

Olje og Energidepartementet
Postboks 8148, Dep

0033 Oslo

DERES REF.
Siri Merethe
Fagerheim

VÅR REF.
15001340.bre
616\PBM\am

SAKSBEHANDLER
Per Bjarne Mosdal
90 50 44 44

DATO
Odda, 3. desember 2015

UTBYGGING AV SMÅSKALA VANNKRAFTVERK I RØLDAL OG ØVRE SULDAL.

Som kjent foreligger det en rekke planer om utbygging av småskala vannkraftverk i Røldal og i Øvre Suldal. Odda Energi AS har områdekonsesjon i Røldal og Suldal Elverk har konsesjon i Øvre Suldal. Grensen for områdekonsesjonene følger kommunegrensen mellom Odda og Suldal kommuner.

Odda Energi AS har oppfattet sin plikt som områdekonsesjonær slik at vi siden 2004 har utredet nettløsninger for ulike kraftutbyggingsplaner i Røldal. Etter hvert deltok også Suldal Elverk i disse utredninger. Jøsok Prosjekt AS ble engasjert til å utføre de nødvendige analyser.

Analysene har hele tiden vist at følgende løsning er den beste forutsatt at en viss mengde småkraft blir utbygget:

- 1) Trafokapasiteten i dagens 50 MVA 300/22 kV trafo i Novle er allerede maksimalt utnyttet og det er ikke plass til å tilknytte ny småkraft. Tidligere nettstudier har konkludert med at det er samfunnsøkonomisk riktig å etablere en ny 110 MVA 300/22 kV trafo i Røldal dersom det blir realisert tilstrekkelig med ny småkraftproduksjon i området.
- 2) 22 kV nettet i området Røldal – Nesflaten er ikke dimensjonert for mengden av nye planlagte småkraftverk som er aktuell. For å kunne ta mot produksjonen fra alle de aktuelle småkraftverkene må det gjennomføres tiltak i form av nettførsterkninger slik at de planlagte kraftstasjoner kan få nettilknytning på samme nett som eksisterende uttakskunder.
- 3) Den geografiske beliggenhet av kraftverkene er slik at det ikke er hensiktsmessig å etablere et regionalnett i området.

Statnett har senere søkt, og fått, konsesjon på å etablere 300/22 kV transformatoranlegg i Røldal med ytelse 110 MVA. Her er det da også tatt høyde for innmating av de eksisterende Svandalsflona og Middyr kraftverk med effektinstallasjon ca. 20 MW som eies av Hydro Energi AS. De 2 sistnevnte kraftverk mater i dag produksjonen inn på Novle. I Novle er det i dag et kraftverk på 50 MW og en transformator mot sentralnettet på 50 MVA. Det foretas produksjonstilpassing for å unngå at denne transformator blir overbelastet. Uttaket til alminnelig forsyning i Røldal er bare i størrelsesorden 1-2 MW i den tid produksjonen i kraftverkene er på det høyeste. Se også vedlegg 1.

På bakgrunn av reviderte planer, og konsesjonsbehandling av, småkraftverk i området er nettutredningen oppdatert, se rapport nr. 2475 fra Jøsok Prosjekt AS. Rapporten ble gjennomgått og drøftet på et møte i Bergen den 1.10.2015 der følgende etater var representert: Statnett SF, Småkraft AS, Odda Energi AS, Suldal Elverk og Jøsok Prosjekt.

Rapporten er utført som en samfunnsøkonomisk analyse der Sintef's prognoser for fremtidige kostnader med å tilføre kraftsystemet mer kraft er lagt til grunn, både som nytte og tapskostnad. Viktigste resultat i rapporten er angitt på side 2: *Sammendrag og konklusjon*.

I rapporten er det antatt sentralnettkostnader (transformatoranlegg i Røldal) varierende fra 60 til 71 MNOK, avhengig av størrelsen på kraftutbyggingen. Statnett har ikke foretatt oppdatert kostnadsoverslag, men antar at kostnad med transformator- og koblingsanlegg i Røldal vil bli i størrelsesorden 60-80 MNOK og vil være uavhengig av størrelsen på kraftutbyggingen.

Studien viser at samfunnsøkonomien blir best dersom prosjektene Grøno-Middalen blir realisert. Etter Jøsok's rapport utgjør differansen mellom, scenario 1 og scenario 4, **13 øre pr.kWh**. Forutsetter vi en fast pris på sentralnettkostnadene på 71 MNOK vil differanse i samfunnsøkonomien utgjøre **23 øre pr kWh**.

Dette betyr at nettløsningen alene hever både den samfunnsøkonomiske og den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsgrense for kraftutbyggingen med 4-5 % dersom Grøno og Middalen kommer med i den samla utbyggingen. Hertil kommer at Grøno og Middalen kraftverk har lavere utbyggingskostnader enn gjennomsnittet av de nye kraftverkene i Røldal og Øvre Suldal.

I ettertid har Jøsok Prosjekt utarbeidet et tilleggsnotat til rapporten datert 29.11.2015 der nettutbyggingskostnaden er beregnet i forhold til en sannsynlighet for utbygging av konsesjonsgitt produksjon, men avhengig av utfallet av konsesjonsbehandlingen av kraftverkene i Valldalen. Rapporten viser at:

Utbyggingen av kraftverkene i Valldalen vil redusere kostnadene for investorene i scenario 1 og fungere som et lokomotiv som drar de andre prosjekt med seg slik at det blir bortimot full utbygging.

Både Odda Energi AS og Suldal Elverk med eierne Odda og Suldal kommuner er positive til utbyggingen i den form den nå har fått. Imidlertid vil vi peke på at uttakskundene i forsyningsområdet og/eller Odda Energi AS som bedrift vil få en viss økonomisk tilleggsbelastning som følge av kraftutbyggingen. Her nevnes:

- Odda Energi og Suldal Elverk må med en gang ta en betydelig del av kostnaden med å forsterke fordelingsnettet. Dette tilsvarer nåverdien av fremtidig fornying av nettet til uttakskunder. Som resultat av dette blir likviditeten anstrengt.
- Statnett antyder at kostnadene med transformatoranlegg mellom sentralnett og distribusjonsnivå skal belastes distribusjonsnettet i sin helhet, dersom spenningen i dette ikke er over 36 kV. Odda Energi AS og Suldal Elverk mener at dette er urimelig siden det ikke er, og heller ikke er behov for, regionalnett i dette området. Transformatoranlegget skal både tjene som innmating av småkraft og i tillegg sørge for:
 1. strømforsyning av fastboende i området,
 2. til en økende oppbygging av fritidsboliger og serviseanlegg spesielt i Håradalen og Øvre del av Oddadalen

3. og ikke minst til strømforsyning av eksisterende og framtidige tunnelanlegg i den viktige vegforbindelsen E134 over Haukeli.

- Statnett's representanter mente i møte den 1.10.2015 at Statnett kunne eie og drive transformatoranlegget og at alle kostnader med dette ville bli belastet Odda Energi AS etter R8-tariff. Odda Energi AS ville ikke kunne viderefakturere disse kostnader i sin helhet, i alle fall ikke fra dag 1.
- Odda Energi og Suldal Elverk er av den oppfatning at dersom det er i Norges interesse å bygge ut samfunnsøkonomisk fornybar energi bør investeringene i sentralnettet dekkes av sentralnettet, men at marginaltapskostnader dekkes av produsent etter punkttariffer.

Odda Energi og Suldal Elverk ber om at OED vurderer regelverket for transformatorkostnaden mot sentralnettet og håper at det kan finnes en ordning der det lokale nettselskap eller uttakskundene ikke blir urimelig økonomisk belastet.

Om noe skulle være uklart eller manglende opplyst så kan vi gjerne stille i et møte for ytterligere å utdype de nettmessige problemstillingene.

Med vennlig hilsen

for Odda Energi AS

Per Bjarne Mosdal
adm .direktør

for Suldal Elverk

Tor Bjarne Smedsrud (sign.)
Elverkssjef

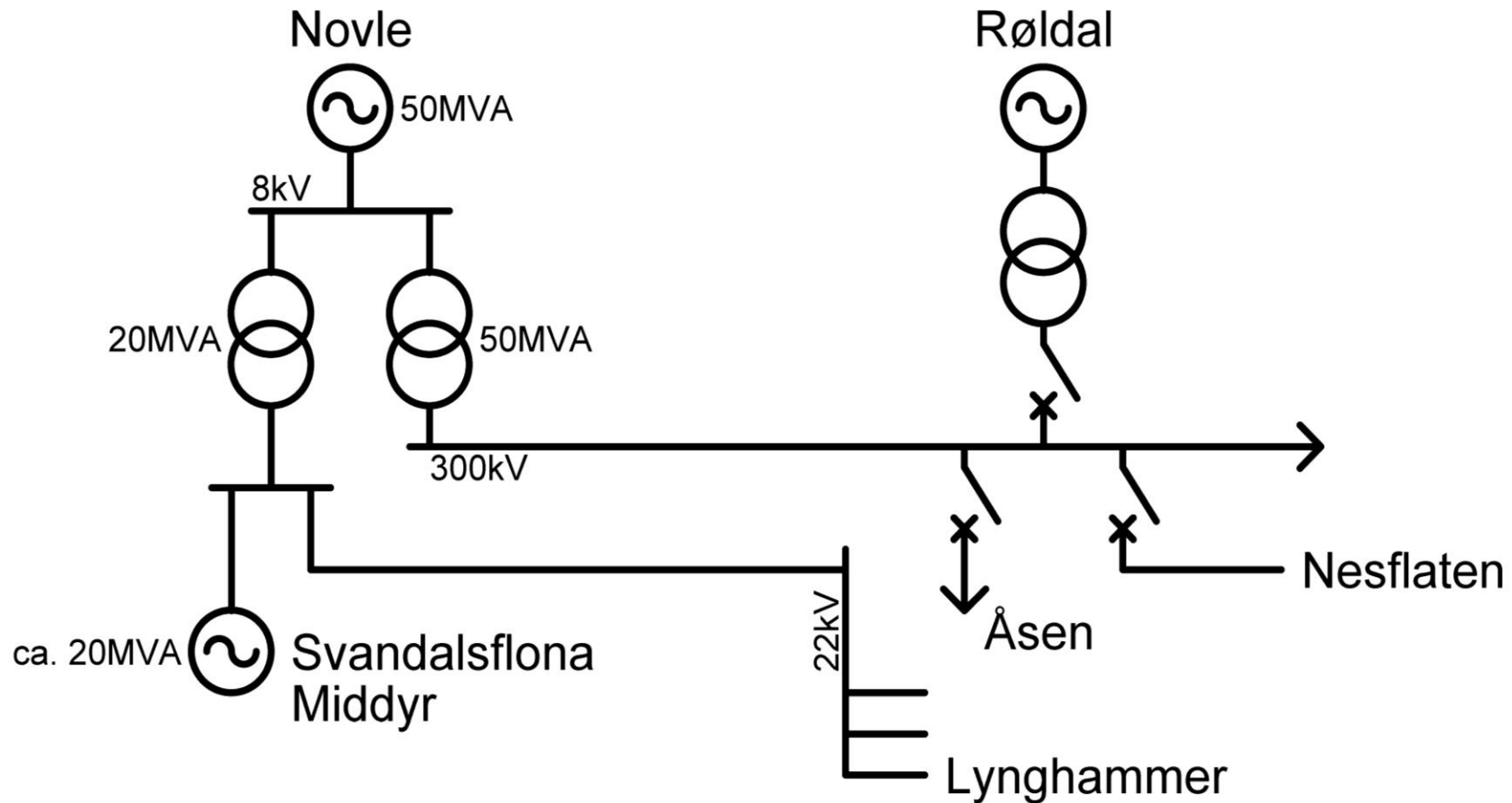
VEDLEGG.

1. Enlinjeskjema og oppsummering problemstilling Røldal
2. Rapport sak. 2475 m/div vedlegg fra Jøsok Prospekt AS
3. Tilleggsnotat av 29.11.2015

Småkraft og nettutbygging i Røldal.

Situasjonen i Røldal.

2 store kraftverk Røldal og Novle.



Utredninger. Historisk oversikt.

1. Hydro laget en studie utført av Høgskolen i Telemark.
 2. Statnett innledet samarbeid med Odda E-verk. Jøsok Prosjekt ble engasjert.
 3. BKK rådgivning ble engasjert til å kartlegge potensialet for småkraft i Røldal.
 4. JP rapport: Ny trafo 300/22kV i Røldal.
 5. Avtale mellom Odda og Statnett om at Odda Energi overtar Statnett's 22 kV-nett.
-

Utredninger. Historisk oversikt.

6. Suldal E-verk kommer med i studien.
 7. Hydro overtar prod.-relatert 22 kV-nett.
 8. Nye utredninger basert på full utbygging av småkraft. Ekkjestølen og Bergstø midlertidig mot Odda.
 9. Statnett søker og får konsesjon på trafo 300/22 kV i Røldal.
 10. Håra kraftverk tilknyttet midlertidig til Odda.
 11. Vassvik kraftverk tilknyttet mot Odda.
-

Utredninger. Historisk oversikt.

12. Midtlægre (Hydro) kraftverk påbegynnes midlertidig tilknytning mot Novle, permanent mot Røldal.
 13. NVE avgir innstilling til OED om småkraftutbygging.
 14. Grøno/Middalen omarbeides for endelig behandling av OED.
 15. Ny nettutredning basert på flere scenario.
-

Prinsipp i rapporten:

- 1) Vi ser ikke lønnsomheten i å bygge opp regionalnett i Røldal.
Direkte transformering 300/22kV.
Sentralnettoppgave?
 - 2) 22 kV nett:
Tapsoptimal dimensjonering.
Mest mulig kabel der forholdene ligger til rette for dette.
-

Prinsipp i rapporten:

3) Samfunnsnytte/kostnad:

Grunnlag Sintef 2014: (gjennomsnitt over 30 år)

Energipris: 26,3 øre pr kWh.

Effektpris: 629 kr pr kW.

Kapitalisert (nåverdiberegning) med:

kalkulasjonsrente	4%
tidshorisont uten å regne restverdi	30 år
driftskostn. nett i % av investering	1,5% pr år
driftskostn. kraftverk i % av investering	1,2% pr år
reaktiv tapskostnad pr år	30 kr pr kVAr

Sentralnettkostnader antatt.

Prinsipp i rapporten:

- 4) Nytteverdi for å få fornyet noe av distribusjonsnettet dekkes av nettselskap.

