

Mars 2013

Konsesjonssøknad Åseralprosjektene

Åseral kommune



NVE – Norges vassdrags- og energidirektorat
Konsesjons- og tilsynsavdelingen
Postboks 5091 - Majorstuen
0301 OSLO

Agder Energi Vannkraft AS
Post: Postboks 603 Lundsiden, 4606 Kristiansand
Besøk: Kjølita 18, 4630 Kristiansand

Telefon: 38 60 70 00
Telefaks: 38 60 79 48
Kundetelefon: 38 60 70 00
E-post: firmapost@ae.no

Org nr.: NO 882 973 972 MVA

www.aep.no

DERES REF.:
NVE 200804422-39
kv/emb

VÅR REF.:
232024/v1

DATO:
22.03.2013

Søknad om konsesjon for bygging av Åseralprosjektene i Mandalsvassdraget i Åseral kommune, Vest-Agder fylke.

Agder Energi Vannkraft AS (AEVK) legger med dette fram planer for *Åseralprosjektene*, som innebærer opprusting og utvidelse av Skjerka-anlegget. *Åseralprosjektene* er i sin helhet beliggende i Åseral kommune i Vest-Agder fylke.

Åseralprosjektene består av følgende delprosjekter: *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2), Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygaard kraftverk og Kvernevatn kraftverk og Ny dam – økt regulering av Langevatn.*

Ny kraftutbygging i øvre del av Mandalsvassdraget har blitt behandlet flere ganger i Samla Plan sammenheng. Først ved Stortingsmelding nr. 63 (1984-85), og senere ved Stortingsmelding nr. 60 (1991-1992). Planene for opprusting og utvidelse av Skjerka-anlegget, slik de var beskrevet i forhåndsmelding fra 1991, ble behandlet administrativt i Samla Plan, og i 1991 plassert i kategori I. Plasseringen ble senere bekreftet ved Stortingsbehandlingen av Samla Plan i 1993. Omsøkte planer for *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2), Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygaard kraftverk og Kvernevatn kraftverk og Ny dam – økt regulering Langevatn* ligger således samtlig innenfor det som er klarlagt for konsesjonsbehandling i Samla Plan.

Åseralprosjektene, som består av flere delprosjekt, krever konsesjon etter ulikt lovverk, dvs at både vannressursloven og vassdragsreguleringsloven kommer til anvendelse. *Åseralprosjektene* må videre ha konsesjon i medhold av energiloven.

Basert på melding sendt i november 2008 fastsatte NVE et konsekvensutredningsprogram (KU-program) i medhold av reglene i plan- og bygningsloven, ref brev fra NVE av 09.08.10. AEVK fremmet alternative utbyggingsplaner i mars 2011, og NVE fastsatte på bakgrunn av dette et justert og endelig KU-program, ref brev fra NVE av 01.07.11.

Konsekvensutredningene er gjennomført i tråd med nevnte KU-program, og ellers med betydelig bistand fra SWECO, Norsk institutt for naturforskning (NINA) og Vest-Agder fylkeskommune, regionalavd., fylkeskonservatoren.

Søknadsdokumentet omhandler også revisjon av reguleringskonsesjoner knyttet til Skjerka-anlegget som ikke direkte berøres av *Åseralprosjektene*, ref NVEs vedtak av 11.05.05 samt innstilling av 27.04.11 (ref kons.søknad "Nye dammer – økt regulering Skjerkevatn"). Omfanget til *Åseralprosjektene* gjør at det kun er konsesjon av 07.01.1949 ang regulering av Stegilvatn som blir gjenstand for ordinær vilkårsrevisjon.

Med henvisning til etterfølgende beskrivelse av teknisk utførelse og konsekvenser søkes det herved om følgende tillatelser:

1. Etter vassdragsreguleringsloven om tillatelse til:

- endret overføringskapasitet fra Langevatn til Nåvatn ved bygging av ny overføringstunnel mellom Langevatn og Nåvatn med tilkobling av bekkeinntakene fra Ljosåna, Faråna, Grytåna og Stigebotsåna til den nye overføringstunnelen.
- utvidet regulering av Langevatn ved bygging av ny dam ved Langevatn.

2. Etter vannressursloven, jfr § 8, om tillatelse til:

- utvidelse av Skjerka kraftverk med et nytt aggregat (aggregat 2).
- bygging og drift av Øygard kraftverk.
- bygging og drift av Kvernevatn kraftverk.

etter de framlagte planer, eventuelt med mindre vesentlige endringer i den tekniske utførelsen.

3. Etter energiloven om tillatelse til:

- bygging og drift av de elektriske anleggene slik den tekniske beskrivelsen gjør rede for, herunder alternative løsninger for tilkobling til eksisterende nett.

