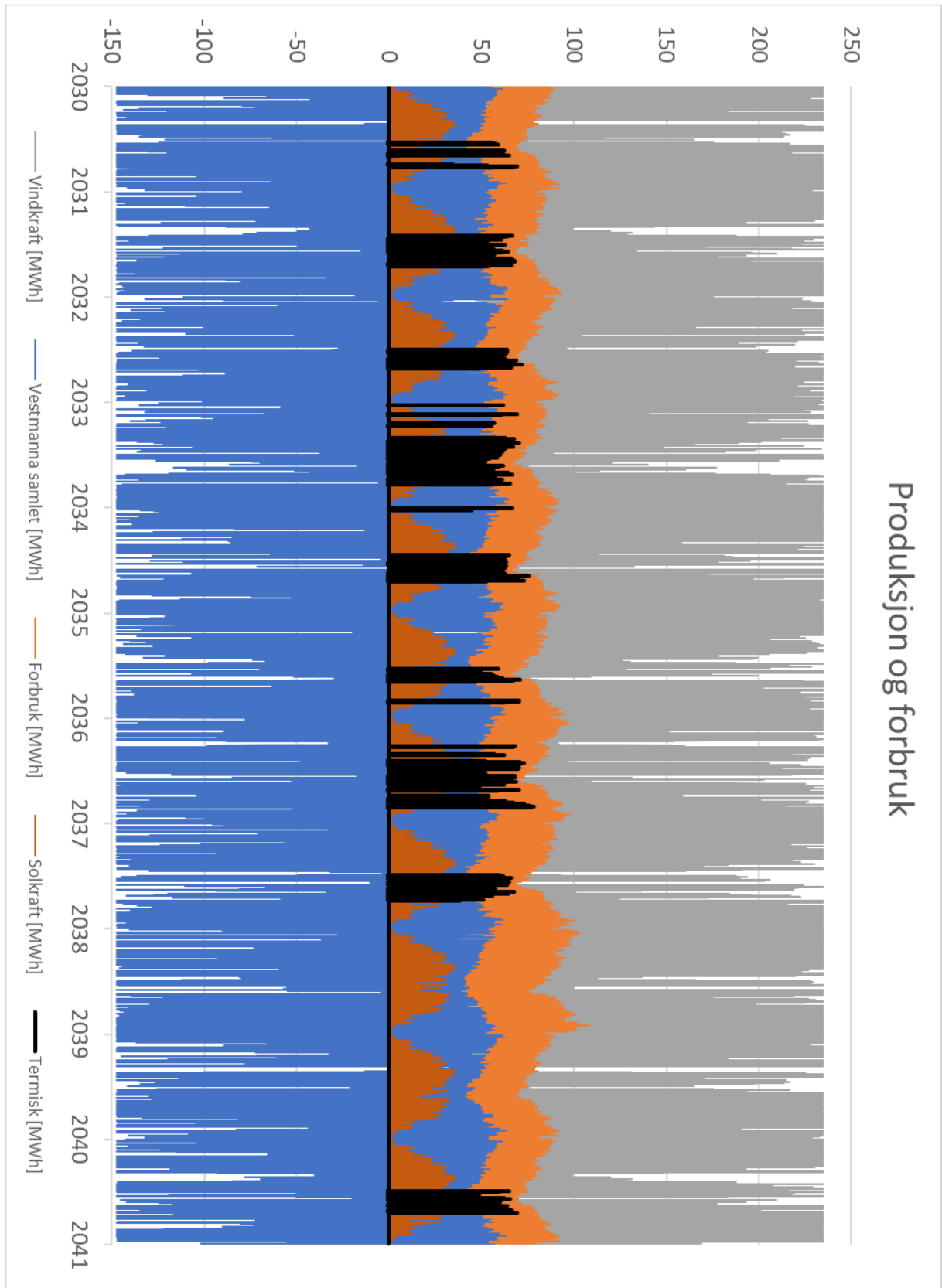
- Ubygging av Mýrarna til 43 mill. m3 volum
- Ingen utbygging av Heygadalur
- Ingen forbindelse til Hvalvik
- Ingen forbindelse til Vatnið
- Vindkraft bygges ut til 235 MW
- Solkraft bygges ut med 39 MW

Tabell 21 Energiregnskap for alternativ 6

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108,5	591,5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	78,7	27,0	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235,0	830,2	
Solenergi	39,0	25,8	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22,1	47,3	Uendret
Fossáverkið	6,8	19,5	Uendret
Heygaverkið	25,0	12,6	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80,0	85,6	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0,0	0,0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3,2	Strond
Sum		168,2	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0,0	0,0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140,0	119,6	Inkl. nettap
Sum		119,6	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		316,2	
Effektmangel		24,0	
Sum		340,1	



Figur 27 Vannhusholdningen med fyllingsgrad i magasinene på Vestmanna og Eiði. Magasinene Eiði og Vatnisd styres slik at de bidrar til optimal drift i pumpekraftsystemet, men uten å være fysisk tilknyttet systemet.



Figur 28 Produksjon og forbruk

7.9 Ubrukt kraft

Ved utbygging av vindkraft blir det noe energi som kan produseres fra vindkraften som ikke kan lagres. Det er to hovedkilder til at tilgjengelig energi i nettet ikke blir brukt:

- Det rett og slett så mye energi tilgjengelig at installert effekt på pumping ikke kan absorbere denne
- Det er ikke tilgjengelig nok vann til å drifte pumpene for å lagre energien

For vindkraftutbygging under ca. 200 MW og installert pumpe kapasitet på ca. 140 MW er den største andelen av ubrukt vindkraft grunnet manglende vann tilgjengelig for pumping (99,5%). Økes vindkraften utover dette vil veksten av ubrukt energi fordeles mer jevnt mellom manglende vann og manglende effekt.

Generelt er det manglende vann fremfor manglende installert effekt som er hovedkilden til at energien ikke kan lagres. Det er derfor lagt opp til flere tiltak for å bedre situasjonen:

- Vann holdes igjen i nedre magasinet (Heygadalur), dette er langt på vei den mest effektive metoden for å sikre tilgjengelig vann for pumping. Rent praktisk betyr dette at nedre magasin kan pumpes tomt men en begrenser produksjon av strøm ut av magasinet til bare å bruke en liten del av magasinets øverste kapasitet.
- Vann tilføres nedre magasin fra Vatnið ved å installere en turbin
- Vann tilføres nedre magasin fra Hvalvik ved å lage en overføring med pumper fra Hvalvik

Med andre ord bidrar følgende punkter til god lagringskapasitet og minking av tapt energi:

- Størrelsen på nedre magasin, dette er det største bidraget til lagring av energi
- Ekstra tilsig til nedre magasin fra Vatnið / Lómundaroyra systemet
- Ekstra tilsig fra Hvalvik

Det ekstra tilsiget fra Hvalvik har best effekt så lenge volumet på det nedre magasinet er lite. En ville se en økt effekt av bidraget fra Vatnið / Lómundaroyra hvis Fossáverkiðville legges ned.

7.10 Generelle konklusjoner

Det har vært utført et stort antall simuleringer og det er ikke mulig å vise alle resultater. Det anses derimot som hensiktsmessig å oppsummere noen resultater.

7.10.1 Effekt og effektreserve – avgjørende for utbyggingen – mulige tiltak

Til tross for at det planlegges tiltak for å regulere ned forbruket når tilgang til kraft er begrenset, må ansente situasjoner likevel forventes. Simuleringene viser at en litt for liten utbygging med vindkraft eller solkraft kan medføre et stort behov for effektreserve på 80-90 MW (mer enn det som er installert i termiske kraftverk på Færøyene i dag).

Dersom man aksepterer bruk av noe termisk energi når vannkraftmagasinene begynner å bli tomme, kan effektreserven reduseres til 10-30 MW. Bakgrunnen for dette er at den termiske kraften tillater at vannet kan beholdes i magasin ene istedenfor å tømme dem helt. Dermed blir vannkraften tilgjengelig som effektreserve og en kan kraftig begrense kravet til utbygget termisk effektreserve.

7.10.2 Vannhusholdningen i pumpekraftsystemet

Produksjon av vannkraft forutsetter at vann for turbinering er tilgjengelig i øvre magasin. For at vann kan pumpes opp, må vann i nedre magasin være tilgjengelig og for at pumping skal ha noen hensikt får øvre magasin ikke være fullt.

7.10.3 Sol

Solkraft har fordelene å gi mest energi i perioden hvor vind og nedbør bidrar minst. Slik sett er solkraft en svært nyttig bidragsyter for å redusere hastigheten på tømming av vannmagasinene om sommeren. Solkraft er også en av de nye fornybare energiene som forventes å minke betydelig i pris frem til 2030.

7.10.4 System uten utbygging av magasiner

I et system hvor ingen magasiner bygges ut vil hovedproblemet være manglende lagringsplass. For å kompensere for dette må det da bygges ut stor produksjonskapasitet på annen fornybar i håp om å klare 100% fornybar energiproduksjon.

7.10.5 Batterier

Batterier er i startfasen teknologisk men forventes å være en betydelig mer moden teknologi i 2030. Det er derfor forventet at noe energi kan lagres i batterier slik at en kan redusere andelen av overskuddsenergi som ikke kan lagres og dermed redusere utbygging.

Batterier er imidlertid fremdeles svært dyre i forhold til lagringskapasiteten. Det forventes at kostnaden vil minke med årene men det er usikkert hvor mye. Som eksempel kan det nevnes at 129 MWh kostet ca. 50 mill. USD (ca. 400 mill. NOK) i Australia i 2017, dette er foreløpig så vidt vi vet den største installasjonen i sitt slag i verden. Til sammenligning tilsvarer det lagret energi fra litt under 1 % av magasinet på Mýrarna. Marginalkostnaden for å øke magasinet til Mýrarna med 1% er på ca. 4 mill. NOK ved maksimal heving av dammen.

8 Etappevis utbygging

Det vil mest sannsynlig ikke være mulig eller ønskelig å samtidig bygge ut alle deler av installasjonene som trengs for at en skal kunne få 100% fornybar elektrisitetsproduksjon på Færøyene.

Noen deler av installasjonene som dammer og tunneler vil ikke kunne bygges etappevis uten at det har fordyrende effekt. Det er derimot mer naturlig å se for seg en mer etappevis utbygging av både vind, sol og elektro-mekaniske komponenter.

De store byggverk i vannkraftutbyggingen anbefales bygget ut til endelig størrelse med en gang:

- Heving av Mýrarna dammen
- Heving av Heygadalur dammen
- Tunneler og fjellhaller for nye Mýrarna pumpekraftverk
- Tunneler og fjellhaller for nytt Heygadalur kraftverk

Andre deler av utbyggingen som utbygging av vindparker og solceller kan utføres mer som en kontinuerlig utbygging.