Konklusjon:

- God samfunnsøkonomi hvis Sintef's priser legges til grunn.
 - Bedriftsøkonomi?
Avhengig av utvikling av energipris og grønne sertifikat.
-

Oversikt over brukstid og brukstid for tap:

Produksjonsscenario	Brukstid for kraftverk [t]	Brukstid for tap [t]
1	3 575	2 145
2	3 477	2 086
3	3 284	1 970
4	3 253	1 952

Småkraftverk i Røldal/Suldal



Kraftverk nr	Navn	Kommune	Installert effekt [MW]	Midlere produksjon [GWh]	Produksjonsscenario			
					Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
1	Einungstølsåna	Odda	3.60	11.00	X	X	X	X
2	Tufteelva	Odda	5.45	19.40	X	X	X	X
3	Grøndalselva	Odda	3.20	9.04	X	X	X	X
4	Botnen	Odda	3.00	8.32	X	X	X	X
5	Kolåsåna	Odda	2.10	5.90	X	X	X	X
6	Midtlægre	Odda	3.50	13.20	X	X	X	X
7	Håra	Odda	4.90	16.80	X	X	X	X
8	Ekkjestølen	Odda	3.60	18.00	X	X	X	X
9	Holdøla	Odda	9.70	29.00		X	X	X
10	Grøno	Odda	17.40	44.00			X	X
11	Middalen	Odda	5.90	16.80				X
S	Sum	Odda	62.35	191.46				
12	Juvsåna	Suldal	7.50	26.80	X	X	X	X
13	Tverråna	Suldal	0.20	1.15	X	X	X	X
14	Kalsabø	Suldal	0.09	0.36	X	X	X	X
15	Øvrabø	Suldal	0.26	1.04	X	X	X	X
16	Bråtveit	Suldal	3.10	9.20	X	X	X	X
17	Vaage	Suldal	0.49	1.80	X	X	X	X
18	Myrbekk	Suldal	0.20	0.80	X	X	X	X
19	Hamrabø	Suldal	0.07	0.28	X	X	X	X
20	Havrevoll	Suldal	0.08	0.30	X	X	X	X
S	Sum	Suldal	11.99	41.73				
Total sum			74.34	233.19				

Samfunnsøkonomisk beregning



Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Energiproduksjon [GWh]	143.39	172.39	216.39	233.39
Herav ny energiproduksjon [GWh]	105.05	134.05	178.05	195.05
Effektproduksjon [kW]	41 335	51 035	68 435	74 335
Herav ny effektproduksjon [kW]	31 905	41 605	59 005	64 905
Samfunnsøkonomisk nytte av produksjon, kapitalisert over 30 år, 4% rente	824 768	1 062 158	1 451 516	1 593 001
Samfunnsmessig nytte i NOK pr kWh utbygget	5.75	6.16	6.71	6.83
Brukstid for tap [t]	2 145	2 086	1 970	1 952
Aktive tap [kW]	1 323	1 743	3 195	3 276
Reduksjon i overføringstap fra Ekkjestølen og Håra kraftverk [kW]	-880	-880	-880	-880
Reaktive tap [kVAr]	5 505	6 753	11 130	13 403
Investeringskostnad Odda Energi eksl plan/adm [kkkr]	35 078	64 557	85 012	92 616
Investeringskostnad Suldal Elverk eksl plan/adm [kkkr]	19 786	19 786	19 786	19 786
Sum investeringskostnader eksl plan/adm [kkkr]	54 864	84 343	104 798	112 402
Planlegging og administrasjon, 10 % av investeringskostnad [kkkr]	5 486	8 434	10 480	11 240
Samlet utbyggingskostnader i 22 kV nett [kkkr]	60 350	92 777	115 278	123 642
<i>Fordel for fremskutt reinvestering i eksisterende nett, Odda Energi [kkkr]</i>	-17 813	-19 646	-19 646	-19 646
<i>Fordel for fremskutt reinvestering i eksisterende nett, Suldal Elverk [kkkr]</i>	-13 361	-13 361	-13 361	-13 361
<i>Beregnet anleggsbidrag til 22 kV nett som fordeles på kraftverkene (Kkkkr)</i>	29 176	59 770	82 271	90 635
Drifts - og vedlikeholdskostnader, 1,5 % av investeringskostnad over 30 år [kkkr]	6 144	13 316	18 621	20 593
Kapitaliserte aktive og reaktive tap over 30 år [kkkr]	9 339	16 376	40 057	42 081
Kapitaliserte nettkostnader fra kraftverk til 22 kV gjennomføring trafo Røldal (kkkr)	44 659	89 462	140 949	153 309
<i>Samfunnsøkonomiske kostnader, øre/kWh</i>	<i>31.1</i>	<i>51.9</i>	<i>65.1</i>	<i>65.7</i>
<i>Nettkostnad med å overføre energi frem til trafo Røldal Kr/kWh</i>	<i>0.0142</i>	<i>0.0222</i>	<i>0.0264</i>	<i>0.0262</i>
Antatte kostnader med trafo i Røldal og nåverdi av sentralnettkostnad (kkkr)	60 000	63 000	68 000	71 000
Maksimal nåverdi av Investering i kraftverk og kapitaliserte driftsomkostninger	720 108	909 696	1 242 566	1 368 692
Antatte driftskostnader for kraftverk (Nåverdi antas 25% av investering i kraftverk)	144 022	181 939	248 513	273 738
Maksimal investering i produksjonsenheter for å få lønnsom drift (kkkr)	576 087	727 757	994 053	1 094 953
Maksimal investering i produksjonsenheter pr. kWh for å få lønnsom drift	5.48	5.43	5.58	5.61

Sammendrag

Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Energiproduksjon [GWh]	143.39	172.39	216.39	233.39
Herav ny energiproduksjon [GWh]	105.05	134.05	178.05	195.05
Effektproduksjon [kW]	41 335	51 035	68 435	74 335
Herav ny effektproduksjon [kW]	31 905	41 605	59 005	64 905
Samfunnsøkonomisk nytte av produksjon, kapitalisert over 30 år, 4% rente	824 768	1 062 158	1 451 516	1 593 001
Samfunnsmessig nytte i NOK pr kWh utbygget	5.75	6.16	6.71	6.83
Samlet utbyggingskostnader i 22 kV nett [kk]	60 350	92 777	115 278	123 642
Kapitaliserte nettkostnader fra kraftverk til 22 kV gjennomføring trafo Røldal (kk)	44 659	89 462	140 949	153 309
Antatte kostnader med trafo i Røldal og nåverdi av sentralnettkostnad (kk)	60 000	63 000	68 000	71 000
Antatte driftskostnader for kraftverk (Nåverdi antas 25% av investering i kraftverk)	144 022	181 939	248 513	273 738
Maksimal investering i produksjonsenheter for å få lønnsom drift (kk)	576 087	727 757	994 053	1 094 953
Maksimal investering i produksjonsenheter pr. kWh for å få lønnsom drift	5.48	5.43	5.58	5.61

Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Totale nettførsterkninger, inkl plan/adm [kk]	60 350	92 777	115 278	123 642
Nåverdi av fremtidig reinvestering inkl plan/adm, Odda Energi [kk]	17 813	19 646	19 646	19 646
Nåverdi av fremtidig reinvestering inkl plan/adm, Suldal Elverk [kk]	13 361	13 361	13 361	13 361
Påregnelige anleggsbidrag inkl plan/adm for kraftutbyggere [kk]	29 176	59 770	82 271	90 635

RAPPORT SAK 2475:

”Nødvendige tiltak i 22 kV nett på grunn av utbygging av småkraftverk i Odda og Suldal”

Omhandler:

- Forsterkningsbehov i 22 kV nett på grunn av kraftutbygging
- Økonomiske vurderinger
- Krav til maskinutrustning
- Kortslutningsberegninger
- Lastflytberegninger

Oppdragsgiver: Odda Energi

Dato: 17. juni 2015.

Rev: 25. september 2015

	Navn:	Tlf:	E-mail:
Prosjektansvarlig	Reidar Jøsok	55 11 60 44	reidar.josok@josok-prosjekt.no
Notat utført av	Kjetil R. Heggli	55 11 60 43	kjetil.heggli@josok-prosjekt.no



JØSOK PROSJEKT AS



INNHALDSFORTEGNELSE:

1.0 INNLEDNING	3
2.0 PROBLEMSTILLING	3
3.0 OVERORDNEDE FORUTSETNINGER	4
3.1 TRAFOKAPASITET I LYNHAMMAR	4
3.2 NYTT 22 kV KABELANLEGG I LYNHAMMAR	4
3.3 DELINGSPUNKTER I 22 kV NETT I NORMAL DRIFT	4
4.0 AKTUELLE KRAFTVERK OG PRODUKSJONSCENARIOER	6
5.0 NØDVENDIGE FORSTERKNINGER	7
5.1 PRODUKSJONSSCENARIO 1	7
5.1.1 Nesflaten - området	8
5.1.2 22 kV ledning Gauttun - Røldal	9
5.1.3 Røldal - området	11
5.2 PRODUKSJONSSCENARIO 2	12
5.3 PRODUKSJONSSCENARIO 3	14
5.4 PRODUKSJONSSCENARIO 4	14
6.0 LASTFLYTBeregninger	15
6.1 FORUTSETNINGER	15
6.2 PRODUKSJONSSCENARIO 1	16
6.3 PRODUKSJONSSCENARIO 2	17
6.4 PRODUKSJONSSCENARIO 3	18
6.5 PRODUKSJONSSCENARIO 4	19
6.6 SAMMENDRAG AV TAPSFORHOLD	19
6.7 KORTSLUTNINGSBeregning	20
7.0 KRAV TIL MASKINUTRUSTNING	20
8.0 KOSTNADSOVERSLAG	21
8.1 PRODUKSJONSSCENARIO 1	21
8.2 PRODUKSJONSSCENARIO 2	21
8.3 PRODUKSJONSSCENARIO 3	22
8.4 PRODUKSJONSSCENARIO 4	23
9.0 SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING	23
10.0 OPPSUMMERING OG VURDERINGER	25

Vedlegg

1. Oversiktskart nettilknytning småkraftverk, Nesflaten-Botnen, tegn. nr. B-19874M 1:40 000
2. Oversiktskart nettilknytning småkraftverk, Botnen-Røldal tegn. nr. B-19875M 1:40 000
3. Oversiktskart nettilknytning småkraftverk Røldal-Valldalen tegn. nr. B-19879M 1:40 000
4. Oversiktskart nettilknytning småkraftverk Nyastøl-Midtlægre tegn. nr. A-13094M 1:30 000
5. Lastflytanalyser, 4 stk scenario
 - a. Utbyggingsscenario 1
 - b. Utbyggingsscenario 2
 - c. Utbyggingsscenario 3
 - d. Utbyggingsscenario 4
6. Kortslutningsberegninger, 2 stk scenario
 - a. Kortslutningsberegning uten bidrag fra overliggende nett
 - b. Kortslutningsberegning med bidrag fra overliggende nett
7. Kostnadsoverslag, 4 stk scenario
 - a. Utbyggingsscenario 1
 - b. Utbyggingsscenario 2
 - c. Utbyggingsscenario 3
 - d. Utbyggingsscenario 4



SAMMENDRAG OG KONKLUSJON

I 2010 ble det gjennomført en studie for å undersøke konsekvensene av netttilknytning av en mengde nye småkraftverk i Røldal og Nesflaten. Dette var kraftverk som var i planleggingsfasen og som ikke hadde vært gjennom saksbehandling i NVE/OED.

Denne studien er nå blitt oppdatert med dagens situasjon. En del av de kraftverkene som var omhandlet i rapporten av 2010 er enten blitt godkjent eller avslått av NVE/OED eller utbygger har avsluttet planlegging. Et par nye kraftverk har også kommet til siden rapporten av 2010.

Det er i denne rapporten ikke blitt vurdert ulike nettløsninger for en mengde ny kraftproduksjon, men vurdert ulike utbyggingsscenario. I utgangspunktet er alle de fire vurderte scenario samme nettløsning, men med fire ulike utgangspunkt med hensyn på mengde ny kraftproduksjon. Eneste forskjell er at lednings – eller kabellvernsnitt på enkelte forbindelser vil variere mellom de enkelte scenario.

De samfunnsøkonomiske beregninger viser følgende (se avsnitt 9):

Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Energiproduksjon [GWh]	143.39	172.39	216.39	233.39
Herav ny energiproduksjon [GWh]	105.05	134.05	178.05	195.05
Effektproduksjon [kW]	41 335	51 035	68 435	74 335
Herav ny effektproduksjon [kW]	31 905	41 605	59 005	64 905
Samfunnsøkonomisk nytte av produksjon, kapitalisert over 30 år, 4% rente	824 768	1 062 158	1 451 516	1 593 001
Samfunnsmessig nytte i NOK pr kWh utbygget	5.75	6.16	6.71	6.83
Samlet utbyggingskostnader i 22 kV nett [kkkr]	60 350	92 777	115 278	123 642
Kapitaliserte nettkostnader fra kraftverk til 22 kV gjennomføring trafo Røldal (kkkr)	44 659	89 462	140 949	153 309
Antatte kostnader med trafo i Røldal og nåverdi av sentralnettkostnad (kkkr)	60 000	63 000	68 000	71 000
Antatte driftskostnader for kraftverk (Nåverdi antas 25% av investering i kraftverk)	144 022	181 939	248 513	273 738
Maksimal investering i produksjonsenheter for å få lønnsom drift (kkkr)	576 087	727 757	994 053	1 094 953
Maksimal investering i produksjonsenheter pr. kWh for å få lønnsom drift	5.48	5.43	5.58	5.61

Beregningen viser at det er større samfunnsøkonomisk lønnsomhet i å bygge ut mest mulig av potensielle kraftverk i Røldal.

Det er også gjennomført to kortslutningsberegninger. Disse viser hvor stor maks kortslutningsstrøm på 22 kV SSK på Lynghammar vil bli med og uten bidrag fra overliggende sentralnett.

I_k maks inkl bidrag fra overliggende nett	I_k maks uten bidrag fra overliggende nett
27,95 kA	5,18 kA

Tabellen nedenfor viser en grov sammenstilling på totale nettinvesteringer, nåverdi av fremtidige reinvesteringer i 22 kV nett (for Odda Energi og Suldal Elverk) og påregnelige anleggsbidrag for kraftutbyggere.

Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Totale nettforsterkninger, inkl plan/adm [kkkr]	60 350	92 777	115 278	123 642
Nåverdi av fremtidig reinvestering inkl plan/adm, Odda Energi [kkkr]	17 813	19 646	19 646	19 646
Nåverdi av fremtidig reinvestering inkl plan/adm, Suldal Elverk [kkkr]	13 361	13 361	13 361	13 361
Påregnelige anleggsbidrag inkl plan/adm for kraftutbyggere [kkkr]	29 176	59 770	82 271	90 635

Kokstad 25/9 – 2015

Reidar Jøsok

Kjetil Riseth Heggli

1.0 INNLEDNING

Det ble i mai 2010 gjennomført en nettstudie som omhandlet nettilknytning av flere småkraftverk i området Røldal – Nesflaten, Røldal – Valldalen og Røldal – Haukeli. Herunder ble det undersøkt:

- Behov for nettførsterkninger på bakgrunn av nettilknytning av nye småkraftverk
- Lastflyt – og kortslutningsberegninger
- Bedriftsøkonomisk kostnadsvurdering (2 alternativer)
- Beregning og fordeling av anleggsbidrag
- Grov stabilitetsvurdering

Det er nå gått mye vann i havet siden forrige rapport, og mange av planene om småkraftverk har vært gjennom behandling hos NVE og OED. Noen av kraftverkene har fått endelig ja/nei, mens noen henger igjen enten i NVE eller OED.

Denne rapporten skal være en oppdatering av forrige rapport (mai 2010). I tillegg til de punkter som ble studert i "mai 2010" – rapporten, skal det også vurderes ytterligere momenter.

2.0 PROBLEMSTILLING

22 kV nettet i området Røldal – Nesflaten er ikke dimensjonert for mengden av nye planlagte småkraftverk som er aktuell. For å kunne ta mot produksjonen fra alle de aktuelle småkraftverkene må det gjennomføres tiltak i form av nettførsterkninger.

Det er ikke alle småkraftverk som omhandles av denne rapporten som er like aktuelle å bygge ut. Noen av kraftverkene er marginalt lønnsomme og utbygger er i tvil om det vil la seg gjennomføre økonomisk. Andre kraftverk vil muligens bli nektet utbygging av NVE og/eller OED. I denne rapporten skal ulike produksjonsscenario analyseres.

Denne rapporten vil omhandle følgende:

- Overordnede forutsetninger for å kunne ta mot produksjon fra eksisterende og nye kraftverk
- Aktuelle kraftverk og produksjonsscenario
- Nettførsterkninger som følge av nye småkraftverk, avhengig av de ulike produksjonsscenariene
- Kostnader for de ulike nettførsterkningene
- Beregning og fordeling av anleggsbidrag
- Grove vurderinger av stabilitetsproblematikk

Denne rapporten skal kunne gi et godt grunnlag for den videre behandling og utforming av overliggende nett, 22 kV distribusjonsnett og de ulike kraftverk.

