

RAPPORT

NORDMØRE ENERGIVERK AS

NEAS - Oppgradering og utvidelse.

OPPDRAGSNUMMER 584081



REVISJON 1

28.05.2014

SWECO NORGE AS
EN VASSDRAG OG UTREDNING

SØLVI EIDE / KJETIL VASKINN / GEIR BRÆND

Endringsliste

VER.			KONTR. AV	UTARB. AV
0				SE
1	28.05.2014	Tilføyet oppgradering av agg. 3 og 4	KV	GPB

Sammendrag

I dette kapittel gis et kort sammendrag og oppsummering av resultatene for beregningene gjort på henholdsvis Ulvund, Reinset og Grøa kraftverk i tilknytning til oppgraderings- og utvidelsesmuligheter. Videre påpekes det at verdi av eventuelle elsertifikat må tas hensyn til når inntekspotensialet ved oppgradering og/eller utvidelse skal vurderes.

ULVUND

Tabell 1-1: Oppsummering av resultatene for Ulvund kraftverk.

Tilløpsdata		Alternativ 0 nåsituasjon	Alternativ 1 øket slukeevne og nytt aggregat 4 og 5	Alternativ 2 nåsituasjon med øket tunnelverrsnitt	Alternativ 3 oppgradert agg. 3	Alternativ 4 oppgradert agg. 3 og 4
Nedbørsfelt	km ²	194	194	194	194	194
Midlere avrenning	l/s/km ²	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7
Midlere tilførsel	m ³ /s	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Magasin	mill.m ³	9.973 10.555	9.973 10.555	9.973 10.555	9.973 10.555	9.973 10.555
Stasjonsdata						
Midlere overvann	moh	88,85	88,85	88,85	88,85	88,85
Midlere undervann	moh	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
HRV	moh	1080.12 363.86	1080.12 363.86	1080.12 363.86	1080.12 363.86	1080.12 363.86
LRV	moh	1072.62 346.36	1072.62 346.36	1072.62 346.36	1072.62 346.36	1072.62 346.36
Midl. brutto fallhøyde	m	87,15	87,15	87,15	87,15	87,15
Midl. energiekvivalent	kWh/m ³	0,167	0,180	0,167	0,186	0,186
Maks. slukeevne v. midl. fallhøyde	m ³ /s	15.5 + 7.1 + 4.7=27.3	35	15.5 + 7.1 + 4.66=27.3	17.05 + 7.1 + 4.66=28.8	17.05 + 7.80 + 4.66=29.5
Maks. slukeevne	%	235	302	235	248	255
Maks. turbin ytelse v. midl. fallhøyde	MW	11.5 + 5.4 + 3.5=20.4	11.5 + 8.2 + 5.3=25.0	11.5 + 5.4 + 3.5=20.4	13.2 + 5.4 + 3.5=22.1	13.2 + 5.8 + 3.5=22.5
Brukstid	timer	3000	2656	3020	2810	2787
Diameter rørgate (R)	mm	-	-	-	-	-
Areal tunnel (T)	m ²	10 + 18	10 + 18	10 + 27	10 + 18	10 + 18
Total lengde vannvei	km	0.412 (T)	0.412 (T)	0.412 (T)	0.412 (T)	0.412 (T)
Produksjonsøkning i forhold til dagens produksjon						
Vinter	GWh	-	-	-	-	-
Sommer	GWh	-	-	-	-	-
Årlig	GWh	61,2	5,2*	0,4	1,0	1,6
Utbyggingskostnad/økonomi						
Byggetid	mnd	0	6	5	4	4
Utbyggingskostnad	mill. NOK	0	25	3,0	4,9	8,2
Utbyggingspris	NOK/kWh	0	4,8	7,5	4,9	5,1

*Øker maks slukeevne fra 27.3 m³/s til 35 m³/s. I kostnad er det lagt til grunn at de to minste aggregatene byttes ut (kontrollanlegg, koplingsanlegg og hovedtrafo beholdes selv om trafo er marginalt for liten) og kapasitetsøkningen fordeles på disse aggregatene.

REINSET

Tabell 1-2: Oppsummering av resultatene for Reinset kraftverk.

Tilleggsdata		Alt 0, nåsituasjon	Alt 1, drift ved ny vannvei	Alt 2, oppgradering og utvidelsesmuligheter
Nedbørfelt	km ²	17.5	17.5	17.5
Midlere avrenning	l/s/km ²	47.4	47.4	47.4
Midlere tilførs	m ³ /s	0.83	0.83	0.83
Magasin	mill.m ³	10 555	10 555	
Stasjonsdata				
Midlere over vann	moh	363.86	363.86	
Midlere under vann	moh	95.06	95.06	
HRV	moh	363.86	363.86	
LIV	moh	346.36	346.36	
Midl. brutto fallhøyde	m	268.8	268.8	
Midl. energiekvivalent	kWh/m ³	0.61	0.61	
Maks. slukeevne v. midl. fallhøyde	m ³ /s	1.9	1.9	
Maks. slukeevne	%	229.0	229	
Maks. ytelse v. midl. fallhøyde	MW	4.416	4.416	
Bruktid	timer	3850	3895	
Diameter rørgate (R)	mm	1100-850	1100-850	
Areal tunnel (T)	m ²	4-5	4-5	
Total lengde vannvei	km	45 (T) + 725 (R)	45 + 725	
Produksjon, midlere*				
Vinter	GWh	-	-	
Sommer	GWh	-	-	
Årlig	GWh	17.0	0.2	
Utbyggingskostnad/økonomi				
Byggetid	mnd	0	12	
Utbyggingskostnad	mill. NOK	0	24.8	
Utbyggingspris	NOK/kWh	0	124	

*Det skal påpekes at rørgata på Reinset er i relativt dårlig forfatning, og en utbedring er gjerne uunngåelig i nærmeste framtid for å unngå at vannveien kollapse. Utbyggingsprisen basert på økt produksjon gir da i dette tilfellet ikke helt riktig bilde. Om man tar hensyn til hele produksjonen blir utbyggingskostnaden 1.44 kr/kWh.

GRØA

Tabell 1-3: Oppsummering av resultatene for Grøa kraftverk.

Tilløpsdata		Alt 0, nåsituasjon	Alt 1, ny drift med økt damhøyde	Alt 2, regulering av Dalavatn
Nedbørsfelt	km ²	100.5	100.5	100.5
Midlere avrenning	l/s/km ²	44.9	44.9	44.9
Midlere tilløp	m ³ /s	4.5	4.5	4.5
Magasin	mill.m ³	0	0.012 mill m ³	0.09 mill m ³
Stasjonsdata				
Midlere overvann	moh	399.98	401	399.98
Midlere undervann	moh	46.98	46.98	46.98
HRV	moh	-	401	Naturlig vannstandsvariasjon i Dalavatn**
LRV	moh	-	399.48	Naturlig vannstandsvariasjon i Dalavatn
Midl. brutto fallhøyde	m	353	354	353
Midl. energiekvivalent	kWh/m ³	0.735	0.801	0.798
Maks. slukeevne v. midl. fallhøyde	m ³ /s	3.58 + 8.75	3.58 + 8.75	3.58 + 8.75
Maks slukeevne	%	273	273	273
Maks. ytelse v. midl. fallhøyde	MW	11.007 + 23.721	11.007 + 23.721*	11.007 + 23.721
Bruktid	timer	2520	2511	2510
Diameter rørgate (R)	mm	600 + 900	600 + 900	600 + 900
Areal tunnel (T)	m ²	16.5 + 32.4	16.5 + 32.4	16.5 + 32.4
Total lengde vannvei	km	2652 (T) + 39.1 (R)	2652 (T) + 39.1 (R)	2652 (T) + 39.1 (R)
Produksjon, midlere*		Produksjonsøkning i forhold til dagens produksjon		
Vinter	GWh	19.8	2.21	2.27
Sommer	GWh	67.7		
Årlig	GWh	87.5***		
Utbyggingskostnad/økonomi				
Byggetid	mnd	0	3	3
Utbyggingskostnad	mill. NOK	0	6.4	6.5
Utbyggingspris	NOK/kWh	0	2.896	2.863

* Økning i fallhøyde som følge av 1 meter høyere dam vil gi marginal endring i effekt

** Utgjør en regulering på 0.76 meter.

*** Produksjonsdata for perioden 2000-2011

Det påpekes at produksjonsberegninger for alternativ 1 og alternativ 2 er basert på hydrologiske data for perioden 1975 - 2012, da man ønsker en viss lengde på den tidsserien man legger til grunn for å vurdere produksjonspotensialet. Videre er produksjonsberegningene for nåsituasjon basert på periode 2000 - 2011 for å kunne sammenligne mottatte produksjonsdata fra NEAS i samme periode.

Innholdsfortegnelse

1	Ulvund kraftverk	1
1.1	Etablering av modell	1
1.1.1	Tilgjengelig data	1
1.1.2	Anleggsvirkningsgrad	3
1.1.3	Regnmodell i nMag	10
1.2	Optimalisering av driftsmønster med dagens installasjon	11
1.2.1	Tilløpstid	11
1.2.2	Effektkjøring	11
1.3	Oppgradering og utvidelsesmuligheter	11
1.3.1	Endret tapping i Langvatn (fjernstyrt luke)	11
1.3.2	Økt slukeevne/virkningsgrader	11
1.3.3	Økt tverrsnitt i vannvei	12
1.4	Elektromekanisk utstyr, oppgradering og utvidelse	12
1.4.1	Forslag til løsninger	12
1.4.2	Tidsplan og kostnader	12
1.4.3	oppgradering av eksisterende aggregater	14
1.4.4	anleggsvirkningsgrader oppgraderte aggregater	15
1.4.5	kostnader oppgradering av eksisterende aggregater	16
2	Reinset kraftverk	17
2.1	Etablering av modell	17
2.1.1	Tilgjengelig data	17
2.1.2	Anleggsvirkningsgrad	21
2.1.3	Regnmodell i nMAG	25
2.2	Optimalisering av driftsmønster med dagens installasjon	25
2.2.1	Effektkjøring	25
2.3	Oppgradering og utvidelsesmuligheter	25
2.3.1	Ny vannvei i fjell	25
2.3.2	Økning av magasinvolum	28
2.3.3	Pumping/effektkjøring	28
2.3.4	Påvirkning på produksjon i Ulvund kraftverk	28
3	Grøa kraftverk	29
3.1	Etablering av modell	29
3.1.1	Tilgjengelig data	29
3.1.2	Anleggsvirkningsgrad	32
3.1.3	Regnmodell i nMAG	37
3.2	Oppgradering og utvidelsesmuligheter	38
3.2.1	Økning av damhøyde på eksisterende inntaksdam	38
3.2.2	Regulering av Dalavatn med tappeluke	39

Billag

KART OVER KRAFTVERKA
VANNVEI ULVUND
VANNVEI REINSET
VANNVEI GRØA

RAPPORT
28.05.2014

NEAS - OPPGRADERING OG UTVIDELSE.

1 ULVUND KRAFTVERK

1.1 ETABLERING AV MODELL

1.1.1 TILGJENGELIG DATA

Hydrologi

Avrenning fra de forskjellige delfeltene til Ulvund kraftverk skal til sammen gi ei middelvrenning på 11.6 m³/s. Avrenningen til Reinset kraftverk er gitt fra NEAS og tilsvarer 0.83 m³/s. Tilsiget til Langvatn er ikke oppgitt, men er hentet fra NVE's atlas. Tilsiget fra det resterende felt er satt slik at den totale avrenningen til Ulvund Kraftverk stemmer med de oppgitte verdiene.

Kotehøyder

Tabell 1-1: Kotehøyder inntak, utløp og senterlinje turbin for Ulvund kraftverk.

	Ulvund 3	Ulvund 4	Ulvund 5
Overvann [moh]	88.85	88.85	88.85
Undervann ved fullast [moh]	1.7	1.7	1.7
Senterlinje turbin [moh]	1.6	1.5	0.319

Slukeevne og turbineffekt

Tabell 1-2: Maks og min slukeevne og turbineffekt for Ulvund kraftverk.

	Ulvund 3	Ulvund 4	Ulvund 5
Maks slukeevne [m ³ /s]	15.5	7.1	4.66
Min slukeevne [m ³ /s]	3.764	1.959	1.326
Maks turbineffekt [MW]	11.515	5.394	3.483
Min turbineffekt [MW]	2.501	1.262	0.901

Produksjon

NEAS har bidratt med produksjonsdata for Ulvund kraftverk i perioden 1989 - 2011, og dataene er gjengitt i **Tabell 1-3**.

Tabell 1-3: Produksjonsdata for Ulvund kraftverk i perioden 1989 – 2011.

Årsproduksjon 1989-2011				
År	Ulvund	Reinset	Grøa	Merknad
1989	77 041	20 313	0	
1990	72 276	17 949	0	
1991	59 807	15 311	0	
1992	64 978	18 419	0	
1993	63 126	19 007	0	
1994	55 299	13 013	0	
1995	68 982	18 551	0	
1996	49 552	12 930	0	
1997	76 844	20 779	0	
1998	69 147	18 647	0	
1999	54 567	14 843	0	
2000	61 200	15 609	92 239	Grøa satt i drift
2001	56 853	14 333	73 312	
2002	58 340	18 675	90 542	
2003	55 336	9 559	75 346	Nye Reinset i drift
2004	66 905	20 498	99 555	
2005	72 113	19 490	95 235	
2006	57 585	15 779	79 393	
2007	70 683	21 539	112 109	
2008	59 119	17 087	82 270	
2009	60 707	15 989	70 707	
2010	51 986	17 889	69 159	
2011	66 902	15 002	95 880	

Snittproduksjonen for perioden 1989 - 2011 utgjør 63 GWh for Ulvund kraftverk.

Reguleringsreglement

Tabell 1-4: Reguleringshøyder for magasin tilknyttet Ulvund kraftverk.

	Langvatn	Reinsetvatn	
HRV [moh]	1080.12	363.86	
LRV [moh]	1072.62	346.36	

Driftsstrategi

Driftsstrategien for Ulvund kraftverk er å kjøre de tre aggregatene mest mulig optimalt etter hvor mye vann det er i elva. Start og stopp av aggregater skjer manuelt. Langvatnet tappes ned på vinteren når det er "god plass" i elva.

Eventuelle pålagte/selvpålagte restriksjoner

Det tappes 1.0 m³/s (1.5 m³/s i følge manøvreringsreglement) fra Langvatn.

Det er pålagt å slippe 100 l/s fra dammen (Brekkefossdammen, Ulvund) for etterfylling av vann i terskler, og dette pålegget gjelder fra 1. mai til 1. oktober.

1.1.2 ANLEGGSVIRKNINGSGRAD

Vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil

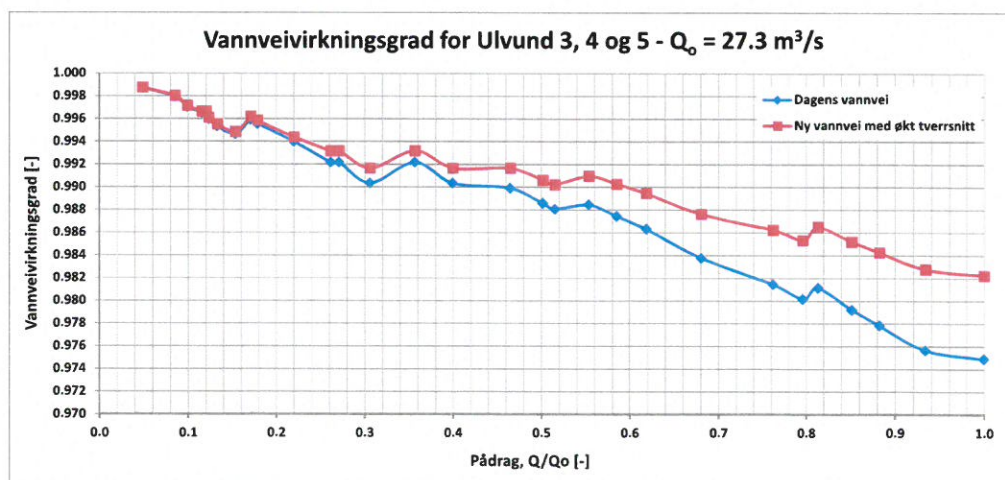
Falltap i vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil er beregnet i simuleringsprogrammet Alab, hvor vannvei og anleggsdata er input for falltapsberegningene. Alab er et design- og optimaliseringsverktøy for vannvei og vannturbiner.

Input for vannvei er basert på underlag mottatt fra NEAS, og gjengitt i **Tabell 1-5**.

Tabell 1-5: Inputdata for vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil.

Vannvei			
Fra-til, kote	Lengde	Type	Dimensjon
88.85 - 49 moh	39.89 m	Råsprengt sjakt	10 m ²
49 - 2.7 moh	372.589 m	Råsprengt tunnel	18 m ²
Innløpsventil, stasjon			
	Ulvund 3	Ulvund 4	Ulvund 5
Type ventil [-]	Spjeldventil	Spjeldventil	Spjeldventil
Diameter [mm]	1600	1100	900
Trykkklasse [bar]	PN16	PN16	PN16
Inntaksluke, inntak			
Type [-]	Rulleluke		
Høyde [m]	4.2		
Bredde [m]	3.58		
Varegrind, inntak			
Høyde [m]	4.2		
Bredde [m]	7		

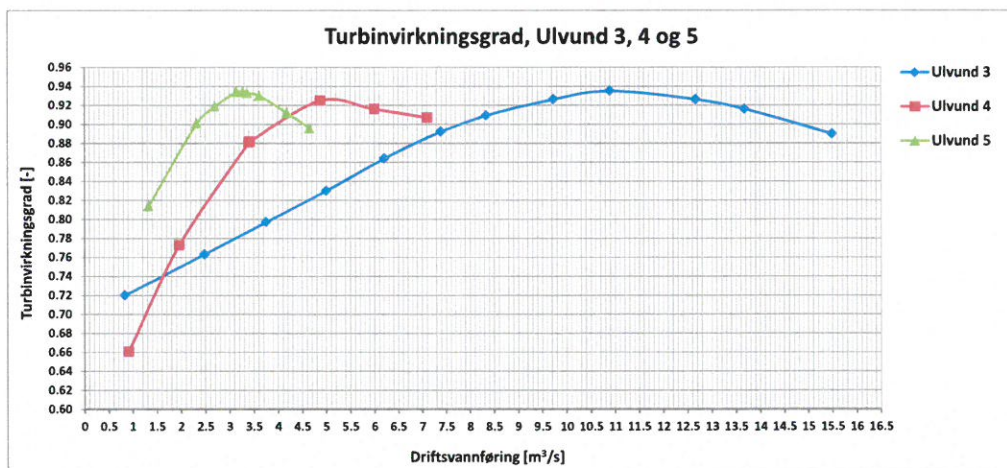
Virkningsgrad for vannvei er gjengitt grafisk i Figur 1-1.



Figur 1-1: Virkningsgrad for vannvei.

Turbin

Beregnete virkningsgrader på turbin 3, 4 og 5 når anlegget ble igangkjørt er oppgitt fra oppdragsgiver, og er presentert grafisk i Figur 1-2.



Figur 1-2: Turbinvirkningsgrader på Ulvund.

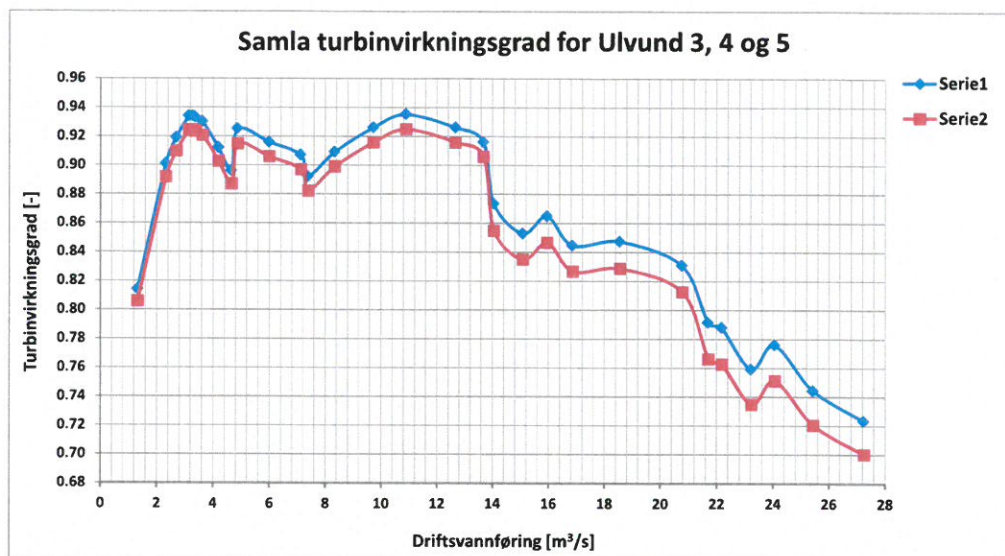
Imidlertid ble Ulvund 3 og 4 igangkjørt i 1986 og Ulvund 5 igangkjørt i 1988, og dette må tas hensyn til når realistisk virkningsgrad på turbinene i dag skal beregnes. Det er i denne sammenheng valgt å benytte NVEs formel for slitasje av vannkraftturbiner som mellom annet blir benyttet i tilknytning til vurdering av verdi på elsertifikat ved opprusting av eksisterende anlegg.