Det er mulig å beregne seg frem til «riktig» tidspunkt for når de store elementene bør være klare hvis en skal nå målet for 2030.

Naturlig fremgangsmåte vil være å starte med en videre jevn utbygging av vindkraften og starte med utbygging av solkraft. Når installert ny-fornybar er kommet frem til et punkt hvor det er tydelig at en bør starte å lagre energi bør en se på en kombinert utbygging av dammen på Mýrarna og tunnelene for et nytt pumpekraftverk mellom Heygadalur og Mýrarna. Årsaken til at dette med fordel kan kombineres er at avstandene er små og heving av dammen på Mýrarna kan bruke massene fra tunneldriften. Ved å utføre bygging av denne delen av anlegget før heving av Heygadalur kan avløpet til pumpekraftverket mot Heygadalur bygges mot lavere vannstand i magasinet. Deretter kan utbyggingen fortsette med heving av Heygadalur dammen og bygging av et nytt Heygaverkið. Installasjon av de største elektromekaniske komponentene, de to store pumpeturbinene på Mýrarna, vil ikke trenges før vindkraft, solkraft og dammer er ferdig utbygget og kan tas mot slutten av hele utbyggingen.

Det at Mýrarna bygges ut før Heygadalur kommer av at eksisterende Mýrarna er mindre enn den foreslåtte økningen av Heygadalur dermed vil det ikke være naturlig å utføre arbeidene i motsatt rekkefølge.

Der er mulig å bruke den eksisterende modellen for å se nærmere på mellomløsninger, da er det viktig å få frem data for forbruket slik det er forventet å endre seg. Dette vil blant annet være knyttet til hvor fort oppvarmingen av husstandene endres fra fossilt til elektrisk oppvarming. Data for hvor mye vind- og solkraft som er forventet utbygget for det aktuelle tidspunktet bør også avklares. I denne forbindelsen vil det være aktuelt å introdusere styrt produksjon av kraft fra eksisterende oljeanlegg og en kan da også se på eventuell nedtrapping av fossil produksjon. Vann- og pumpekraftutbygging krever til en viss grad utbygging av hele systemet samtidig. Det er derimot mulig å etappere noen deler av utbyggingen. Som simuleringene viser er det derimot avgjørende å bygge ut flere elementer samtidig for at pumpekraftsystemet skal fungere etter hensikten.

Hovedalternativet krever utbygging av dammene Mýrarna og Heygadalur og vannveier i tunnel og kraftverk. Det vil være hensiktsmessig å bygge dammene parallelt med tunnelene slik at massene kan brukes i fyllingsdammene. Det virker fordelaktig å begynne med omlegging av veien ovenfor Heygadalur for å deretter bygge vannvei og Ny Mýrarna kraftstasjon samtidig som dam Mýrarna økes. Deretter vil man kunne gå videre til dam Heygadalur og vannvei med ny kraftstasjon Heygadalur.

Om det er driftsmessig mer fordelaktig å bygge ut Mýrarna eller Heygadalur først vil være avhengig av hvor mye vind- og solkraft som er installert.

Sol- og vindkraftutbygging forventes å skje etappevis og diskuteres derfor ikke videre.

9 Separat nett for pumping

I dette kapitlet skal det ses på en løsning der den uregulerte energien bare er tilgjengelig for pumping og all elektrisk produksjon er fra turbiner som benytter vann som er pumpet opp med energi fra uregulerbare kilder.

Denne typen løsning har fordeler, ulemper, utfordringer og begrensninger.

9.1 Fordeler

Uregulerbare nye fornybare energikilder vil ikke ha negativ innvirkning på hovednettets stabilitet siden all ekstra produksjon vil komme fra vannkraft som kan mates in på nettet. Det er viktig at stabilitet benyttes som kriterium under utbyggingen av vannkraften ellers forsvinner denne fordelen.

Det kan benyttes enklere elektromekanisk utstyr til pumpingen ved at en bruker standard pumper.

Det er mulig med en relativt enkel trinnvis utbygging hvor det er snakk om flere separate nett hvor pumper og vindkraft utbygging utføres i mindre steg.

Utbyggingen kan være noe enklere ved at man ikke trenger å koble seg mot eksisterende nett-installasjoner.

9.2 Ulemper

En av ulempene ved å tilknytte uregulerbar kraft til et separat nett er at det kan oppstå spenningsvariasjoner og ustabilitet. Det er derfor viktig at nettet bygges for dette ved hjelp av trinnkoblere knyttet til transformatorene og at vindturbinene og solcelleanleggene har egenskaper for å bistå og regulere spenningen ved behov. Komponentene som mottar elektrisiteten fra det separate nettet må også være dimensjonert for å tåle dette.

9.2.1 Tap og curtailment

Veien for å få frem energien til forbruker blir lengre og med flere steg hvor hvert steg innebærer tap. Dette betyr at selv med effektive transformatorer, motorer, pumper, vannveier, turbiner og generatorer blir veien frem til forbruker såpass lang at det vil være betydelige tap. Tapene er kan sammenlignes med en full pumpe-turbinsyklus. Tapet vil være på ca. 25 – 45%, tapet vil være variabelt avhengig av flere faktorer en kan regne med at et snitt tap på overføring av energien kommer på ca. 35%. Ved god design av systemet kan dette kanskje reduseres til 30%. Tapet kommer fra den kombinerte virkningsgraden til følgende elementer:

- Transformatorer, 2 stk. før pumping og etter generering (98 til 99%)
- Motor (typisk virkningsgrad 90 til 98%) og generator (typisk virkningsgrad 97 til 99%)
- Pumper (typisk virkningsgrad 88 til 92%) og turbiner (typisk 90 til 94%)
- Vannveiens falltap som må regnes både for pumping og turbinering

Dette betyr at for hver kWh produsert på det isolerte nettet kan en levere 0.65 kWh ut på hovednettet. Det er ikke tatt hensyn til nettap i det uregulerte nettet da det vil forhåpentligvis ikke overføre kraft over lengre avstander. For mindre systemer kan dette tapet være akseptabelt hvis tilgangen til energi ikke er begrenset. Det tilsvarer imidlertid et innebygget tap av uregulert fornybar kraft på 35% før en tar hensyn til vannhusholdningen og effekt kontrollen som vil kunne introdusere en del begrensning i produksjonen (curtailment) i tillegg til tapet. Det forventes at uregulert effekt bør være noe høyere enn installert

pumpeeffekt for å kunne absorbere mest mulig av energien som produseres dette forventes å gi et ekstra tap i forhold til det nevnte tapet på 35% når en har maksimal effekt ut fra vind og sol. Vannhusholdningen vil begrense muligheten for pumping i perioder med mye tilgjengelig energi og med fulle øvre magasiner eller ved tomme nedre magasiner.

9.2.2 Separat nett

Hvis det skal være plass til all vindkraften og solkraften vil dette mest sannsynlig kreve flere lokasjoner noe som vil kreve utbygging av et parallelt nett på deler av Færøyene. Det må også forventes at utbygging av mer kraft vil kreve større investeringer fordi en må bygge ut følgende:

- Uregulert fornybar produksjonskapasitet (sol eller vind)
- Pumpekapasitet for å lagre energien
- Økt lagringskapasitet kan være nødvendig (større dammer)
- Turbinkapasitet for å levere energien til nettet (vannkraften må kunne dekke hele effektbehovet til enhver tid)

9.3 utfordringer og begrensninger

9.3.1 Kontrollsystem

Nettet som skal forsyne pumpene må være stabilt nok til at det kan fungere, dette vil kreve direkte kobling mellom produksjon og forbruk (pumping) i et felles kontrollanlegg. Dette kontrollsystemet vil bli komplekst og må være robust for å ikke introdusere ekstra tap i systemet. Kontrollanlegget må også knyttes opp mot produksjonsenheterens styresystemer for opprettholdelse av nettets stabilitet.

9.4 Konklusjon

Et separat nett for uregulert kraft kan være en løsning hvis en skal ha en liten utbygging hvor det ikke er reelle begrensninger på tilgjengelig energi, men hvor stabilitet er den største utfordringen.

For et system hvor den største andelen av energien skal komme fra nye fornybare kilder kan tapet i systemet være svært stort og andre metoder for stabilisering av nettet (som for eksempel roterende fasekompensatorer) være et bedre alternativ.

10 Miljø- og samfunnskONSEKVENSER

Målet om 100% fornybar energi (og effekt) krever storstilt utbygging av magasinkapasiteten.

Magasinheving på Mýrarna til kote 380 vil øke det vanddekkede arealet fra 0,7 til 1,7 mill. m². Heving av Heygadalur til kote 130 vil øke det vanddekkede arealet fra 0,19 til 0,38 mill. m².

Fyllingsdammene vil være store byggverk. Fordelen med disse vil være at massene fra tunnelsprengning sannsynligvis vil kunne brukes her, slik at det muligens ikke vil bli behov for deponier. Det må derimot sies at massebalansen og massenes egnethet har ikke vært utredet så langt.

Konsekvenser av de nødvendige tiltakene har ikke vært utredet nærmere, men erfaringsmessig vil man møte på følgende problemstillinger:

Landskapsmessig inngrep: Selv om det allerede er bygget ut magasiner fra før vil de nye magasinene være mye større. På grunn av effektkjøring med raske vannstandsendringer vil magasinkantene være blankskurte, noe som kan oppleves som lite estetisk. Dette vil også gjelde for alternativene uten magasinutbygging, da de også forutsetter at magasinene tømmes og fylles ofte og raskt.

Naturmiljø: Økningen av vanddekket areal av hovedalternativet vil medføre at floraen og faunaen i disse områdene vil bli erstattet av noen få arter som klarer å overleve i et habitat som preges av tørrlegging og oversvømmelse i takt med pumpekraftverkets drift. Hvor stort dette tapet er vil nærmere utredninger måtte vise.

Friluftsliv: Begge alternativer vil være noe negative for friluftslivet på Vestmanna. Dette er fremfor alt knyttet til de landskapsmessige konsekvenser i Heygadalur. Selve dammen vil friluftsbrukerne sannsynligvis raskt bli vant til, men synet av et magasin med ofte lav fyllingsgrad vil oppleves negativt av mange.

Det vurderes som lite sannsynlig at tiltakene vil få konsekvenser for reiselivet. Negative konsekvenser knyttet til landskapsmessige virkninger vil kunne veies opp av et positivt «image» knyttet til fornybarsatsningen.

I anleggsfasen vil tiltakene få veldig store positive konsekvenser for byggenæring og en rekke andre bedrifter, for eksempel knyttet til overnatting og forpleining.

I planleggingsfasen for hovedalternativet er det mulig at deler av befolkningen vil kunne være urolige pga. redsel for dambrudd. Erfaringer fra Norge og alpene med svære magasiner ovenfor bebyggelse viser, at beboere i driftsfasen stoler på at demningene er trygge. I den forbindelse er det viktig å påpeke at det vil være naturlig å bygge demningene etter strengeste sikkerhetskrav (tilsvarende norsk damklasse 4).