3.0 OVERORDNEDE FORUTSETNINGER

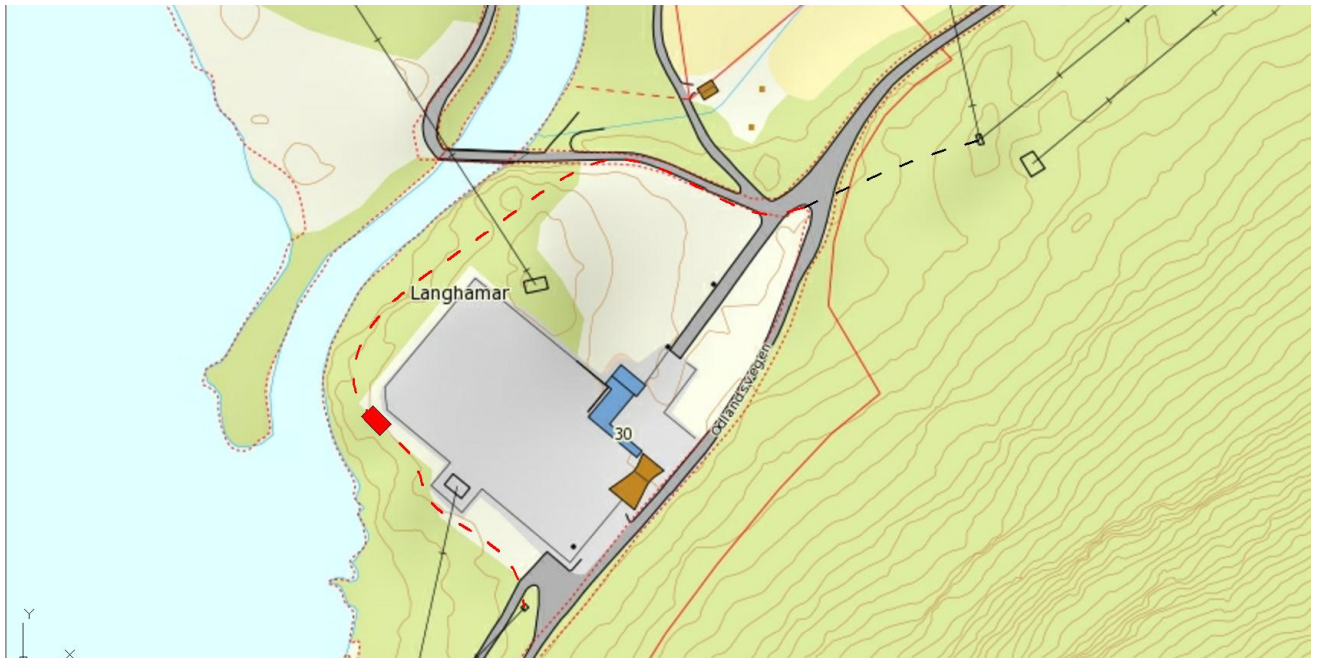
3.1 Trafokapasitet i Lynghammar

Trafokapasiteten i dagens 50 MVA 300/22 kV trafo i Novle er allerede maksimalt utnyttet og det er ikke plass til å tilknytte ny småkraft. Tidligere nettstudier har konkludert med at det er samfunnsøkonomisk riktig å etablere en ny 110 MVA 300/22 kV trafo i Røldal dersom det blir realisert tilstrekkelig med ny småkraftproduksjon i området.

Dette blir ikke omhandlet i denne rapporten. Statnett har sagt at 300/22 kV transformator blir etablert i Lynghammar om det kommer tilstrekkelig med ny småkraftproduksjon i det aktuelle området.

3.2 Nytt 22 kV kabelanlegg i Lynghammar

Ved etablering av nytt 22 kV koblingsanlegg i Lynghammar, så vil det bli behov for å legge nye 22 kV jordkabler fra dette koblingsanlegget til eksisterende 22 kV nett. Avhengig av hvor 22 kV avgangene fra dagens 22 kV anlegg i Lynghammar går, så vil lengden på de nye 22 kV kablene variere.



Figur 1. Plassering av mulig plassering av nytt 22 kV anlegg (rød firkant) i Lynghammar. Rød stiplet strek viser nye 22 kV kabler. Svart stiplet strek viser eksisterende 22 kV kabler som vil bli benyttet videre.

3.3 Delingspunkter i 22 kV nett i normal drift

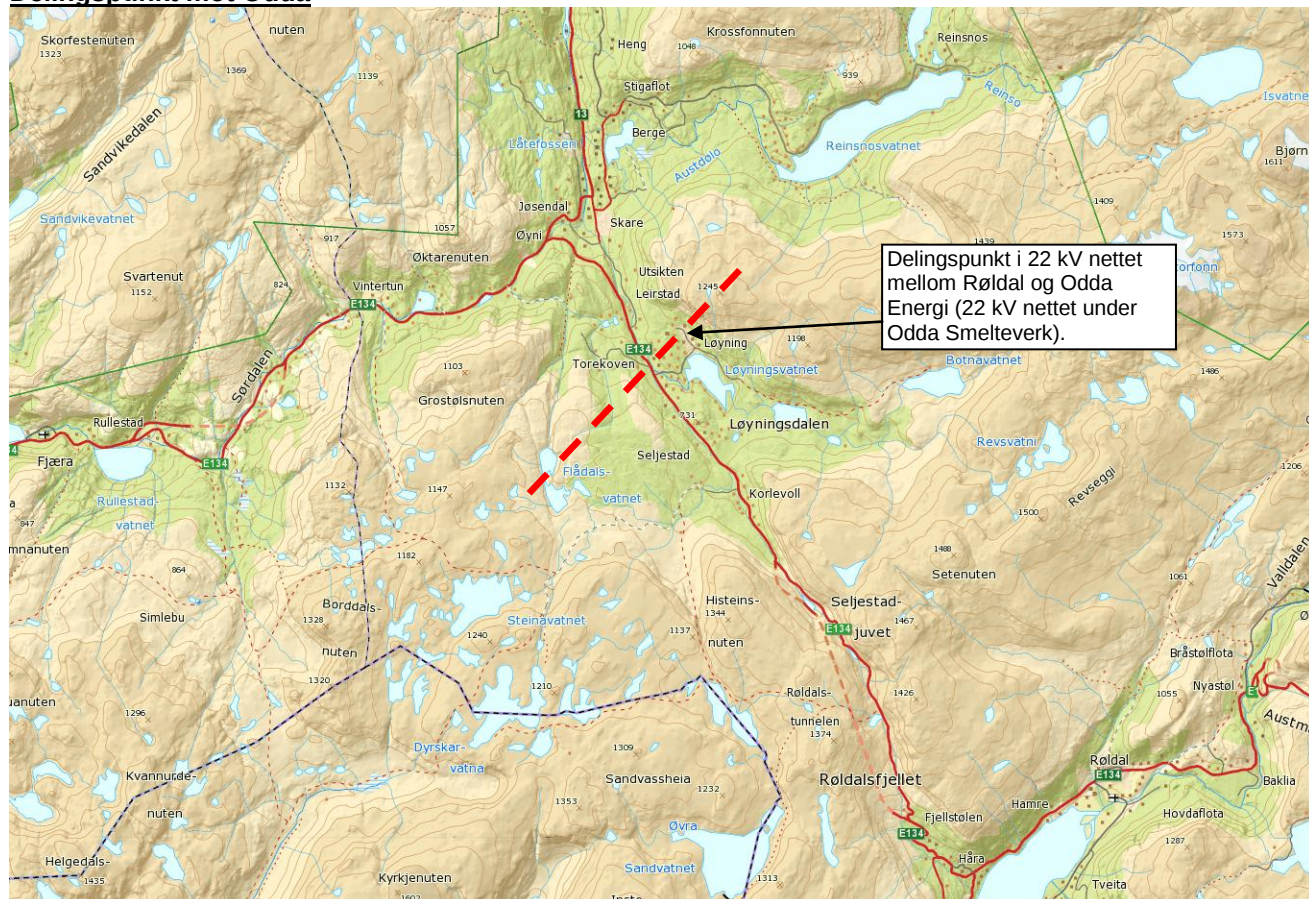
Denne rapporten omhandler eksisterende og nye småkraftverk fra Røldal – området til Nesflaten – området. I hovedsak skal all produksjon i 22 kV nettet i dette området føres mot ny 300/22 kV trafo i Røldal og mates inn i sentralnett her.

For å unngå at produksjonen fra de aktuelle kraftverk i denne rapport føres mot andre steder enn mot ny 300/22 kV trafo i Røldal, settes det delingspunkter i 22 kV nettet:

- Delingspunkt mot Odda (Odda smelteverk)
- Delingspunkt mot Suldal (Saurdal trafostasjon)

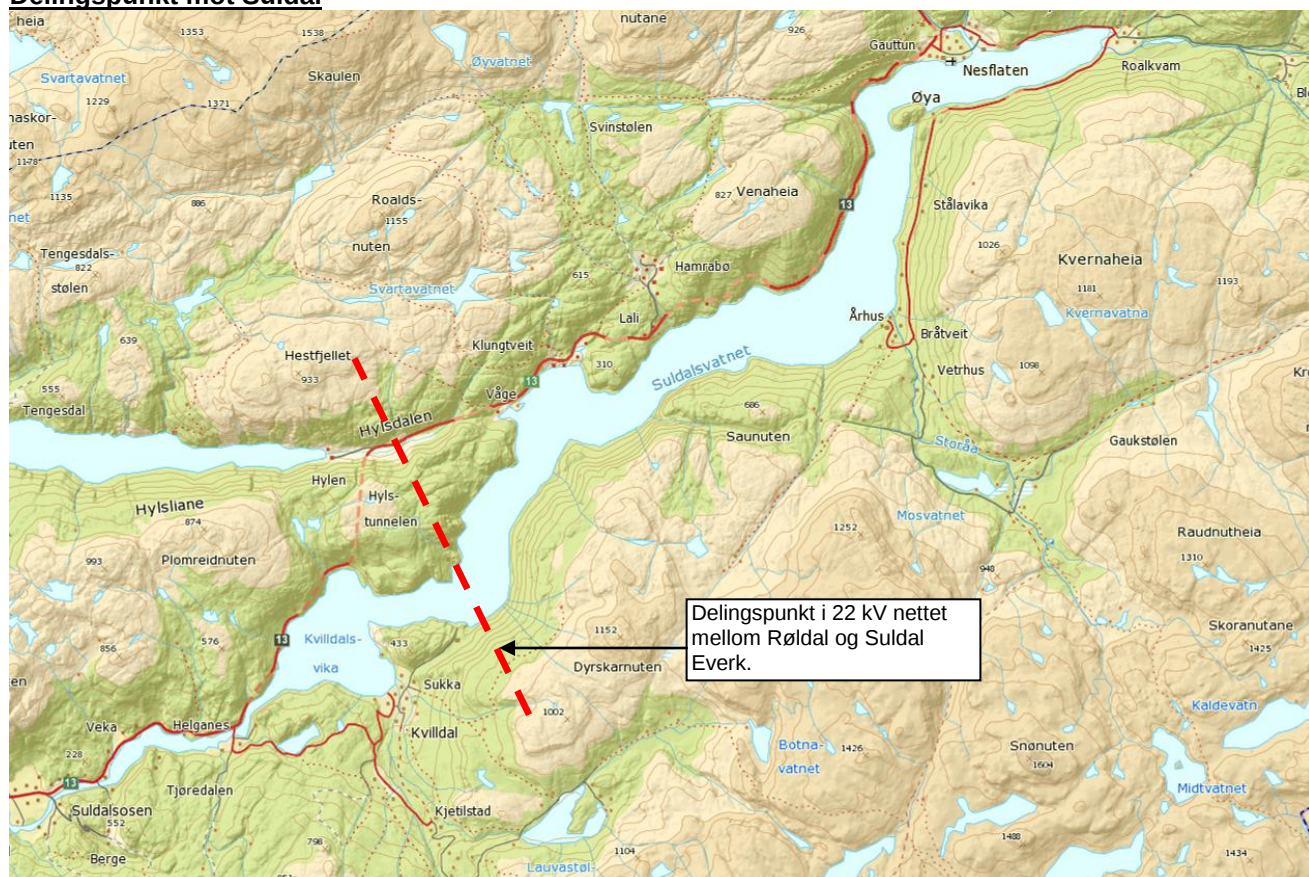
Se figur 2 og 3 for delingspunkt.

Delingspunkt mot Odda



Figur 2. Delingspunkt mellom Røldal og Odda.

Delingspunkt mot Suldal



Figur 3. Delingspunkt mellom Røldal og Saurdal (Suldal)

4.0 AKTUELLE KRAFTVERK OG PRODUKSJONSCENARIOER

Det er i denne rapporten tatt med 20 stk eksisterende og planlagte vannkraftverk i Odda (Røldal) og Suldal (Nesflaten). Samlet installert effekt på disse kraftverkene er 74,3 MW med en midlere årlig produksjon på ca 233 GWh.

På grunn av usikkerheten rundt om alle kraftverk blir realisert, så vil det bli satt opp ulike produksjonsscenario. Det er i denne rapporten satt opp 4 stk scenario. Scenario 1 er det scenario med minst småkraftproduksjon. I scenario 2 – 4 benyttes scenario 1 som grunnlag, men det legges til flere kraftverk.

Se tabell 1 for oversikt over de kraftverk som er med i denne rapporten, samt hvilke produksjonsscenario hvert enkelt kraftverk er med i.

Tabell 1. Oversikt over kraftverk. Fargekode er angitt under tabellen, og gjelder status pr september 2015.

Kraftverk nr	Navn	Kommune	Installert effekt [MW]	Midlere produksjon [GWh]	Produksjonsscenario			
					Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
1	Einungstølsåna	Odda	3.60	11.00	X	X	X	X
2	Tufteelva	Odda	5.45	19.40	X	X	X	X
3	Grøndalselva	Odda	3.20	9.04	X	X	X	X
4	Botnen	Odda	3.00	8.32	X	X	X	X
5	Kolåsåna	Odda	2.10	5.90	X	X	X	X
6	Midtlægge	Odda	3.50	13.20	X	X	X	X
7	Håra	Odda	4.90	16.80	X	X	X	X
8	Ekkjestølen	Odda	3.60	18.00	X	X	X	X
9	Holdøla	Odda	9.70	29.00		X	X	X
10	Grøno	Odda	17.40	44.00			X	X
11	Middalen	Odda	5.90	16.80				X
S	Sum	Odda	62.35	191.46				
12	Juvsåna	Suldal	7.50	26.80	X	X	X	X
13	Tverråna	Suldal	0.20	1.15	X	X	X	X
14	Kalsabø	Suldal	0.09	0.36	X	X	X	X
15	Øvrabø	Suldal	0.26	1.04	X	X	X	X
16	Bråtveit	Suldal	3.10	9.20	X	X	X	X
17	Vaage	Suldal	0.49	1.80	X	X	X	X
18	Myrbekk	Suldal	0.20	0.80	X	X	X	X
19	Hamrabø	Suldal	0.07	0.28	X	X	X	X
20	Havrevoll	Suldal	0.08	0.30	X	X	X	X
S	Sum	Suldal	11.99	41.73				
Total sum			74.34	233.19				

Merk: For kraftverkene Vaage, Myrbekk, Hamrabø og Havrevoll er det antatt en brukstid på 4000 timer.

Grønn farge = Kraftverk som i dag fører produksjon mot Odda, men som vil føre produksjon mot Røldal om trafo her blir realisert.

Blå farge = Kraftverk som i dag fører produksjon mot Suldal, men som på sikt vil føre produksjon mot Røldal om trafo her blir realisert.

Oransje farge = Kraftverk som ikke er i drift, har fått konsesjon og som vil føre produksjon mot Røldal om kraftverket blir bygget.

Svart farge = Kraftverk som er planlagt, men som ikke har fått endelig konsesjon, og som skal føre produksjon mot Røldal om trafo her blir realisert.

Merk: I tillegg til kraftverkene i tabell 1 kommer også Sellandsbekken (maks 1,5 MW?) (litt ovenfor kommunegrensen Odda – Suldal). Status for dette kraftverket er uklart.

Tabell 2 viser en oversikt over installert effekt og gjennomsnittlig produksjon på de enkelte produksjonsscenario.

Tabell 2. Oversikt over produksjonsscenario

Produksjonsscenario	Effekt [MW]	Produksjon [GWh]
1	41.34	143.39
2	51.04	172.39
3	68.44	216.39
4	74.34	233.19

5.0 NØDVENDIGE FORSTERKNINGER

Det vil ikke være mulig å føre produksjon fra alle de planlagte kraftverkene mot overliggende sentralnett uten å gjennomføre til dels omfattende nettførsterkninger. I tillegg vil det være nødvendig å etablere nye 22 kV forbindelser der det i dag ikke er nett.

Dette avsnittet skal se på hva som må gjennomføres av nettførsterkninger og nyetableringer i 22 kV nett, avhengig av produksjonsscenario.

Kart som viser alle nettførsterkninger som følge av innmating av ny kraftproduksjon fra de kraftverk som er omtalt i denne rapporten er vist i vedlegg 1 – 4.

5.1 Produksjonsscenario 1

Følgende nøkkeltall legger forutsetningene for dette scenario:

- Samlet installert effekt: **41,4 MW**
- Samlet årlig produksjon: **143,4 GWh**

Dette avsnittet blir delt inn i 3 hoveddeler:

- Nesflaten – området
- 22 kV ledning mellom Nesflaten og Røldal
- Røldal – området

5.1.1 Nesflaten - området



Figur 4. Oversikt over kraftverk i Nesflaten – området. Svart betyr eksisterende, rød betyr planlagt.