NVEs formel for slitasje på vannkraftturbiner:

$$Z = 86.5 - 0.043X, \text{ refererer til årstall 2011}$$

Hvor Z er slitasje i prosent fra siste oppgradering og X er årstall da turbinen sist ble oppgradert.

- Slitasje på turbin for Ulvund 3 og 4: 1.102 %
- Slitasje for Ulvund 5: 1.016 %



Figur 1-3: Samla turbinvirkningsgrad for Ulvund 3, 4 og 5.

Samla turbinvirkningsgrad, uten og med slitasje, for de 3 turbinene i Ulvund er presentert i Figur 1-3.

Generator

Virkningsgraden på generatorene er basert på beregningene fra igangkjøringen av anlegga i henholdsvis 1986 og 1988, og det er ikke antatt noen slitasje i generatorvirkningsgraden fram til i dag da dette mest sannsynlig er minimalt. Det er tatt utgangspunkt i virkningsgrader ved $\cos \Phi = 0.9$.

Tabell 1-6: Generatorvirkningsgrad for Ulvund 3.

Ulvund 3, beregninger fra igangkjøring i 1986	
Q/Qo [-]	Generatorvirkningsgrad [-]
0.06	0.959
0.18	0.959
0.28	0.962
0.37	0.965
0.46	0.978
0.55	0.978
0.62	0.978
0.72	0.978
0.81	0.978
0.94	0.978
1.01	0.978

Tabell 1-7: Generatorvirkningsgrad for Ulvund 4.

Ulvund 4, beregninger fra igangkjøring i 1986	
Q/Qo [-]	Generatorvirkningsgrad [-]
0.14	0.959
0.30	0.959
0.53	0.962
0.52	0.965
0.75	0.978
0.92	0.978
1.10	0.978

Tabell 1-8: Generatorvirkningsgrad for Ulvund 5.

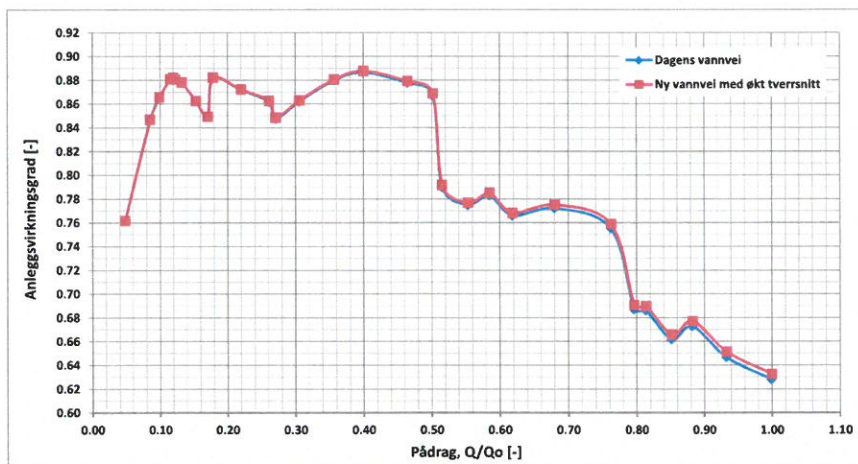
Ulvund 5, beregninger fra igangkjøring i 1988	
Q/Q ₀ [-]	Generatorvirkningsgrad [-]
0.33	0.956
0.58	0.961
0.68	0.964
0.79	0.966
0.82	0.967
0.84	0.967
0.91	0.968
1.05	0.97
1.17	0.971

Generatortransformator

Det er installert 1x23 MVA generatortransformator på Ulvund kraftverk. I mangel på underlag på tap i transformator er det benyttet erfaringsverdier på virkningsgrad på generatortransformator.

Det er antatt 99 % virkningsgrad i hele driftsområdet. Basert på erfaringsverdier er dette en antagelse som beskriver realistiske tap i transformatorer.

Anleggsvirkningsgrad



Figur 1-4: Anleggsvirkningsgrad for Ulvund kraftverk.

Tabell 1-9: Anleggsvirkningsgrad for Ulvund kraftverk.

VIRKNINGSGRAD, ULVUND 3, 4 og 5							
Q/Q ₀	Turbin	Generator	Trafo	Vannvei inn ventil og varegrind, I	Vannvei inn ventil og varegrind, II	Anlegg, I	Anlegg, II
0.05	0.806	0.956	0.99	0.999	0.999	0.762	0.762
0.09	0.892	0.961	0.99	0.998	0.998	0.847	0.847
0.10	0.910	0.964	0.99	0.997	0.997	0.866	0.866
0.12	0.925	0.966	0.99	0.997	0.997	0.881	0.881
0.12	0.925	0.967	0.99	0.997	0.997	0.882	0.882
0.12	0.924	0.967	0.99	0.996	0.996	0.881	0.881
0.13	0.921	0.968	0.99	0.995	0.996	0.878	0.878
0.15	0.903	0.97	0.99	0.995	0.995	0.862	0.862
0.17	0.887	0.971	0.99	0.996	0.996	0.849	0.849
0.18	0.915	0.978	0.99	0.996	0.996	0.882	0.882
0.22	0.906	0.978	0.99	0.994	0.994	0.872	0.872
0.26	0.897	0.978	0.99	0.992	0.993	0.862	0.863
0.27	0.882	0.978	0.99	0.992	0.993	0.847	0.848
0.31	0.899	0.978	0.99	0.990	0.992	0.862	0.863
0.36	0.916	0.978	0.99	0.992	0.993	0.880	0.881
0.40	0.925	0.978	0.99	0.990	0.992	0.887	0.888
0.47	0.916	0.978	0.99	0.990	0.992	0.878	0.879
0.50	0.906	0.978	0.99	0.989	0.991	0.867	0.869
0.52	0.855	0.945	0.99	0.988	0.990	0.790	0.792
0.55	0.835	0.949	0.99	0.988	0.991	0.775	0.777
0.59	0.847	0.946	0.99	0.987	0.990	0.783	0.785
0.62	0.827	0.949	0.99	0.986	0.989	0.766	0.768
0.68	0.829	0.956	0.99	0.984	0.988	0.772	0.775
0.76	0.813	0.956	0.99	0.981	0.986	0.755	0.759
0.80	0.766	0.924	0.99	0.980	0.985	0.687	0.691
0.81	0.763	0.926	0.99	0.981	0.987	0.686	0.690
0.85	0.735	0.929	0.99	0.979	0.985	0.662	0.666
0.88	0.751	0.925	0.99	0.978	0.984	0.673	0.677
0.93	0.721	0.929	0.99	0.976	0.983	0.647	0.651
1.00	0.700	0.929	0.99	0.975	0.982	0.628	0.632

Scenario I i **Tabell 1-9** henviser til eksisterende vannvei, og scenario II henviser til ny vannvei hvor tverrsnitt på tunnel er økt fra 18 m² til 27 m².

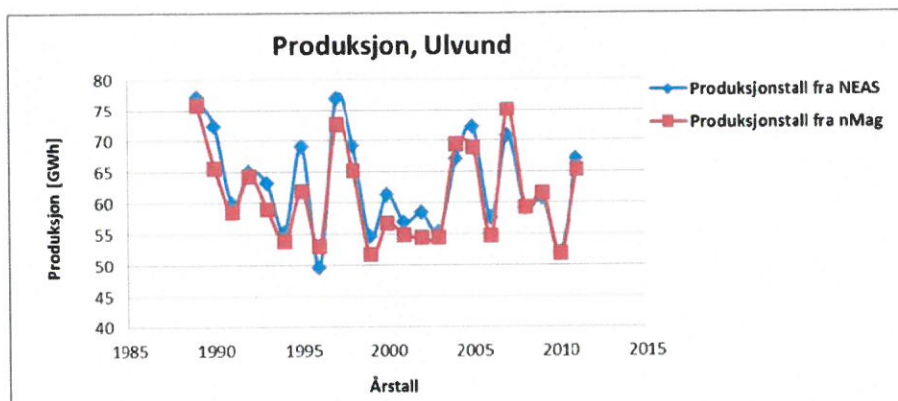
1.1.3 REGNEMODELL I NMAG

Basert på de oppgitte verdier for tilsig, magasin, virkningsgrader etc. er simuleringsmodellen nMAG tilpasset Ulvund kraftverk. Samme modell inneholder også Reinset kraftverk som befinner seg i samme vassdrag.

Tabell 1-10 og Figur 1-5 viser sammenligningen mellom virkelig produksjon og simulert produksjon.

Tabell 1-10: Virkelig og simulert produksjon i Ulvund kraftverk.

	Ulvund virkelig produksjon	Simulert produksjon
1989	77,0	75,7
1990	72,3	65,6
1991	59,8	58,6
1992	65,0	64,3
1993	63,1	59,1
1994	55,3	53,9
1995	69,0	61,8
1996	49,6	53,0
1997	76,8	72,5
1998	69,1	65,1
1999	54,6	51,7
2000	61,2	56,6
2001	56,9	54,8
2002	58,3	54,4
2003	55,3	54,4
2004	66,9	69,4
2005	72,1	68,8
2006	57,6	54,8
2007	70,7	74,9
2008	59,1	59,3
2009	60,7	61,6
2010	52,0	51,8
2011	66,9	65,2
Gjennomsnitt	63,0	61,2



Figur 1-5: Sammenligning av produksjonstall fra NEAS og fra beregninger i nMag.

1.2 OPTIMALISERING AV DRIFTSMØNSTER MED DAGENS INSTALLASJON

1.2.1 TILLØPSTID

Selve tilløpstiden er det ikke så mye man kan gjøre noe med, men det er viktig å åpne luka i Langvatn i god tid før vannstanden i elva har synket betraktelig. Med andre ord må man betrakte værutsikter de nærmeste dager og åpne luka i Langvatn 1-2 døgn før forventet betraktelig reduksjon i tilsig.

1.2.2 EFFEKTKJØRING

Det er gjort en beregning for å se om det er noen produksjonsgevinst ved effektkjøring av anlegget med dagens installasjoner og restriksjoner. Se kapittel 2.2.1 for mer informasjon.

1.3 OPPGRADERING OG UTVIDELSESMULIGHETER

1.3.1 ENDRET TAPPING I LANGVATN (FJERNSTYRT LUKE)

Ei nøyaktig simulering av dette alternativet krever kjennskap om vandretiden av vann fra Langvatn og ned til Ulvund kraftverk. Dette er ikke kjent.

1.3.2 ØKT SLUKEEVNE/VIRKNINGSGRADER

Tabell 1-11 viser hvordan produksjonen øker ved økt slukeevne.

Tabell 1-11: Produksjonsøkning ved økt slukeevne.

Slukeevne	Økning i produksjonen
m ³ /s	GWh
27,6	0
30	1,9
35	5,2

1.3.3 ØKT TVERRSNITT I VANNVEI

Det er gjort en beregning av falltap og produksjon ved å øke tverrsnitt på tilløpstunnel fra dagens 18 m² til 27 m². Falltapet ved eksisterende og ny vannvei er gjengitt grafisk i Figur 1-1.

Videre er det gjort et kostnadsestimat ved å øke tverrsnittsarealet fra 18 m² til 27 m², og budsjett er oppsummert i Tabell 1-12.

Tabell 1-12: Kostnadsestimat for økning av tverrsnittet i tunnel.

	Enhet	Mengde	Enhetspris	Sum [mill kr]
Riving av propp	RS			0.1
Stross av tilløpstunnel		[45 + (358*9)]m ³	450 kr/m ³	1.5
Sikringsarbeid		20 %		0.3
Ny propp				0.8
Port				0.3
Sum eks. avg.				3.0

Priser inkluderer rigg og uforutsett.

Simuleringene viser at økningen i produksjonen vil bli 0.4 GWh i gjennomsnitt.

1.4 ELEKTROMEKANISK UTSTYR, OPPGRADERING OG UTVIDELSE

1.4.1 FORSLAG TIL LØSNINGER

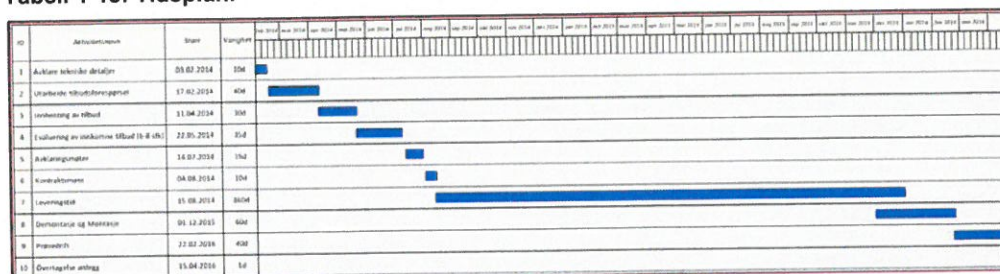
Når det gjelder eventuell oppgradering og utvidelse så anbefaler man å gjennomføre en virkningsgradsmåling på turbinene for å kunne kartlegge tilstanden på turbinene dvs hvor stor slitasjen på anlegget er. Dersom virkningsgraden har falt mye siden oppstart så kan det lønne seg å skifte ut, eventuelt også utvide aggregatet hvis det er noe å hente på det (se resultat i kapittel 1.3.2.). Alternativet med 35 m³/s i slukeevne er benyttet i de videre beregningene, og er priset i tabell 1-14.

Virkningsgradsmåling må gjennomføres når det er tilstrekkelig med vann tilgjengelig for å kjøre turbinene ved flere lastpunkt fra dellast til fullast, og det må også påregnes å kjøre flere målinger ved samme lastpunkt for å kvalitetssikre resultatene.

1.4.2 TIDSPLAN OG KOSTNADER

Ved oppsett av tidsplan er det tatt utgangspunkt i en komplett utskiftning av samtlige tre aggregater i Ulvund kraftstasjon. Det vil si at all elektromekanisk utrustning i stasjonen skiftes ut, og nytt utstyr monteres. Det må påregnes noe lengre planleggingstid og leveringstid for prosjektet enn hva som er normalt da det gjelder utskifting av tre aggregater.

Tabell 1-13: Tidsplan.



Tabell 1-14: Kostnadsbudsjet for komplett utskifting av elektromekanisk utrustning.

		Ulvund 5	Ulvund 4	Ulvund 3
Turbin	[NOK]	4 417 190	11 478 544	14 933 820
Generator	[NOK]	3 367 430	5 270 760	16 251 510
Generatortransformator	[NOK]	732 050	1 317 690	2 635 380
Kontrollanlegg	[NOK]	1 756 920	2 928 200	4 099 480
Koplingsanlegg	[NOK]	2 928 200	4 392 300	8 784 600
Uforutsett (15 %)	[NOK]	1 980 268	3 808 124	7 005 719
Planlegging/adm (10 %)	[NOK]	1 518 206	2 919 562	5 371 051
Finansutgifter, 5 % i 12 mnd	[NOK]	417 507	802 879	1 477 039
Sum total	[NOK]	17 117 771	32 918 059	60 558 598

Kostnadsbudsjet for komplett utskifting av den elektromekaniske utrustningen er basert på NVEs kostnadsgrunnlag anno 01.01.2010, men korrigert for prisvekst anno 01.01.2014. Det er antatt 10 % årlig prisvekst fra 01.01.2010 til 01.01.2014 for alle kostnadskomponenter i Tabell 1-14.

Det er ikke tatt hensyn til kostnader knyttet til bygningsmessige tilpasninger da dette er sterkt avhengig av den type utstyr som velges. Det skal også nevnes at det i budsjettet er lagt inn pris på tre generatortransformatorer, men i dag er det kun én generatortransformator i stasjonen. Det har vist seg å være relativt liten forskjell i kostnad på én stor transformator kontra flere små med lik samla ytelse som én stor transformator, da uten hensyn til det bygningstekniske. Om man velger tre mindre transformatorer må det påregnes merkostnad på bygningsmessige tilpasninger da det i dag er én stor transformator på anlegget. Men det skal da også nevnes at driftssikkerheten vil øke med tre transformatorer, og i tillegg vil samla tap gå ned ved valg av tre enheter.

1.4.3 OPPGRADERING AV EKSISTERENDE AGGREGATER

Det er sett på muligheten for å oppgradere kun aggregat 3 (Alternativ 3) med økt slukeevne, eller en oppgradering av både aggregat 3 og 4 med økt slukeevne (Alternativ 4). Økningen i slukeevne og avgitt turbineffekt er gitt i tabell 1-15.

Oppgraderingen består hovedsakelig av;

- Demontasje/montasje.
- Nye løpehjul og spalteringer.
- Ny øvre del av sugerøskonus/bend.
- Generell oppgradering av turbinlokk, ledeskovler, foringer.
- Eksisterende generatorer beholdes, og kan utnyttes ca. +10 % ekstra.
- Eksisterende hovedtrafo beholdes (kapasitet på 23 MVA mot ca. 22 MW i avgitt generatoreffekt).

Tabell 1-15: Økning i slukeevne og turbineffekt

		Agg. 3	Agg. 4
Dagens slukeevne	m ³ /s	15.5	7.1
Ny slukeevne	m ³ /s	17.05	7.8
Dagens hastighet i innløpsventiler	m/s	7.7	7.5
Ny hastighet i innløpsventiler	m/s	8.5	8.2
Dagens løpehjulsdiameter D ₂	mm	1340	935
Ny løpehjulsdiameter D ₂	mm	1471	950
Dagens turbineffekt	MW	11.5	5.4
Ny turbineffekt ved He= 85 m	MW	13.2 ¹⁾	5.9
Dagens generatoreffekt	MVA	12	6
Generatorer oppgradert 10 %	MVA	13.2	6.6
Oppgradert aggregat, cos φ	-	0.98 ¹⁾	0.9

1) Når alle tre aggregater går på full vannføring vil maks oppnåelig turbineffekt på agg. 3 være ca. 13 MW.

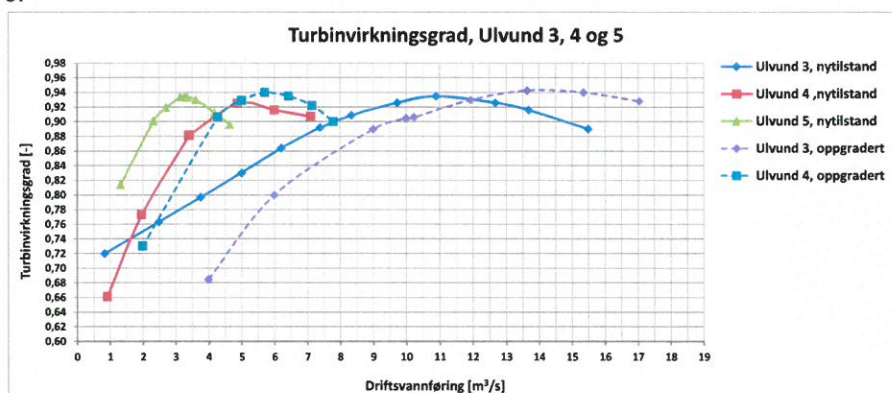
En økning i slukeevnen vil gi en vannhastighet gjennom innløpsventilene på ca. 8.5 m/s for aggregat 3, tilsvarende et falltap på ca. 1.1 m. Dette er noe høyt, ca. 13-20 % over hva en normalt anser som ønsket og økonomisk maks hastighet. Imidlertid bør dette kunne gå bra og ikke føre til vibrasjoner da ventilene har et bra mottrykk. Dette må imidlertid vurderes nærmere, samt kontrollere at nødvendig lukke krefter er tilgjengelig ved en evt. oppgradering.

Nye kuleventiler i DN1100 og DN1600 (PN16) vil anslagsvis koste ca. 1.4 og 3.2 mill. kr. Falltapet i dagens spjeldventiler er ca. 0.9 mVs ved full vannføring. Tenker en seg produksjonen kjørt ut med ca. 70 % slukeevne på aggregat 3 og 4 er falltapet ca. 0.4 mVs, tilsvarende ca. 0.3 GWh i tapt produksjon. Utskifting til kuleventiler gir dermed en utbyggingskostnad på 15 kr/kWh og er ikke lønnsomt.

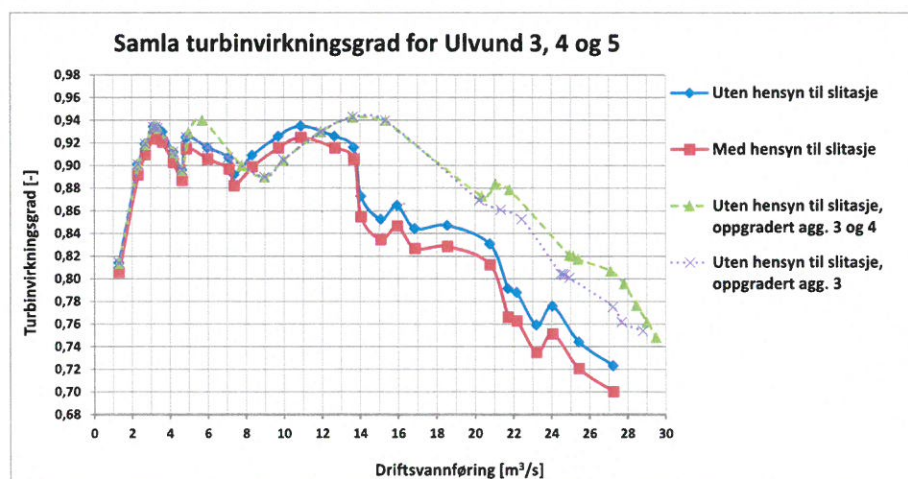
Generator 3 og 4 kjøres med lave viklingstemperaturer (60-70 °C), og bør klare 10 % effektøkning, det samme gjelder rotor selv om vi ikke kjenner rotortemperaturen. Akselen er normalt designet for aktiv effekt, dvs. 12 MW og må etter regnes. Forutsatt kjøring med tilnærmet null reaktiv effekt bør generator og magnetiseringsutstyr kunne tåle en økning i slukeevnen på opp mot 10 %. Trykkstigninger i vannvei og ruseturtall må også kontroll regnes ved evt. oppgradering.