Tunnel- og dambygging krever at store masser flyttes. Om dette vil føre til en stor økning av trafikken utenfor utbyggingsområdet må senere utredninger vise. Der må være målet å få massebalansen til å gå i størst mulig grad opp innenfor området, slik at massetransport utenfor blir minimal.

I forbindelse med betongarbeider som betinger transport av egnete steinmasser vil det bli behov for en del skipstransport der godset må tas videre på vei helt til anleggsplassen.

Til sist skal klimagevinsten nevnes, som er en viktig motivasjon for prosjektet. Ettersom prosjektet på mange måter er banebrytende har det potensiale til å få et internasjonalt ekko og inspirere andre til lignende skritt mot en fornybar fremtid.

11 Nye simuleringer med ny modell for solkraft

11.1 Innledning

Etter innspill fra Orka og SEV er det utført simuleringer som bruker en annen basis for solkraftproduksjonen. Mottatt basis for solkraft gir en noe lavere årsproduksjon (ca. 6% lavere total produksjon) men noe jevnere fordeling både på dager og timer.

Det er utført følgende simuleringer for å svare på ønskene lagt fram etter møtet samt kunne gi gode verdier for sammenligninger av resultatene:

- Hovedalternativet er kjørt med 3 forskjellige endringer:
 - o Kjørt uten endring med nye solkraftdata
 - o Kjørt med 100 MW solkraft med nye solkraftdata (ingen andre endringer)
 - o Kjørt med 100 MW solkraft og minimum vindkraft for 100% fornybar produksjon (194 MW vind)
- Kjøring 1, kjørt med en mindre økning av Heygadalur, med turbin- og pumpeeffekt til alternativ til 1a
- Kjøring 2, kjørt med økning av Heygadalur til kote 130 og Myrarna til kote 360 med turbin- og pumpe effekt til alternativ 1a
- Kjøring 3, kjørt med Heygadalur økt til kote 130 og Myrarna økt til kote 360 med turbin- og pumpeeffekt til hovedalternativet

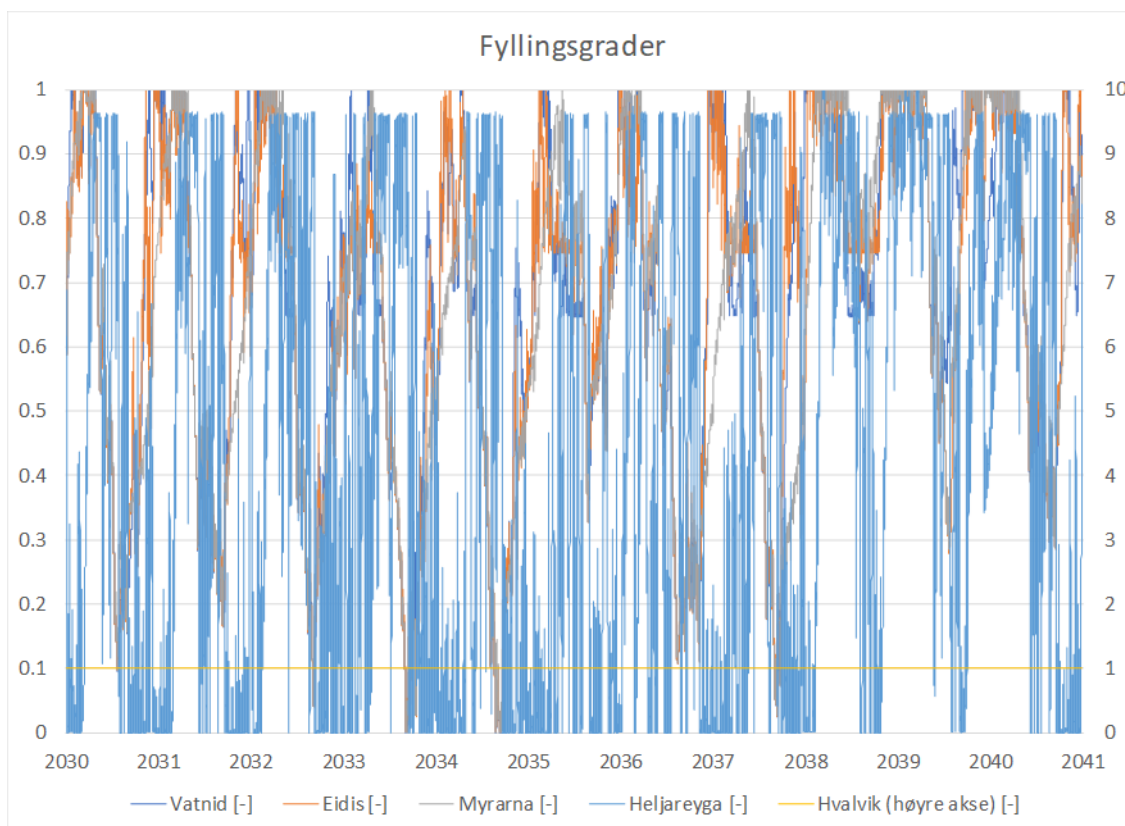
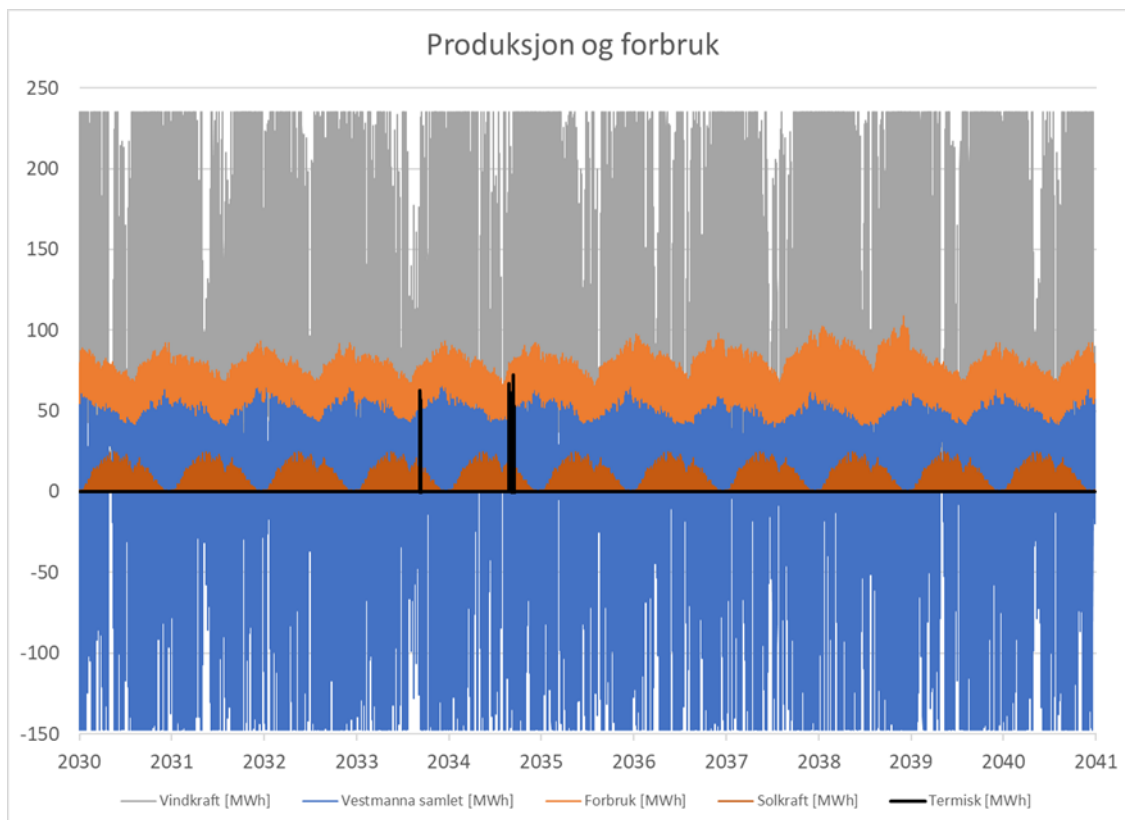
11.2 Oppdatering av Hovedalternativet

11.2.1 Hovedalternativ, nye soldata

Tabell 22 Energiregnskap hovedalternativ med ny solinnstråling

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	72.1	0.4	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235.0	830.1	
Solenergi	39.0	24.1	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22.1	44.9	Uendret
Fossáverkið	6.8	18.5	Uendret
Heygaverkið	25.0	14.7	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80.0	121.8	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	Strond
Sum		203.1	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140.0	184.5	Inkl. nettap
Sum	140.0	184.5	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		257.9	
Effektmangel		23.9	
Sum		281.8	

Med ny solinnstråling vil tilgjengelig solkraft reduseres litt slik at alternativet ikke lenger er helt selvforsynt med 100% fornybar kraft. Det trenges termisk back-up kraft.