Det vil være 7 stk kraftverk som skal føre produksjonen på 22 kV nett inn mot Nesflaten og videre nordover mot Røldal. Av disse syv kraftverkene er fire i drift i dag, ett kraftverk er gitt konsesjon, ett kraftverk er fritatt fra konsesjon mens det siste kraftverket er gitt positiv innstilling (til OED) fra NVE:

• I drift	Vaage, Myrbekk, Havrevoll og Hamrabø	(0,84 MW)
• Konsesjonsgitt	Juvsåna	(7,50 MW)
• Positiv innstilling	Bråtveit	(3,10 MW)
• Konsesjonsfritak	Tverråna	(0,20 MW)

For å samle sammen 22 kV nettet som går mot Nesflaten så etableres en ny 22 kV koblingskiosk ved Gauttun på Nesflaten. Denne kiosken vil ha 3 stk 22 kV avganger:

- Avgang mot Juvsåna
- Avgang mot Vetrhus og Hamrabø
- Avgang mot Røldal via Bratlandsdalen

Avgang Juvsåna eksisterer ikke i dag og etableres i forbindelse med utbyggingen av kraftverket. De to øvrige avgangene eksisterer i dag, men må omkobles fra Nesflaten og mot den nye 22 kV kiosken på Gauttun.

22 kV avgang Vetrhus og Hamrabø

Det vil ikke være nødvendig med forsterkninger på 22 kV avgang Vetrhus/Hamrabø som følge av innmating av eksisterende og ny produksjon. Mengden ny innmating er for liten til det. Eneste nye kraftverk inn mot Nesflaten på denne avgang er Tverråna på 0,2 MW og Bråtveit på 3,1 MW.

22 kV avgang Juvsåna

Ny 22 kV jordkabel med tverrsnitt TSLF 150 mm² Al og lengde ca 2,3 km.

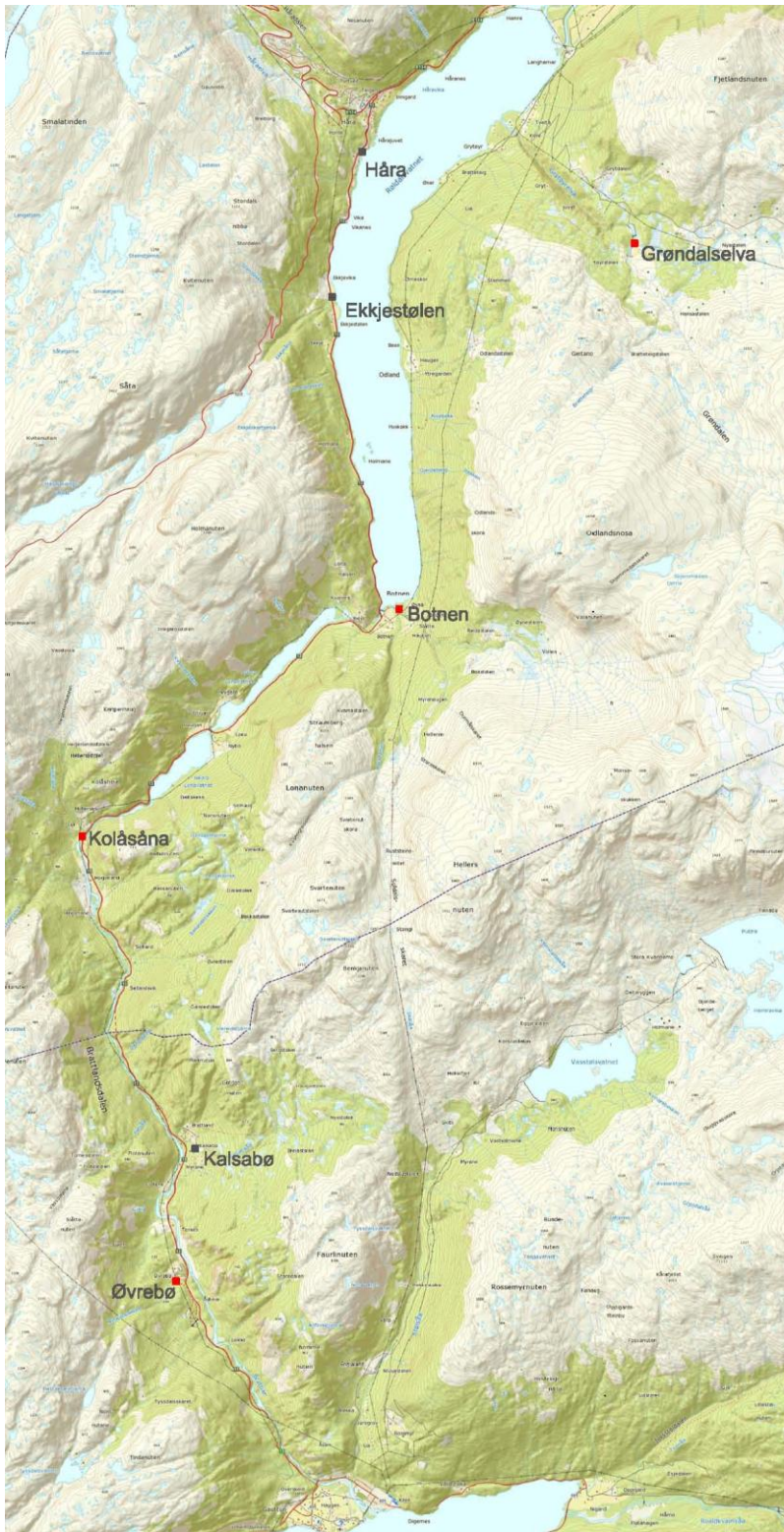
22 kV avgang Røldal

22 kV avgang Røldal blir omhandlet i eget avsnitt (avsnitt 5.1.2).

5.1.2 22 kV ledning Gauttun - Røldal

Dette avsnittet skal omhandle 22 kV ledning gjennom Bratlandsdalen mellom 22 kV koblingskiosk på Gauttun og ny 22 kV trafostasjon i Røldal.

I avsnitt 5.1.1 ble det omtalt at det er totalt 7 stk kraftverk som skal føre produksjonen mot Nesflaten og videre nordover til Røldal. Det går i dag en 22 kV ledning fra Nesflaten mot Røldal, men denne er ikke dimensjonert for å overføre produksjonen fra disse syv kraftverkene. For å kunne føre produksjonen fra de syv kraftverkene mot Røldal må det gjennomføres nettførsterkninger på 22 kV forbindelsen gjennom Bratlandsdalen.



Figur 5.

Oversiktskart nye kraftverk mellom
Lynghammar trafostasjon og Nesflaten.

Følgende kraftverk vil føre produksjon inn
på 22 kV forbindelsen Gauttun –
Lynghammar:

- Øvrebø (planlagt)
- Kalsabø (i drift)
- Kolsåna (planlagt)
- Botnen (planlagt)

De øvrige kraftverk vist i figur 5 skal
overføre produksjonen mot Lynghammar
på andre avganger.

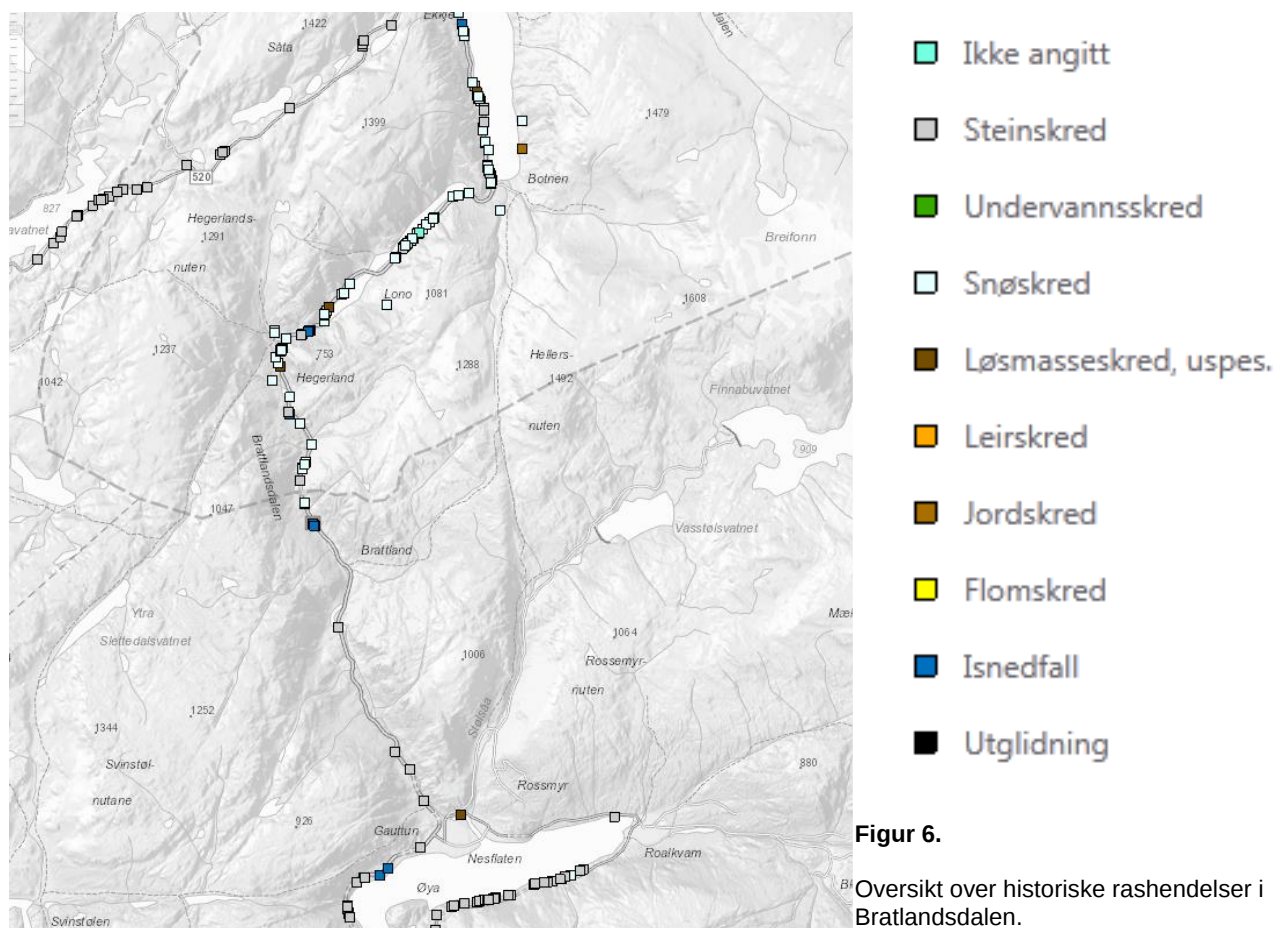
I tillegg til de syv småkraftverkene som skal føre produksjon fra Nesflaten og nordover, så vil ytterligere 4 stk småkraftverk tilknyttes forsterket 22 kV avgang Nesflaten – Lynghammar. Ett av disse fire kraftverkene er i drift mens de tre øvrige kraftverkene er under planlegging. Totalt har de fire småkraftverkene mellom Gauttun og Lynghammar en installert effekt på ca 5,5 MW.

Samlet innmating mot Nesflaten som skal føres videre mot Røldal er ca 11,6 MW. Mellom Nesflaten og Røldal er det planer om innmating av ca 5,5 MW kraftproduksjon. Totalt skal det dermed overføres ca 17,1 MW ny og eksisterende produksjon mot Lynghammar på 22 kV avgang Hegerland. Tverrsnitt på nye 22 kV luftledninger og jordkabler må dermed dimensjoneres ut fra dette.

Tverrsnitt på nye 22 kV ledninger og 22 kV jordkabler på forbindelsen mellom Røldal og Nesflaten blir som følger:

- 22 kV luftledninger 454 – Al59
- 22 kV jordkabler 400 – mm² Al

Det har vært flere skredhendelser i Bratlandsdalen. På bakgrunn av dette så vil deler av dagens 22 kV ledning, når det nå må gjennomføres forsterkninger, bli forlagt som 22 kV jordkabel. På denne måten kan man redusere risikoen for utetid på 22 kV forbindelse på grunn av ras.



Figur 6.
Oversikt over historiske rashendelser i Bratlandsdalen.

Totalt vil det bli behov for følgende lengder 22 kV luftledning og jordkabel på forbindelsen mellom Nesflaten og Lynghammar:

- | | | |
|---|-------------------|-----------------|
| • 22 kV luftledning, tverrsnitt 454 – Al59 | Ca 14,5 km | |
| ○ Lynghammar – Hegerland | Ca 11,1 km | (Odda Energi) |
| ○ Hegerland – Nesflaten | Ca 3,4 km | (Suldal Elverk) |
| • 22 kV jordkabel, tverrsnitt TSLF 400 mm ² Al | Ca 9,8 km | |
| ○ Lynghammar – Hegerland | Ca 3,7 km | (Odda Energi) |
| ○ Hegerland – Nesflaten | Ca 6,1 km | (Suldal Elverk) |

Vedlegg 1 og 2 viser oversiktskart med nettførsterkninger inntegnet.

5.1.3 Røldal - området

Om man ser bort fra de kraftverk som skal tilknyttes 22 kV forbindelse Lynghammar – Nesflaten, så er det 24,3 MW eksisterende og ny kraftproduksjon (6 kraftverk) som skal føres mot nytt trafopunkt i Lynghammar.

I dagens 22 kV anlegg i Novle er det 5 stk 22 kV avganger:

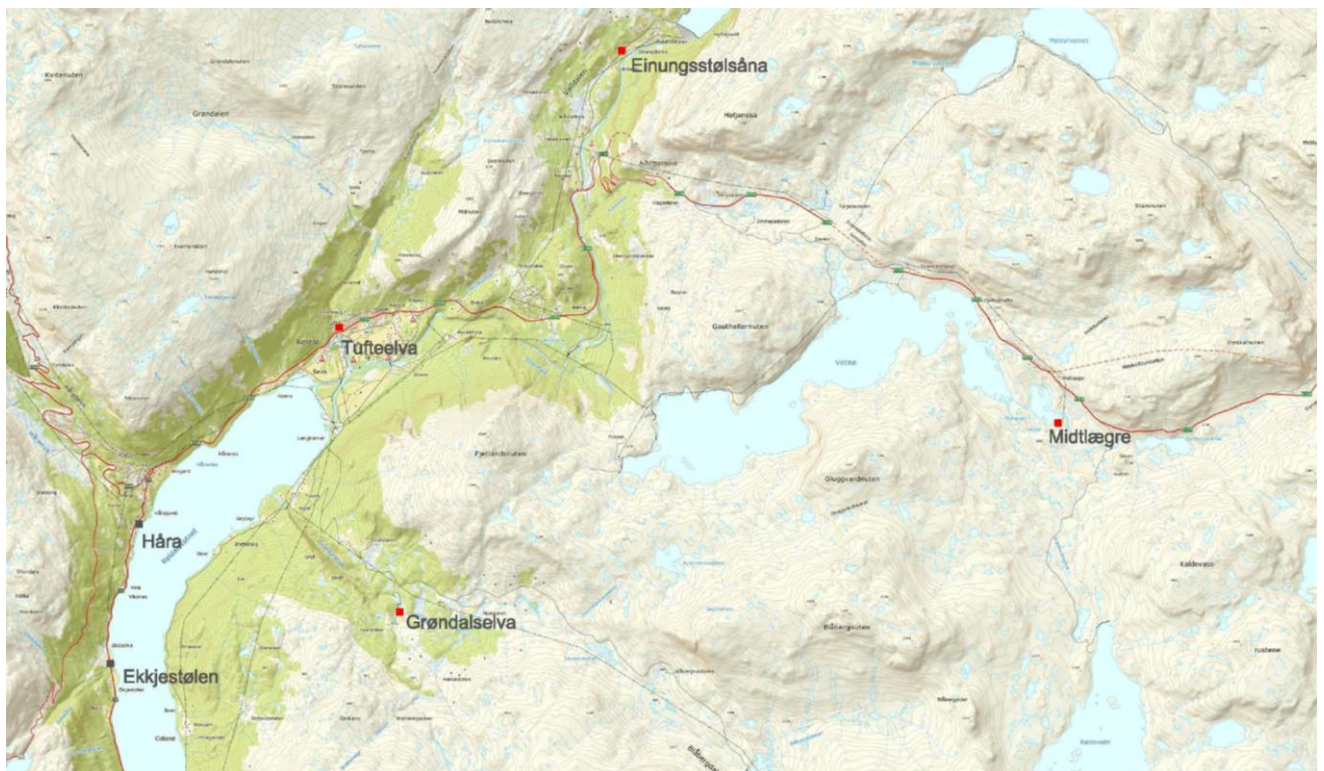
- Trafo T10 (stasjonsforsyning)
- Håra
- Valldalen
- Hegerland (omtalt i avsnitt 5.1.2)
- Grubbedalen

Ved etablering av nytt 300/22 kV transformeringspunkt i Lynghammar så vil det bli behov for et nytt 22 kV bryteranlegg. Alle 22 kV avganger som går fra Røldal vil bli beholdt som i dag, men tilknyttet nytt 22 kV bryteranlegg i Lynghammar.