1.4.4 ANLEGGSVIRKNINGSGRADER OPPGRADERTE AGGREGATER

Beregnete verdier for oppgrader aggregat 3 og 4 med nye løpehjul m.m. er vist i Figur 1-6.

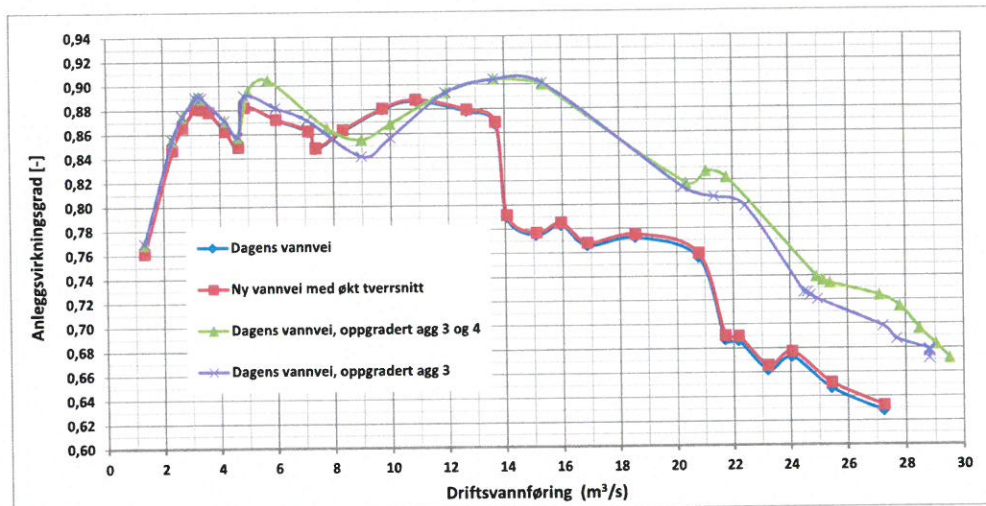


Figur 1-6: Turbinvirkningsgrader, aggregat 3 og 4 med økt slukeevne.



Figur 1-7: Samlet turbinvirkningsgrader, aggregat 3 og 4 med økt slukeevne.

Figur 1-8 viser anleggsvirkningsgrader med økt slukeevne på aggregat 3 og 4 og med eksisterende tunneltversnitt.



Figur 1-8: Anleggsvirkningsgrad for Ulvund kraftverk, aggregat 3 og 4 med økt slukeevne.

1.4.5 KOSTNADER OPPGRADERING AV EKSISTERENDE AGGREGATER

Tabell 1-16: Kostnadsbudsjett for oppgradering av aggregat 3 og 4.

		Ulvund 4	Ulvund 3
Nye løpehjul	[NOK]	1,20	2,20
Nye spalteringer	[NOK]	0,30	0,40
Ledeskovler mask. endeflater/slipe blad	[NOK]	0,20	0,20
Maskinere turbinlokk/tilpasse	[NOK]	0,30	0,50
Nye sugerørskonus/bend	[NOK]	0,30	0,40
Div. oppgradering	[NOK]	0,40	0,40
Demontasje/montasje 250 t	[NOK]	0,30	0,30
Planlegging/adm (10 %)	[NOK]	0,30	0,44
Finansutgifter, 5 % i 6 mnd	[NOK]	0,04	0,06
Sum total	[NOK]	3,34	4,90

Kostnadene er basert på tidligere prosjekter og NVE kostnadsgrunnlag fra 2010, oppskalert til 2014 kostnader.

Timesatser benyttet; Montør / fagarbeider 800,- time
 Ingeniør / idriftsetter 1000,-/time

2 REINSET KRAFTVERK

2.1 ETABLERING AV MODELL

2.1.1 TILGJENGELIG DATA

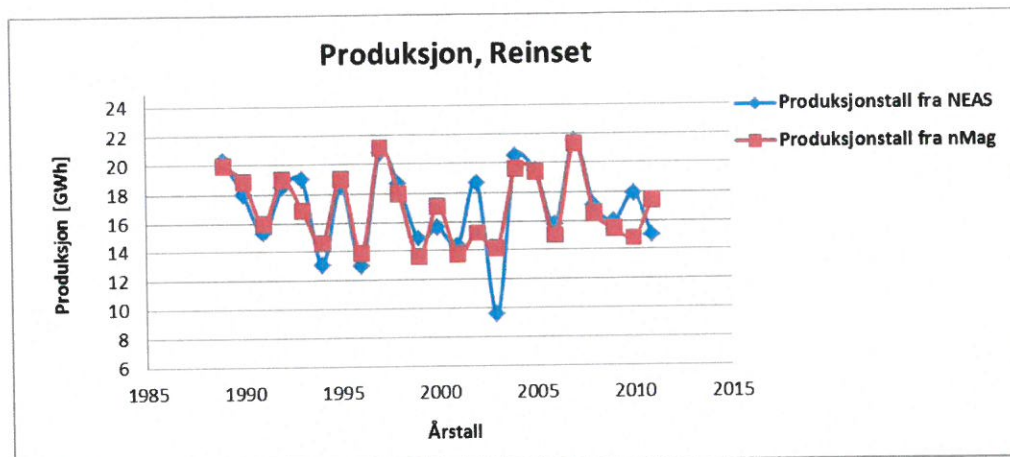
Hydrologi

Det er gjort simuleringer av Reinset kraftverk. Kotehøyder på inntak magasin etc. er hentet fra data oppgitt av NEAS. Ved tilpasning av modellen er totalvirkningsgradskurver som er angitt senere i rapporten benyttet. Som sammenligningsvannmerke er VM 111.5 Talgøyfoss benyttet. Tilsiget til inntaket til Reinset er oppgitt til 0.83 m³/s fra NEAS. Ved kalibrering av modellen er det valgt å justere dette opp med 5 % til 0.88 m³/s. Modellen er kjørt slik at flomtap unngås.

Resultatet fra kalibreringen av modellen er vist i Tabell 2-1. Som det går fram er den gjennomsnittlige produksjonen over de simulerte årene lik faktisk oppnådd produksjon. For de enkelte år er det noen avvik. Der det et år er større eller mindre produksjon enn det som er simulert ser en at det påfølgende året er avvik andre vegen. Dette tyder på at man enten har produsert mindre og lagret vann i magasinet for produksjon det påfølgende året, eller motsatt at en har produsert mye (tømt magasinet) helt ett år for så å redusere produksjonen neste år for oppfylling av magasinet.

Tabell 2-1: Sammenligning av faktisk og simulert produksjon.

	Faktisk oppnådd	Simulert	Avvik
	GWh	GWh	GWh
1989	20,3	19,95	-0,4
1990	17,9	18,88	1,0
1991	15,3	15,96	0,7
1992	18,4	18,98	0,6
1993	19,0	16,86	-2,1
1994	13,0	14,63	1,6
1995	18,6	19,03	0,4
1996	12,9	13,84	0,9
1997	20,8	21,11	0,3
1998	18,5	17,98	-0,5
1999	14,8	13,54	-1,3
2000	15,6	17,06	1,5
2001	14,3	13,71	-0,6
2002	18,7	15,2	-3,5
2003	9,6	14,09	4,5
2004	20,5	19,64	-0,9
2005	19,5	19,4	-0,1
2006	15,8	14,99	-0,8
2007	21,5	21,36	-0,1
2008	17,1	16,55	-0,6
2009	16,0	15,49	-0,5
2010	17,9	14,82	-3,1
2011	15,0	17,45	2,5
Gjennomsnitt	17,0	17,0	0,0



Figur 2-1: Sammenligning av produksjonstall fra NEAS og fra beregninger i nMag.

Kotehøyder

Tabell 2-2: Kotehøyder inntak, utløp og senterlinje turbin for Reinset kraftverk.

	Reinset	
Overvann (=HRV) [moh]	363.86	
Undervann ved fullast [moh]	95.06	
Senterlinje turbin [moh]	93.3	

Slukeevne

Tabell 2-3: Maks og min slukeevne og turbineffekt for Reinset kraftverk.

	Reinset
Maks slukeevne [m ³ /s]	1.9
Min slukeevne [m ³ /s]	0.6
Maks turbineffekt [MW]	4.42
Min turbineffekt [MW]	1.41

Produksjon

NEAS har bidratt med produksjonsdata for Reinset kraftverk i perioden 1989 - 2011, og dataene er gjengitt i **Tabell 2-4**.

Tabell 2-4: Produksjonsdata for Reinset kraftverk i perioden 1989 - 2011.

Årsproduksjon 1989-2011				
År	Ulvund	Reinset	Grøa	Merknad
1989	77 041	20 313	0	
1990	72 276	17 949	0	
1991	59 807	15 311	0	
1992	64 978	18 419	0	
1993	63 126	19 007	0	
1994	55 299	13 013	0	
1995	68 982	18 551	0	
1996	49 552	12 930	0	
1997	76 844	20 779	0	
1998	69 147	18 647	0	
1999	54 567	14 843	0	
2000	61 200	15 609	92 239	Grøa satt i drift
2001	56 853	14 333	73 312	
2002	58 340	18 675	90 542	
2003	55 336	9 559	75 346	Nye Reinset i drift
2004	66 905	20 498	99 555	
2005	72 113	19 490	95 235	
2006	57 585	15 779	79 393	
2007	70 683	21 539	112 109	
2008	59 119	17 087	82 270	
2009	60 707	15 989	70 707	
2010	51 986	17 889	69 159	
2011	66 902	15 002	95 880	

Snittproduksjonen for perioden 1989 - 2011 utgjør 17 GWh for Reinset kraftverk.

Reguleringsreglement

Tabell 2-5: Reguleringshøyder magasin tilknyttet Reinset kraftverk.

	Reinsetvatn	
HRV [moh]	363.86	
LRV [moh]	346.36	

Driftsstrategi

Reinset kraftverk kjøres for å holde unna for overløp på Reinsetvatnet. Reinset kraftverk stoppes når kjøringen fører til overløp på Brekkfossdammen (Dam Ulvund kraftverk). Dette kan da ikke gjøres når det er fare for at det kan bli overløp på Reinsetvatn.

Reinset kraftverk kjøres litt etter pris. Det vil si at man ofte stopper aggregatet i helga, og kjører mest mulig på hverdager. Reinset kraftverk kjører ut Reinsetvatnet utover etterjulsvinteren når det er "god plass" i elva. Og vannet fylles opp igjen ved snøsmeltingen.

Eventuelle pålagte/selvpålagte restriksjoner

Kjenner ikke til pålagte/selvpålagte restriksjoner.

2.1.2 ANLEGGSVIRKNINGSGRAD

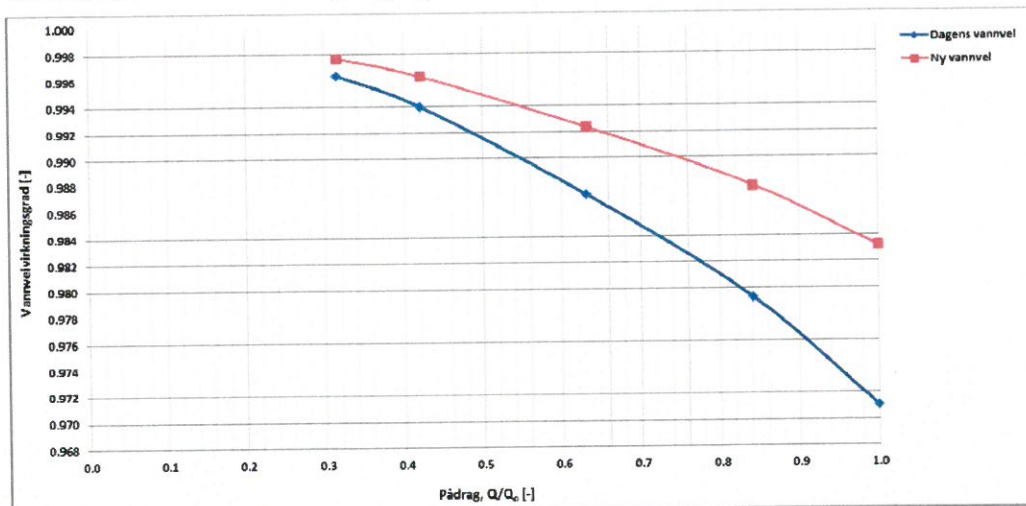
Falltap i vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil er beregnet i simuleringsprogrammet Alab, hvor vannvei og anleggsdata er input for falltapsberegningene. Alab er et design- og optimaliseringsverktøy for vannvei og vannturbiner.

Input for vannvei er basert på underlag mottatt fra NEAS, og gjengitt i Tabell 2-6..

Tabell 2-6: Inputdata for vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil.

Vannvei			
Fra-til, kote	Lengde	Type	Dimensjon
NA	45 m	Råsprengt tunnel	4-5 m ²
NA	95 m	Klinka stålør	Ø 1.1 m
NA	74 m	Klinka stålør	Ø 1.0 m
NA	120 m	Klinka stålør	Ø 0.9 m
NA	406 m	Klinka stålør	Ø 0.85 m
104.514 - 92.345 moh	30.336	Sveisa stålør	Ø 0.85 m
Innløpsventil, stasjon			
Type ventil [-]	Kuleventil		
Diameter [mm]	500		
Trykkklasse [bar]	PN40		
Inntaksluke, inntak			
Type [-]	Glideluke		
Høyde [m]	1.7		
Bredde [m]	1.3		
Varegrind, inntak			
Høyde [m]			
Bredde [m]			

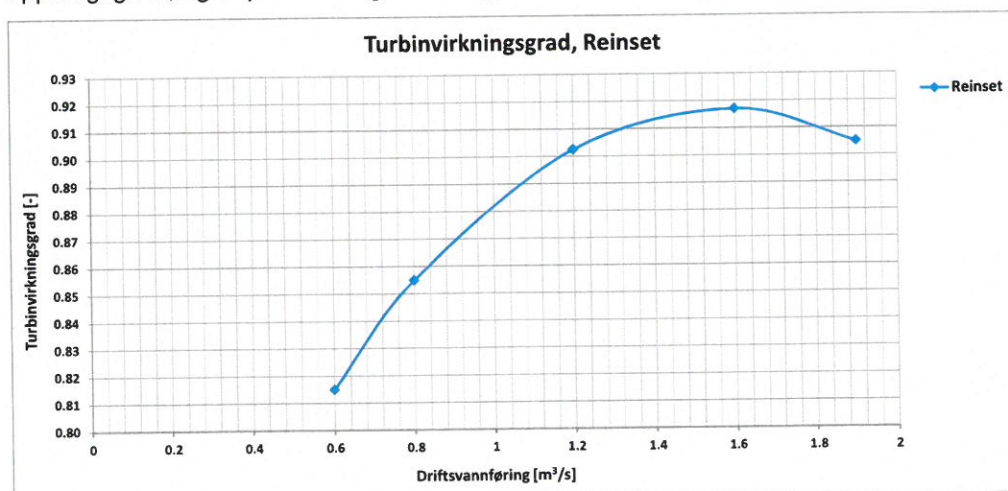
Virkningsgrad for vannvei er gjengitt grafisk i Figur 2-2..



Figur 2-2: Virkningsgrad for vannvei.

Turbin

Garantiverdier på virkningsgrader på turbin når anlegget var nytt er oppgitt fra oppdragsgiver, og er presentert grafisk i Figur 2-3..



Figur 2-3: Turbinvirkningsgrader på Reinset.

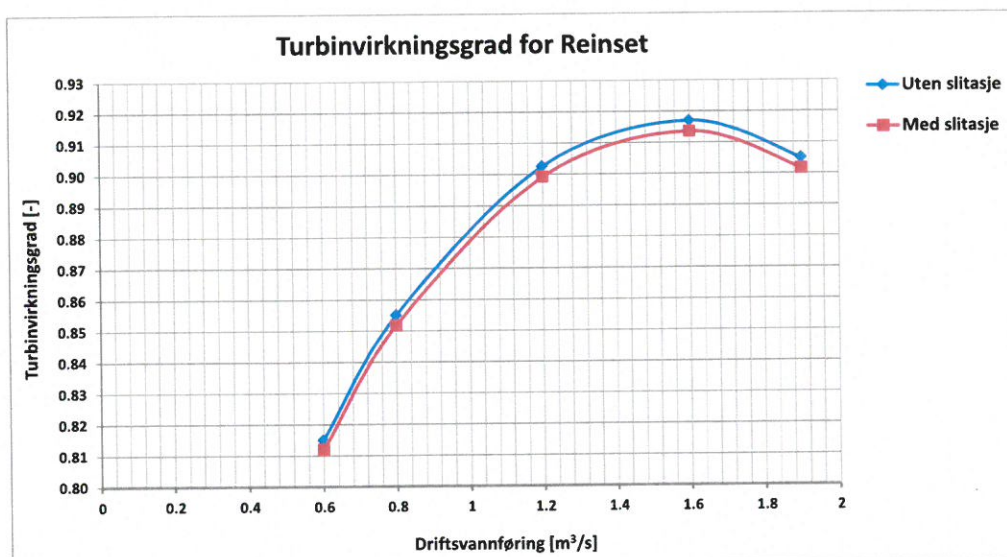
Imidlertid ble Reinset igangkjørt i 2003, og dette må hensyntas når realistisk virkningsgrad på turbinen i dag skal beregnes. Det er i denne sammenheng valgt å benytte NVEs formel for slitasje av vannkraftturbiner som mellom annet blir benyttet i tilknytning til vurdering av verdi på elsertifikat ved opprusting av eksisterende anlegg.

NVEs formel for slitasje på vannkraftturbiner:

$$Z = 86.5 - 0.043X, \text{ refererer til årstall 2011}$$

Hvor Z er slitasje i prosent fra siste oppgradering og X er årstall da turbinen sist ble oppgradert.

- Slitasje på turbin for Reinset: 0.371 %



Figur 2-4: Samla turbinvirkningsgrad for Reinset.

Samla turbinvirkningsgrad, uten og med slitasje, for turbinen i Reinset er presentert i Figur 2-4.

Generator

Virkningsgraden på generatoren er basert på beregninger fra generatorleverandør (2002), og det er ikke antatt noen slitasje i generatorvirkningsgraden fram til i dag da dette mest sannsynlig er minimalt. Det er tatt utgangspunkt i virkningsgrader ved $\cos \Phi = 0.9$.

Tabell 2-7: Generatorvirkningsgrad for Reinset.

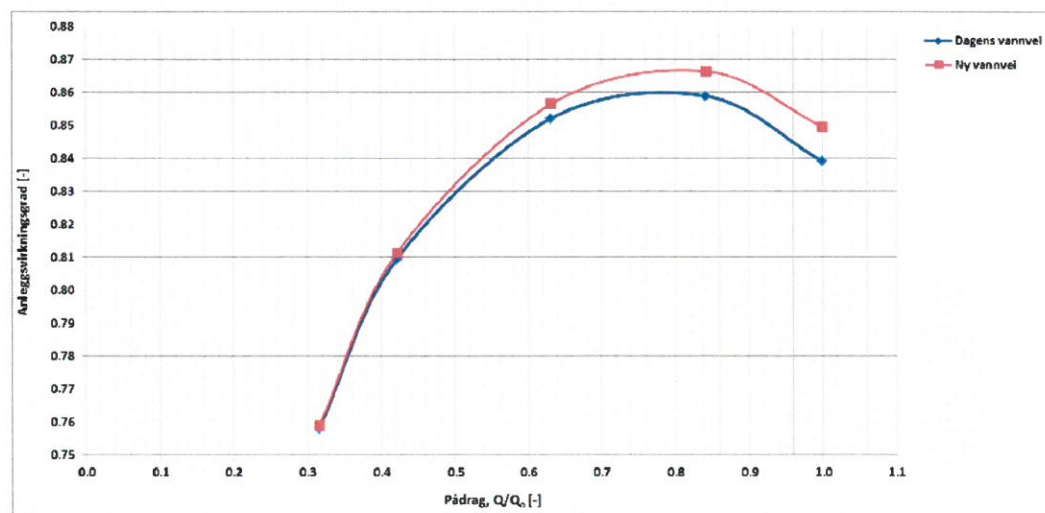
Reinset, beregninger fra leverandør i 2002	
Q/Q ₀ [-]	Generatorvirkningsgrad [-]
0.32	0.9465
0.42	0.9658
0.63	0.9697
0.84	0.9698
1.00	0.9682

Generatortransformator

Det er installert 1x 6.3 MVA generatortransformator på Reinset kraftverk. I mangel på underlag på tap i transformator er det benyttet erfaringsverdier på virkningsgrad på generatortransformator.