4. Etter forurensningsloven om tillatelse til:

- gjennomføring og drift av tiltakene.

5. Etter oreigningsloven §2 om tillatelse til:


- erverv av nødvendige arealer og rettigheter til bygging og drift av Kvernevatn kraftverk.

6. Etter oreigningsloven § 25 om tillatelse til forhåndstiltredelse:

- for tiltredelse av nødvendig grunn og rettigheter (også midlertidig bruk i anleggsperioden) for bygging og drift av *Åseralprosjektene* i den grad dette ikke løses i minnelighet. Ref ulikt hjemmelsgrunnlag mhp ekspropriasjon, dvs vassdragsreguleringslovens § 16 (ref vannressurslovens §19) og oreigningslovens §2.

Med hilsen
Agder Energi Vannkraft AS


Tom Nysted
Styreleder


Jan T Tønnesen

Administrerende direktør

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	6
1.1	Innledning.....	6
1.2	Beskrivelse av de tekniske anleggene	6
1.3	Konsekvenser ved realisering av Åseralprosjektene	9
2	Presentasjon av tiltakshaver	12
3	Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket.....	13
4	Geografisk plassering av Åseralprosjektene	19
5	Andre kraftanlegg og prosjekter i vassdraget.....	20
6	Teknisk plan for omsøkte delprosjekt	22
6.1	Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2).....	22
6.2	Ny tunnel Langevatn - Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk .	26
6.3	Ny dam – økt regulering Langevatn.....	39
6.4	Driftsopplegg og kjøremønster.....	43
6.5	Elektriske anlegg og overføringsledninger.....	45
6.6	Forholdet til Samla plan	59
6.7	Vurderte alternativer – valg av utbyggingsløsninger	60
7	Hydrologiske grunnlagsdata og tilsig	66
8	Manøvreringsreglement og vilkårsrevisjon.....	69
8.1	Manøvreringsreglement	69
8.2	Vilkårsrevisjon	72
9	Kostnadsoverslag	74
10	Produksjonsberegninger.....	75
11	Andre samfunnsmessige fordeler.....	76
12	Forholdet til offentlige planer	77
13	Nødvendige tillatelser fra offentlige instanser	78
14	Arealbruk og eiendomsforhold	80
15	Fremdriftsplan og saksbehandling	82
16	Konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn.....	83
16.1	Hydrologi	83
16.2	Geofaglige forhold	104
16.3	Landskap og inngrepsfrie naturområder (INON)	105
16.4	Naturmiljø og naturens mangfold.....	109
16.5	Ferskvannsbiologi	114
16.6	Innlandsfisk	116
16.7	Fisk på lakseførende strekning.....	118
16.8	Vannkvalitet og forurensning.....	122

16.9	Landbruk	124
16.10	Kulturminner og kulturmiljø.....	125
16.11	Samfunn. Friluftsliv, jakt og fiske. Reiseliv	128
17	Avbøtende tiltak.....	130
17.1	Nytt aggregat i Skjerka kraftverk	130
17.2	Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygaard og Kvernevatn kraftverk.....	131
17.3	Ny dam – økt regulering Langevatn.....	132
17.4	Sumvirkninger	134
17.5	Revisjonskrav ihht <i>Reisningsdokument</i>	134
18	Forslag til program for nærmere undersøkelser og overvåking	135
19	Vedlegg og oversikt fagrapporter/fagnotater	136
19.1	Vedlegg	136
19.2	Fagrapporter og fagnotater:	137
20	Kontakter.....	139

1 Sammendrag

1.1 Innledning

Agder Energi Vannkraft AS (AEVK) legger med dette fram planer for **Åseralprosjektene** i Åseral kommune i Vest-Agder fylke. *Åseralprosjektene* innebærer opprusting og utvidelse av Skjerkaanlegget. Planene omfatter delprosjektene; **Nytt aggregat i Skjerka kraftverk**, **Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk** og **Ny dam – økt regulering av Langevatn**.

Åseralprosjektene har som forutsetning konsesjon/bygging av nye dammer ved Skjerkevatn med tilhørende økt regulering av Skjerkevatn, dvs etablering av magasinet Nåvatn/Skjerkevatn (ref konsesjonssøknaden datert okt. 2008 og NVEs innstilling av 27.04.2011 angående ”Nye dammer – økt regulering Skjerkevatn”).