De seks kraftverkene fordeler seg på følgende 22 kV avganger:

• Håra	Ekkjestølen, Håra	8,50 MW
• Valldalen	Einungstølsåna, Midtlægge	7,10 MW
• Grubbedalen	Grøndalselva	3,20 MW
• Ny avgang	Tufteelva	5,45 MW

I tillegg kommer produksjon fra kraftverk med installert effekt på 17,1 MW sørfra på 22 kV avgang Hegerland.



Figur 7. Oversiktskart Røldalområdet.
Svart firkant = eksisterende kraftverk. Rød firkant = kraftverk under planlegging.

Avgang Håra

Ingen nye kraftverk på denne avgangen. Det er ikke behov for forsterkninger.

Avgang Grubbedalen

Grøndalselva kraftverk er planlagt tilknyttet denne avgangen. Produksjonen fra kraftverket vil imidlertid ikke utløse behov for nettforsterkninger.

Avgang Einungstølsåna

Det er pt satt i gang nettførsterkning på 22 kV forbindelse Midtlægre – Nyastøl. Se vedlegg 4 for oversiktskart Midtlægre – Nyastøl.

Det er også behov for forsterkning av 22 kV ledning mellom Nyastøl og Frøystølen. Denne ledningen er ca 2,3 km lang og består av Feal 25. Denne seksjonen er ikke sterk nok til å overføre produksjon fra Einungstølsåna og Midtlægre. Ledningen forsterkes til Feal 95.

Ny 22 kV avgang mot Tufteelva

Det må etableres en ny 22 kV avgang fra Lynghammar til Tufteelva kraftverk. Kabelen vil bli ca 1,7 km lang og få tverrsnitt 95 mm² Al.

5.2 Produksjonsscenario 2

Dette alternativ/scenario tar utgangspunkt i scenario 1. I tillegg til de kraftverk som er omhandlet i scenario 1 så er Holdøla kraftverk tatt med i beregningene. Holdøla fører produksjon mot Lynghammar på en ny avgang.

Følgende nøkkeltall legger forutsetningene for dette scenario:

- Samlet installert effekt: **51,1 MW**
- Samlet årlig produksjon: **172,4 GWh**

Holdøla kraftverk ligger i Valldalen, langs vestsiden av Valldalsvatnet, og er planlagt med en installert ytelse på 9,7 MW. Det finnes ikke 22 kV nett som går forbi kraftverket, så det må etableres 22 kV nett for å overføre produksjon mot Røldal.

Fra kraftverket legges en ny 22 kV jordkabel ned til Frøystølen. 22 kV kabel Holdøla – Frøystølen blir ca 10,9 km lang og får tverrsnitt 240 mm² Al.

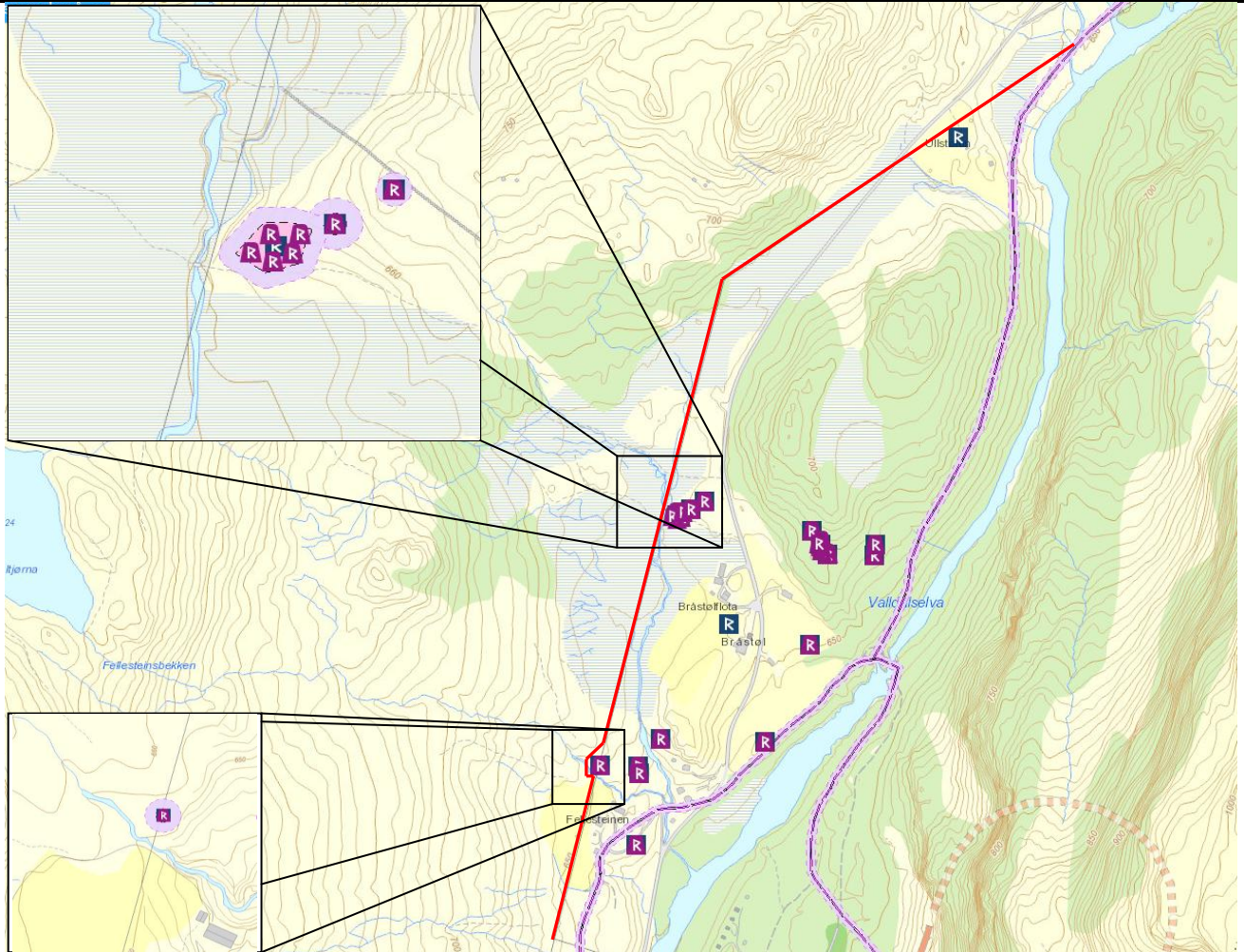
Fra Frøystølen bygges en ny 22 kV ledning parallelt med dagens 22 kV ledning ned til trafoanlegget på Lynghammar. Den nye 22 kV ledningen blir ca 2,9 km lang og får tverrsnitt Feal 150. 22 kV jordkabel mellom Frøystølen og Lynghammar er vurdert slik at det er vanskelig å legge jordkabel her på grunn av elvekryssing og ulendt terreng.

På grunn av produksjon fra Midtlægre og Einungstølsåna må 22 kV ledning Nyastøl – Frøystølen forsterkes. Forsterkningen skjer ved at det legges ned en ny 22 kV jordkabel for denne seksjonen i samme grøft som kabelen fra Holdøla legges i. 22 kV jordkabel Nyastøl – Frøystølen (som skal overføre produksjon fra Midtlægre og Einungstølsåna) blir ca 2,7 km lang og får tverrsnitt 150 mm² Al. Ved Frøystølen kobles ny 150 mm² Al jordkabel til eksisterende 22 kV ledning.

Dagens 22 kV ledning Nyastøl – Frøystølen saneres.

Kommentar: 22 kV jordkabel Holdøla – Frøystølen går rett forbi planlagt kraftstasjon på Einungstølsåna. Det kan være aktuelt å koble Einungstølsåna til denne kabelen. Om dette gjøres, vil det ikke være behov for å forsterke dagens 22 kV ledning Nyastøl – Frøystølen. Denne 22 kV ledning kan likevel være aktuell å sanere på grunn av potensiell hyttebygging i dalføret mellom Nyastøl og Frøystølen.

Kommentar: Det kan være aktuelt å bygge en ny 22 kV dobbelkursledning fra Frøystølen og inn til trafoanlegget på Lynghammar fordi det her er vanskelig å legge kabel. På denne måten får man en masterekke i stedet for to slik man vil få i denne nettløsning. En løsning med 22 kV dobbelkurs er ikke kostnadsberegnet i denne rapport.



Figur 8. Registrerte kulturminner mellom Einungstølsåna og Nyastøl.
Aktuell trase for legging av kabel fra Holdøla er vist i figuren (rød).

Den nye 22 kV jordkabelen mellom Holdøla og Frøystølen er tenkt forlagt langs dagens 22 kV ledning i stedet for langs veg. Det er vår vurdering at det vil være lettere å legge kabelen i terreng enn langs vegskulder.

Som figur 8 også viser så er det en del kulturminner langs dagens 22 kV ledning. Disse kulturminner må man passe på om det legges ned ny 22 kV jordkabel langs ledningen. Under arbeid må entreprenør være forsiktig sånn at kulturminner ikke ødelegges.

5.3 Produksjonsscenario 3

Dette scenario tar utgangspunkt i scenario 2. I tillegg til de kraftverk som er omhandlet i scenario 2 er også Grøno kraftverk inkludert i beregningene.

Kraftverkene i Valldalen fører produksjon mot Lynghammar på ny avgang.

Følgende nøkkeltall legger forutsetningene for dette scenario:

- Samlet installert effekt: **68,4 MW**
- Samlet årlig produksjon: **216,4 GWh**

Grøno kraftverk ligger i Valldalen, i nordenden av Valdalsvatnet, og er planlagt med en installert ytelse på 17,4 MW. Det finnes ikke 22 kV nett som går forbi kraftverket, så det må etableres 22 kV nett for å overføre produksjon mot Røldal.

Fra kraftverket legges en ny 22 kV jordkabel langs eksisterende veg ned til Holdøla kraftverk. Den nye 22 kV jordkabelen fra Grøno kraftverk til Holdøla kraftverk vil bli ca 5,9 km lang og få tverrsnitt 400 mm² Al.

Fra Holdøla kraftverk mot Røldal trafostasjon skal det overføres ca 27,1 MW produksjon. Fra kraftverket legges det ned 2 stk 22 kV jordkabler i samme trase som vist i figur 10 ned til Frøystølen. 22 kV kablene vil få et tverrsnitt på 2 x 240 mm² Al og bli ca 10,9 km lang.

På grunn av produksjon fra Midtlægge og Einungstølsåna må 22 kV ledning Nyastøl – Frøystølen forsterkes. Forsterkningen skjer ved at det legges ned en ny 22 kV jordkabel for denne seksjonen i samme grøft som kabelen fra Holdøla legges i. 22 kV jordkabel Nyastøl – Frøystølen (som skal overføre produksjon fra Midtlægge og Einungstølsåna) blir ca 2,7 km lang og får tverrsnitt 150 mm² Al.

Fra Frøystølen og inn til trafoanlegg på Lynghammar bygges en ny 22 kV ledning med tverrsnitt 594 – Al59. Ledningen skal overføre ca 27,1 MW produksjon fra kraftverkene Grøno og Holdøla og blir ca 2,9 km lang. 22 kV jordkabel mellom Frøystølen og Lynghammar er vurdert slik at det er vanskelig å legge jordkabel her på grunn av elvekryssing og ulendt terreng.

Eksisterende 22 kV ledning Frøystølen – Lynghammar kan stå som i dag. Eventuelt kan det bygges en ny dobbelkursforbindelse på samme strekning sammen med ledningen fra Holdøla/Grøno/Middøla. En dobbelkursledning er imidlertid ikke kostnadsvurdert i denne rapporten.

5.4 Produksjonsscenario 4

Dette scenario tar utgangspunkt i scenario 3. I tillegg til de kraftverk som er omhandlet i scenario 3 er også Middalen kraftverk inkludert i beregningene.

Kraftverkene i Valldalen fører produksjon mot Lynghammar på ny avgang.

Følgende nøkkeltall legger forutsetningene for dette scenario:

- Samlet installert effekt: **74,4 MW**
- Samlet årlig produksjon: **233,2 GWh**

Middalen kraftverk vil ligge i samme bygg som Grøno kraftverk, men vil benytte en annen vannressurs (elv) enn Grøno. Middalen er planlagt med en installert ytelse på 5,9 MW. Det finnes ikke 22 kV nett som går forbi kraftverket, så det må etableres 22 kV nett for å overføre produksjon mot Røldal.

Fra Grøno og Middalen legges en ny 22 kV jordkabel ned til Holdøla kraftverk. Den nye 22 kV jordkabelen vil bli ca 5,9 km lang og få tverrsnitt 630 mm² Al.

Fra Holdøla kraftverk mot Røldal trafostasjon skal det overføres ca 33 MW produksjon. Fra kraftverket legges det ned 2 stk 22 kV jordkabler i samme trase som vist i figur 10 ned til Frøystølen. 22 kV kablene vil få et tverrsnitt på 2 x 400 mm² Al og bli ca 10,9 km lang.

På grunn av produksjon fra Midtlægge og Einungstølsåna må 22 kV ledning Nyastøl – Frøystølen forsterkes. Forsterkningen skjer ved at det legges ned en ny 22 kV jordkabel for denne seksjonen i samme grøft som kablet fra Holdøla legges i. 22 kV jordkabel Nyastøl – Frøystølen (som skal overføre produksjon fra Midtlægge og Einungstølsåna) blir ca 2,7 km lang og får tverrsnitt 150 mm² Al.

Fra Frøystølen og inn til trafoanlegg på Lynghammar bygges en ny 22 kV ledning med tverrsnitt 685 – Al59. Ledningen skal overføre ca 33,0 MW produksjon fra kraftverkene Grøno, Middøla og Holdøla og blir ca 2,9 km lang. 22 kV jordkabel mellom Frøystølen og Lynghammar er vurdert slik at det er vanskelig å legge jordkabel her på grunn av elvekryssing og ulendt terreng.

Eksisterende 22 kV ledning Frøystølen – Lynghammar kan stå som i dag. Eventuelt kan det bygges en ny dobbelkursforbindelse på samme strekning sammen med ledningen fra Holdøla/Grøno/Middøla. En dobbelkursledning er imidlertid ikke kostnadsvurdert i denne rapporten.

6.0 LASTFLYTBeregninger

6.1 Forutsetninger

Det er gjennomført lastflytberegninger for å undersøke spennings – og tapsforhold til de fire ulike produksjonsscenario. Følgende forutsetninger er benyttet i lastflytanalysene:

1. 21,5 – 21,9 kV utgangsspenning på 22 kV SSK i Røldal trafostasjon
2. Samlet brukstid for kraftverkene og brukstid for tap som vist i tabell 3 (under)
3. Energi – og effektpris i samsvar med Sintefs "Planleggingsbok for Kraftnett", kapittel om Tapskostnader, kapittel 5, tabell 1 og 2.
4. 4,0 % kalkulasjonsrente
5. 30 års analysehorisont

Tabell 3. Oversikt over brukstid og brukstid for tap.

Produksjonsscenario	Brukstid for kraftverk [t]	Brukstid for tap [t]
1	3 575	2 145
2	3 477	2 086
3	3 284	1 970
4	3 253	1 952

6.2 Produksjonsscenario 1

Tabell 4 viser resultat fra lastflytanalysen.