Det er antatt 99 % virkningsgrad i hele driftsområdet. Basert på erfaringsverdier er dette en antagelse som beskriver realistiske tap i transformatorer.

Anleggsvirkningsgrad



Figur 2-5: Anleggsvirkningsgrad for Reinset kraftverk.

Tabell 2-8: Anleggsvirkningsgrad for Reinset kraftverk.

Q/Q ₀	VIRKNINGSGRAD, REINSET						
	Turbin	Generator	Trafo	Vannvei inn ventil og varegrind, I	Vannvei inn ventil og varegrind, II	Anlegg, I	Anlegg, II
0.32	0.812	0.9465	0.99	0.996	0.998	0.758	0.759
0.42	0.852	0.9658	0.99	0.994	0.996	0.810	0.811
0.63	0.899	0.9697	0.99	0.987	0.992	0.852	0.857
0.84	0.914	0.9698	0.99	0.979	0.988	0.859	0.866
1.00	0.902	0.9682	0.99	0.971	0.983	0.839	0.850

Scenario I i Tabell 2-8 henviser til eksisterende vannvei, og scenario II henviser til ny vannvei.

2.1.3 REGNEMODELL I NMAG

2.2 OPTIMALISERING AV DRIFTSMØNSTER MED DAGENS INSTALLASJON

2.2.1 EFFEKTKJØRING

Reinset har et magasin som tillater effektkjøring. Det avgjørende punktet i vurdering av mulighetene for effektkjøring er hvilken virkning slik kjøring vil ha på vassdraget nedstrøms utløpet av kraftverket. For å unngå stranding av fisk kan ikke vannstanden senkes raskere enn ca. 13 cm/time. Dette er kommet fram ut fra undersøkelser gjort av blant annet SINTEF. For å kunne bestemme mulighetene for effektkjøring er det nødvendig med feltnmålinger for å se hvordan elva reagerer ved av- og påslag.

2.3 OPPGRADERING OG UTVIDELSESMULIGHETER

2.3.1 NY VANNVEI I FJELL

Bortsett fra nederste del av vannveien på Reinset, det vil si siste 47 meter, er rørgata gammel og i relativt dårlig forfatning. Følgelig er det et ønske å oppruste vannveien, og det er laget et kostnadsoverslag for dette. I beregningene er det tatt utgangspunkt i ny vannvei fra inntak og ned til siste del av eksisterende vannvei, som ble utskifta i 2003. Overslaget er gitt i Tabell 2-9. Produksjonstap i byggetida er ikke medtatt, og priser er per januar 2013.

Tabell 2-9: Kostnadsbudsjet for ny vannvei på Reinset kraftverk.

	Enhet	Mengde	Enhetspris kr	Sum kr
Inntak:				
Demontering ventil, rør mv.	RS	1	50 000	50 000
Graving, sprengning	m³	50	500	25 000
Bolter	stk	50	2 000	100 000
Forskelling	m²	20	1 500	30 000
Betong	m³	20	5 000	100 000
Armering	kg	3 000	20	60 000
Rør d=1,0 m inntak/sjakt	m	6	10 000	60 000
Diverse	%	10		42 500
Sum inntak				467 500
Driftsvannveg:				
Sjakt: pilot	m	260	4 000	1 040 000
oppømming d=1,2 m	m	235	8 000	1 880 000
Tunnel m/forskjæring	m	300	15 000	4 500 000
Propp	RS	1	800 000	800 000
Fundamenter for rørgate i trl.	m	260	4 500	1 170 000
Om- og overfylling av rør	m	330	3 000	990 000
St.j.rør ø 1,0 m	m	590	5 000	2 950 000
Kryssing av veg	RS	1	50 000	50 000
Bend		2	30 000	60 000
Rørbruddventil	RS	1	700 000	700 000
Diverse	%	10		1 344 000
Sum driftsvannveg				15 484 000
Kraftstasjon:				
Bygg i dagen, 84m²				-
Mek. inkl. omløpsventil		-		-
Elektro				-
Kanal		-		-
Diverse		-		-
Sum kraftstasjon				-
Adkomstaregg	m	2 200	100	220 000
Kraftlinje				-
Tiltak	RS	1	50 000	50 000
Sum				16 221 500
Rigg	%	15		2 433 225
Delsum				18 654 725
Uforutsett	%	20		3 730 945
Adm./Planlegging	%	7		1 611 768
Finansutgifter	% / år	6.0	1.0	719 923
Sum				24 800 000

I beregningene er det tatt utgangspunkt i ny 235 meter lang sjakt fra eksisterende tunnel ved inntak, og diameter på denne sjakta er satt lik 1.2 meter. Videre fra sjakta er det planlagt 300 meter rørtunnel som går over til nedgravd rør i en strekning på 290 meter. Diameter på rør i tunnel og nedgravde rør er satt til 1.0 meter. Siste segment av eksisterende vannvei ned mot stasjon er fra 2003, og skal beholdes.

Tabell 2-10: Sammenligning av faktisk produksjon og simulert produksjon med ny vannveg.

	Faktisk oppnådd	Simulert med ny vannveg	Avvik	Simulert eksisterende vannvei
	GWh	GWh	GWh	GWh
1989	20,3	20,19	-0,1	19,95
1990	17,9	19,1	1,2	18,88
1991	15,3	16,14	0,8	15,96
1992	18,4	19,21	0,8	18,98
1993	19,0	17,05	-2,0	16,86
1994	13,0	14,8	1,8	14,63
1995	18,6	19,25	0,6	19,03
1996	12,9	14	1,1	13,84
1997	20,8	21,36	0,6	21,11
1998	18,5	18,19	-0,3	17,98
1999	14,8	13,7	-1,1	13,54
2000	15,6	17,26	1,7	17,06
2001	14,3	13,87	-0,4	13,71
2002	18,7	15,38	-3,3	15,2
2003	9,6	14,26	4,7	14,09
2004	20,5	19,87	-0,6	19,64
2005	19,5	19,63	0,1	19,4
2006	15,8	15,16	-0,6	14,99
2007	21,5	21,61	0,1	21,36
2008	17,1	16,75	-0,4	16,55
2009	16,0	15,67	-0,3	15,49
2010	17,9	15	-2,9	14,82
2011	15,0	17,66	2,7	17,45
Gjennomsnitt	17,0	17,2	0,2	17,0

I Tabell 2-10 er det vist økningen i produksjonen i Reinset ved ny vannveg. Som det går fram vil produksjonen øke med 0.2 GWh i gjennomsnitt i perioden 1989 - 2011. Gjør imidlertid oppmerksom på at simulert produksjon med ny vannvei er sammenlignet med faktisk oppnådd produksjon, men simulert produksjon med eksisterende vannvei er angitt i tabellen ytterst til høyre.

2.3.2 ØKNING AV MAGASINVOLUM

Heving av Reinsetvatnet er lite aktuelt, da dette vil føre til store påbygginger av tre dammer og overløp på 50 - 60 meter. En mulig oppdemming kan være Kjerringvatnet som ligger litt lenger opp i vassdraget.

Et alternativ kan være å utnytte magasinkapasiteten som tilsvarer den naturlige vannstandsendinga. Anbefaler å montere en vannstandslogger i Kjerringvatnet over en periode på 1-2 år for å kartlegge den naturlige vannstandsvariasjonen i vatnet.

2.3.3 PUMPING/EFFEKTKJØRING

Det er mulig å installere pumpe for pumping av vann fra Ålvundelva opp til Reinsetvatn. Slik pumping krever en inntaksdam i Ålvundelva. Utformingen av en slik dam må gjøres slik at eventuell anadrom fisk kan passere. Videre må pumpingen skje slik at det stadig er tilstrekkelig vann i elva nedstrøms pumpeinntaket til at miljøet ivaretas.

Når det gjelder utkjøring av vann fra Reinsetvatn må det tas samme hensyn som ved effektkjøring.

2.3.4 PÅVIRKNING PÅ PRODUKSJON I ULVUND KRAFTVERK

Effektkjøring og pumping vil påvirke produksjonen i Ulvund kraftverk. Det er ikke gjennomført simuleringer av dette i denne omgang da det er flere ukjente faktorer som man bør ta hensyn til når en slik beregning skal gjøres.

3 GRØA KRAFTVERK

3.1 ETABLERING AV MODELL

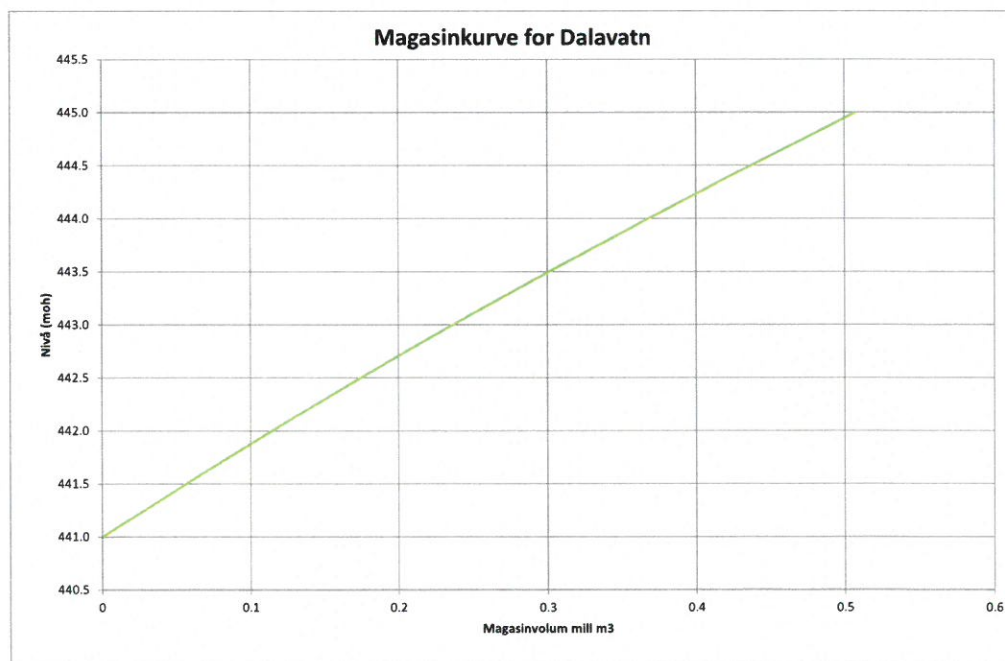
3.1.1 TILGJENGELIG DATA

Hydrologi

Det finnes en hydrologisk målestasjon i vassdraget like oppstrøms inntaket til Grøa kraftverk: VM 109.29 Dalavatn. Denne har data fra 1974 og fram til i dag. I NVEs database Hydra II finnes også en skalert serie for Grøa kraftverk. For simuleringene er det valgt å benytte data fra denne serien.

Magasinkurver

I dagens situasjon er det ikke reguleringsmagasin. For å se på virkningen av ei regulering av Dalavatn er det etablert magasinkurve for dette. Dette er gjort ved å ta utgangspunkt i arealet av Dalavatn samt arealet under nærmeste høydekurve over vannspeilet. Endringen i areal i dette intervallet er satt som økning i areal både over vannspeilet og under vannspeilet. Med utgangspunkt i dette er det satt opp magasinkurve. Denne er vist i Figur 3-1.



Figur 3-1: Magasinkurve for Dalavatn.

Normalvannstand i Dalavatn er på kote 440 moh.

Kotehøyder

Tabell 3-1: Kotehøyder inntak, utløp og senterlinje turbin for Grøa kraftverk.

	Grøa 1	Grøa 2
Overvann [moh]	399.98	399.98
Undervann ved fullast [moh]	46.98	46.98
Senterlinje turbin [moh]	38.7	38.7

Slukeevne

Tabell 3-2: Maks og min slukeevne og turbineffekt for Grøa kraftverk.

	Grøa 1	Grøa 2
Maks slukeevne [m³/s]	3.58	8.75
Min slukeevne [m³/s]	0.68	2.71
Maks turbineffekt [MW]	11.2	27.3
Min turbineffekt [MW]	0.5	8.2

Produksjon

NEAS har bidratt med produksjonsdata for Grøa kraftverk i perioden 2000 - 2011, og dataene er gjengitt i **Tabell 3-3**.

Tabell 3-3: Produksjonsdata for Grøa kraftverk i perioden 2000 - 2011.

Årsproduksjon 1989-2011				
År	Ulvund	Reinset	Grøa	Merknad
1989	77 041	20 313	0	
1990	72 276	17 949	0	
1991	59 807	15 311	0	
1992	64 978	18 419	0	
1993	63 126	19 007	0	
1994	55 299	13 013	0	
1995	68 982	18 551	0	
1996	49 552	12 930	0	
1997	76 844	20 779	0	
1998	69 147	18 647	0	
1999	54 567	14 843	0	
2000	61 200	15 609	92 239	Grøa satt i drift
2001	56 853	14 333	73 312	
2002	58 340	18 675	90 542	
2003	55 336	9 559	75 346	Nye Reinset i drift
2004	66 905	20 498	99 555	
2005	72 113	19 490	95 235	
2006	57 585	15 779	79 393	
2007	70 683	21 539	112 109	
2008	59 119	17 087	82 270	
2009	60 707	15 989	70 707	
2010	51 986	17 889	69 159	
2011	66 902	15 002	95 880	

Snittproduksjonen for perioden 2000 - 2011 utgjør 86 GWh for Grøa kraftverk.

Reguleringsreglement

Ingen magasinregulering tilknyttet dagens kraftverk.

Driftsstrategi

Aggregatene kjøres så lenge det er vann nok i elva, og nedre driftspunkt er ved ca 0.5 MW. Dette kan skje ved kuldeperioder på vinteren, og anlegget står noen uker på denne tida.

Eventuelle pålagte/selvpålagte restriksjoner

Ved stans av aggregater skal det automatisk åpnes en forbislipningsventil som skal slippe 1 m³/s ut i avløpet.

3.1.2 ANLEGGSVIRKNINGSGRAD

Vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil

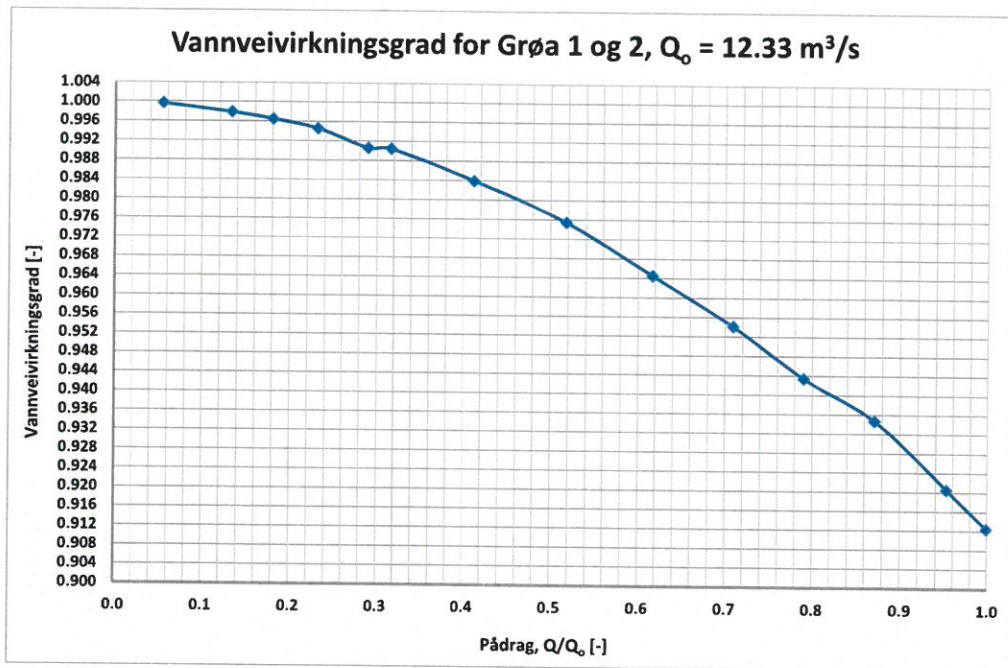
Falltap i vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil er beregnet i simuleringsprogrammet Alab, hvor vannvei og anleggsdata er input for falltapsberegningene. Alab er et design- og optimaliseringsverktøy for vannvei og vannturbiner.

Input for vannvei er basert på underlag mottatt fra NEAS, og gjengitt i Tabell.

Tabell 3-4: Inputdata for vannvei inkludert inntaksluke, varegrind og innløpsventil.

Vannvei			
Fra-til, kote	Lengde	Type	Dimensjon
399 - 389 moh	31.471 m	Råsprengt inntak	16.5 m ²
389 - 54 moh	2581.716 m	Råsprengt tunnel	16.5 m ²
54 - 54 moh	38.6 m	Sandfang	32.4 m ²
54 - 38.7 moh	39.13 m + 39.13 m	Rørsjakt	Ø 0.6 m/ Ø 0.9 m
Innløpsventil, stasjon			
	Grøa 1	Grøa 2	
Type ventil [-]	Kuleventil	Kuleventil	
Diameter [mm]	600	900	
Trykklasse [bar]	PN41	PN41	
Inntaksluke, inntak			
Type [-]	Rulleluke		
Høyde [m]	2.4		
Bredde [m]	2		
Varegrind, inntak			
Høyde [m]	2.8		
Bredde [m]	3.945		

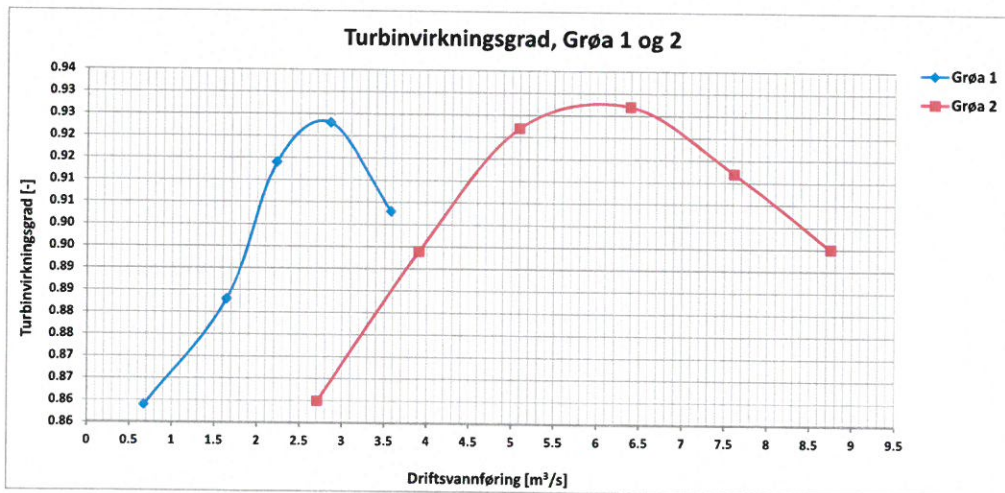
Virkningsgrad for vannvei er gjengitt grafisk i Figur 3-2.



Figur 3-2: Virkningsgrad for vannvei.

Turbin

Beregnete virkningsgrader på turbin 1 og 2 når anlegget ble igangkjørt er oppgitt fra oppdragsgiver, og er presentert grafisk i Figur 3-3.



Figur 3-3: Turbinvirkningsgrader på Grøa.

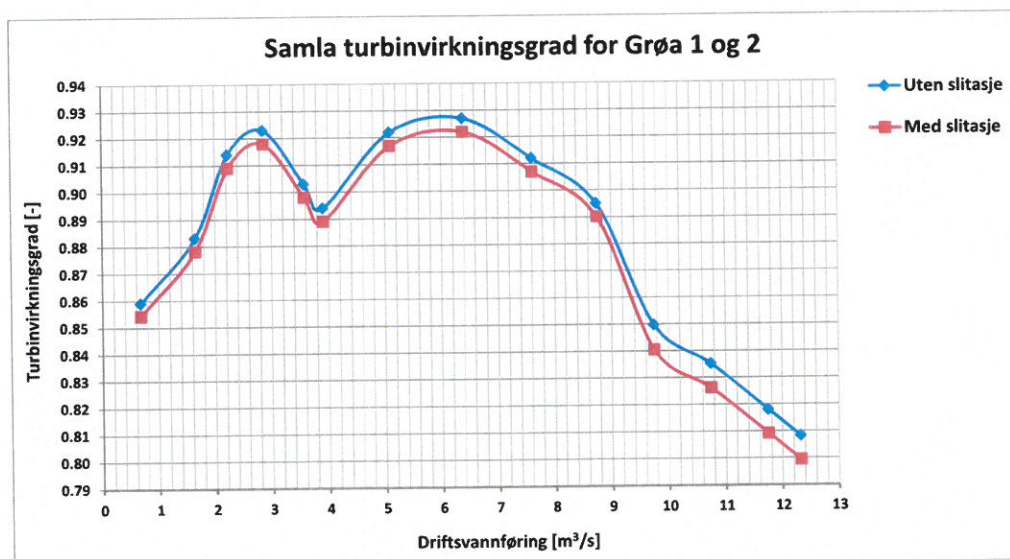
Imidlertid ble Grøa 1 og 2 igangkjørt i 1999, og dette må tas hensyn til når realistisk virkningsgrad på turbinene i dag skal beregnes. Det er i denne sammenheng valgt å benytte NVEs formel for slitasje av vannkraftturbiner som mellom annet blir benyttet i tilknytning til vurdering av verdi på elsertifikat ved opprusting av eksisterende anlegg.