Begrunnelsen for å fremme delprosjektene som inngår i *Åseralprosjektene* er sammensatt. En utvidelse i Skjerka kraftstasjon vil bidra til bedre utnyttelse av eksisterende regulering gjennom redusert flomtap, vil bedre effekttilgangen i regionen og vil ellers gi grunnlag for bedre utnyttelse av en økt overføring fra Langevatn. Ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn med bygging av Øygard og Kvernevatn kraftverk vil bidra til bedre utnyttelse av eksisterende overføring/regulering gjennom redusert flomtap, vil gi ny fallutnyttelse og vil ellers innebære økt effekttilgang. Ny dam og økt regulering av Langevatn vil bedre reguleringsgraden betydelig, og vil ellers gi økt fallutnyttelse i Øygard kraftverk.

Sett i forhold til realisering er delprosjektene å betrakte som selvstendige utbyggingsprosjekt som kan besluttes realisert uavhengig av hverandre. For å unngå unødig vanntap i forbindelse med gjennomføring må delprosjektene bli gjenstand for en ”trinnvis” realisering. Også sett i forhold til elsertifikatordningen (innført 01.01.12) er delprosjektene selvstendige anlegg som anses å være berettiget til å få tildelt elsertifikater etter hvert som de slutføres/idriftsettes. *Åseralprosjektene* vil gi en betydelig mengde ny regulerbar og fornybar kraft. Samlet bidrar de med en produksjonsøkning på ca 155 GWh/år og en effektøkning på ca 133 MW.

1.2 Beskrivelse av de tekniske anleggene

Planer for **Nytt aggregat i Skjerka kraftverk** (aggregat 2) er utarbeidet med bistand fra Norconsult. Skjerka kraftverk planlegges utvidet med et nytt aggregat (aggregat 2). Ytelse og maksimal slukeevne til det nye aggregatet planlegges likt med dagens aggregat, dvs en effektytelse på ca 110 MW med maksimal slukeevne omkring 33 m³/s. Skjerka kraftverk vil således få en maksimal slukeevne på ca 67 m³/s. Sett i forhold til den samlede produksjonsøkningen for *Åseralprosjektene* innebærer dette delprosjektet en produksjonsøkning på ca 19 GWh/år. Arbeidet knyttet til installering av et nytt aggregat vil i hovedsak foregå inne i fjellet i eksisterende kraftstasjonsshall hvor det er klargjort for nok et aggregat.

Eksisterende inntak i Skjerkevatn, tilløpstunnelen og avløpstunnelen er for øvrig bygd og dimensjonert med tanke på den omsøkte utvidelsen.

Planer for **Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk** er utarbeidet med bistand fra Multiconsult. Det bærende element i dette delprosjektet er planen om bygging av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn. Den nye tunnelen, som får et tverrsnitt på ca 30 m², legges i all hovedsak vest for eksisterende tunnel. For uten tverrslag ved hver ende (ved dam Åstøl og ved dam Langevatn) drives tunnelen fra hovedtverrslag benevnt *Tverrslag sør* (sør for Ljoslandsvatn) og *Tverrslag nord* (nord for Ljoslandsgrenda). Tunnelmassene (anslagsvis 950 000 m³) deponeres i nærområdet til tverrslagene, dvs ca 120 000 m³ ved *Øygard kraftverk/dam Åstøl*, ca 430 000 m³ ved *Tverrslag sør*, ca 330 000 m³ ved *Tverrslag nord* (fordelt på 2 tipper) og ca 65 000 m³ ved dam Langevatn. Fallet i den nye tunnelen mellom Langevatn og Nåvatn planlegges utnyttet i *Øygard kraftverk* lokalisert til nordenden av Nåvatn like ved dam Åstøl. I kraftverket planlegges installert ett aggregat med maksimal effektytelse på ca 21 MW og maksimal slukeevne på ca 30 m³/s. *Ny tunnel/Øygard kraftverk* vil bidra med en produksjonsøkning på ca 112 GWh/år. Det etableres en omløpstunnel forbi kraftverket som kan brukes ved risiko for flomtap fra Langevatn. Maksimal overføringskapasitet til Nåvatn vil være 65 m³/s. Den nye tunnelen og bygging av *Øygard kraftverk* innebærer etablering av nytt inntaksarrangement ved Langevatn samt flytting av bekkeinntakene i Ljosåna og Grytåna. For øvrig vil samtlige eksisterende bekkeinntak bli ført inn på den nye tunnelen via nye sjakter. Eksisterende tunnel mellom Langevatn og Nåvatn vil således settes ut av ordinær drift.