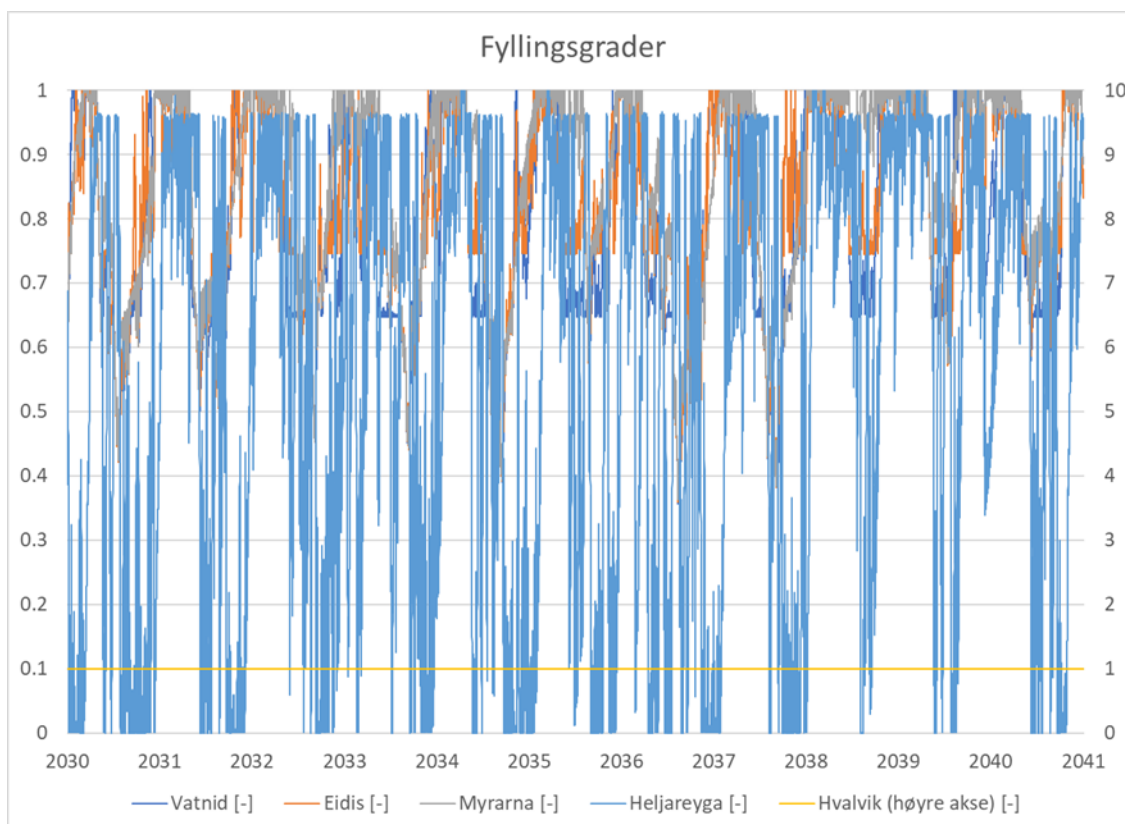
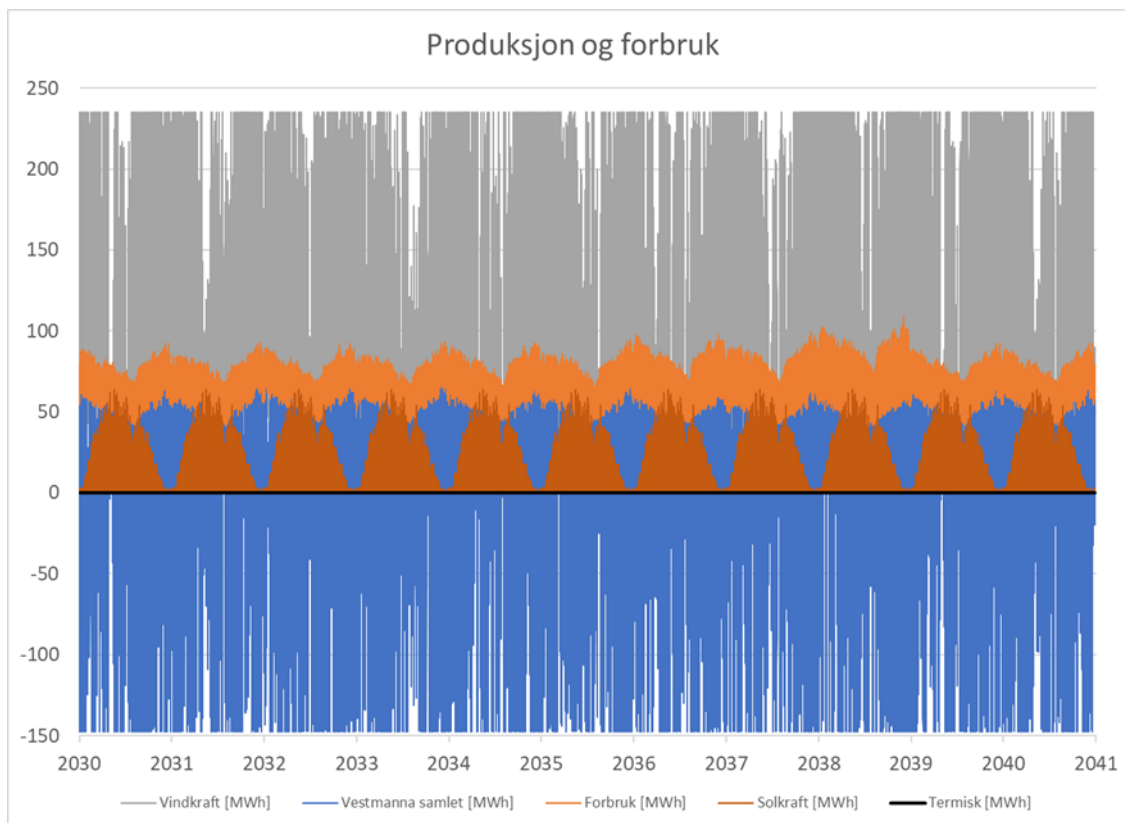


11.2.2 Hovedalternativ, nye soldata, 100 MW solkraft

Tabell 23 Energiregnskap hovedalternativ med 100 MW solkraft

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	0.0	0.0	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235.0	830.1	
Solenergi	100.0	61.9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22.1	41.7	Uendret
Fossáverkið	6.8	16.7	Uendret
Heygaverkið	25.0	14.4	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80.0	113.4	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	Strond
Sum		189.4	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140.0	173.5	Inkl. nettap
Sum	140.0	173.5	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		286.6	
Effektmangel		29.9	
Sum		316.4	

Med økt solkraftinstallasjon til 100 MW, blir alternativet selvforsynt med 100% fornybar kraft. Vindkraftinstallasjonen blir nå imidlertid unødvendig stor.

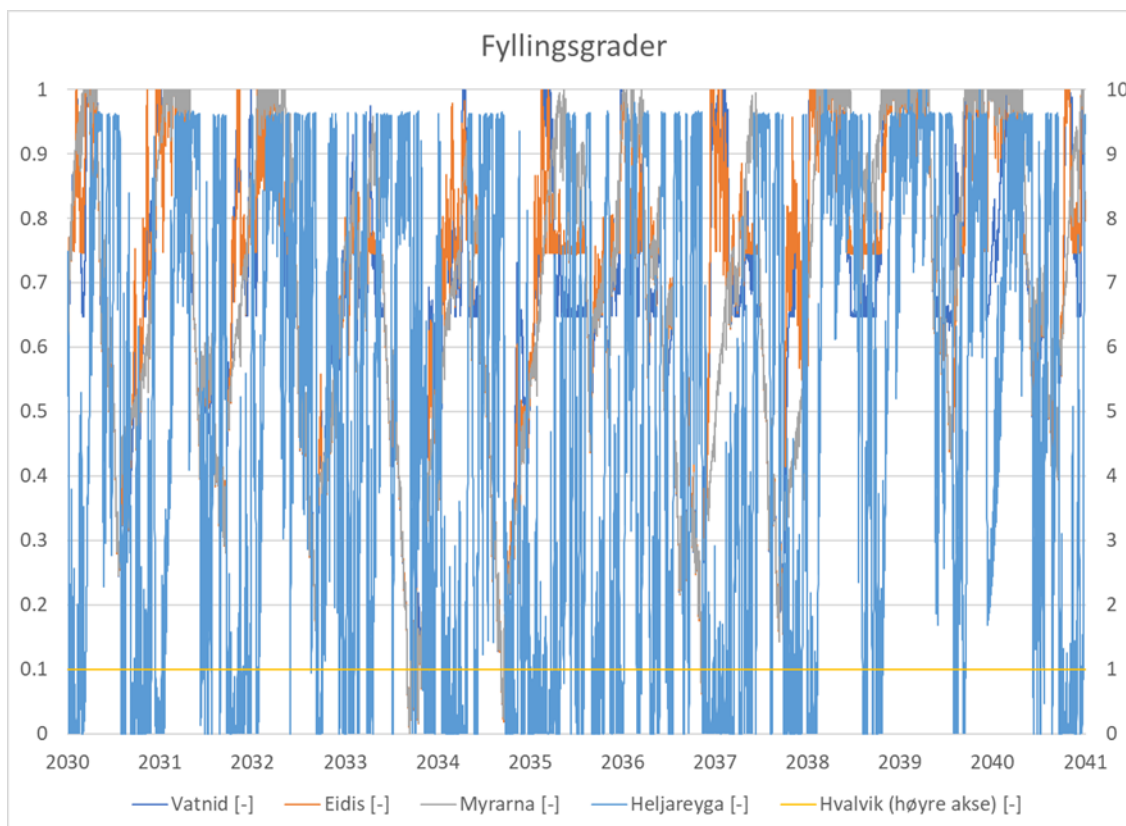
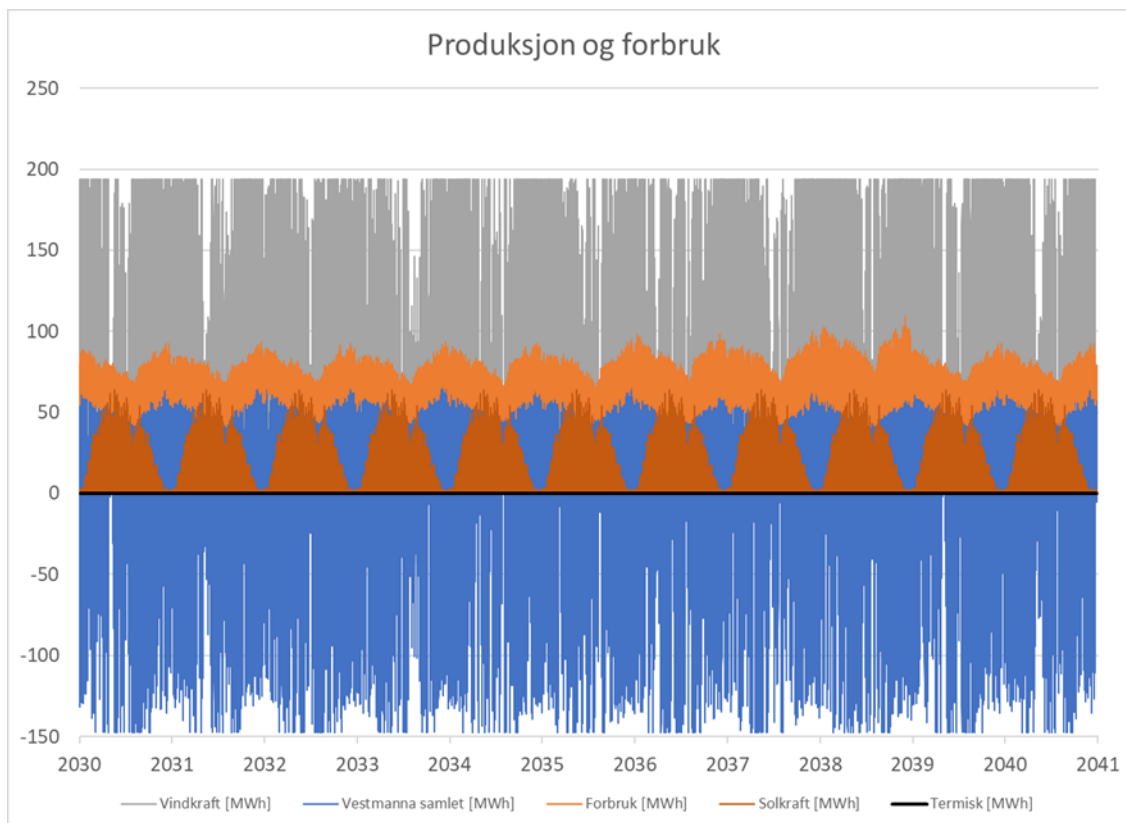