NVEs formel for slitasje på vannkraftturbiner:

$$Z = 86,5 - 0,043X, \text{ refererer til årstall 2011}$$

Hvor Z er slitasje i prosent fra siste oppgradering og X er årstall da turbinen sist ble oppgradert.

- Slitasje på turbin for Grøa 1 og 2: 0.543 %



Figur 3-4: Samla turbinvirkningsgrad for Grøa.

Samla turbinvirkningsgrad, uten og med slitasje, for de 2 turbinene i Grøa er presentert i Figur 3-4.

Generator

Virkningsgraden på generatorene er basert på beregninger fra FAT på generatorene i 1999, og det er ikke antatt noen slitasje i generatorvirkningsgraden fram til i dag da dette mest sannsynlig er minimalt. Det er tatt utgangspunkt i virkningsgrader ved $\cos \Phi = 0.9$.

Tabell 3-5: Generatorvirkningsgrad for Grøa 1.

Grøa 1, beregninger fra FAT i 1999	
Q/Q ₀ [-]	Generatorvirkningsgrad [-]
0.19	0.9403
0.46	0.9731
0.62	0.9754
0.80	0.9780
1.00	0.9790

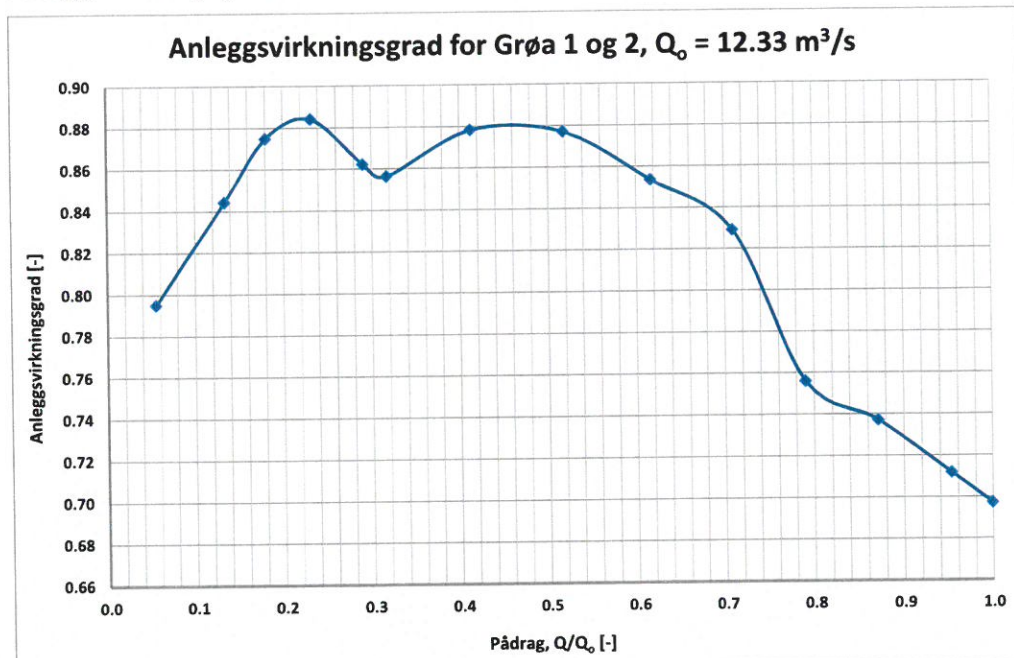
Tabell 3-6: Generatorvirkningsgrad for Grøa 2.

Grøa 2, beregninger fra FAT i 1999	
Q/Q ₀ [-]	Generatorvirkningsgrad [-]
0.31	0.9721
0.45	0.9820
0.58	0.9830
0.73	0.9850
0.87	0.9855
1.00	0.9860

Generatortransformator

Det er installert 1x39 MVA generatortransformator på Grøa kraftverk. I mangel på underlag på tap i transformator er det benyttet erfaringsverdier på virkningsgrad på generatortransformator. Det er antatt 99 % virkningsgrad i hele driftsområdet. Basert på erfaringsverdier er dette en antagelse som beskriver realistiske tap i transformatorer.

Anleggsvirkningsgrad



Figur 3-5: Anleggsvirkningsgrad for Grøa kraftverk.

Tabell 3-7: Anleggsvirkningsgrad for Grøa kraftverk.

Q/Q_0	VIRKNINGSGRAD, GRØA				Anlegg
	Turbin	Generator	Trafo	Vannvei ink ventil og varegrind	
0.06	0.854	0.940	0.99	0.9996	0.795
0.13	0.878	0.973	0.99	0.998	0.844
0.18	0.909	0.975	0.99	0.996	0.875
0.23	0.918	0.978	0.99	0.995	0.884
0.29	0.898	0.979	0.99	0.990	0.862
0.32	0.889	0.982	0.99	0.990	0.856
0.41	0.917	0.983	0.99	0.984	0.878
0.52	0.922	0.985	0.99	0.975	0.877
0.62	0.907	0.985	0.99	0.964	0.853
0.71	0.890	0.986	0.99	0.954	0.829
0.79	0.840	0.963	0.99	0.943	0.756
0.87	0.826	0.964	0.99	0.935	0.737
0.95	0.809	0.965	0.99	0.920	0.712
1.00	0.799	0.965	0.99	0.912	0.697

3.1.3 REGNEMODELL I NMAG

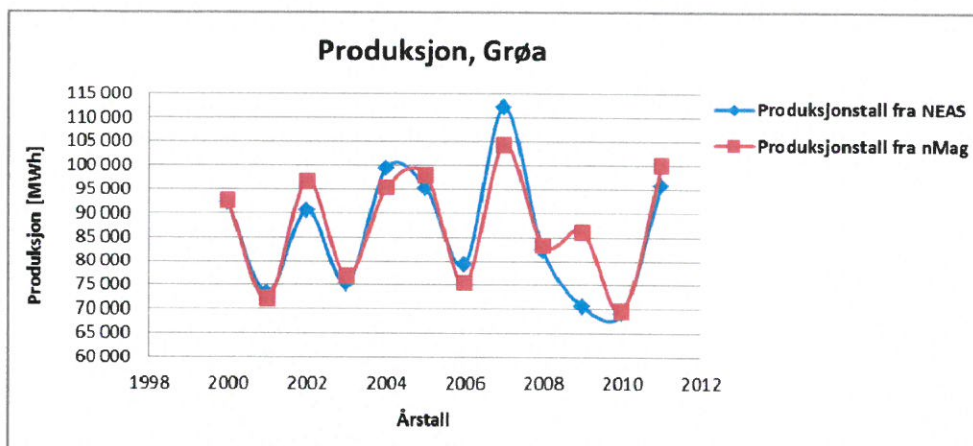
Med utgangspunkt i de angitte data er det gjort simuleringer av eksisterende kraftstasjon. Resultatene er vist i Tabell.

Tabell 3-8: Simulert produksjon i Grøa kraftverk – dagens situasjon.

År	Totalt	Sommer	Vinter
	GWh	GWh	GWh
2000	92.57	79.49	13.09
2001	72.01	55.32	16.7
2002	96.67	68.52	28.15
2003	76.91	59.6	17.32
2004	95.37	73.19	22.17
2005	98.02	73.8	24.22
2006	75.43	56.49	18.94
2007	104.29	77.49	26.8
2008	83.24	68.37	14.87
2009	86.21	69.37	16.83
2010	69.6	62.09	7.51
2011	100.04	68.71	31.33
Gjennomsnitt	87.53	67.7	19.83

Fra Figur 3-6 ser man at produksjonsdata fra NEAS og beregninger gjort i nMag er ganske sammenfallende, med et par unntak som mest sannsynlig skriver seg fra tett varegrind eller feil på kommunikasjon dam etc.

Det faktum at dataene samsvarer såpass godt, bekrefter at hydrologisk underlag og anleggsdata stemmer bra overens med de faktiske forhold. Dette gir et godt grunnlag for videre vurdering av prosjektet.



Figur 3-6: Sammenligning av produksjonstall fra NEAS og fra beregninger i nMag.

3.2 OPPGRADERING OG UTVIDELSESMULIGHETER

3.2.1 ØKNING AV DAMHØYDE PÅ EKSISTERENDE INNTAKSDAM

Det er gjennomført en beregning av produksjonen ved heving av vannstanden i inntaksdammen med 1 meter ut over dagens damhøyde. Tilgjengelig volum i inntaksmagasinet blir da 0.012 mill. m³. Ved kjøring på minste slukeevne tilsvarer dette ca. 4.8 timers drift dersom en ser bort fra tilsig i perioden. Produksjonen vil under disse forutsetninger bli 87.18 GWh eller en økning på 2.21 GWh.

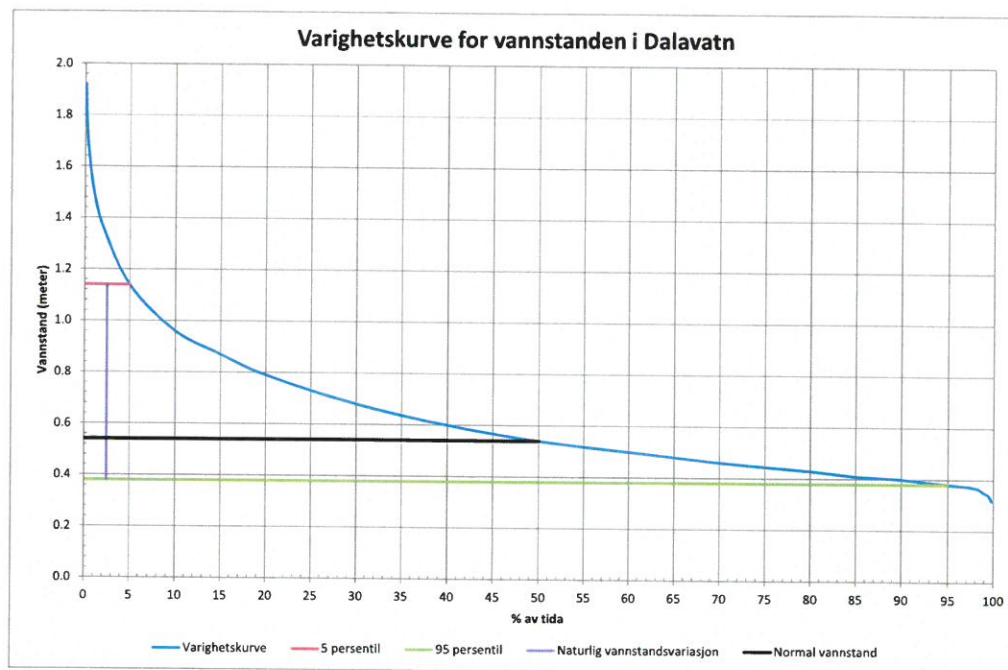
Det er laget et kostnadsoverslag for å heve eksisterende inntaksdam i Grøa hvor da HRV øker med 1 meter. Topp fyllingsdam blir da på kote 403.25 og HRV på kote 401. Overslaget er gitt i Tabell 3-9. Produksjonstap i byggetida er ikke medtatt, og priser er per januar 2013.

Tabell 3-9: Kostnadsbudsjet for 1 meter heving av inntaksdam for Grøa kraftverk.

Inntaksdam Grøa kraftverk	Enhet	Mengde	Enhetspris	Sum
HRV 401			kr	kr
Topp fyllingsdam k. 403,25				
fyllingsdam	m ³	1 400	500	700 000
betongkjerne	m ³	25	6 000	150 000
betongvange	m ³	15	6 000	90 000
bolter kjerne, vange, overløp	stk	400	2 000	800 000
overløp	m ³	110	6 000	660 000
brystning	m ³	10	6 000	60 000
bjelkestengsel	RS	1	50 000	50 000
bunnluke dam, forsterkning	RS	1	50 000	50 000
inntak	RS	1	20 000	20 000
inntaksluke, forsterkning	RS	1	60 000	60 000
varegrind	RS	1	20 000	20 000
flytting av tursti	m	100	100	10 000
arrondering	RS	1	50 000	50 000
Sum				2 720 000
Rigg	%	15		408 000
Adkomstanlegg (helikopter)	RS	1	1 500 000	1 500 000
Tiltak	RS	1	50 000	50 000
Sum				4 678 000
Uforutsett	%	20		935 600
Adm./Planlegging	%	10		561 360
Finansutgifter	% / år	6.5	1.0	200 686
Sum avrundet				6 400 000

3.2.2 REGULERING AV DALAVATN MED TAPPELUKE

Et hvert naturlig vatn har en variasjon i vannstanden. Dersom en har data over vannstandsvariasjonen over en periode, kan en finne hva som er naturlig vannstandsvariasjon. En mulighet for regulering av Dalavatnet er å søke om å få utnytte den magasinkapasiteten som tilsvarer den naturlige variasjonen. NVE har gjennomført målinger av vannstanden i Dalavatnet i perioden fra 1975 og fram til i dag. Figur 3-7 viser varighetskurven for vannstanden i Dalavatn. Naturlig vannstandsvariasjon er definert som området mellom H_5 og H_{95} . Dette er angitt på figuren. Som det går fram er naturlig vannstandsvariasjon 0.76 meter.



Figur 3-7: Varighetskurve for vannstanden i Dalavatn.

Det er gjort simuleringer av produksjonen slik den er i dag over perioden 1975 til 2012 samt ulike reguleringer av Dalavatn. Resultatene er vist i Tabel10.

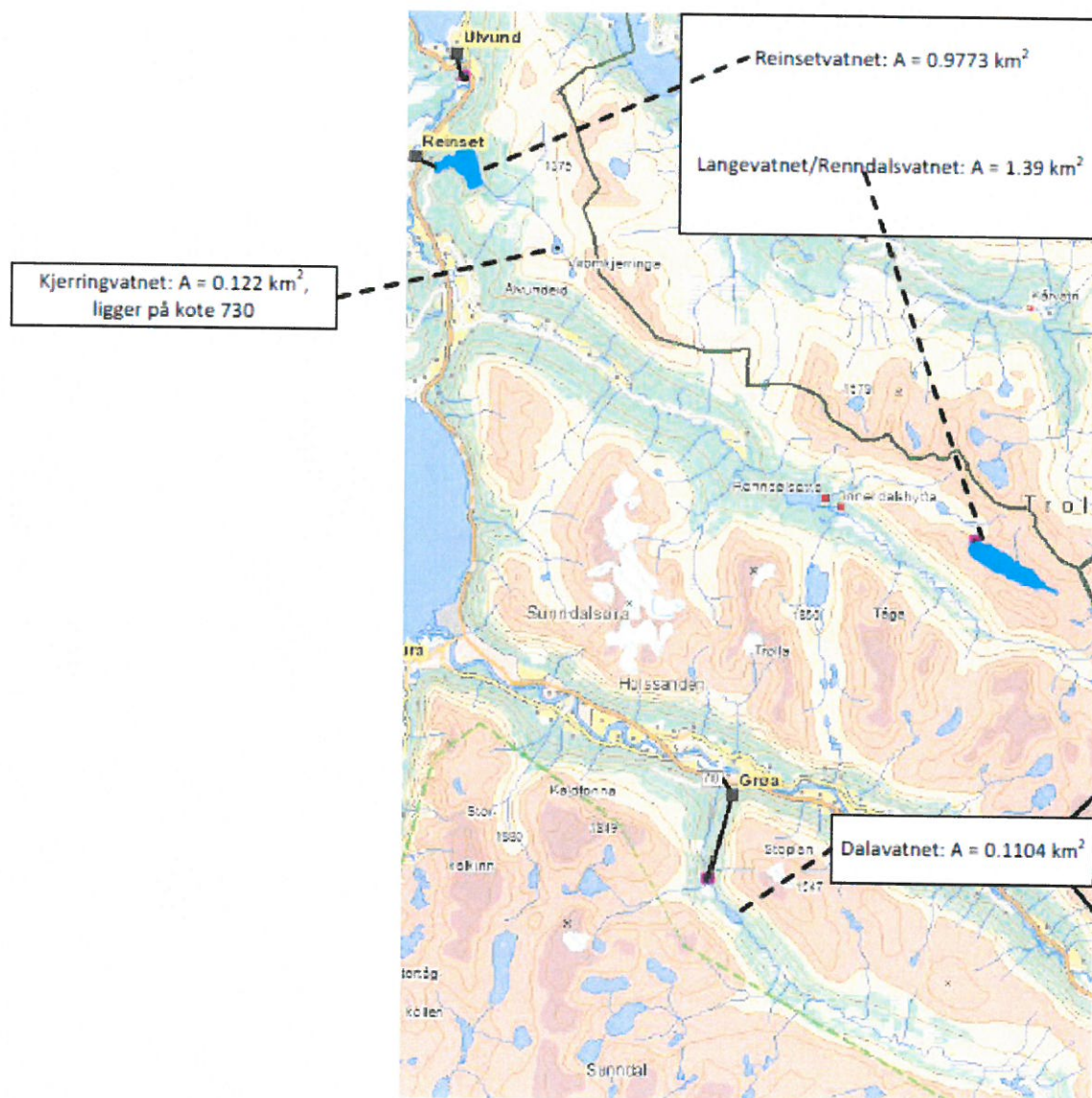
Tabell 3-10: Endring i produksjon ved regulering av Dalavatn.

Regulering	Produksjon	Økning
	GWh	GWh
Uregulert	84.97	-
Naturlig vannstandsvariasjon	87.20	2.27
1 meter	87.45	2.44
2 meter	87.69	2.72
3 meter	87.70	2.73

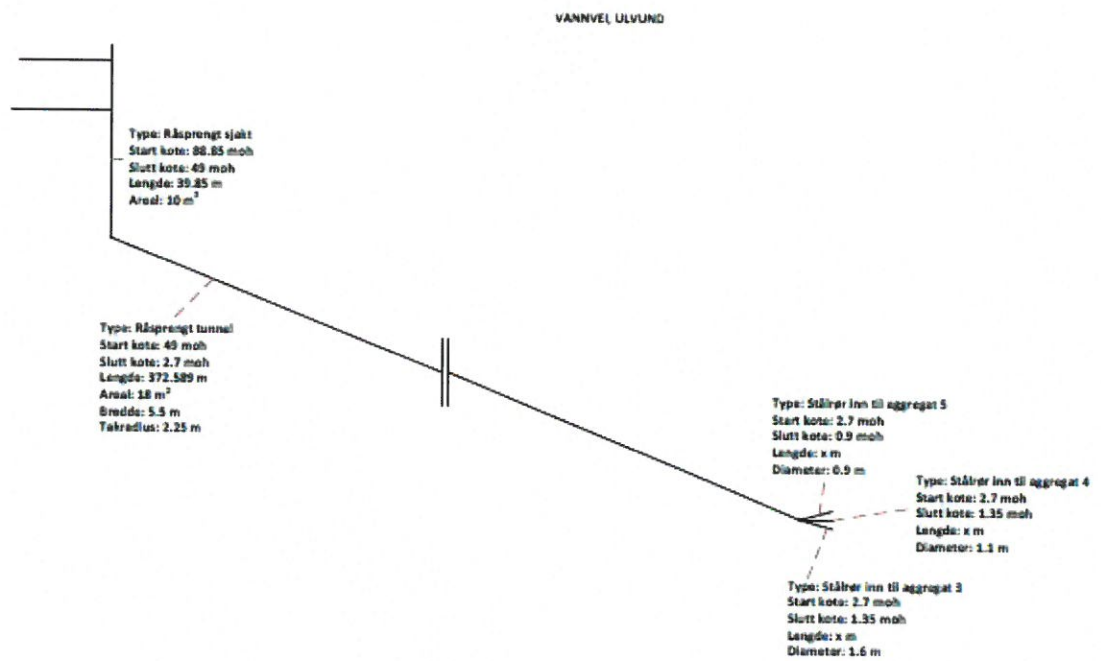
Økningen av produksjonen skyldes at en med aktiv regulering av Dalevatnet kan utnytte magasinkapasiteten her, og dermed kan slippe vann slik at en kan kjøre aggregatene ved på best mulig virkningsgrad, og ikke kun etter det naturlige tilsiget.