*Merk at kraftverkene Juvsåna og Bråtveit driftes med en $\cos \phi = 0,99$ induktivt (forbruker reaktiv effekt).
Øvrige kraftverk driftes med $\cos \phi = 1$.*

Tabell 4. Resultat fra lastflytanalyser

Post	Verdi
Spenning 22 kV SSK Røldal	21,87 kV
Spenning 22 kV SSK Midtlægge	22,38 kV
Spenning 22 kV SSK Hordatun	22,13 kV
Spenning 22 kV SSK Botnen	21,80 kV
Spenning 22 kV SSK Nesflaten	22,09 kV
Spenning 22 kV SSK Vaage kraftverk	22,26 kV
Spenning 22 kV SSK Bråtveit kraftverk	22,39 kV
Overføringstap x)	1 323 kW
Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet	7,83 MVar
Reaktivt forbruk i kraftverk	1,51 MVar

x) Ved å legge Ekkjestølen og Håra kraftverk mot ny trafo i Røldal, reduseres overføringstapet i 22 kV mot Odda med 880 kW.

Ser av tabell 4 at man vil få gode spenningsforhold i 22 kV nettet under ny 300/22 kV trafostasjon i Røldal. Ved å drifte Juvsåna og Bråtveit noe undermagnetisert ($\cos \phi = 0,99$) vil spenningsøkningen fra Lynghammar trafostasjon til Bråtveit være kun 2,4 %.

6.3 Produksjonsscenario 2

Tabell 5 viser resultat fra lastflytanalysen.

Merk at kraftverkene Juvsåna, Bråtveit og Holdøla driftes med en $\cos \phi = 0,99$ induktivt (forbruker reaktiv effekt). Øvrige kraftverk driftes med $\cos \phi = 1$.

Tabell 5. Resultat fra lastflytanalyser

Post	Verdi
Spennings 22 kV SSK Røldal	21,83 kV
Spennings 22 kV SSK Midtlægge	22,38 kV
Spennings 22 kV SSK Holdøla	22,44 kV
Spennings 22 kV SSK Hordatun	22,09 kV
Spennings 22 kV SSK Botnen	21,76 kV
Spennings 22 kV SSK Nesflaten	22,04 kV
Spennings 22 kV SSK Vaage kraftverk	22,22 kV
Spennings 22 kV SSK Bråtveit kraftverk	22,35 kV
Overføringstap x)	1 743 kW
Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet	10,47 MVar
Reaktivt forbruk i kraftverk	2,89 MVar

x) Ved å legge Ekkjestølen og Håra kraftverk mot ny trafo i Røldal, reduseres overføringstapet i 22 kV mot Odda med 880 kW.

Ser av tabell 5 at man vil få gode spenningsforhold i 22 kV nettet under ny 300/22 kV trafostasjon i Røldal. Ved å drifte enkelte kraftverk noe undermagnetisert ($\cos \phi = 0,99$) vil spenningsøkningen fra Lynghammar til Holdøla være kun 2,8 %.

6.4 Produksjonsscenario 3

Tabell 6 viser resultat fra lastflytanalysen.

Merk at kraftverkene Juvsåna, Bråtveit, Holdøla og Grøno driftes med en $\cos \phi = 0,99$ induktivt (forbruker reaktiv effekt). Øvrige kraftverk driftes med $\cos \phi = 1$.

Tabell 6. Resultat fra lastflytanalyser

Post	Verdi
Spenning 22 kV SSK Røldal	21,88 kV
Spenning 22 kV SSK Midtlægge	22,43 kV
Spenning 22 kV SSK Grøno	22,84 kV
Spenning 22 kV SSK Hordatun	22,14 kV
Spenning 22 kV SSK Botnen	21,81 kV
Spenning 22 kV SSK Nesflaten	22,09 kV
Spenning 22 kV SSK Vaage kraftverk	22,27 kV
Spenning 22 kV SSK Bråtveit kraftverk	22,40 kV
Overføringstap x)	3 195 kW
Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet	17,32 MVar
Reaktivt forbruk i kraftverk	5,36 MVar

x) Ved å legge Ekkjestølen og Håra kraftverk mot ny trafo i Røldal, reduseres overføringstapet i 22 kV mot Odda med 880 kW.

Ser av tabell 6 at man vil få gode spenningsforhold i 22 kV nettet under ny 300/22 kV trafostasjon i Røldal. Ved å drifte enkelte kraftverk noe undermagnetisert ($\cos \phi = 0,99$) vil spenningsøkningen fra Lynghammar til Grøno være 4,4 %.

6.5 Produksjonsscenario 4

Tabell 7 viser resultat fra lastflytanalysen.

Merk at kraftverkene Juvsåna, Bråtveit, Holdøla og Grøno/Middalen driftes med en $\cos \phi = 0,99$ induktivt (forbruker reaktiv effekt). Øvrige kraftverk driftes med $\cos \phi = 1$.

Tabell 7. Resultat fra lastflytanalyser

Post	Verdi
Spenning 22 kV SSK Røldal	21,82 kV
Spenning 22 kV SSK Midtlægre	22,30 kV
Spenning 22 kV SSK Grøno	22,38 kV
Spenning 22 kV SSK Hordatun	22,08 kV
Spenning 22 kV SSK Botnen	21,75 kV
Spenning 22 kV SSK Nesflaten	22,03 kV
Spenning 22 kV SSK Vaage kraftverk	22,21 kV
Spenning 22 kV SSK Bråtveit kraftverk	22,34 kV
Overføringstap x)	3 276 kW
Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet	20,44 MVar
Reaktivt forbruk i kraftverk	6,20 MVar

x) Ved å legge Ekkjestølen og Håra kraftverk mot ny trafo i Røldal, reduseres overføringstapet i 22 kV mot Odda med 880 kW.

Ser av tabell 7 at man vil få gode spenningsforhold i 22 kV nettet under ny 300/22 kV trafostasjon i Røldal. Ved å drifte enkelte kraftverk noe undermagnetisert ($\cos \phi = 0,99$) vil spenningsøkningen fra Lynghammar til Grøno være kun 2,6 %.

6.6 Sammendrag av tapsforhold

Det er gjennomført 4 stk lastflytanalyser med ulike forutsetninger mhp mengde ny kraftproduksjon. Tabell 8 viser et sammendrag av de overføringstap som hvert enkelt produksjonsscenario medfører. Det er her benyttet forutsetninger som vist i avsnitt 6.1.

Merk at kolonne helt til høyre i tabellen inkluderer eksisterende produksjon i 22 kV nett under Røldal trafostasjon.

Tabell 8. Sammendrag av tapsvurderinger.

Produksjonsscenario	Brukstid for tap [t]	Overføringstap [kW]	Kapitaliserte nettap [kr]	Kapitaliserte reaktive tap [kr]
1	2 145	443	7 066 212	2 273 262
2	2 086	863	13 587 658	2 788 617
3	1 970	2 315	35 461 025	4 596 081
4	1 952	2 396	36 545 807	5 534 705

Kommentar: Ved å overføre produksjonen fra de eksisterende kraftverkene Håra og Ekkjestølen til ny trafo i Røldal viser våre nettberegninger at det innspares ca 880 kW i overføringstap i nettet mot Odda der produksjonen overføres i dag. Dette er medtatt i samfunnsøkonomiske beregninger.

6.7 Kortslnutningsberegning

Det er utført kortslnutningsberegninger for å undersøke hvilke kortslnutningsbidrag de aktuelle kraftverkene i tabell 1 vil bidra med om alle er tilknyttet 22 kV nett under Røldal trafostasjon. Det er gjennomført kortslnutningsberegning på full utbygging, dvs produksjonsscenario 4.

Alle forsterkninger i 22 kV nett som beskrevet i avsnitt 5.4 er implementert i beregningsmodellen.

Følgende forutsetninger er benyttet:

1. Ex for generatortrafo i småkraftverk: **6,5 %**
2. X' for generator i småkraftverk: **25 %**
3. Ex for 300/22 kV trafo i Røldal: **11,5 %**
4. Kortslnutningsytelse overliggende nett: **5 990 MVA**

Tabell 9 viser resultatet fra kortslnutningsberegningen med 120 MVA 300/22 kV trafo i Røldal. Tabellen viser maks kortslnutningsstrøm på 22 kV SSK i Røldal trafostasjon med og uten bidrag fra overliggende nett.

Tabell 9. Resultater fra kortslnutningsberegninger.

Produksjonsscenario	I_k maks inkl bidrag fra overliggende nett	I_k maks uten bidrag fra overliggende nett
4	27,95 kA	5,18 kA

Ser av tabellen at alle kraftverk i tabell 1 vil bidra med en kortslnutningsstrøm (maks I_k) på 22 kV SSK i Røldal trafostasjon på ca 5,2 kA.

7.0 KRAV TIL MASKINUTRUSTNING

Selv om 22 kV nettet i Røldal og Suldal (Nesflaten) blir forsterket som beskrevet i dette notatet, er avstandene store mellom Lynghammar og kraftverkene i Nesflaten – området. Når man får store avstander i 22 kV nettet, og knytter relativt store kraftverk til nett i enden av 22 kV forbindelser, kan man oppnå ustabilitet allerede ved små utfall av produksjon eller last.

Det er derfor viktig at maskinene (generatorene) ved nye kraftverk blir laget slik at man unngår ustabilitet i nettet ved små utfall som nevnt over. Det er ikke utført en stabilitetsanalyse som grunnlag for dette notatet, men det er vår vurdering at alle nye generatorer bør/må lages slik at X_d'' for generatoren ikke ligger noe særlig over 0,2, men det er kombinasjon av en rekke andre parameter som også er avgjørende for om en oppnår stabil drift.

Det er utført en analyse for å utrede hvor mye lastvinkelen endrer seg fra 0 – 100 % produksjon i enkelte kraftverk. Dette er store kraftverk som ligger i enden av lange 22 kV radialer. Analysen er utført slik at alle kraftverk er i full drift, for deretter å ta ut et kraftverk for å se hvor mye lastvinkelen endrer seg på generatorsiden av trafoen ved dette kraftverket. Se tabell 10 for resultat.

Tabell 10. Analyse på lastvinkelendring. Vinkel angitt på generatorklemme

Kraftverk	Vinkel alle kraftverk inne	Vinkel kraftverk ute	Vinkelendring
Juvsåna	17,63 °	7,99 °	9,64 °
Bråtveit	18,51 °	11,66 °	6,85 °
Grøno	15,14 °	6,20 °	8,94 °

Til sammenligning har vi beregnet at lastvinkelen på Svandalsflona i dagens nett under Novle (separat nett) gir en vinkelendring på 20,03° og Hydro har angivelig ikke problem med driften av dette kraftverket. Alle de nye kraftverkene vil bli tilknyttet stivere nett enn det Svandalsflona har i dag og dette indikerer at det er mulig å oppnå stabil drift på alle kraftverk.

Imidlertid bør kraftverkseierne utføre stabilitetsanalyser, i alle fall av de største kraftverkene som tilknyttes 22 kV nettet under Røldal trafostasjon for å verifisere at en får stabil drift uten lastpendling av maskinene i nye kraftverk. Dette bør gjøres før utbyggerne begynner å bestille generatorer til kraftverkene.

Utover de krav som stilles til stabilitet, skal det også settes krav til magnetiseringen i kraftverk som er utstyrt med synkrongeneratorer. I FIKS står det at synkrongeneratorer > 1 MVA skal i fullast kunne legges ut med en effektfaktor tilsvarende $\cos \phi = 0,95$ undermagnetisert referert generatorklemmene. Dette er viktig for å kunne holde spenning i tilknytningspunkt nede.

Øvrige krav til nye kraftverk står utredet i "FIKS" (Funksjonskrav I KraftSystemet).

8.0 KOSTNADSOVERSLAG

Det er beregnet kostnadsoverslag for nettførsterkningene som må gjennomføres på grunn av utbygging av småkraftverkene vist i tabell 1.

I overslaget inkluderes byggekostnader for nye 22 kV luftledninger, jordkabler, kostnader for riving av eksisterende luftledninger, flytting av eksisterende mastetrafer i nye nettkiosker på bakken og arbeid for omkobling av avgreininger. Byggekostnadene er basert på dagens prisnivå, og tar utgangspunkt i erfaringspriser.

Prisene er for komplette nettanlegg inkl montasje, bygging, planlegging og administrasjon. Det er ikke tatt med kostnader for elektriske komponenter inne i de nye kraftverkene. Dette er kategorisert som produksjonsrelaterte anlegg, og kostnaden for disse skal dekkes i sin helhet av utbygger av kraftverket. Herunder kommer generator, trafo, stasjonsforsyning og bryteranlegg i kraftverket.

Kostnadene er beregnet avgang for avgang. I Odda er det beregnet kostnader fra og med 22 kV bryterfelt i Lynghammar, i Suldal er det beregnet kostnader fra og med skillebryter i ny koblingskiosk ved Gauttun. Deling mellom Odda og Suldal (deling mellom everksområder, ikke deling i nettet) går ved Hegerland i Bratlandsdalen.

Det er i kostnadsoverslaget ikke tatt med kostnader for nettførsterkninger mellom Midtlægre kraftverk og Nyastøl (avgreiningspunkt mot Midtlægre).

8.1 Produksjonsscenario 1

Tabell 11 viser kostnadsoverslaget i forbindelse med nettilknytning av småkraftverk i Odda og Suldal. I dette kostnadsoverslaget ligger også kostnader for etablering av 300/22 kV transformering i Lynghammar – anlegget i Røldal. Det vil si at det i overslaget ligger inne kostnader for nytt 22 kV bryterfelt på avganger som i utgangspunktet ikke trenger nettførsterkninger. Dette er kostnader som må dekkes inn av netteier i sin helhet.

Tabell 11. Kostnadsoverslag produksjonsscenario 1.

Konsesjonsområde	Post	Kostnad luftledning [kkkr]	Kostnad jordkabel [kkkr]	Kostnad øvrig nettanlegg [kkkr]	Sum kostnad inkl 10 % plan/adm [kkkr]	Sum konsesjons - område [kkkr]
Odda Energi	22 kV anlegg Lynghammar inkl jordslutningsspole	0	0	4 000	4 400	38 586
	Avgang Håra	0	275	400	742	
	Avgang Einungsstølsåna/Midtlægre	0	665	400	1 171	
	Avgang Tufteelva	0	2 081	400	2 729	
	Avgang Grubbedalen	280	184	400	951	
	Avgang Hegerland	16 650	6 194	2 938	28 592	
Suldal Elverk	Avgang Hegerland	5 100	10 199	822	17 733	21 764
	Avgang Vettrhus/Hamrabø	0	87	150	261	
	Avgang Juvsåna	0	3 279	150	3 771	
Total sum		22 030	22 963	9 660	60 350	60 350

8.2 Produksjonsscenario 2

Tabell 12 viser kostnadsoverslaget i forbindelse med nettilknytning av småkraftverk i Odda og Suldal. Dette scenario er likt scenario 1, med unntak av at Holdøla kraftverk er implementert i dette scenario.

I dette kostnadsoverslaget ligger også kostnader for etablering av 300/22 kV transformering i Lynghammar – anlegget i Røldal. Det vil si at det i overslaget ligger inne kostnader for nytt 22 kV bryterfelt på avganger som i utgangspunktet ikke trenger nettførsterkninger. Dette er kostnader som må dekkes inn av netteier i sin helhet.

Tabell 12. Kostnadsoverslag produksjonsscenario 2.

Konsesjonsområde	Post	Kostnad luftledning [kkkr]	Kostnad jordkabel [kkkr]	Kostnad øvrig nettanlegg [kkkr]	Sum kostnad inkl 10 % plan/adm [kkkr]	Sum konsesjons - område [kkkr]
Odda Energi	22 kV anlegg Lynghammar inkl jordslutningsspole	0	0	4 000	4 400	71 013
	Avgang Håra	0	275	400	742	
	Avgang Einungstølsåna/Midtlægre	0	3 233	592	4 207	
	Avgang Valldalen	3 770	22 549	400	29 391	
	Avgang Tufteelva	0	2 081	400	2 729	
	Avgang Grubbedalen	280	184	400	951	
	Avgang Hegerland	16 650	6 405	2 938	28 592	
Suldal Elverk	Avgang Hegerland	5 100	10 199	822	17 733	21 764
	Avgang Vetrhus/Hamrabø	0	87	150	261	
	Avgang Juvsåna	0	3 279	150	3 771	
Total sum		25 800	48 291	10 252	92 777	92 777

Om man sammenligner tabell 11 og 12, så ser man at nettilknytning av Holdøla kraftverk medfører en økt investeringskostnad på ca **32,4 millioner NOK**.