11.2.3 Hovedalternativ, nye soldata, 100 MW solkraft, 194 MW vindkraft

Tabell 24 Energiregnskap hovedalternativ med 100 MW solkraft og redusert vindkraft

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	0.0	0.0	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	194.0	685.3	
Solenergi	100.0	61.9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22.1	46.4	Uendret
Fossáverkið	6.8	19.3	Uendret
Heygaverkið	25.0	14.7	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80.0	120.4	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	Strond
Sum		204.0	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140.0	182.3	Inkl. nettap
Sum	140.0	182.3	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		175.6	
Effektmangel		1.8	
Sum		177.4	

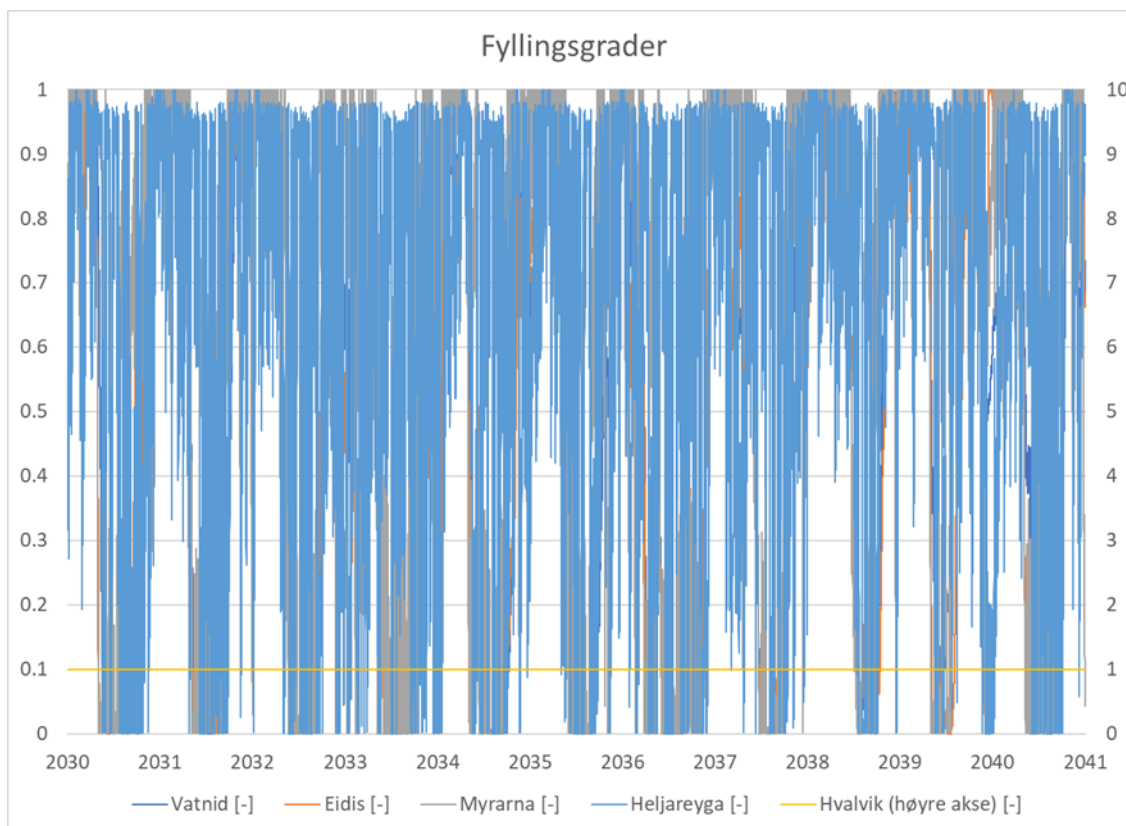
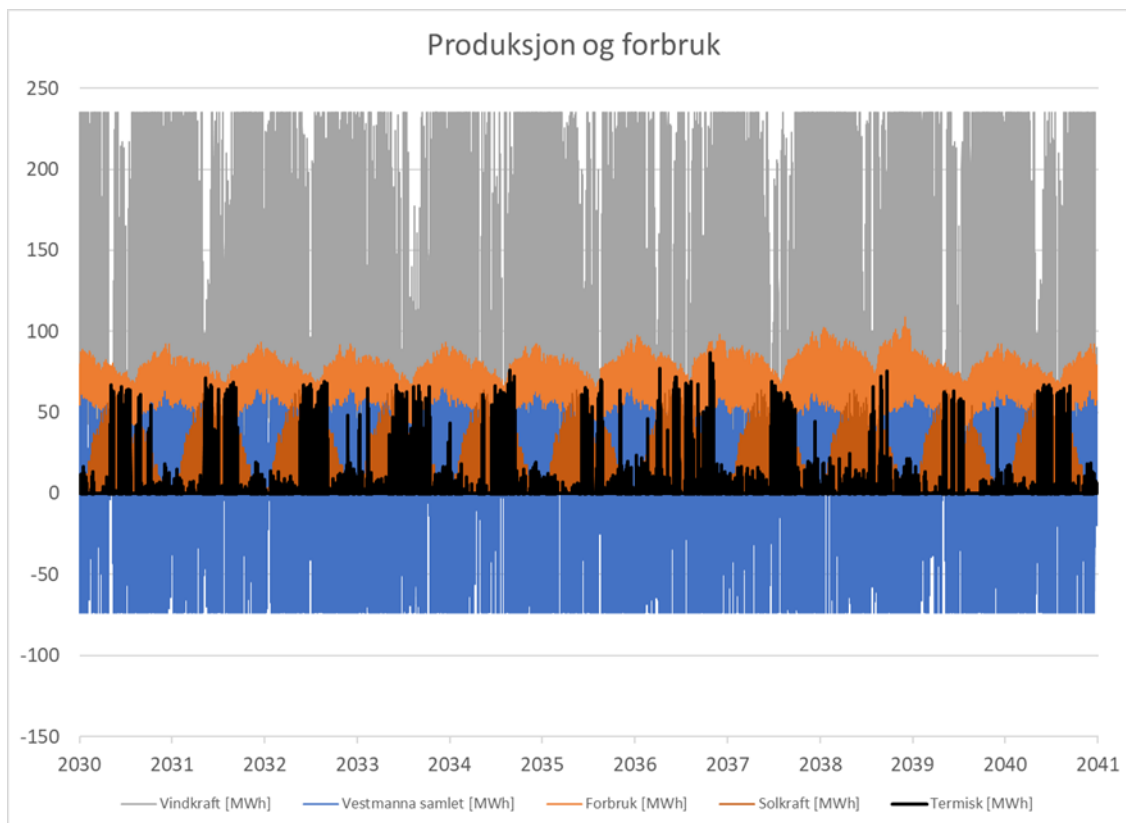
For at alternativet skal være selvforsynt med 100% fornybar kraft må vindkraftinstallasjonen være på minst 194 MW.



11.3 Ny kjøring, Heygadalur økt til kote 110, data som alternativ 1a

Tabell 25 Energiregnskap kjøring 1

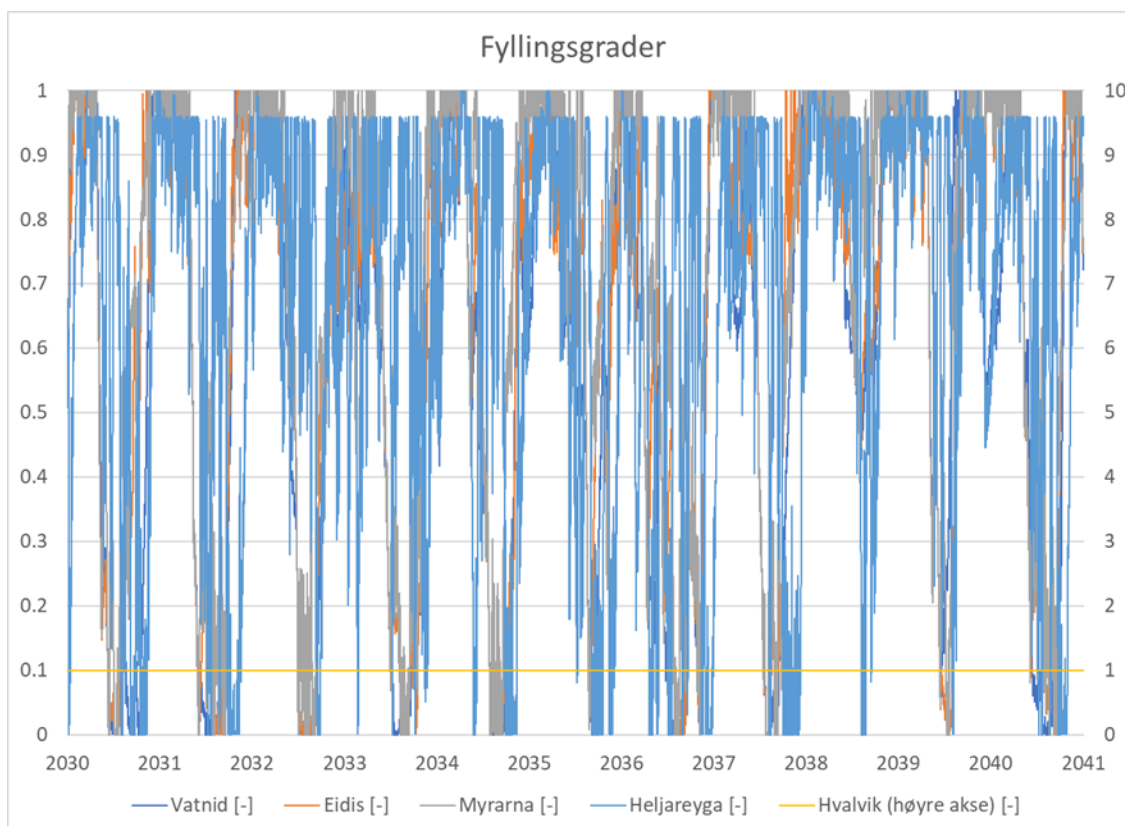
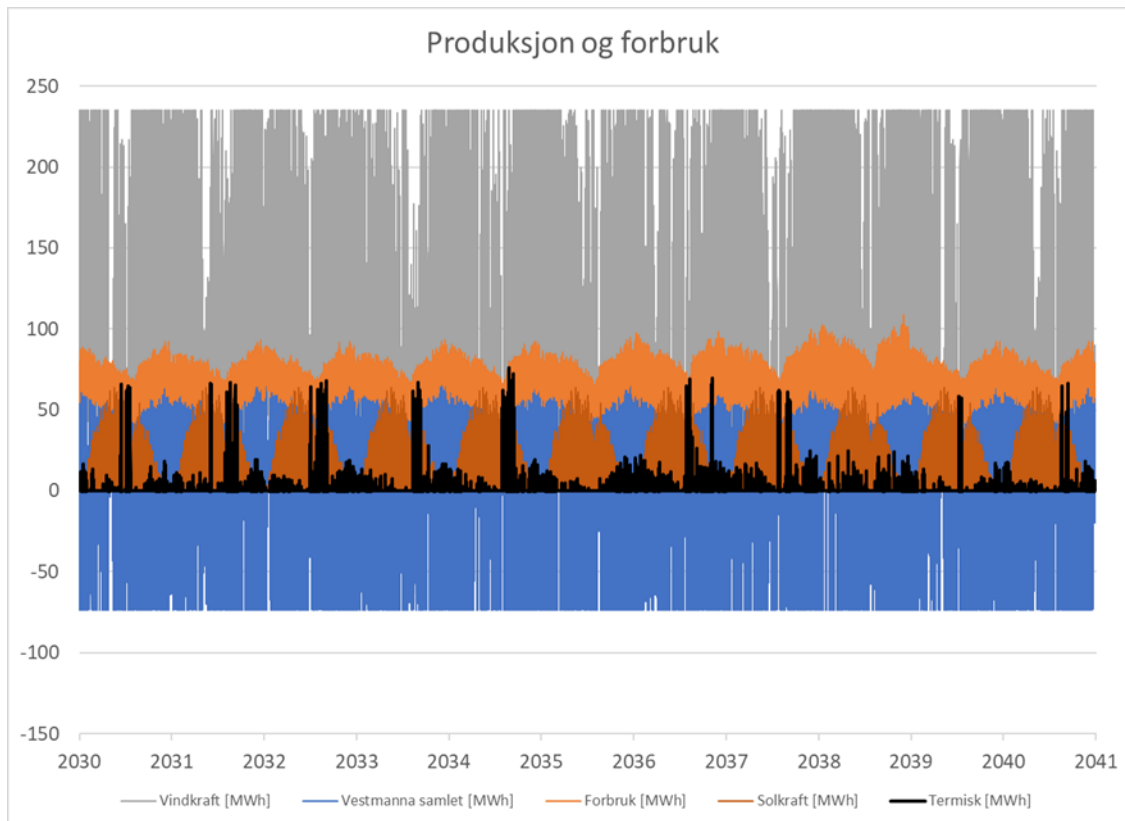
	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	86.8	28.8	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235.0	830.1	
Solenergi	100.0	61.9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22.1	44.8	Uendret
Fossáverkið	6.8	18.2	Uendret
Heygaverkið	25.0	12.0	Nytt kraftverk
Mýruverkið	40.0	71.6	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	Strond
Sum		149.7	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	70.0	104.9	Inkl. nettap
Sum	70.0	104.9	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		176.1	
Effektmangel		198.0	
Sum		374.2	