BILLAG

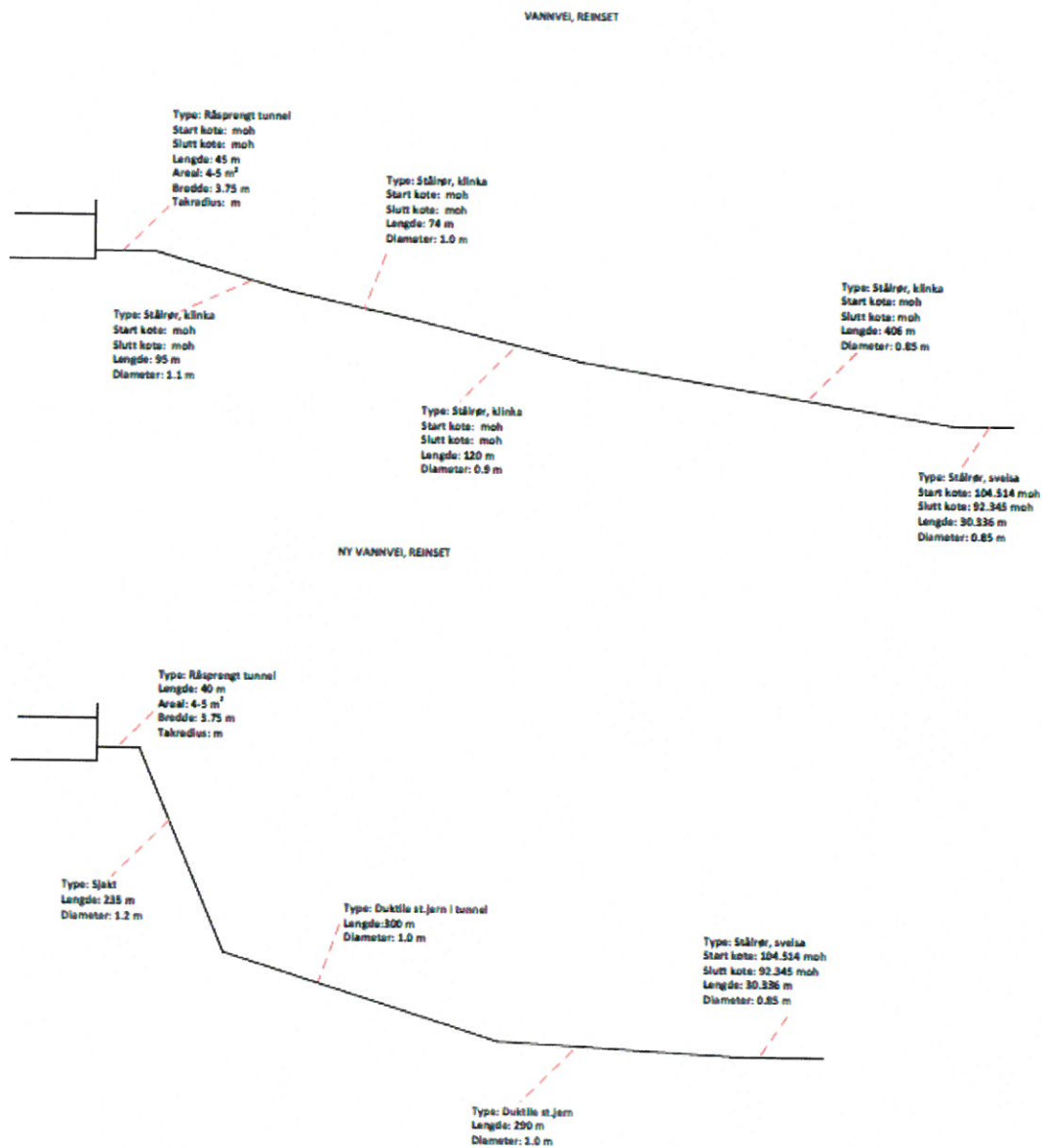
KART OVER KRAFTVERKA



VANNVEI ULVUND



VANNVEI REINSET



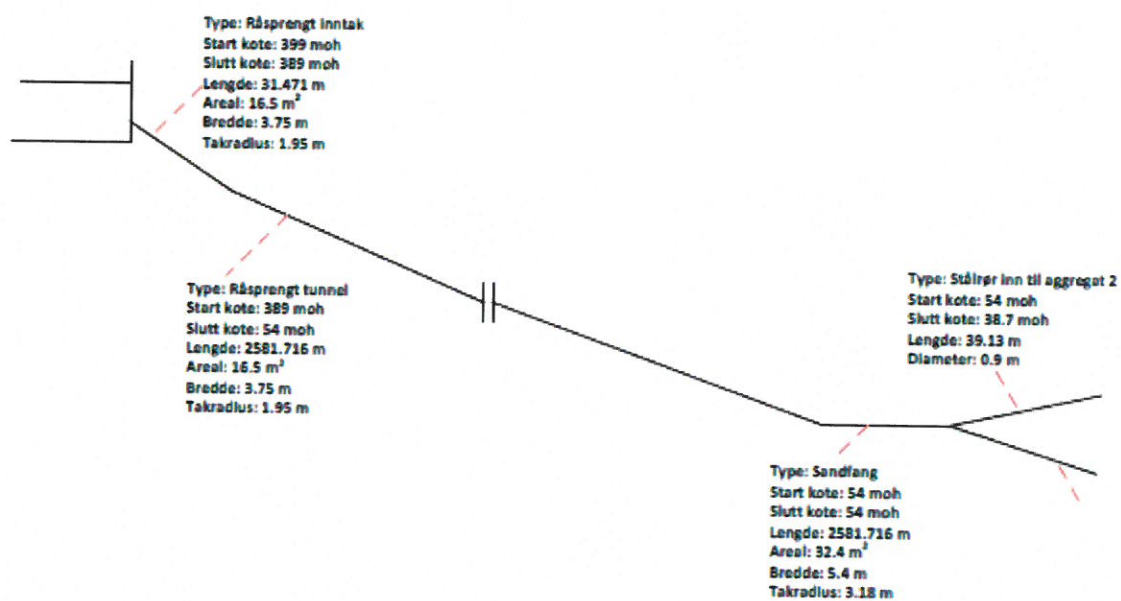
44 (45)

RAPPORT
28.05.2014

REVISJON 1
NEAS - OPPGRADERING OG UTVIDELSE.

VANNVEI GRØA

VANNVEI, GRØA



NOTAT

OPPDAG Ulvund og Grøa kraftverk - Oppgradering og utvidelse.	OPPDAGSLEDER Geir Peder Brænd	DATO 27.08.2015
OPPDAGSNUMMER 584082	OPPRETTET AV Sølvi Eide	

TIL
BJARNE STANGVIK

KOPI TIL
GEIR BRÆND
OG HÅKON
GABRIELSEN

Innledning

Viser spesielt til e-post av 8. juli 2015 fra Eirik Bjørkhaug hos NVE hvor det etterspørres tilleggsopplysninger for prosjekt tilknyttet Ulvund kraftverk.

Ulvund kraftverk ligger i Ålvund i Sunndal kommune, ca. 20 km fra Sunndalsøra, og er eiet av Nordmøre Energiverk AS.

Kraftverket ligger i fjell og utnytter et fall på 87 m i Ålvundelva. Kraftverket er et elvekraftverk, men har noe regulering av tilsiget gjennom Reinset kraftverk som ligger oppstrøms Ulvund og har Langvatn i Trollheimen som reguleringsmagasin. Langvatnet tappes ned når det er lavvannføring i Ålvundelva.

Det er installert tre Francis aggregater, med en maksimal slukeevne på 27.3 m³/s og maksimal turbineffekt på 20.4 MW.

Hvert år er det lengre perioder med overløp fra inntaksdammen i Ålvundelva, noe man ønsker å minimere.

Eksisterende elmek utrustning er fra 1986-87 og denne begynner å bli slitt, og det er planlagt en større oppgradering av hele anlegget i perioden 2016-2019 (ett aggregat pr. år) for å sikre videre drift.

Sweco Norge AS har utredet forskjellige oppgraderings alternativer, hvor bl.a. reduksjon i flomtapet inngår med å øke slukeevne på to av aggregatene.

Nordmøre Energiverk ønsker å gjennomføre oppgradering av alle tre aggregatene og øke maksimal slukeevne fra 27.3 m³/s til 29.5 m³/s.



Figur 1: Prosjektområdet, kart hentet fra NVE Atlas.

Prosjektbeskrivelse

Det er foreslått å oppgradere eksisterende anlegg i Ulvund kraftverk ved å oppgradere de tre aggregatene i kraftverket. Det er planlagt å øke den maksimale slukeevnen fra 27.3 til 29.5 m³/s, en økning på 8 %, for å redusere flomtapet. Dette vil føre til at midlere produksjon går fra fra 61.2 til 62.8 GWh, en økning på 1.6 GWh.

Det er bygget fire terskler nedstrøms inntaket til kraftverket, den øverste ca. 100 meter nedstrøms inntaksdammen, den nederste ca. 100 meter nedstrøms broa hvor Rv 70 passerer Ålvundelva. Etter avtale med Sunndal kommune slippes det 0.1 m³/s som minstevannføring på strekningen mellom inntaket og kraftstasjonen i perioden 1. mai til 1. oktober for etterfylling av vann i tersklene.

Vassdraget er vernet (111/1 Ulvåa til Ålvund). Vernegrunnlag er oppgitt på NVE sine nettsider: Vassdraget er en viktig del av et typisk og kontrastrikt landskap, fra alpine fjell med breer, sidedaler og dyp hoveddal til utløp i fjord. Stort naturmangfold knyttet til landformer og biomangfold. Store deler inngår i landskapsvernområde. Friluftsliv er viktig bruk (nve.no).

Miljøverdier langs elvestrekningen

Området ved utløpet til Ålvundelva er registrert som elvedelta i elvedeltadatabasen (elvedelta.miljodirektoratet.no). Foruten dette er det ikke registrert verdifulle naturområder langs den berørte strekningen i offentlige databaser.

Sør for broa hvor Rv 70 passerer elva går veien langs den østre bredden. Langs den vestre elvebredden sør for Rv 70 er det et belte med vegetasjon, og like vest for dette grøntbeltet er det en vei og noen boliger. Nord for Rv 70 er det vegetasjon langs elva, med dyrket mark på østsiden langs den nederste delen av elva.

På artskart (artsdatabanken.no) er det registrert to rødlistede arter i nærheten av den berørte strekningen: ask og tårnseiler.

Det er ikke registrert elvemusling i vassdraget. På store deler av den berørte elvestrekningen består grunnen av berg. Dette gjelder spesielt på den nedre strekningen, fra nederste terskel og ned til anadrom strekning (Ålvundfossen). Strekningen går stort sett i stryk og fosser. Det er også en del berg langs den øvre strekningen, fra inntaket til nederste terskel. Tersklene som er bygget gjør at elva er sakteflytende på denne strekningen. Det ble observert ørret flere steder under befaringen, men strekningen er ikke å anse som verdifull for fisk. Figur 2 viser bilder fra strekningen.

Under miljøbefaring ble de ikke observert eller registrert verdifulle naturtyper langs elvestrekningen mellom inntaket og samløpet med kraftverket.

I lakseregisteret (lakseregister.fylkesmannen.no) er det registrert en sjørretstamme som er hensynskrevende, med vassdragsregulering som avgjørende påvirkningsfaktor. Det går trolig også noe laks opp til vandringshinderet i Ålvundfossen (Melby og Gaarder 1999). Hele den anadrome strekningen er ca. 600 meter. I følge Vann-nett (vann-nett.no) kan variasjon i driftsvannføring til kraftverket føre til stranding av fisk.

Konsekvenser ved økt vannføring

Hydrologi

Sweco har utarbeidet kurver (Se Vedlegg 1 Hydrologiske beregninger) som viser hvilke endringer økningen i slukeevne vil kunne gi i vassdraget mellom inntaket og utløpet av kraftverket. Kurvene kan ses i vedlegget til notatet. Som kurvene viser vil en økning i slukeevnen med 8 % føre til at flomtoppene blir redusert. Enkelte av de mindre flommene vil bli borte. Det vil være overløp over dammen i snitt ca. 23 % av tiden etter at slukeevnen er økt, i forhold til overløp ca. 30 % av tiden med den nåværende slukeevnen.

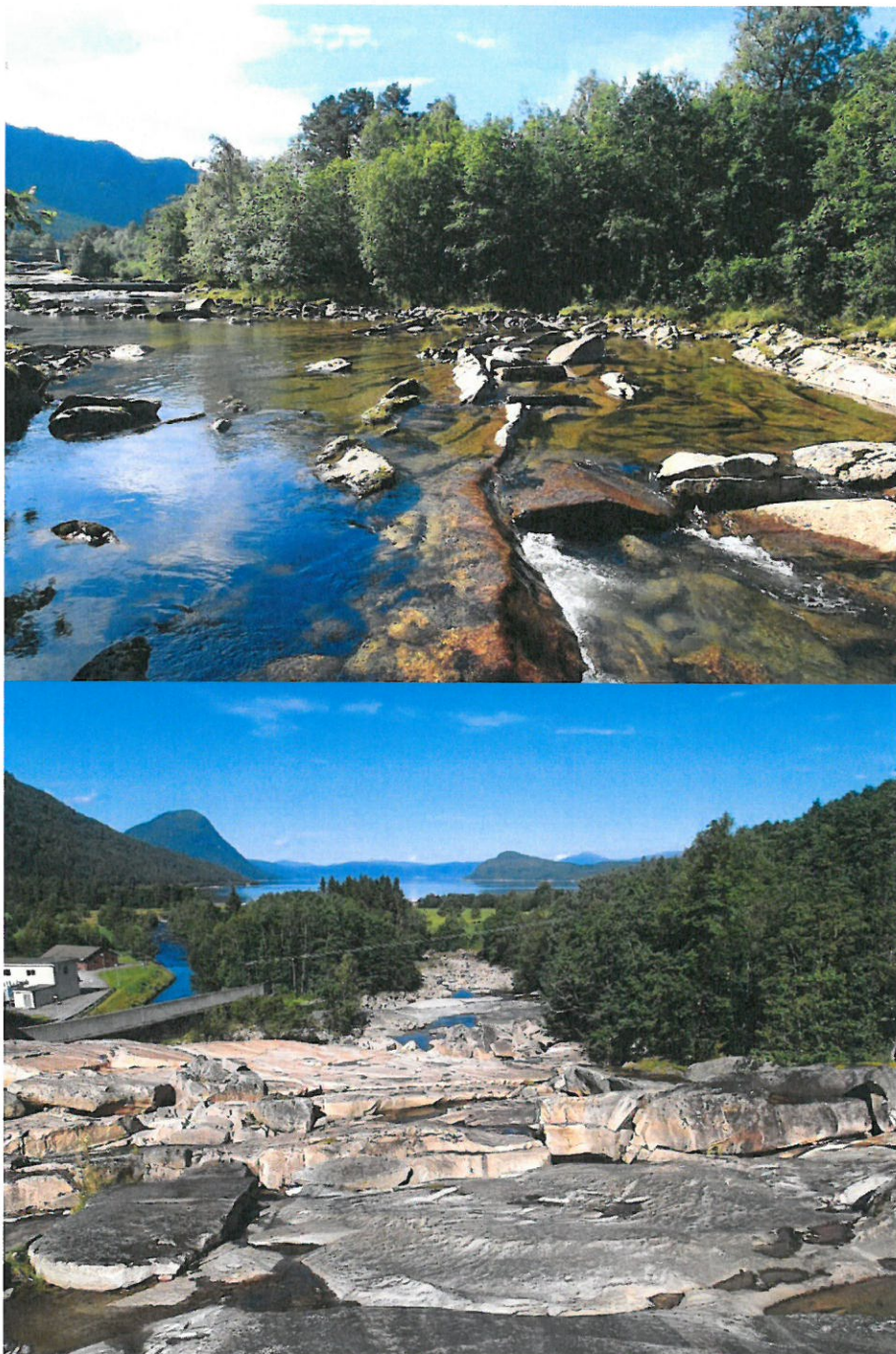
Allmenne interesser og verneverdier

Av verneverdiene i vassdragsvernet er det landskapsbildet som kan bli negativt påvirket. Den øvre delen av den berørte strekningen vil trolig ikke bli betydelig forandret av økt slukeevne i kraftverket. Strekningen er dominert av sakteflytende vann på grunn av tersklene. Det visuelle inntrykket til et vassdrag er ikke nødvendigvis proporsjonalt med vannføringen, men Ålvundfossen kan trolig få redusert inntryksstyrke ved de mindre flommene som går i elva. Økningen i slukeevnen vil trolig ikke føre til at inntryksstyrken til Ålvundfossen blir betraktelig redusert ved de større flommene. Økningen anses derfor ikke å være i klar konflikt med vassdragsvernet.

Det eneste kjente området i elva av spesiell verdi for miljøtema, som potensielt kan bli påvirket av tiltaket, er den anadrome strekningen på ca. 100 meter mellom vandringshinderet og samløpet med vannet fra Ulvund kraftverk. Figur 3 viser et bilde fra strekningen.

Ettersom de større flommene mer eller mindre opprettholdes, er det ikke ventet at reduksjonen i flommene fører til endringer i substrat-forhold eller vegetasjon langs elva. Den foreslåtte økte slukeevnen vil trolig ikke ha betydelig effekt på elvas verdi for anadrom fisk.

En økning av maks slukeevne med 8 % anses ikke å ha betydelige negative konsekvenser på miljøtema eller allmenne interesser. Det henvises spesielt til Vedlegg 2 Miljøvurdering Ulvund for ytterligere underlag knyttet til tema miljø.



Figur 2: Bilder fra den berørte elvestrekningen. Øverst: øvre del, inntaket skimtes til venstre på bildet. Nederst: fra nedre del av Ålvundfossen, kraftstasjonen til venstre i bildet.

Konsekvenser elektriske anlegg

En økning av maksimal slukeevne på totalt 8 % totalt fører til endringer i ytelse på generatorer. Videre skal koblingsanlegget på generatornivå byttes pga. teknisk levealder. Høyspentkablene i stasjonen skal byttes, mens det er ikke nødvendig å bytte høyspentkabler i tilgrensende regionalnett.

Tabell under oppsummerer endringer i ytelse på generatorer:

Dagens ytelse	Ytelse etter oppgradering
12 MVA	13.2 MVA
6 MVA	6.86 MVA
3.5 MVA	3.5 MVA

Trondheim 27.08.2015

Sølvi Eide

Vedlegg:

1. Hydrologiske beregninger
2. Miljøvurdering Ulvund
3. Vannvei
4. Enlinjeskjema eksisterende anlegg
5. Enlinjeskjema nytt anlegg

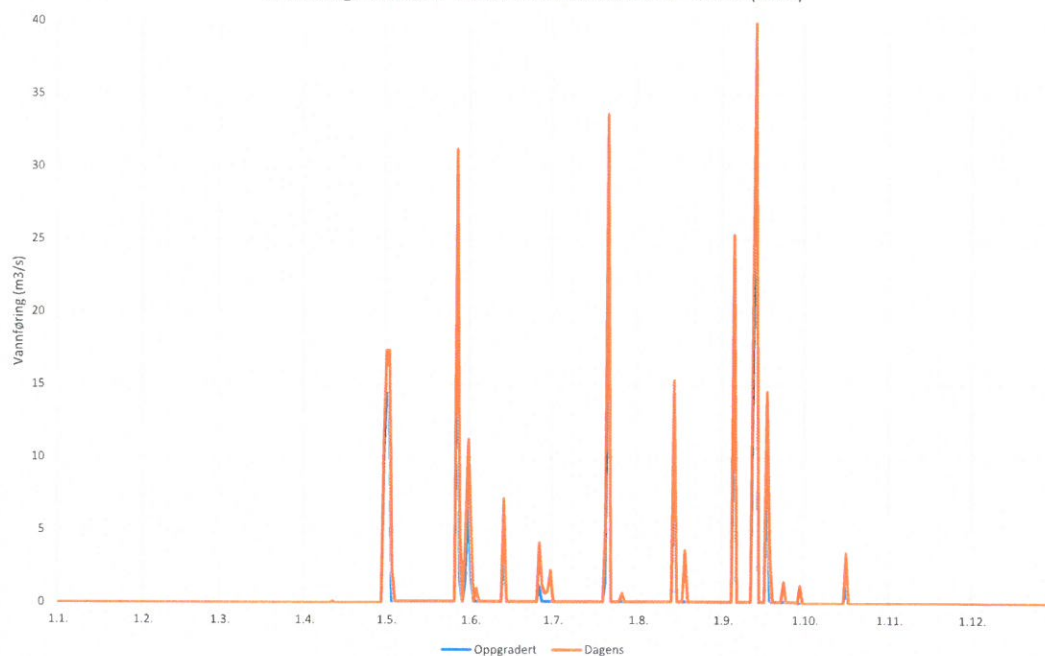
NOTAT

17.08.2015

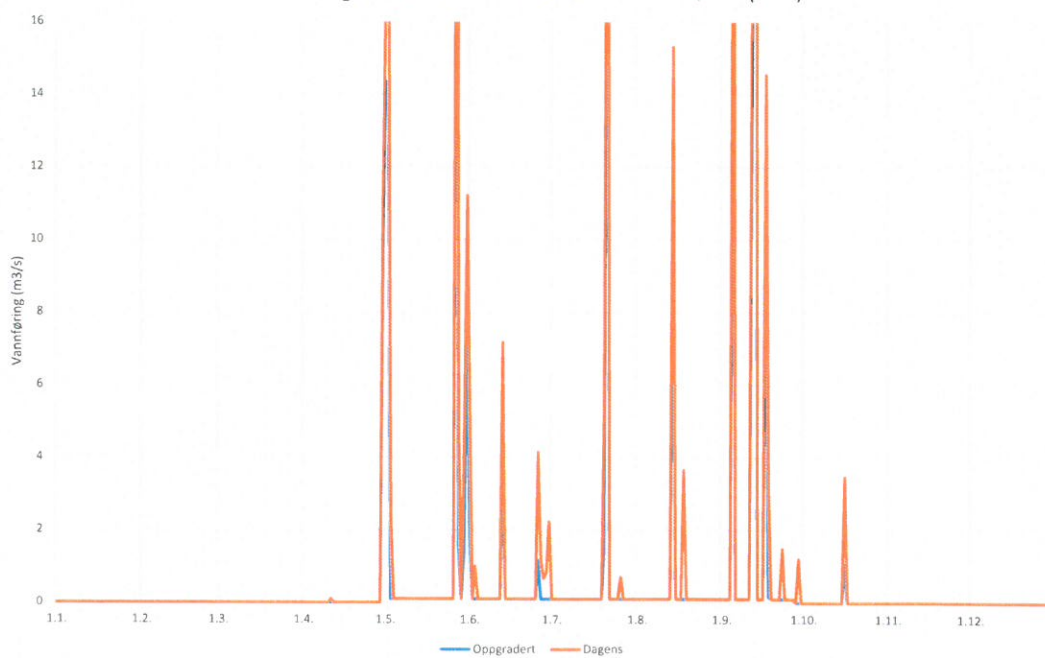
Det er foreslått å oppgradere eksisterende anlegg i Ulvund kraftverk. I oppgraderingen inngår økning av den totale slukeevnen til kraftverket. I den forbindelse er det utarbeidet kurver som viser hvilke endringer dette vil kunne gi i vassdraget på strekningen nedstrøms inntaket til utløpet av kraftverket. Endringene er presentert for et vått, ett tørt og et middels år samt for et gjennomsnitt av alle årene. Det er valgt å presentere endringene for hver situasjon i figurer med 2 forskjellige skalaer på aksene for å få fram endringene. Videre er det også presentert endringene som varighetskurve for sommer sesongen.