8.3 Produksjonsscenario 3

Tabell 13 viser kostnadsoverslaget i forbindelse med nettilknytning av småkraftverk i Odda og Suldal. Dette scenario er likt scenario 2, med unntak av at Grøno kraftverk er implementert i dette scenario.

I dette kostnadsoverslaget ligger også kostnader for etablering av 300/22 kV transformering i Lynghammar – anlegget i Røldal. Det vil si at det i overslaget ligger inne kostnader for nytt 22 kV bryterfelt på avganger som i utgangspunktet ikke trenger nettførsterkninger. Dette er kostnader som må dekkes inn av netteier i sin helhet.

Tabell 13. Kostnadsoverslag produksjonsscenario 3.

Konsesjonsområde	Post	Kostnad luftledning [kkkr]	Kostnad jordkabel [kkkr]	Kostnad øvrig nettanlegg [kkkr]	Sum kostnad inkl 10 % plan/adm [kkkr]	Sum konsesjons - område [kkkr]
Odda Energi	22 kV anlegg Lynghammar inkl jordslutningsspole	0	0	4 000	4 400	93 514
	Avgang Håra	0	275	400	742	
	Avgang Einungstølsåna/Midtlægre	0	3 233	824	4 462	
	Avgang Valldalen	4 350	42 192	400	51 637	
	Avgang Tufteelva	0	2 081	400	2 729	
	Avgang Grubbedalen	280	184	400	951	
	Avgang Hegerland	16 650	6 405	2 938	28 592	
Suldal Elverk	Avgang Hegerland	5 100	10 199	822	17 733	21 764
	Avgang Vetrhus/Hamrabø	0	87	150	261	
	Avgang Juvsåna	0	3 279	150	3 771	
Total sum		26 380	67 934	10 484	115 278	115 278

Om man sammenligner tabell 12 og 13, så ser man at nettilknytning av Grøno kraftverk medfører en økt investeringskostnad på ca **22,7 millioner NOK**.

8.4 Produksjonsscenario 4

Tabell 14 viser kostnadsoverslaget i forbindelse med nettilknytning av småkraftverk i Odda og Suldal. Dette scenario er likt scenario 3, med unntak av at Middalen kraftverk er implementert i dette scenario.

I dette kostnadsoverslaget ligger også kostnader for etablering av 300/22 kV transformering i Lynghammar – anlegget i Røldal. Det vil si at det i overslaget ligger inne kostnader for nytt 22 kV bryterfelt på avganger som i utgangspunktet ikke trenger nettførsterkninger. Dette er kostnader som må dekkes inn av netteier i sin helhet.

Tabell 14. Kostnadsoverslag produksjonsscenario 4.

Konsesjonsområde	Post	Kostnad luftledning [kkkr]	Kostnad jordkabel [kkkr]	Kostnad øvrig nettanlegg [kkkr]	Sum kostnad inkl 10 % plan/adm [kkkr]	Sum konsesjons - område [kkkr]
Odda Energi	22 kV anlegg Lynghammar inkl jordslutningsspole	0	0	4 000	4 400	101 878
	Avgang Håra	0	275	400	742	
	Avgang Einungsstølsåna/Midtlægge	0	3 233	824	4 462	
	Avgang Valldalen	4 455	49 691	400	60 001	
	Avgang Tufteelva	0	2 081	400	2 729	
	Avgang Grubbedalen	280	184	400	951	
	Avgang Hegerland	16 650	6 405	2 938	28 592	
Suldal Elverk	Avgang Hegerland	5 100	10 199	822	17 733	21 764
	Avgang Vetrhus/Hamrabø	0	87	150	261	
	Avgang Juvsåna	0	3 279	150	3 771	
Total sum		26 485	75 433	10 484	123 642	123 642

Om man sammenligner tabell 13 og 14, så ser man at nettilknytning av Middalen kraftverk medfører en økt investeringskostnad på ca **8,4 millioner NOK**.

9.0 SAMFUNNSØKONOMISK SAMMENLIGNING

På grunnlag av nettberegninger og systemvurderinger er det foretatt en samfunnsøkonomisk evaluering av alle økonomiske forhold som har betydning for valg av nettløsning ved nettilknytning av småkraftverk som er omhandlet i denne rapport. Herunder:

- **Nytteverdi** Nåverdi av energipris og effektpris etter Sintefs prisestimat som vist i avsnitt 6.1.
- **Anleggskostnader** Prisnivå og pengeverdi: År 2015, nøyaktighet +/- 20 %
- **Prosjekteringskostnader** Kostnader vurdert til ca 10 % av anleggskostnader
- **Driftskostnader nett** For nye nettanlegg er driftskostnadene vurdert til 1,5 % av anleggskostnader
- **Tapskostnader** Som vist i avsnitt 6.1. (Sintef's prisestimat)
Bruktid for tap som vist i tabell 8.
- **Analysehorisont** 30 år
- **Kalkulasjonsrente** 4,0 %
- **Kapitaliseringsfaktor** 17,29
- **Total restverdi etter år 30** er ikke medtatt.

Forutsetninger for rehabilitering av eksisterende 22 kV nett i området:

- **22 kV nett Røldal – Nesflaten (Bratlandsdalen)**
 - Gjenstående levetid ca 5 år
 - Nye luftledninger (uten ny produksjon) blir dimensjonert med Feal 95
 - Nye jordkabler (uten ny produksjon) blir dimensjonert med 240 mm² Al
- **22 kV nett Røldalområdet (Nyastøl – Frøystølen)**
 - Gjenstående levetid ca 15 år
 - Nye luftledninger (uten ny produksjon) blir dimensjonert med Feal 95

Den samfunnsøkonomiske sammenligningen er vist i tabell 15. I beregningen er det forutsatt at Statnett bekoster transformator 300/22 kV i Røldal. Imidlertid er det antydnet at kostnadene blir belastet brukerne i Røldal ved fakturering av årlig leie av transformator og linjefelt. Vi kjenner ikke til hvor høy denne leien blir slik at beregningene i siste del av tabell 15 får en økende usikkerhet.

I postene "fordel for fremskutt reinvestering i eksisterende nett, Odda Energi/Suldal Elverk" inkluderes nåverdien av fremtidig reinvestering i eksisterende nett gitt ingen ny kraftproduksjon. Dette gjelder i hovedsak for 22 kV luftledning gjennom Bratlandsdalen, men også for 22 kV luftledning mellom hyttefelt Frøystølen og avgr mot Svandalsflona.

Det vil si at kostnader for reinvestering av hele luftledningen i Bratlandsdalen og Frøystølen – avgr Svandalsflona er beregnet for deretter å ta nåverdien av dette (5 og 15 år).

Beregningene viser imidlertid at vi får en økende samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved de største utbyggingsscenario.

Tabell 15. Samfunnsøkonomisk sammenligning av scenario.

Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Energiproduksjon [GWh]	143.39	172.39	216.39	233.39
Herav ny energiproduksjon [GWh]	105.05	134.05	178.05	195.05
Effektproduksjon [kW]	41 335	51 035	68 435	74 335
Herav ny effektproduksjon [kW]	31 905	41 605	59 005	64 905
Samfunnsøkonomisk nytte av produksjon, kapitalisert over 30 år, 4% rente	824 768	1 062 158	1 451 516	1 593 001
Samfunnsmessig nytte i NOK pr kWh utbygget	5.75	6.16	6.71	6.83
Bruktid for tap [t]	2 145	2 086	1 970	1 952
Aktive tap [kW]	1 323	1 743	3 195	3 276
Reduksjon i overføringstap fra Ekkjestølen og Håra kraftverk [kW]	-880	'-880	'-880	'-880
Reaktive tap [kVAr]	5 505	6 753	11 130	13 403
Investeringskostnad Odda Energi eksl plan/adm [kkkr]	35 078	64 557	85 012	92 616
Investeringskostnad Suldal Elverk eksl plan/adm [kkkr]	19 786	19 786	19 786	19 786
Sum investeringskostnader eksl plan/adm [kkkr]	54 864	84 343	104 798	112 402
Planlegging og administrasjon, 10 % av investeringskostnad [kkkr]	5 486	8 434	10 480	11 240
Samlet utbyggingskostnader i 22 kV nett [kkkr]	60 350	92 777	115 278	123 642
<i>Fordel for fremskutt reinvestering i eksisterende nett, Odda Energi [kkkr]</i>	-17 813	-19 646	-19 646	-19 646
<i>Fordel for fremskutt reinvestering i eksisterende nett, Suldal Elverk [kkkr]</i>	-13 361	-13 361	-13 361	-13 361
<i>Beregnet anleggsbidrag til 22 kV nett som fordeles på kraftverkene (Kkkr)</i>	29 176	59 770	82 271	90 635
Drifts- og vedlikeholdskostnader, 1,5 % av investeringskostnad over 30 år [kkkr]	6 144	13 316	18 621	20 593
Kapitaliserte aktive og reaktive tap over 30 år [kkkr]	9 339	16 376	40 057	42 081
Kapitaliserte nettkostnader fra kraftverk til 22 kV gjennomføring trafo Røldal (kkkr)	44 659	89 462	140 949	153 309
<i>Samfunnsøkonomiske kostnader, øre/kWh</i>	31.1	51.9	65.1	65.7
<i>Nettkostnad med å overføre energi frem til trafo Røldal Kr/kWh</i>	0.0142	0.0222	0.0264	0.0262
Antatte kostnader med trafo i Røldal og nåverdi av sentralnettkostnad (kkkr)	60 000	63 000	68 000	71 000
Maksimal nåverdi av Investering i kraftverk og kapitaliserte driftsomkostninger	720 108	909 696	1 242 566	1 368 692
Antatte driftskostnader for kraftverk (Nåverdi antas 25% av investering i kraftverk)	144 022	181 939	248 513	273 738
Maksimal investering i produksjonsenheter for å få lønnsom drift (kkkr)	576 087	727 757	994 053	1 094 953
Maksimal investering i produksjonsenheter pr. kWh for å få lønnsom drift	5.48	5.43	5.58	5.61

Tabellen viser at det er en økende lønnsomhet på prosjektet til mer produksjon som blir bygget ut. I denne beregning er det forutsatt at alle kraftverkene har samme utbyggingskostnad pr kWh årlig produksjon.

Siste linje i tabellen viser hva som kan investeres i utbyggingskostnad av kraftverksproduksjon pr kWh for at utbyggingen skal være samfunnsøkonomisk lønnsom.

Kommentar: Med dagens energipriser vil bedriftsøkonomisk lønnsomhet være avhengig av den grønne sertifikatordningen.

10.0 OPPSUMMERING OG VURDERINGER

I 2010 ble det gjennomført en studie for å undersøke konsekvensene av nettilknytning av en mengde nye småkraftverk i Røldal og Nesflaten. Dette var kraftverk som var i planleggingsfasen og som ikke hadde vært gjennom saksbehandling i NVE/OED.

Denne studien er nå blitt oppdatert med dagens situasjon. En del av de kraftverkene som var omhandlet i rapporten av 2010 er enten blitt godkjent eller avslått av NVE/OED eller utbygger har avsluttet planlegging. Et par nye kraftverk har også kommet til siden rapporten av 2010.

Det er i denne rapporten ikke blitt vurdert ulike nettløsninger for en mengde ny kraftproduksjon, men vurdert ulike utbyggingsscenario. I utgangspunktet er alle de fire vurderte scenario samme nettløsning, men med fire ulike utgangspunkt med hensyn på mengde ny kraftproduksjon. Eneste forskjell er at lednings – eller kabeltverrsnitt på enkelte forbindelser vil variere mellom de enkelte scenario.

Tabell 16 viser en oppsummering av totale investeringskostnader for hvert produksjonsscenario. Herunder ligger også fremtidige reinvesteringer i henholdsvis Odda Energi og Suldal Elverk sine fremtidige reinvesteringer i eksisterende 22 kV nett.

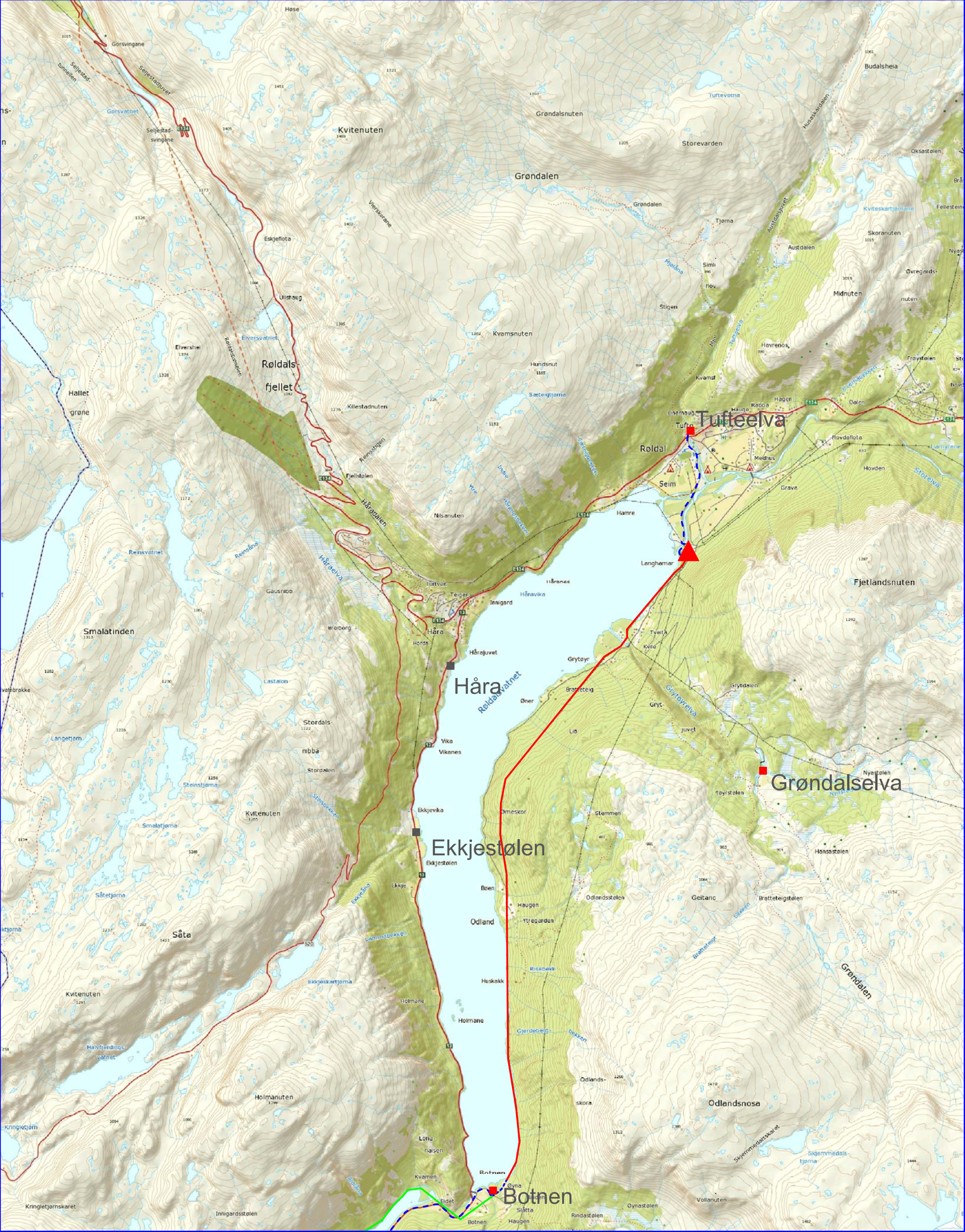
Tabell 16. Oppsummering av investeringskostnader og påregnelige anleggsbidrag for kraftutbyggere.