11.4 Ny kjøring, Heygadalur økt til kote 130, Myrarna økt til kote 360, data som alternativ 1a

Tabell 26 Energiregnskap kjøring 2

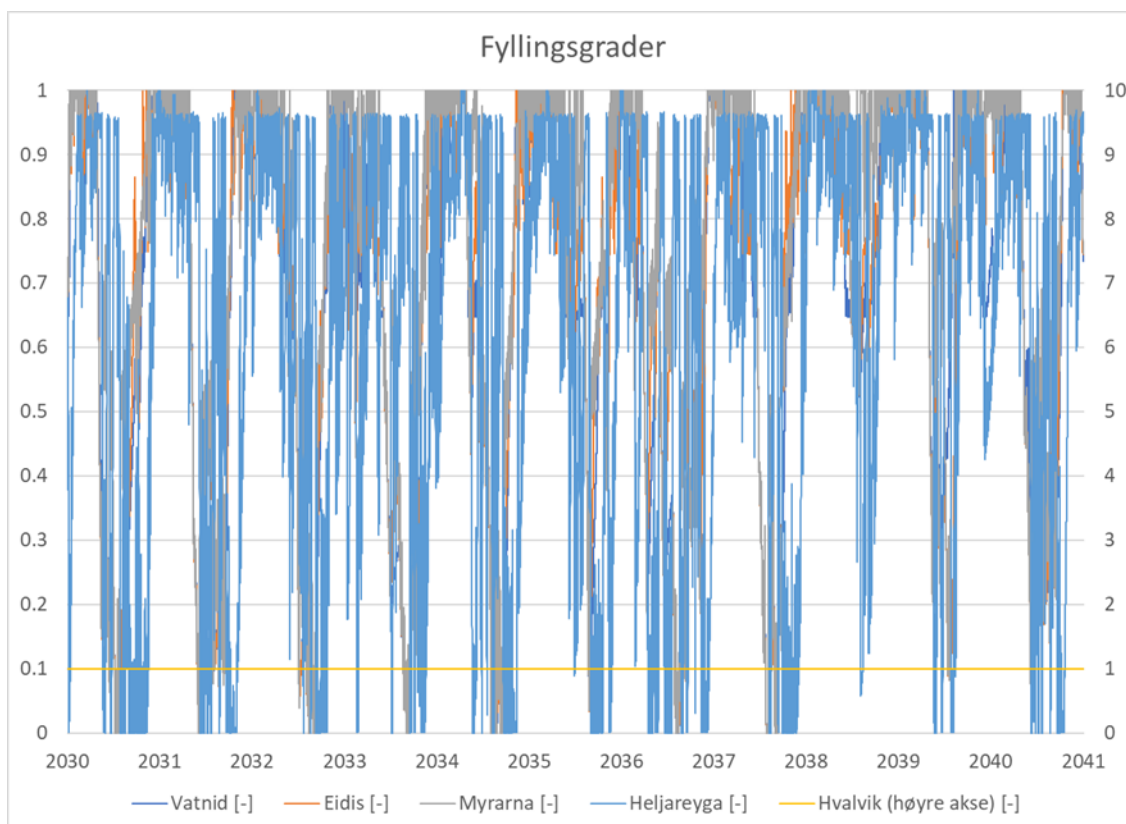
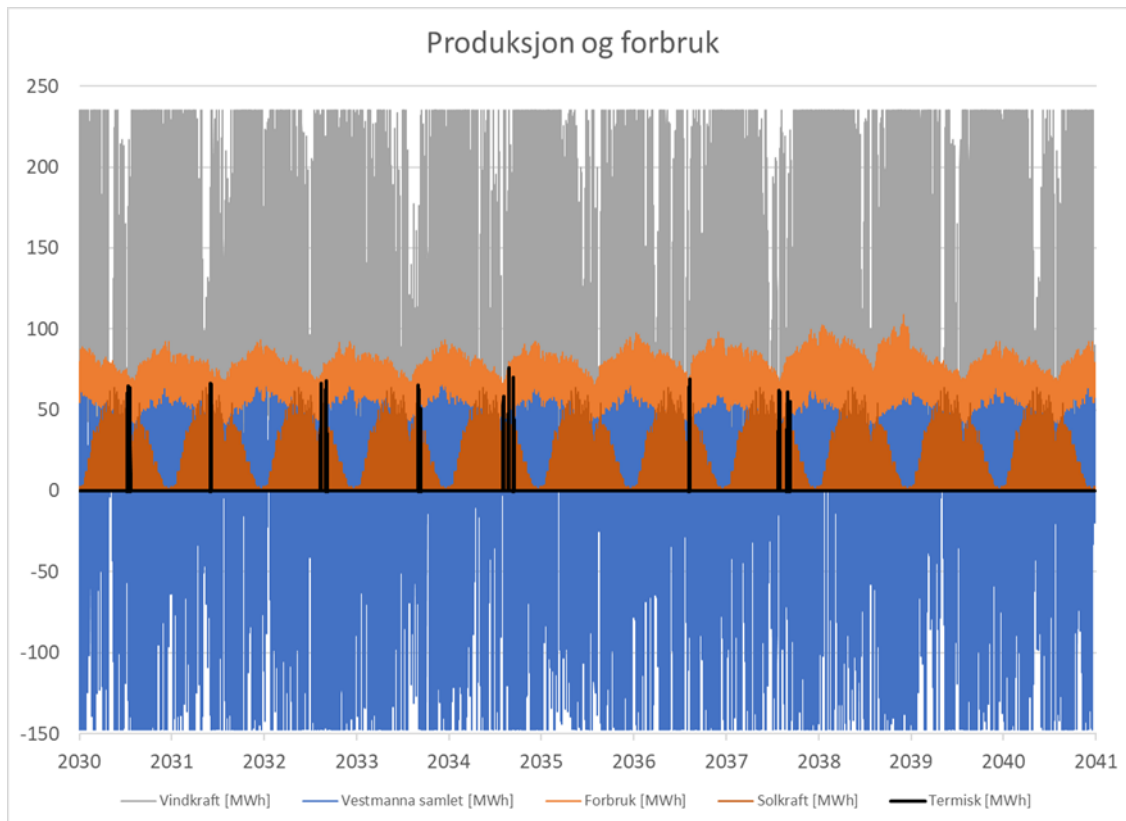
	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	76.1	9.2	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235.0	830.1	
Solenergi	100.0	61.9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22.1	43.2	Uendret
Fossáverkið	6.8	17.6	Uendret
Heygaverkið	25.0	14.5	Nytt kraftverk
Mýruverkið	40.0	92.5	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	Strond
Sum		170.9	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	70.0	139.4	Inkl. nettap
Sum	70.0	139.4	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		143.1	
Effektmangel		198.0	
Sum		341.2	



11.5 Ny kjøring, Heygadalur økt til kote 130, Myrarna økt til kote 360, data som hovedalternativet

Tabell 27 Energiregnskap kjøring 3

	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	76.1	3.0	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	235.0	830.1	
Solenergi	100.0	61.9	
Vannkraft			
Eiðisverkið	22.1	43.2	Uendret
Fossáverkið	6.8	17.4	Uendret
Heygaverkið	25.0	14.5	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80.0	104.3	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	Strond
Sum		182.7	
Kraft brukt for til pumping			
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140.0	159.6	Inkl. nettap
Sum	140.0	159.6	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)			
Vannmangel		296.8	
Effektmangel		29.9	
Sum		326.7	