Kurvene finnes på de neste sidene.

Vannføring nedstrøms inntak til Ulvund Kraftverk - tørt år (2009)



Vannføring nedstrøms inntak til Ulvund Kraftverk - tørt år (2009)

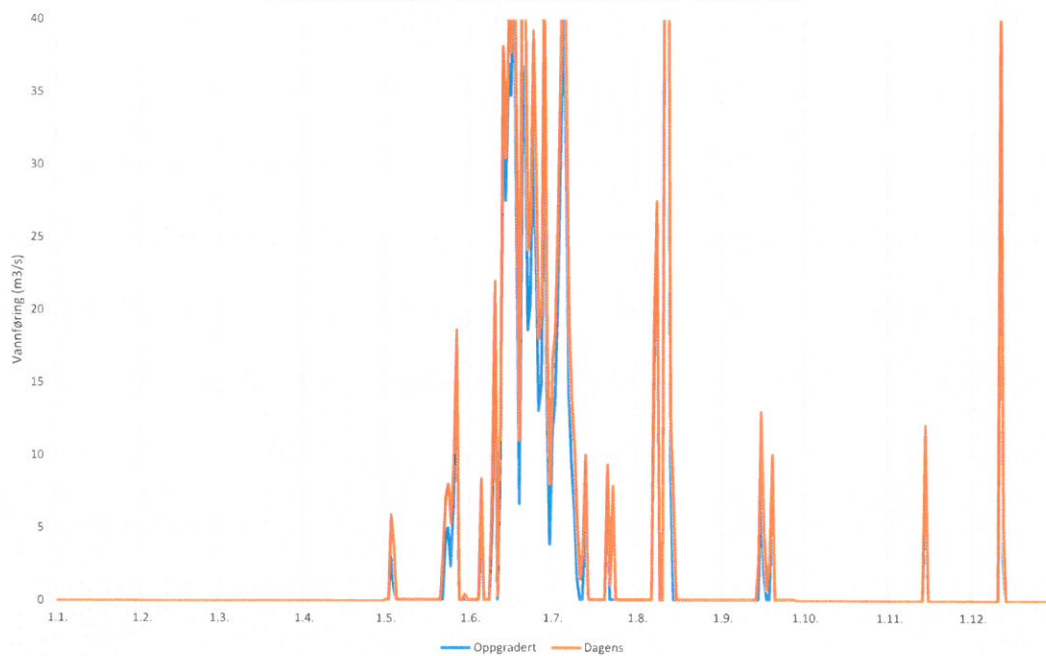


2 (6)

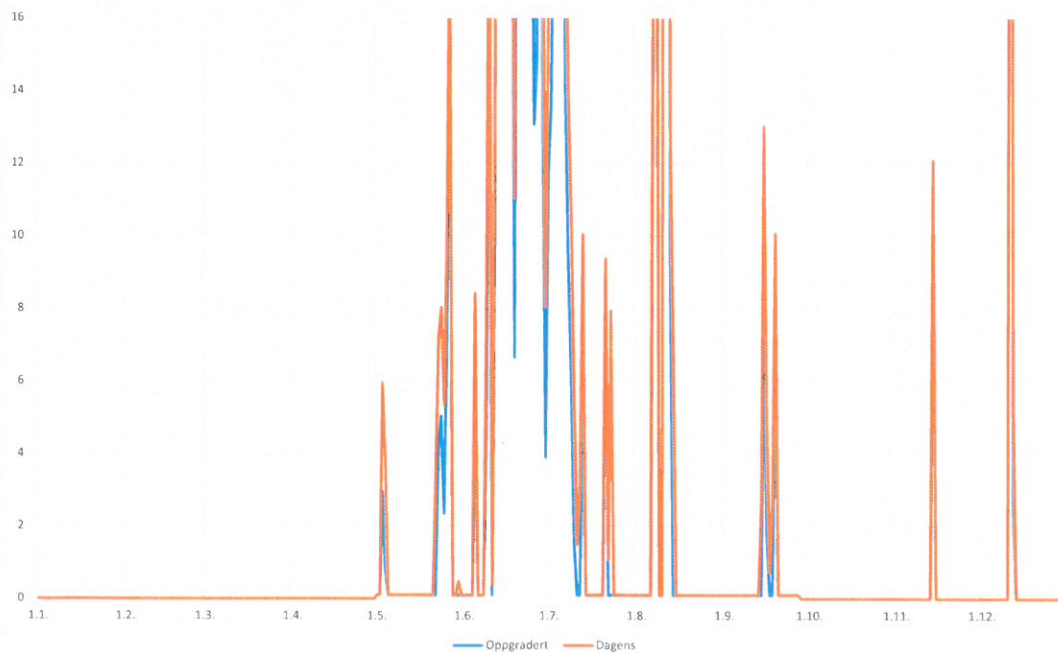
NOTAT
17.08.2015

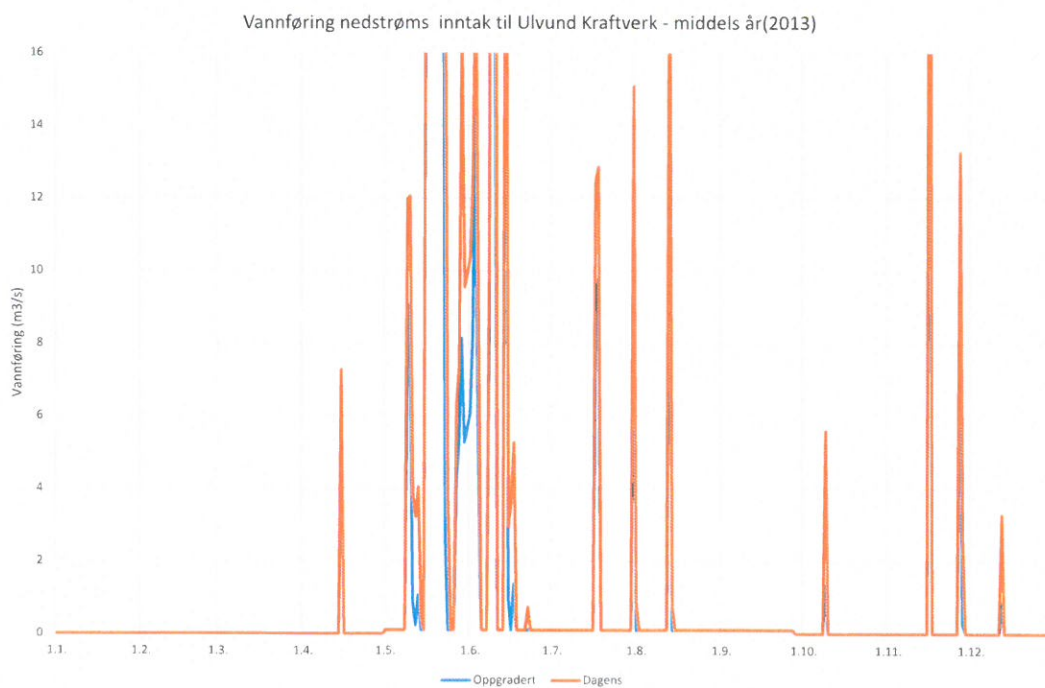
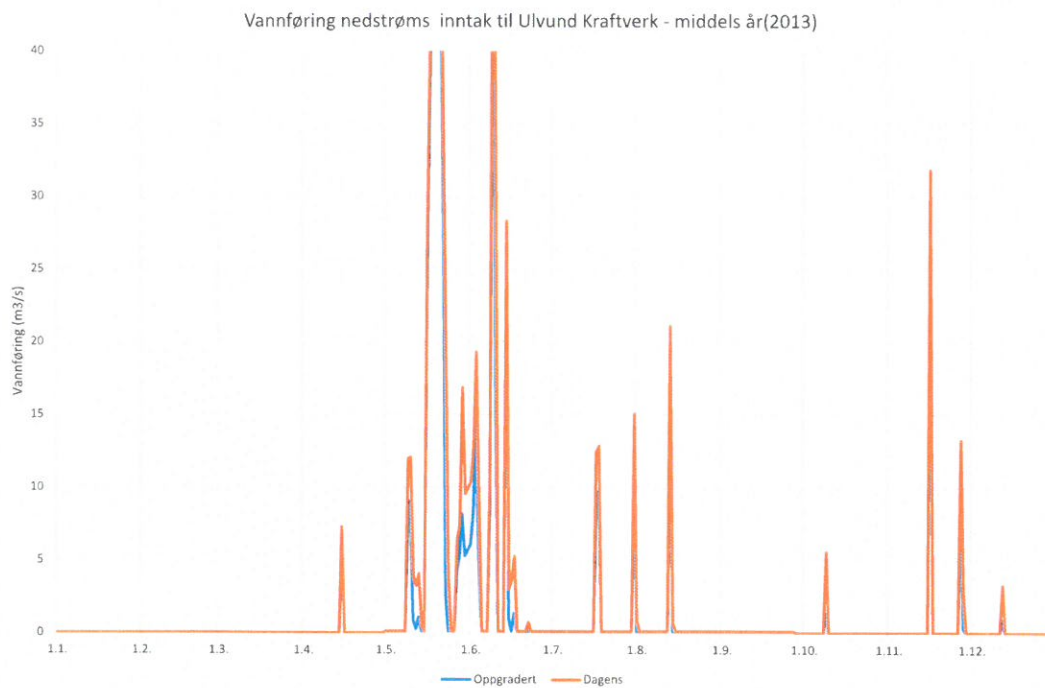
memo04.docx

Vannføring nedstrøms inntak til Ulvund Kraftverk - vått år(2005)



Vannføring nedstrøms inntak til Ulvund Kraftverk - vått år(2005)



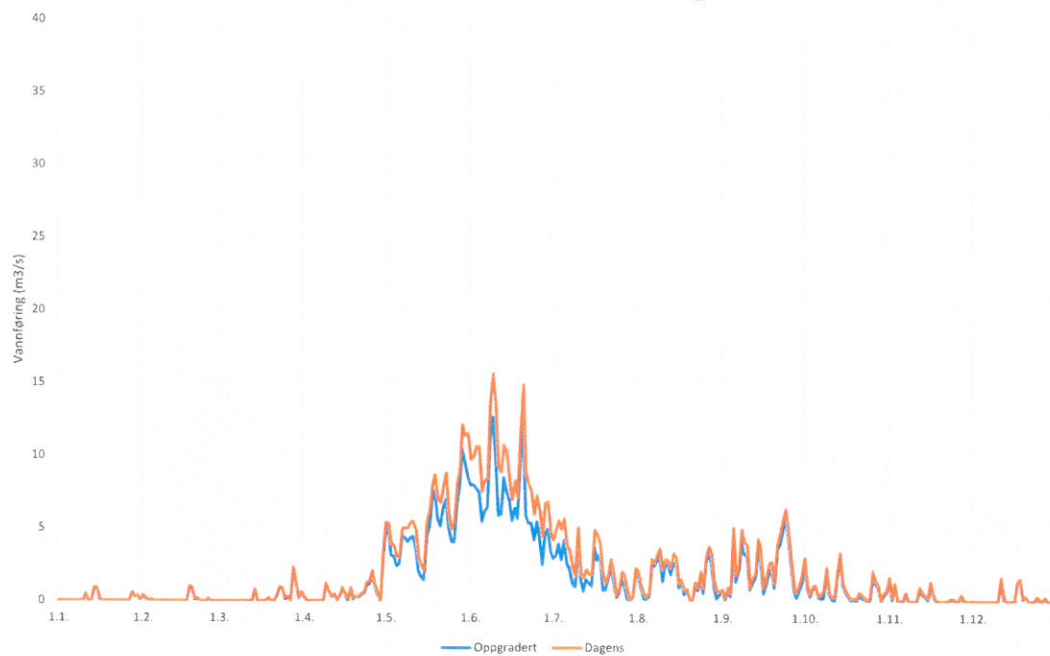


4 (6)

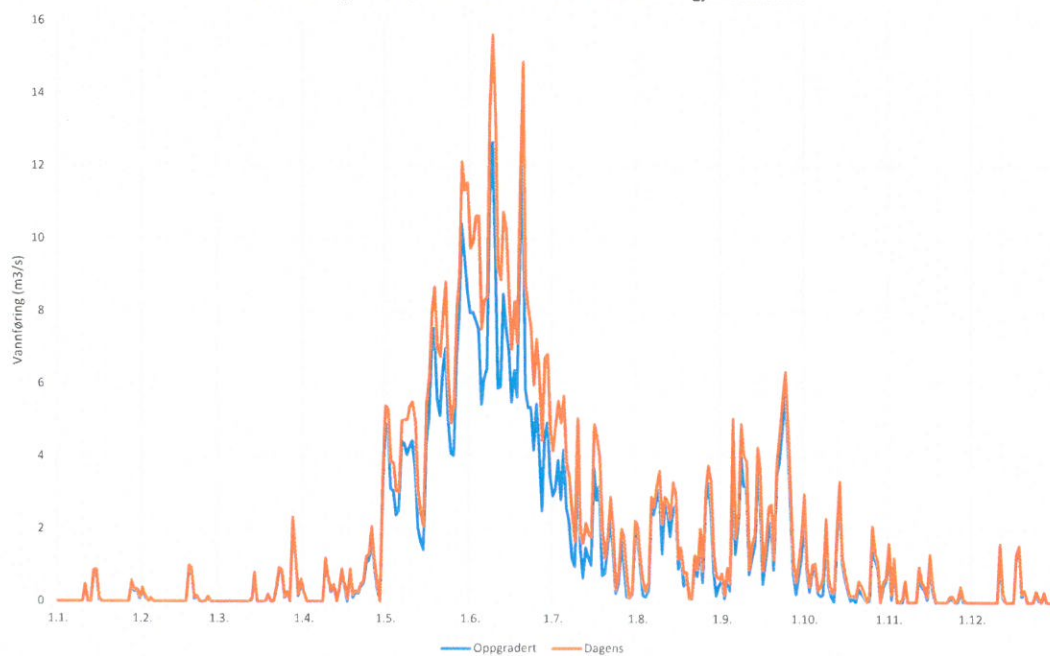
NOTAT
17.08.2015

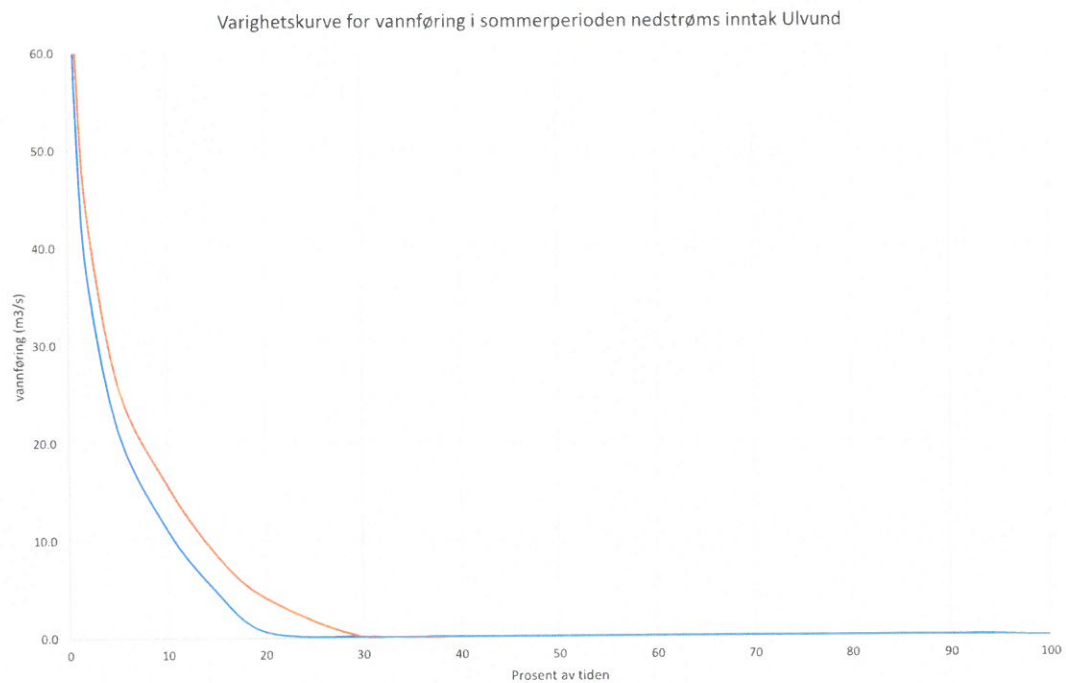
memo04.docx

Vannføring neststrøms inntak til Ulvund Kraftverk - gjennomsnitt



Vannføring neststrøms inntak til Ulvund Kraftverk - gjennomsnitt





Trondheim 17.08.2015

Kjetil Arne Vaskinn

6 (6)

NOTAT
17.08.2015

memo04.docx

NOTAT

OPPDRAAG Ulvund kraftverk - oppgradering	OPPDRAAGSLEDER Geir Peder Brænd	DATO 07.08.2015
OPPDRAAGSNUMMER 584082	OPPRETTET AV Torstein Rød Klausen	

Påvirkning på miljø og allmenne interesser ved økning av slukeevnen i Ulvund kraftverk

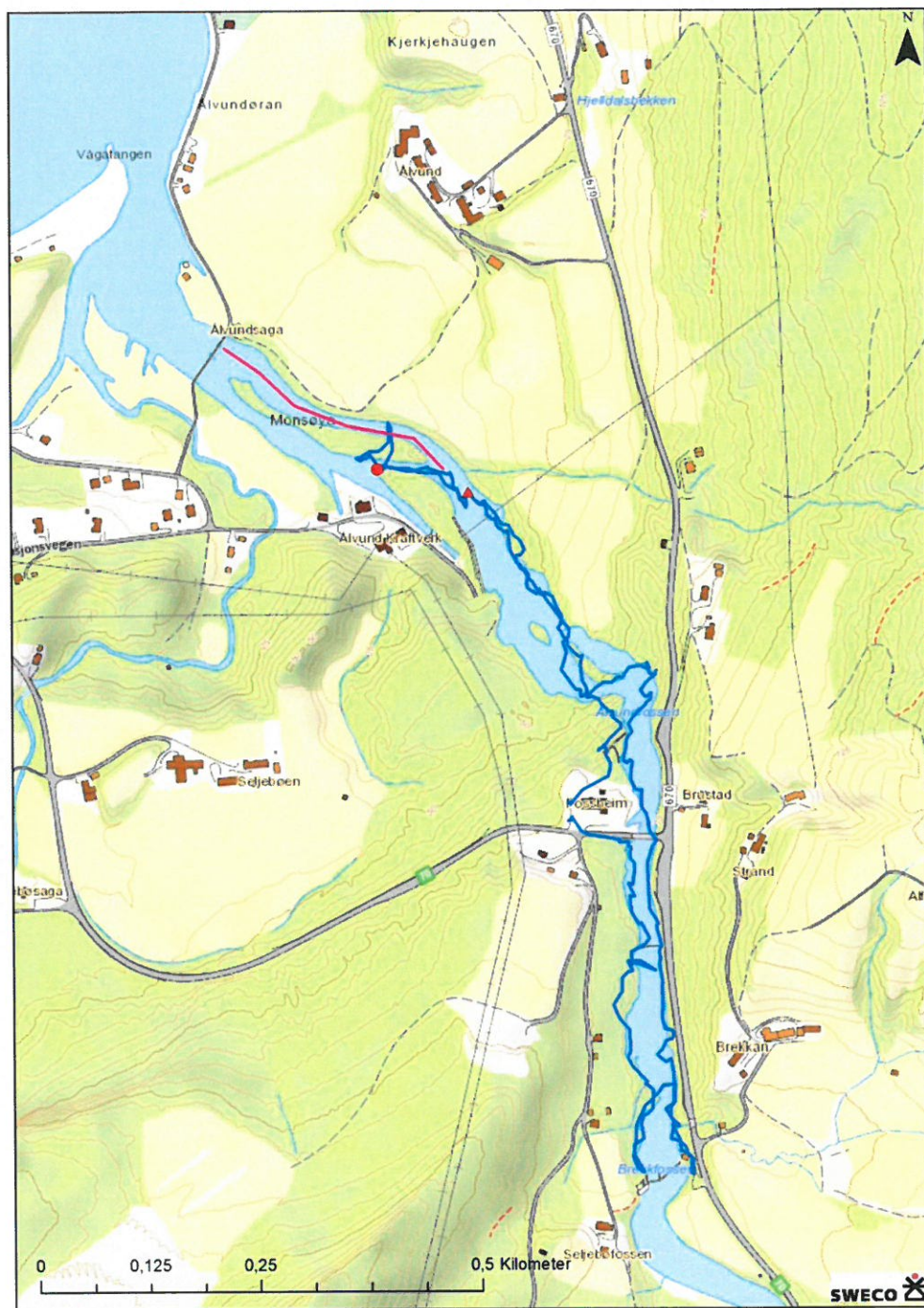
Bakgrunn

Ulvund kraftverk er et elvekraftverk som ligger i den nedre delen av Ålvundelva, eid av Nordmøre Energiverk AS. Inntaket ligger på kote 89 og kraftverket på kote 2. Strekningen mellom inntaket og kraftverket er ca. 950 meter. I perioden mellom 1989 og 2011 var årsproduksjonen i snitt 63 GWh.