Post	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Totale nettforsterkninger, inkl plan/adm [kkv]	60 350	92 777	115 278	123 642
Nåverdi av fremtidig reinvestering inkl plan/adm, Odda Energi [kkv]	17 813	19 646	19 646	19 646
Nåverdi av fremtidig reinvestering inkl plan/adm, Suldal Elverk [kkv]	13 361	13 361	13 361	13 361
Påregnelige anleggsbidrag inkl plan/adm for kraftutbyggere [kkv]	29 176	59 770	82 271	90 635

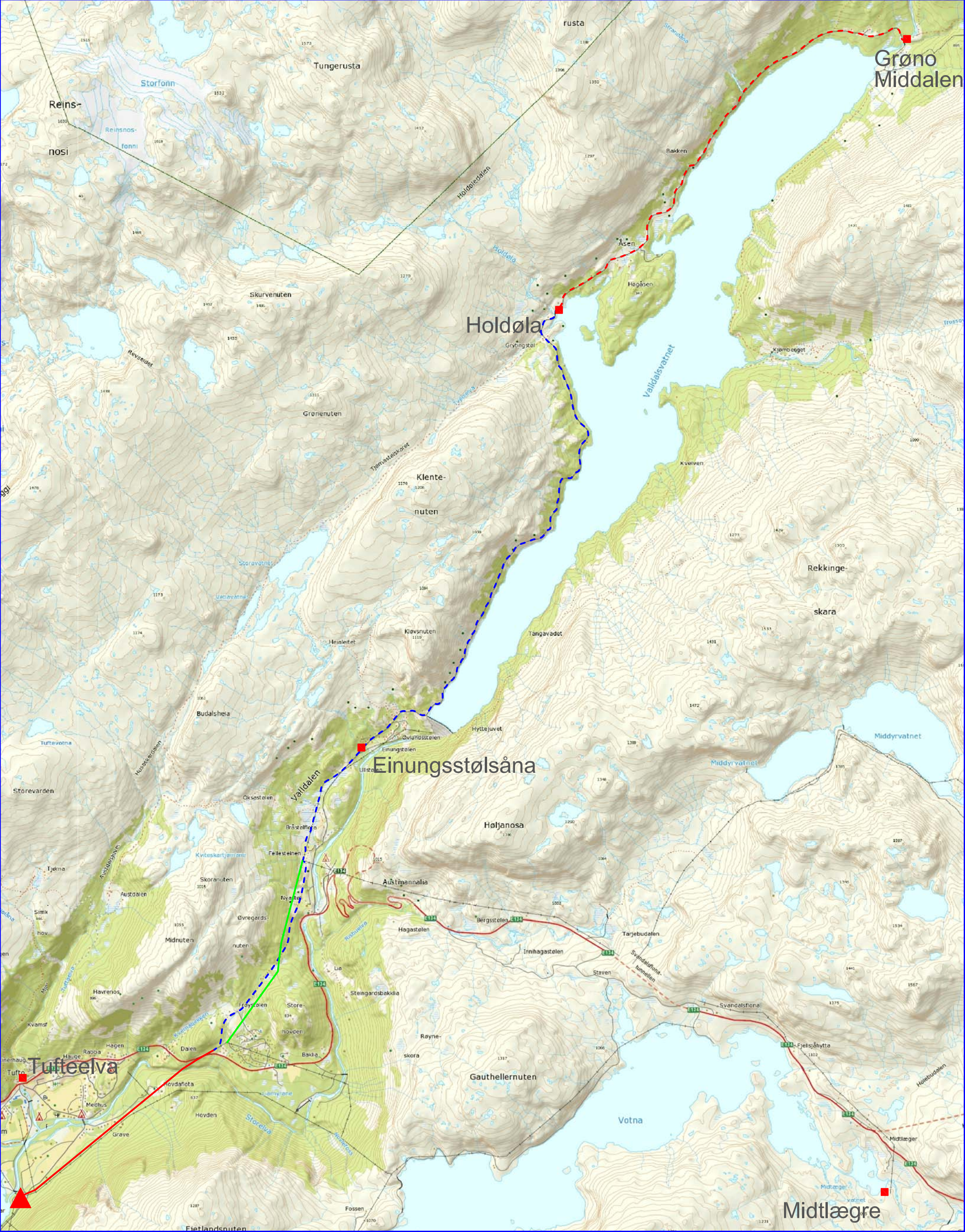
	Tegn.nr.: B-19874	Dato: 28.5.15	Sign.: krh	Kontr.:	Godkj.:	SYMBOL  Forsterket 22 kV ledning, case 1-4  Ny 22 kV jordkabel, case 1-4  22 kV ledning rives, case 1-4   Kraftverk (nye/eksisterende)  Ny 22 kV koblingskiosk Gauttun, case 1-4
	Målestokk: 1:40 000	Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:	
		Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:	
		Beskr.:				
Odda Energi AS Nettilknytning småkraftverk i Odda og Suldal Oversiktskart Seksjon Nesflaten - Botnen						



 JØSOK PROSJEKT AS	Tegn.nr.: B-19875	Dato: 28.5.15	Sign.: krh	Kontr.:	Godkj.:	SYMBOL  Forsterket 22 kV ledning, case 1-4  Ny 22 kV jordkabel, case 1-4  22 kV ledning rives, case 1-4   Kraftverk (nye/eksisterende)
	Målestokk: 1:40 000	Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:	
		Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:	
		Beskr.:				
Odda Energi AS Nettilknytning småkraftverk i Odda og Suldal Oversiktskart Seksjon Botnen - Røldal						



JØSOK PROSJEKT AS	Tegn.nr.: B-19879	Dato: 28.5.15	Sign.: krh	Kontr.:	Godkj.:	SYMBOL Ny 22 kV jordkabel, case 2-4 Ny 22 kV jordkabel, case 3-4 Ny 22 kV ledning, case 2-4 22 kV ledning saneres, case 2 - 4 Nye kraftverk
	Målestokk: 1:40 000	Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:	
		Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:	
					Beskr.:	
Odda Energi AS Nettilknytning småkraftverk i Odda og Suldal Oversiktskart Seksjon Røldal - Valldalen						



 JØSOK PROSJEKT AS	Tegn.nr.: A-13094	Dato: 28.5.15	Sign.: krh	Kontr.:	Godkj.:	SYMBOL  Forsterket 22 kV ledning, case 1-4  Ny 22 kV jordkabel, case 1-4  Eksisterende 22 kV jordkabel  Ny 22 kV jordkabel fra Midtlægge til eks nett  Eksisterende 22 kV ledning rives	TEGNFORKLARING
	Målestokk: 1:30 000	Rev.dato:	Rev.nr.:	Sign.:	Godkj.:		
	Beskr.: 22 kV forsterkninger Nystøl - Midtlægge og Nyastøl - tilknytningspunkt Einungstølsåna						

Odda Energi AS Nettilknytning småkraftverk i Odda og Suldal Oversiktskart Seksjon Øvre Røldal/Svandalsflona
--



1. INNLEDNING.

I dette notat vil vi forsøke å gi en kvalifisert vurdering av de gjennomsnittlige nettkostnader under forutsetning av at ikke all omsøkt småkraft ikke får konsesjon og under forutsetning av at heller ikke alle kraftverk som har fått konsesjon blir utbygget. I nedenstående tabell er en vurdering av sannsynligheten for at de enkelte kraftverk blir tilknyttet nettet på en slik måte at det gir bidrag til nettfinansieringen.

Tabell 1.

Nr.	Navn	Midlere Produksjon GWh	Kategori	Sannsynlig- het for konsesjon	Sannsynlig- het for utbygging	Sannsynlighet for å delta med nettfinansiering
1	Einungstølåna	11,00	Konsesjon		80%	85%
2	Tufteelva	19,40	Konsesjon		90%	85%
3	Grøndalselva	9,04	Konsesjon		60%	85%
4	Botnen	8,32	Konsesjon		90%	85%
5	Kolåsåna	5,90	Konsesjon		80%	85%
6	Midtlægge	13,2	Under utbygging		100%	100%
7	Håra	16,8	Utbygget i drift		100%	100%
8	Ekkjestølen	18,00	Utbygget i drift		100%	100%
9	Holdøla	29,00	Omsøkt			100%
10	Grøno	44,00	Omsøkt			100%
11	Middalen	16,80	Omsøkt			100%
12	Juvsåna	26,8	Konsesjon		100%	85%
13	Tverråna	1,15	Konsesjon		60%	85%
14	Kalsabø	0,36	I drift		100%	0
15	Øvrabø	1,04	Omsøkt	80%		70%
16	Bråtveit	9,20	Omsøkt	80%		70%
17	Vaage	1,8	I drift		100%	0
18	Myrbekk	0,8	I drift		100%	0
19	Hamrabø	0,28	I drift		100%	0
20	Havrevoll	0,30	I drift		100%	0
A	Sum prod. utbygget	51,54				
	Herav "ny produksjon" som gir bidrag til trafo	48,0				
B	Sum konsesjonsgitt	81,61				
C	Sum under conse- sjonsbehandling	100,04				
D	Totalt Potensiale	233,19				

I analysen vil vi ta i bruk analytiske metoder basert på sannsynlighetsregning .
 Forventningsverdien er da et matematisk begrep som i denne sammenheng kan skrives:
 Forventningsverdien = (potensialet multiplisert med sannsynligheten for at det vil oppfylles).

I praksis vil et prosjekt få ett av 2 mulige utfall; utbygging eller ikke utbygging. Med så mange kombinasjonsmuligheter som vi får i dette prosjekter ville en slik beregning bli uhyre krevende og gi mange ulike svar.

Noen av de minste kraftverkene som er utbygget har fått netttilknytning uten å forplikte seg til å delta i nettfinansiering mot Røldal. Andre kraftverk har fått midlertidig tilknytning men har forpliktet seg til å delta i nettfinansieringen. Konsesjonsgitte kraftverk som ikke har netttilknytning i dag er vurdert med en individuell sannsynlighet, men er deretter samlet i 2 grupper som gir en forventningsverdi på hhv. 70% og 85 % for å bli utbygget på en slik måte at de gir bidrag til å finansiere nettkostnadene

2. FORUTSETNINGER.

Byggekostnader: Prisnivå 2015 (som regnet i rapporten)
Dimensjonskriterie distribusjonsnett: Tapsoptimalt: (Laveste Sum av byggekost og tap)
Byggekost som funksjon av belastning $K_i = K_o - 0,35K_o * (E_o - E_i) / E_o$,
Dvs. at 35 % av byggekostnadene varierer med energioverføringen.

Sannsynlighet for at kraftverk tilnyttes trafo Røldal, dersom denne transformator blir utbygget og med fullt bidrag fra kraftverkene i Valldalen, vurderes som følger:

Kraftverk som er utbygget eller hvor utbygging er påbegynt: Sannsynlighet = 100%

Kraftverk der det er gitt konsesjon: Sannsynlighet for 100% utbygging = 10%
Sannsynlighet for minst 90 % utbygging = 50%
Sannsynlighet for minst 80 % utbygging = 90%
Sannsynlighet for minst 70% utbygging = 100%
Forventning til tilknytning Røldal : $E_1(\bar{X}_1) = 0,85$

X= energiproduksjon i kraftverkene.

Kraftverkene i Valldalen forventes utbygget dersom det blir gitt konsesjon
Forventningen til utbygging av Øvrabø og Bråtveit settes til: $E_2(\bar{X}_2) = 0,70$

Imidlertid vil investorers vilje til å bygge ut konsesjonsgitte kraftverk være avhengig av hvor stor del av konsesjonssøkte kraftverk som får konsesjon og som bidrar til å dekke transformatorkostnadene i Røldal. En må med andre ord forvente at andelen av konsesjonsgitt utbygging blir redusert dersom det ikke blir full utbygging i Valldalen: Vi kaller denne forventningsverdien E_3 .

Tabell 2

Utbygging i Valldalen	Ingen	Holdøla	Holdøla Grøno	Holdøla Grøno Middalen
Forventning E_3	0,8	0,84	0,96	1,0
Forventning E_1	0,85	0,85	0,85	0,85
Forventning ($E_1 * E_3$) til utbygging av Konsesjonsgitt kraft	0,68	0,714	0,816	0,85
Forventning ($E_2 * E_3$) til Øvrabø og Bråtveit	0,56	0,588	0,672	0,7

Utbyggingskostnad med transformatoranlegg i Røldal :

Det er uklart hvor store de totale kostnader til dette blir da dette styres av Statnett.

Vi regner her med at total utbyggingskostnad med trafoanlegg og tilhørende koblingsfelt blir 60 MNOK og at denne kostnad blir uavhengig av hvor mye ny småkraft som blir utbygget. Av denne kostnaden regner vi med at ca 50 MNOK må finansieres av småkraftverkene.

Kommentar: Når vi her regner bare 50 MNOK i utbyggingskostnader mens det i rapporten av 25.september er regnet 60-71 MNOK i sentralnettskostnade kommer dette av at det i rapporten også er regnet inn taps- og driftskostnader.

3. BEREGNING AV FORVENTEDE NETTKOSTNADER

Tabell 3.

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
1	Utbygging i Valldalen	Ingen	Holdøla	Holdøla Grøno	Holdøla Grøno Middalen
2	Forventet tilknytning av eksisterende kraftverk (GWh)	48	48	48	48
3	Forventet tilknytning av konsesjonsgitte prosjekter (GWh)	55,5	58,27	66,60	69,37
4	Forventet tilknytning av Bråtveit/Øvrabø (GWh)	5,74	6,02	6,88	7,17
5	Tilknytning av kraftverk i Valldalen (GWh)		29,00	73,00	89,80
6	Forventet produksjon GWh E_i Produksjonspotensiale GWh E_o	109,24 139,85	141,29 168,85	194,48 212,85	214,34 229,65
7	Justerte nettkost. frem til trafo Røldal K_i (MNOK) Kalkulerte nettkost v/100 % utbygging K_o (MNOK)	26,935 29,176	56,355 59,770	79,786 82,271	88,520 90,635
8	Justerte utbyggingskostnader for lokalt nett i øre pr kWh forventet produksjon	24,7	39,9	41,0	41,3
9	Utbyggingskostnad for lokalnett forutsatt at fullutbygging gjennomføres	20,9	35,4	38,7	39,5
10	Andel av 22/300 kV-trafo i Røldal	50 MNOK	50 MNOK	50 MNOK	50 MNOK
11	Samlet nettutbyggingskostnad i øre/kWh ved forventet produksjon	70,4	75,3	66,7	64,6
12	Nettutbyggingskostnad i øre/kWh forutsatt at Full utbygging gjennomføres	56,6	65,0	62,1	61,2

NB) I linje 7,8 og 9 er det bare medregnet anleggsbidraget i nettkostnaden. Nåverdi av påregnelige reinvesteringer er trukket fra.

4. VURDERINGER.

Av ovenstående beregning ser vi at nettutbyggingskostnad varierer fra 75,3 øre pr kWh til til 64,6 øre pr. kWh, avhengig av hvor mye som blir utbygget. Her er nåverdi av fremtidig reinvesteringskostnad i 22 kV-nettet trukket i fra. Nåverdi av reinvesteringskostnaden blir om lag den samme for alle scenario. Investering i trafo Røldal er medregnet med 50 MNOK for alle scenario

Utbyggingskostnaden i 22 kV nettet varierer fra **24,7 øre** pr kWh til **41,3 øre/kWh**. Kraftverkene i Valldalen gir de største nettkostnadene og må regne med at å få høyeste punkttariffen. I alle sannsynlige utfall er det forutsatt at netteierne må ta en del av kostnaden ved at de sparer reinvesteringer i 22 kV-nettet.

Investeringen av transformatoranlegg i Røldal utgjør **45,8 øre/kWh** for det minste alternativ , men blir redusert til **23,3 øre pr kWh** dersom en får utbygging av de aktuelle kraftverkene i Valldalen.

Slik det ser ut, vil utbyggingsscenario 4 gi den klart beste samfunnsmessige gevinst. Anleggskostnaden med transformatoranlegget i Røldal vil redusere den bedriftsøkonomiske lønnsomhet og vilje til å investere. Gjennomsnittlige nettutbyggingskostnader tilsvarende ca. 65 øre pr kWh vil etter vårt skjønn gi lønnsomhet over tid, når en ser alle prosjekter samlet. Imidlertid er konsesjonene fordelt på flere personer/selskaper. Det er derfor rimelig å regne med at noen av investorene i scenario 1 ikke vil investere dersom de må ta kostnaden med den store investeringen med transformatoranlegget alene slik det er regnet med i denne rapporten. Usikkerheten i vurderingene er imidlertid store, anslagsvis 15%. Utbyggingen av kraftverkene i Valldalen vil redusere kostnadene for investorene i scenario 1 og fungere som et lokomotiv som drar de andre prosjekt med seg slik at det blir bortimot full utbygging.

Kokstad den 29 11. 2015
Reidar Jøsok