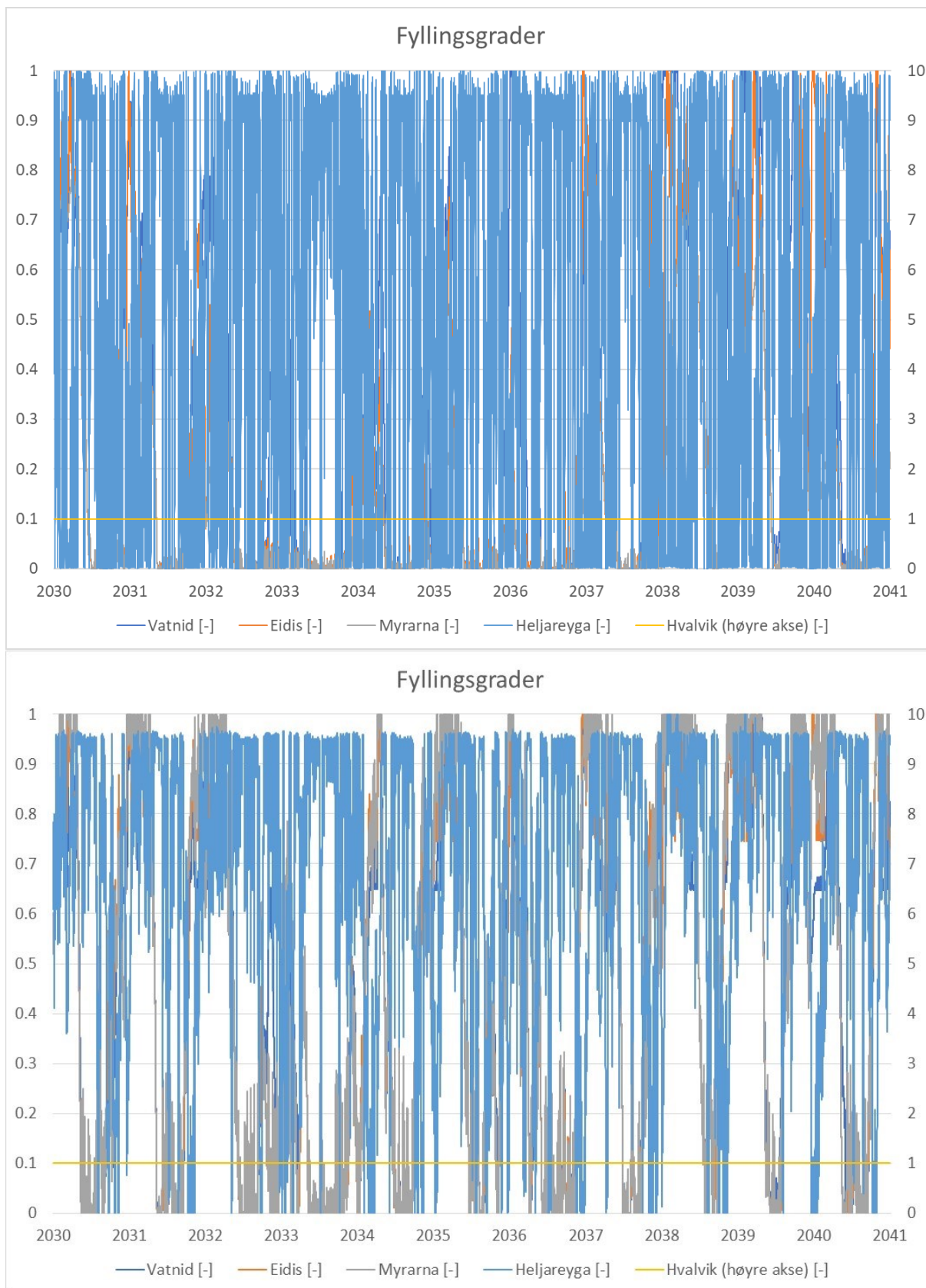


11.6 Ny Kjøring 150 MW vind, 80 MW sol

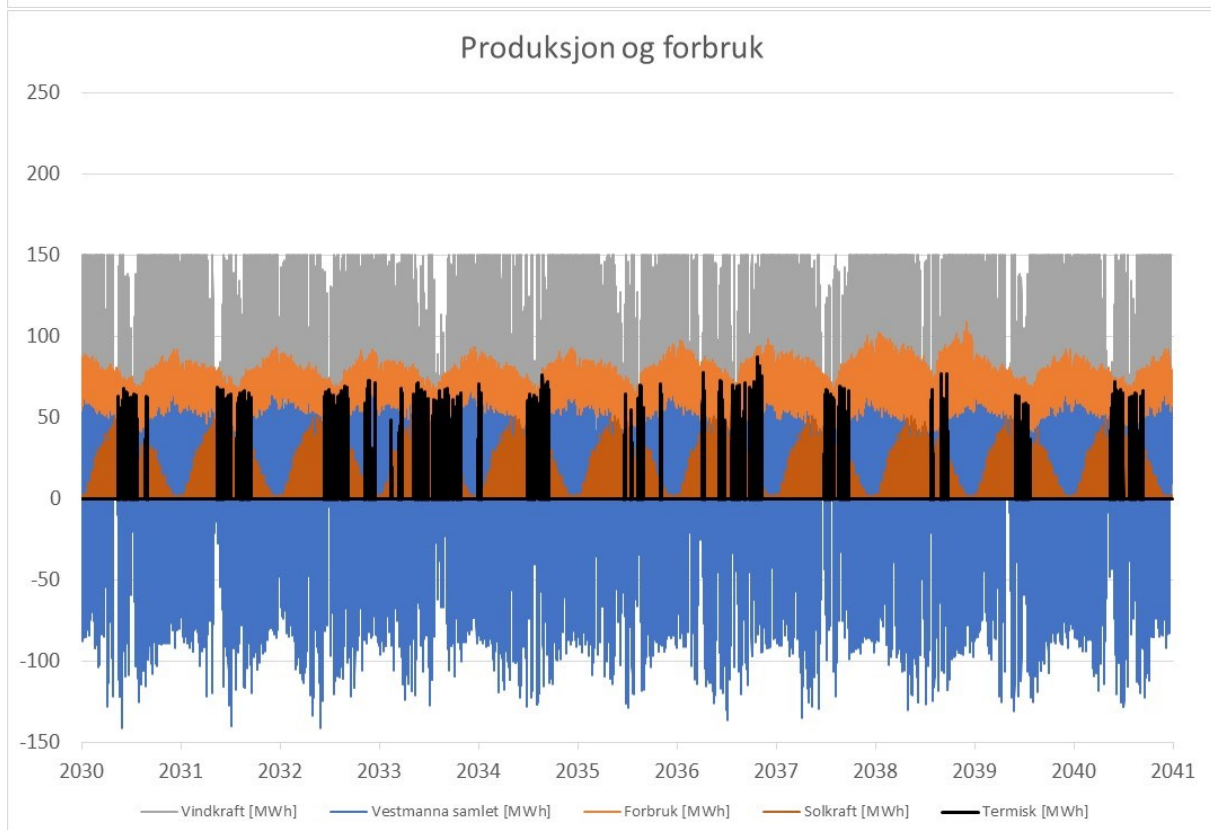
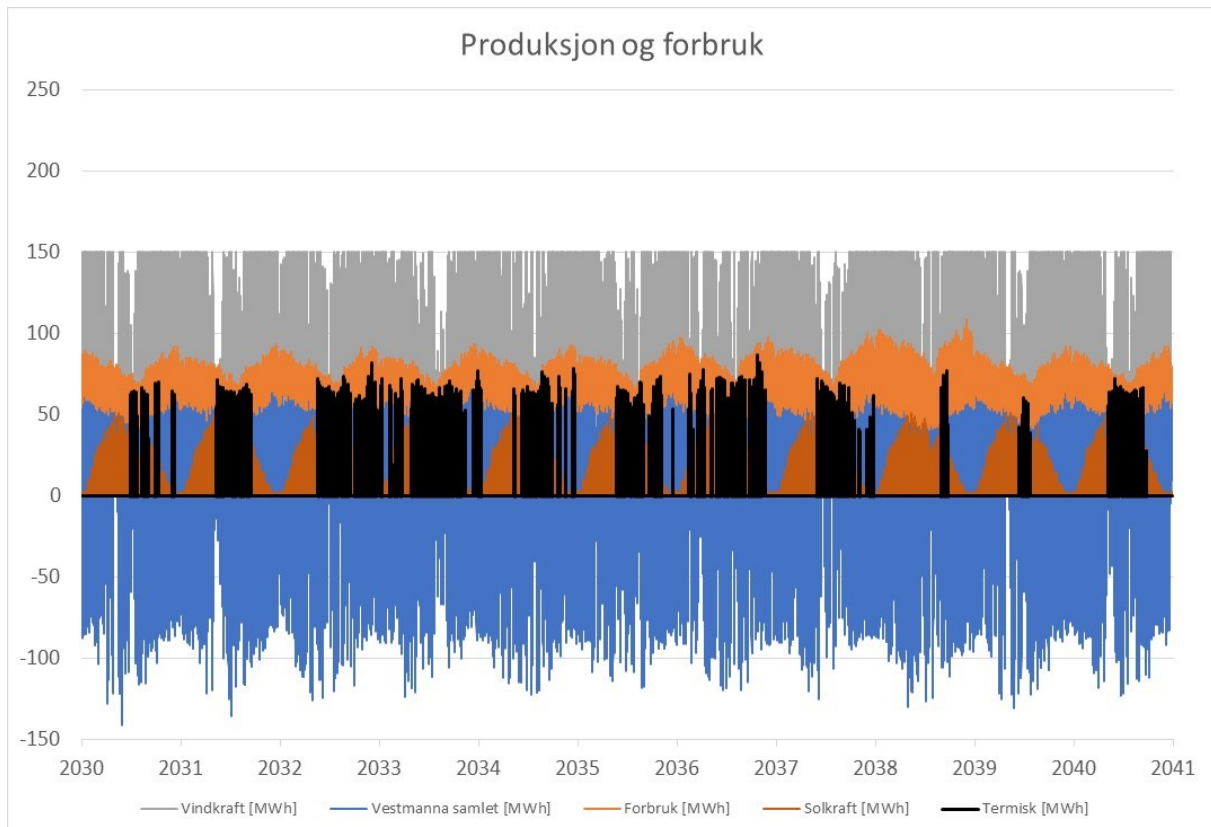
Tabellen viser to verdier for energien den ene for en utbygging til kote 380 (tilsvarer hovedalternativet) og en for en utbygging til kote 360 (tilsvarer kapittel 11.5 med redusert vind og sol).