Det er bygget fire terskler nedstrøms inntaket til kraftverket, den øverste ca. 100 meter nedstrøms inntaksdammen, den nederste ca. 100 meter nedstrøms broa hvor Rv 70 passerer Ålvundelva. Etter avtale med Sunndal kommune slippes det 0,1 m³/s som minstevannføring på strekningen mellom inntaket og kraftstasjonen i perioden 1. mai til 1. oktober for etterfylling av vann i tersklene.

Det er foreslått å oppgradere eksisterende anlegg i Ulvund kraftverk ved å oppgradere de tre aggregatene i kraftverket. Det er planlagt å øke den maksimale slukeevnen fra 27,3 til 29,5 m³/s, en økning på 8 %, for å redusere flomtapet. Dette vil føre til at midlere produksjon går fra fra 61,2 til 62,8 GWh, en økning på 1,6 GWh.

Det ble gjort en befarings av miljøpersonell langs elva mellom inntaket og kraftverket den 6. august 2015 (figur 1).



Figur 1 Befaringsrute 06.08.2015. Lilla strek markerer et løp som var tørrlagt på befaringstidspunktet. Sirkel markerer samløp med vann fra kraftverket, og trekant vandringshinder for anadrom fisk.

2 (7)

NOTAT
07.08.2015

Vassdragsvern

Vassdraget er vernet (111/1 Ulvåa til Ålvund). Vernegrunnlag er oppgitt på NVE sine nettsider: *Vassdraget er en viktig del av et typisk og kontrastrikt landskap, fra alpine fjell med breer, sidedaler og dyp hoveddal til utløp i fjord. Stort naturmangfold knyttet til landformer og biomangfold. Store deler inngår i landskapsvernområde. Friluftsliv er viktig bruk (nve.no).*

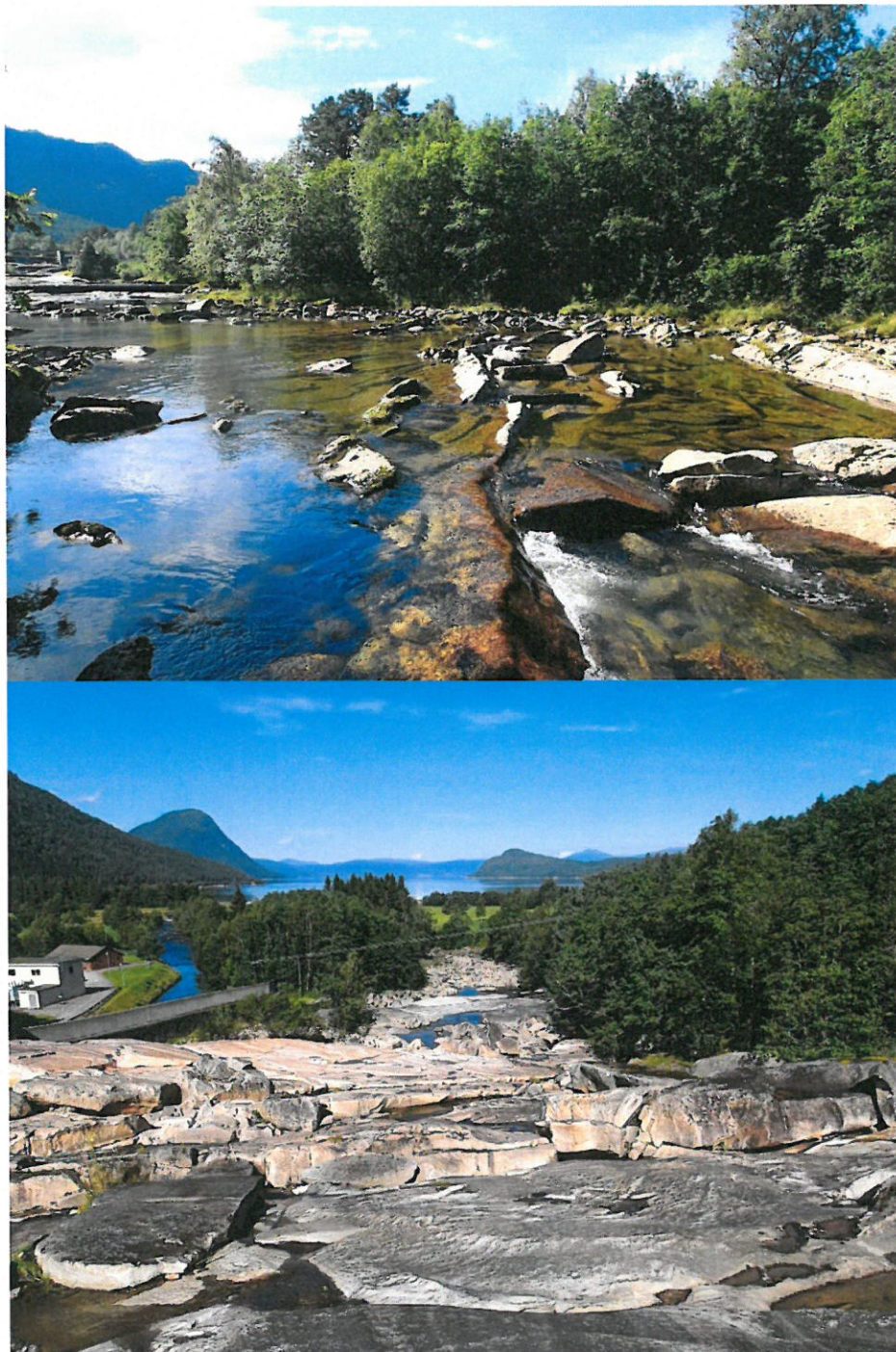
Miljøverdier langs strekningen

Området ved utløpet til Ålvundelva er registrert som elvedelta i elvedeltadatabasen (elvedelta.miljodirektoratet.no). Foruten dette er det ikke registrert verdifulle naturområder langs den berørte strekningen i offentlige databaser.

Sør for broa hvor Rv 70 passerer elva går veien langs den østre bredden. Langs den vestre elvebredden sør for Rv 70 er det et belte med vegetasjon, og like vest for dette grøntbeltet er det en vei og noen boliger. Nord for Rv 70 er det vegetasjon langs elva, med dyrket mark på østsiden langs den nederste delen av elva.

Trevegetasjonen langs elva består av gråor, rogn, hegg og noe bjørk og furu. Sør for Rv 70, på vestsiden av elva, er det også en del platanlønn. Undervegetasjonen langs elva er tett, dominert av bringebær, mjødukt, vendelrot og bregner som skogburkne, fugletelg og hengeving. På artskart (artsdatabanken.no) er det registrert to rødlistede arter i nærheten av den berørte strekningen: ask og tårnseiler.

Det er ikke registrert elvemusling i vassdraget. På store deler av den berørte elvestrekningen består grunnen av berg. Dette gjelder spesielt på den nedre strekningen, fra nederste terskel og ned til anadrom strekning (Ålvundfossen). Strekningen går stort sett i stryk og fosser. Det er også en del berg langs den øvre strekningen, fra inntaket til nederste terskel. Tersklene som er bygget gjør at elva er sakteflytende på denne strekningen. Det er nå også en del sand og finsedimenter i terskelbassengene. Det ble observert ørret flere steder under befaringen, men strekningen er ikke å anse som verdifull for fisk. Figur 2 viser bilder fra strekningen.



Figur 2 Bilder fra den berørte elvestrekningen. Øverst: øvre del, inntaket kan skimtes til venstre på bildet. Nederst: fra nedre del av Alvundfossen, kraftstasjonen til venstre i bildet.

Det ble ikke observert eller registrert vedifulle naturtyper langs elvestrekningen mellom inntaket og samløpet med kraftverket.

I lakseregisteret (lakseregister.fylkesmannen.no) er det registrert en sjøørretstamme som er hensynskrevende, med vassdragsregulering som avgjørende påvirkningsfaktor. Det går trolig også noe laks opp til vandringshinderet i Ålvundfossen (Melby og Gaarder 1999). Hele den anadrome strekningen er ca. 600 meter. I følge Vann-nett (vann-nett.no) kan variasjon i driftsvannføringen til kraftverket føre til stranding av fisk.

Konsekvenser av økt vannføring

Sweco har utarbeidet kurver som viser hvilke endringer økningen i slukeevne vil kunne gi i vassdraget mellom inntaket og utløpet av kraftverket. Kurvene kan ses i vedlegget til notatet. Som kurvene viser vil en økning i slukeevnen med 8 % føre til at flomtoppene blir redusert. Enkelte av de mindre flommene vil bli borte. Det vil være overløp over dammen i snitt ca. 23 % av tiden etter at slukeevnen er økt, i forhold til overløp ca. 30 % av tiden med den nåværende slukeevnen.

Av verneverdiene i vassdragsvernet er det landskapsbildet som kan bli negativt påvirket. Den øvre delen av den berørte strekningen vil trolig ikke bli betydelig forandret av økt slukeevne i kraftverket. Strekningen er dominert av sakteflytende vann på grunn av tersklene. Det visuelle inntrykket til et vassdrag er ikke nødvendigvis proporsjonalt med vannføringen, men Ålvundfossen kan trolig få redusert inntryksstyrke ved de mindre flommene som går i elva. Økningen i slukeevnen vil trolig ikke føre til at inntryksstyrken til Ålvundfossen blir betraktelig redusert ved de større flommene. Økningen anses derfor ikke å være i klar konflikt med vassdragsvernet.

Det eneste kjente området i elva av spesiell verdi for miljøtema, som potensielt kan bli påvirket av tiltaket, er den anadrome strekningen på ca. 100 meter mellom vandringshinderet og samløpet med vannet fra Ulvund kraftverk. Figur 3 viser et bilde fra strekningen.

Ettersom de større flommene mer eller mindre opprettholdes, er det ikke ventet at reduksjonen i flommene fører til endringer i substrat-forhold eller vegetasjon langs elva. Den foreslåtte økte slukeevnen vil trolig ikke ha betydelig effekt på elvas verdi for anadrom fisk.



Figur 3 Bilde fra den anadrome strekningen. Vannet fra kraftverksutløpet ses i bakgrunnen. Bildet er tatt på minste vannsføring ($0,1 \text{ m}^3/\text{s}$).

Oppsummering

En økning av maks slukeevne med 8 % anses ikke å ha betydelige negative konsekvenser på miljøtema.

Referanser

Melby MW, Gaarder G. 1999 Verdier i Ålvundelva, Sunndal kommune i Møre og Romsdal. Utgitt av Direktoratet for naturforvaltning i samarbeid med Norges vassdrag- og energidirektorat. VVV-rapport 2001-4.

Databaser:

Naturbase

Vann-nett

Elvedeltadatabasen

Vassdragsatlas

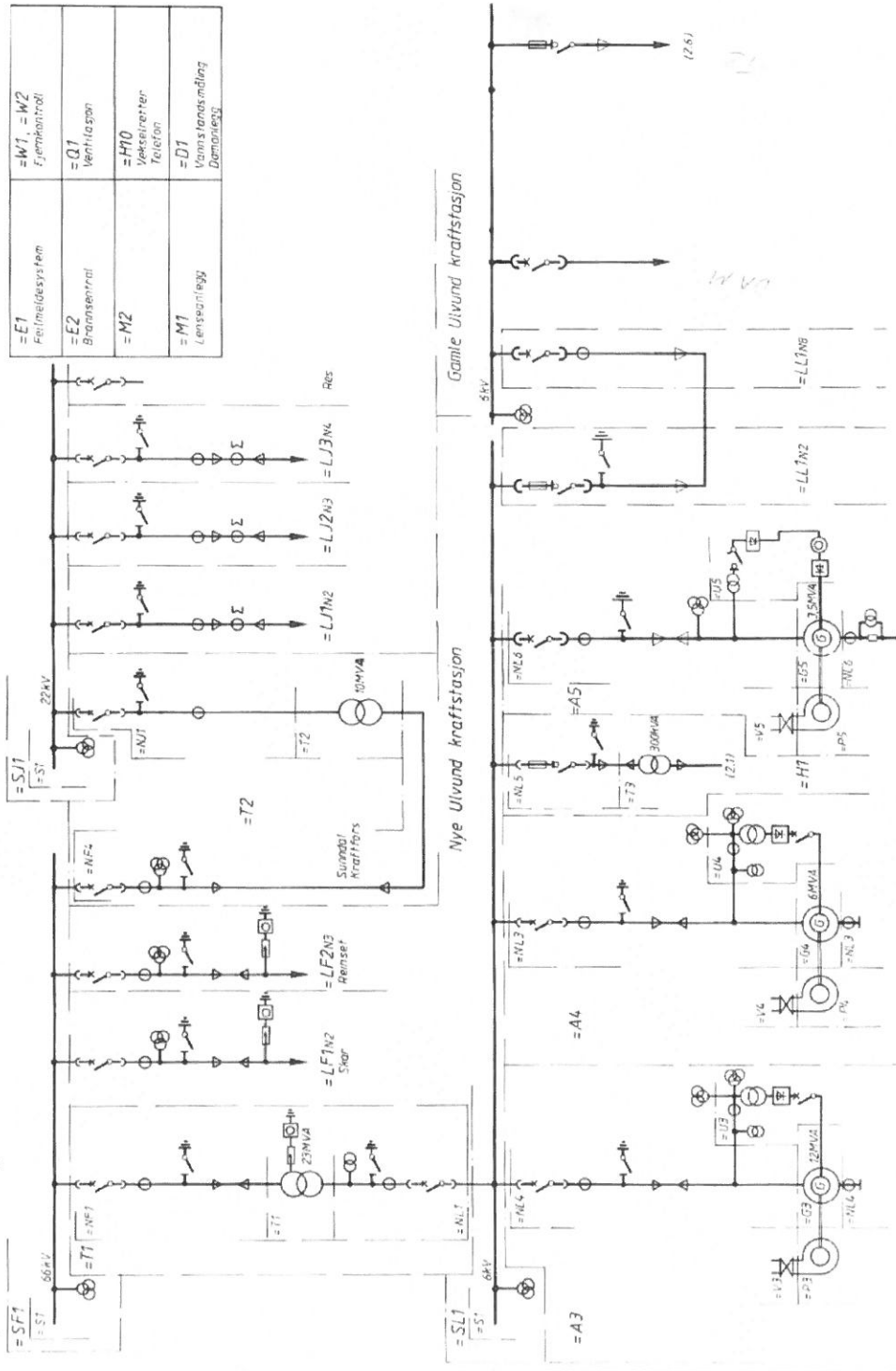
Lakseregisteret

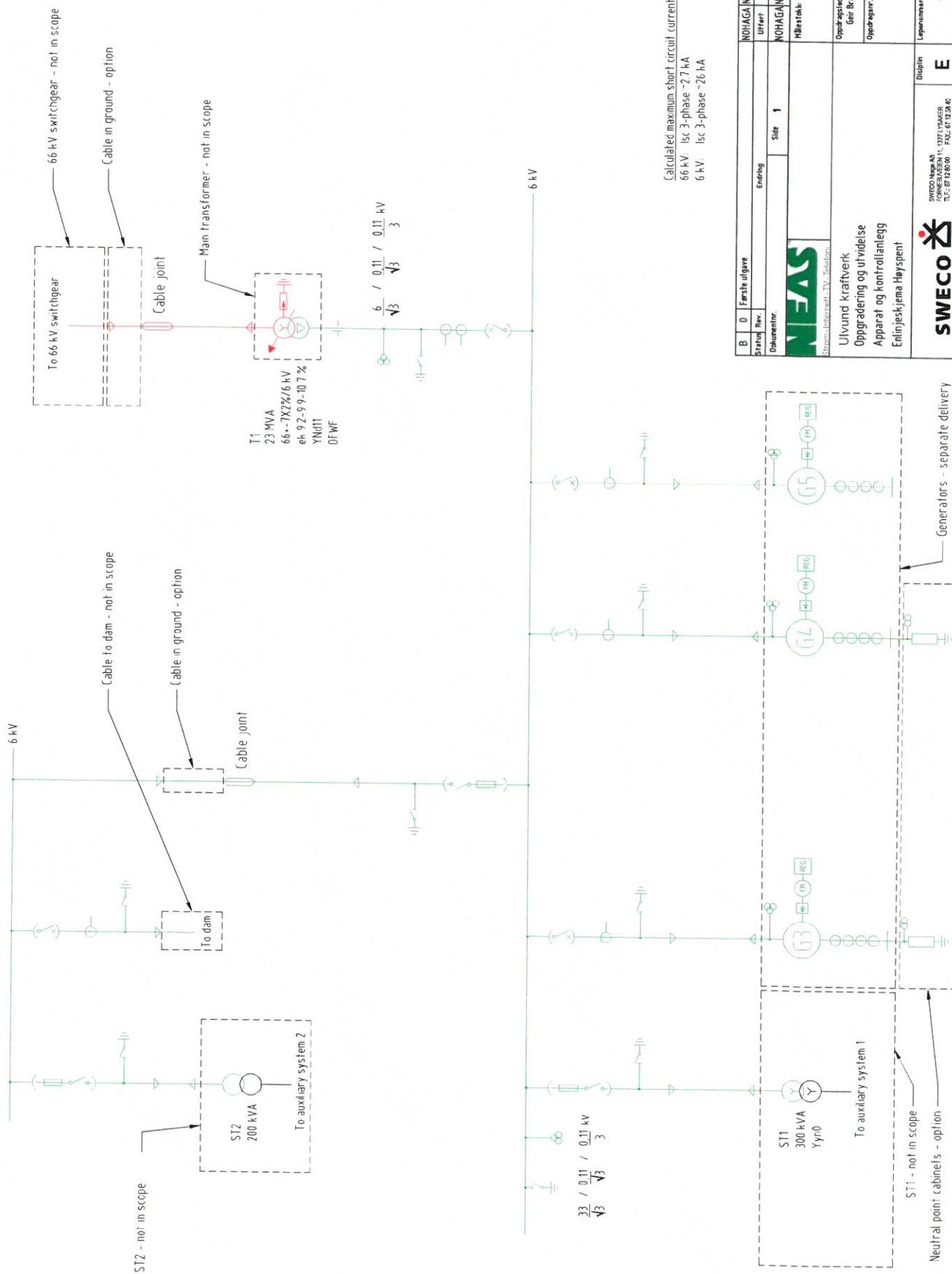
Artskart

GINT.no

NVE – Atlas og verneplan for vassdrag

=E1 Feilmeldesystem	=W1, =W2 Fjernkontroll
=E2 Branncentral	=Q1 Ventilasjon
=M2	=H10 vekselretter Telefon
=M1 Lenseanlegg	=D1 Vannstandsmdling Demontasje





Calculated maximum short circuit currents:
66 kV: I_{sc} 3-phase ~2.7 kA
6 kV: I_{sc} 3-phase ~26 kA

B	0	Første utgave	Endring	Side	1	NOHAGA/NOBORRI	NOGEB	16.06.2015
Struktur	Rev.	Uttatt	Kont.	Ansv.	Dato	NOHAGA/NOBORRI	NOGEB	16.06.2015
Documentnr.						Håstetok		Format A3
SWECO Norge AS Strøm, Varmevann, TV, Telefont						Oppdragsleder Eirik Brand		
Ulvund kraftverk Oppgradering og utvidelse Apparat og kontrollanlegg Enlinjeskjemata Høyspent						Oppdragsnr.		
SWECO Norge AS FORREKSTEN 11, 1327 LYSAKER TLC-07 12 80 00 FAX: 07 12 80 42						584082		
SWECO Norge AS FORREKSTEN 11, 1327 LYSAKER TLC-07 12 80 00 FAX: 07 12 80 42						Løpnummer		
SWECO Norge AS FORREKSTEN 11, 1327 LYSAKER TLC-07 12 80 00 FAX: 07 12 80 42						Status		
SWECO Norge AS FORREKSTEN 11, 1327 LYSAKER TLC-07 12 80 00 FAX: 07 12 80 42						101		
SWECO Norge AS FORREKSTEN 11, 1327 LYSAKER TLC-07 12 80 00 FAX: 07 12 80 42						B		
SWECO Norge AS FORREKSTEN 11, 1327 LYSAKER TLC-07 12 80 00 FAX: 07 12 80 42						0		