	Effekt [MW]	Energi [GWh] Bare Myrarna 43 mill. m ³	Energi [GWh] Ellers som i. kap. 11.5	Merknad
Forbruk	108.5	591.5	591.5	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Termisk kraft	86.9	55.2	37.0	Effektverdi angir maks. simulert effektbehov
Vindkraft	150.0	529.8	529.8	
Solenergi	80.0	49.5	49.5	
Vannkraft				
Eiðisverkið	22.1	49.6	48.9	Uendret
Fossáverkið	6.8	21.8	20.9	Uendret
Heygaverkið	25.0	12.8	14.9	Nytt kraftverk
Mýruverkið	80.0	78.6	106.6	Nytt kraftverk
Vatnið-Heygadalur	0.0	0.0	0.0	Ikke utbygget
Annen uregulert		3.2	3.2	Strond
Sum		165.9	194.5	
Kraft brukt for til pumping				
Hvalvik pumpestasjon	0.0	0.0	0.0	Inkl. nettap
Mýruverkið	140.0	107.7	159.6	Inkl. nettap
Sum	140.0	107.7	159.6	Inkl. nettap
Ubrukt kraft (curtailment)				
Vannmangel		101.3	59.8	
Effektmangel		0.0	0.0	
Sum		101.3	59.8	

Som det kommer frem fra resultatene til en kjøring med 150 MW vind og 80 MW sol vil en full utbygging av Myrarna gi et større behov for termisk energi enn en bedre fordelt utbygging av dammene hvor en også bygger ut Heygadalur. Det er derfor inkludert en simulering med mindre utbygging av Myrarna (til kote 360) men med en utbygging av Heygadalur til maksimal størrelse med en HRV kote på 130 for å illustrere dette.



Figur 29, Fyllingsgrader, 150 MW vind, 80 MW sol, Øverst bare utbygging av Myrarna til kote 380, nederst utbygging av Myrarna til kote 360 og Heygdalur til kote 130



Figur 30, Produksjon og forbruk, 150 MW vind og 80 MW sol, Øverst bare utbygging av Myrarna til kote 380, nederst utbygging av Myrarna til kote 360 og Heygdalur til kote 130

Vedlegg A Informasjon om forutsatte utbygginger/utstyr ved simuleringene

A.1 Magasindata

A.1.1 Eiðisvatn

Eiðisvatn er modellert relativt grovt med:

HRV på 140,5 m o.h.

LRV på 135 m o.h.

A.1.2 Vatnið og Lómundaroyra

For Vatnið og Lómundaroyra tar modellen utgangspunkt i to situasjoner:

- Ingen endring av magasinene, da brukes nivået i Lómundaroyra som utgangspunkt for beregning av energiekvivalentene for Fossáverkið og for eventuell overføring til Heygadalur.
- Endrede magasiner da brukes LRV for Vatnið som laveste nivå og vannstanden regnes ut fra geometrien for magasinets maksimale nivå.

Dette magasinet er forventet uendret.

Vatnið har et aktivt magasinivolum på 4,2 mill m³.

Lómundaroyra har et aktivt magasinivolum på 0,7 mill. m³.

A.1.3 Heygadalur

Her brukes dagens LRV som LRV mens HRV økes opp til 130 m o.h. for den største utbyggingen. Geometrien tatt ut fra kartet brukes for å regne koten til vannstanden basert på innholdet i magasinet.

Før utbygging har Heygadalur (HRV på 107 m.o.h.) et aktivt magasinivolum på 2,0 mill. m³.

Etter utbygging til HRV ved kote 130 m.o.h. har Heygadalur et aktivt magasinivolum på 8,7 mill. m³.

Ved utbygging til HRV ved kote 110 m o.h, er aktivt volum økt til 2,6 mill. m³.

A.1.4 Mýrarna

Her brukes dagens LRV som LRV mens HRV økes opp til 380 m o.h. for den største utbyggingen. Geometrien tatt ut fra kartet brukes for å regne koten til vannstanden basert på innholdet i magasinet.

Før utbygging har Mýrarna et aktivt magasinivolum på 3,9 mill. m³.

Etter utbygging har Mýrarna et aktivt magasinivolum på 43,0 mill. m³.

Ved en begrenset utbygging av Myrarna til kote 360 m o.h. Er aktivt magasinivolum på 16.7 mill. m³.

Se A.3.2.2 for mer informasjon.

A.1.5 Hvalvik

Her regnes det som for et magasin med parallelle vegger (magasinet er en tunnel) dermed er det ingen endring av overflaten med vannstanden i magasinet. Magasinet antas å ha et volum på ca. 60 000 m³.

A.2 Tilsigsdata

A.2.1 Vatnið og Lómundaroyra

Det er brukt felles tilsig for hele nedslagsfeltet til Fossáverkið for disse to magasinene. Det er ikke redusert tilsiget ved økning av dam-høyden på Vatnið / Lómundaroyra.

Ved økning av magasinets volum er det tatt utgangspunkt i en dam som blir bygget på samme stad som dammen til Lómundaroyra.

Tilsigskurven som er brukt er et utvalg fra med perioden 2006 - 2016

A.2.2 Mýrarna

Tilsiget til Mýrarna er ikke redusert ved økning av høyden på dammen.

Ved økning av størrelse på magasinet er det tatt utgangspunkt i en dam som ligger på ca. samme posisjon som dagens dam. Utvidelse av dammen sideveis sikter mot lokalt toppunkt.

Tilsigsdata som er brukt i modellering er et utvalg fra perioden 2006 – 2016.

A.2.3 Heygadalur

Tilsiget til Heygadalur er ikke redusert ved økning av høyden på dammen. Tilsiget til Heygadalur er beregnet ut fra nedre del av nedslagsfeltet. Øvre del av nedslagsfeltet som er tilsiget til Mýrarna kommer inn i Heygadalur enten som produksjon fra Mýrarna eller som overløp på Mýrarna.

Tilsigsdata som er brukt i modellering er et utvalg fra perioden 2006 – 2016.

A.2.4 Eiðisvatn

Tilsiget til Eiðisvatn er basert på dagens utvidede nedslagsfelt. Det er ikke noe endringer i regulering av magasinet. Det er bare mottatt begrensede data på volum fordelingen i forhold til vannstandskoten.

Tilsigsdata som er brukt i modellering er et utvalg fra perioden 1998 – 2008, tilsigsdata er tilpasset det utvidede nedslagsfeltet for siste utvidelse av Eiðisvatn.

A.2.5 Hvalvik

Tilsiget til Hvalvik er basert på tilsig frem til en kote mellom 10 og 20 m o.h. hvor det er tenkt å koble til en tunnel / magasin som overføring til Heygadalur.

Tilslagsdata som er brukt i modellering er et utvalg fra perioden 1998 – 2008.

A.3 Forslag til elektromekanisk utstyr

A.3.1 Mýrarna

A.3.1.1 Nytt kraftverk

2 stk. RPT på ca. 30 MW

4 stk. Pumper på 12,5 MW

4 stk. pumper på 7,5 MW

2 stk. turbiner på 10 MW

Total effekt for pumper:

140 MW maksimal effekt

Total effekt for turbiner:

80 MW

A.3.1.2 Dammer

Dammen på Mýrarna vi representere den beste energilagringen per m³ vannvolum da den vil ha høyest energi ekvivalent. Det eksisterende reservoaret har høyeste regulerte vannstand (HRV) på kote 346,8 moh, laveste regulerte vannstand (LRV) er på kote 338. I Tabell 28 er det tatt utgangspunkt i at LRV forblir uendret ved økning av HRV.

Høyeste regulerte vannstand kote	Nytt volum i reservoaret i mill. m ³
346,8	3 900 000
350	6 379 500
360	16 664 500
370	29 614 500
380	43 264 500

Tabell 28, Mýrarna magasin utvidelser koter med tilsvarende magasinvolumer

Dammen på Heygadalur er viktig for å kunne lagre vann som senere kan pumpes opp.

Høyeste regulerte vannstand kote	Nytt volum i reservoaret i mill. m ³
107	2 000 000
110	2 630 450
120	5 282 450
130	8 670 450

Tabell 29, Heygadalur magsin, utvidelser koter med tilsvarende magasinvolumer

A.3.2 Hvalvik pumpestasjon

A.3.2.1 Pumpestasjon

Hvis det er aktuelt å bygge ut Hvalvik vil en installasjon mest sannsynlig innebære bruk av 4 eller 5 stk. pumper av samme størrelse.

Det mest aktuelle forslaget er 5 stk. pumper a 1 MW. Det er ikke sett på hvordan en kan minimere innvirkningen på vannføringen i elven av pumpingen til Heygadalur.

A.3.2.2 Dam

Det er bare ment å bygge en terskel i elven og deretter føre vannet via et rør til en tunnel som vil fungere som både overføring og magasin. Aktivt volum i dette magasinet forventes å være på ca. 60 000 m³.

Fossáverkið Uten utbygging av kobling mellom Heygadalur og Vatnið trenger ikke Fossáverkið å endres

Med utbygging mellom Vatnið/ Lómundaroyra og Heygadalur kan en vurdere nedlegging av normal drift på Fossáverkið.

A.3.3 Heygaverkið

For å redusere flomtaket og klare å få utnyttet vannet fra Heygaverkið til fjorden vil det være naturlig å øke effekten på Heygaverkið. Dette er særlig aktuelt ved utbygging av overføring fra Vatnið eller Hvalvik. Typisk vil en ende opp med en effekt på mellom 20 og 30 MW utbygging.

Forslag til effekter:

2 stk. 12,5 MW maskiner hvis turbinene kan være noe mindre og være over utløpet kan en vurdere om de kan utstyres for kondensatordrift.

Hvis det er mulig med kondensatordrift på rene turbiner som er selvdrenerende er dette ofte en relativt billig løsning for stabilisering av nettet og rask responstid.

A.3.4 Nytt Vatniðverk

Her vil det særlig være aktuelt med pumping ved en større utbygging av Vatnið hvis ikke kan en se for seg en ren produksjonsoverføring fra Vatnið til Heygadalur for å bedre tilgangen på vann.

Ved ren produksjon og uten økning av Vatnið er det mest sannsynlig nok med:

2 stk. 7,5 MW turbiner

Ved stor utbygging av Vatnið vil en øke effekten som er installert med pumper og turbiner.

Vedlegg B Forklaring av begreper

B.1 Kondensatormodus

Dette er en synkrongenerator eller synkronmotor som henger på nettet uten last og som stabiliserer nettet med sin roterende masse. Den vil forbruke noe energi for å holde turtallet oppe (ca. 1 – 2 % av fullast). Kjøreren i pumperetning kan den raskt absorbere energi fra nettet ved å åpne vanntilførselen til løpehjulet. Kjøreren i turbinretningen kan den raskt tilføre energi til nettet ved å åpne vanntilførselen til løpehjulet.

B.2 Pumpe - turbin

Reversibel turbin som kan variere lasten under kjøring som turbin men som er begrenset til å følge pumpekurven under pumping.

B.3 Pumpe

For å pumpe større mengder væske brukes sentrifugalpumper. En sentrifugalpumpe krever turtallsregulering for å endre volumstrøm ved en gitt løftehøyde. Det er tatt utgangspunkt i at det bare er sentrifugalpumper som brukes i pumpene til pumpestasjonene på Vestmanna.