Deler av fallet i Ljosåna, dvs mellom Kvernevatn og eksisterende bekkeinntak i Ljosåna, planlegges utnyttet i *Kvernevatn kraftverk*. Kraftverket får inntak i Ljosåna like nedstrøms Lille Kvernevatn. Vannet føres i en nedgravd rørgate fram til kraftstasjonen beliggende like ved bekkeinntaket i Ljosåna. Avløpet fra kraftstasjonen føres direkte til bekkeinntaket. I kraftverket planlegges installert ett aggregat med maksimal effektytelse på ca 1,6 MW og maksimal slukeevne på ca 5,0 m³/s. Kraftverket defineres som et såkalt *småkraftverk* (under 10 MW), og er ellers å betrakte som et selvstendig delprosjekt. Kraftverket vil bidra med en produksjonsøkning på ca 6 GWh/år.

Planer for *Ny dam – økt regulering Langevatn* er utarbeidet med bistand fra Multiconsult. Ny damsikkerhetsforskrift (gjort gjeldende 01.01.2010) innebærer at eksisterende dam ved Langevatn (platedam) må erstattes med en ny massivdam (steinfyllingsdam). Teknisk/økonomiske vurderinger viser at bygging av en større dam, som innebærer økt regulering av Langevatn, er et bedre alternativ enn å bygge en ny steinfyllingsdam som kun har som formål å opprettholde dagens regulering. Magasinprosenten til dagens regulering, dvs andelen av årstilsiget som kan holdes tilbake i Langevatn, er kun ca 6,5 %. Det planlegges således bygging av en ny dam ved Langevatn som innebærer heving av høyeste regulerte vannstand (HRV) med 10 m. HRV heves fra kote 683,6 til kote 693,6. Magasinvolumet økes dermed med 24 mill m³ fra dagens 22 mill m³ til 46 mill m³, og magasinprosenten økes til ca 14 %. Langevatn dekker i dag et areal på ca 2,08 km², som vil øke til ca 2,65 km² ved en heving av HRV med 10 m. Delprosjektet *Ny dam – økt regulering Langevatn* vil bidra med en produksjonsøkning på ca 18 GWh/år.

Realisering av *Åseralprosjektene* er avhengig av at transformatorkapasiteten i mellom regionalnettet (110/132 kV) og sentralnettet (300/420 kV) forsterkes. Det er i dag ikke ledig transformatorkapasitet for tilknytning av ny kraft via eksisterende regionalnett i Vest-Agder. Statnett og Agder Energi Nett (AEN) har i fellesskap utredet ny sentralnettstransformering på Honna i Åseral. AEN har konsesjonssøkt ny Honna transformatorstasjon (420 kV/132 kV) samt fornying/oppgradering av eksisterende 110 kV (132 kV) nett i Åseral begrunnet i forsyningssikkerhet, tilknytning av ny produksjon og reduksjon av nettap (ref søknader av september og november 2012). I tillegg har Statnett konsesjonssøkt oppgradering av sentralnettslinja mellom Arendal og Solhom fra 300 kV til 420 kV (ref søknad av des 2012). Etablering av Honna transformatorstasjon kombinert med tilkobling/oppgradering av eksisterende regionalnettsledning (110 kV) mellom Skjerka og Logna gir grunnlag for realisering av delprosjektet *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk*. Også realisering av *Øygaard kraftverk* er avhengig av ovennevnte nettførsterkning, og planlegges tilknyttet Honna transformatorstasjon via en ny 132 (110) kV linje på ca 7 km parallelt med eksisterende Statnettlinje. Realisering av *Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygaard og Kvernevatn kraftverk* og *Ny dam – økt regulering Langevatn* nødvendiggjør framføring av anleggskraft til de ulike arbeidsstedene. Framføring av anleggskraft vil skje via nye 22 kV linjer/kabler samt eksisterende 22 kV nett. Det samtidige anleggskraftuttaket er beregnet å kunne bli ca 2,2 MW.

1.3 Konsekvenser ved realisering av Åseralprosjektene

Det overordnede bildet er at økt installasjon i Skjerka, økt overføring fra Langevatn og økt regulering av Langevatn vil innebære moderate endringer for vannføringen, og dermed også for kjøremønsteret i Mandalselva nedstrøms Håverstad kraftverk. Økt regulering av Langevatn gir en beskjeden økning i magasinprosenten for Skjerkaanlegget, dvs fra 32 % til i overkant av 34 %. Over året blir det en moderat omfordeling av avløpet grunnet økt magasin i Langevatn og økt tilsig via Nåvatn/Skjerkevatn (ref økt overføring fra Langevatn). Vannføringen vil øke noe på vinteren, mens den vil bli noe redusert vår og forsommer. Resten av året, dvs ettersommer og høst vil det kun bli mindre endringer.

De vesentligste hydrologiske endringene kommer i all hovedsak lokalt i Åseral, dvs i Langevatn (ref økt overføring og regulering samt utbygging av fallet Langevatn/Nåvatn), i Monn (ref redusert overløp fra Langevatn) og i Skjerkavassdraget på strekningen fra nordenden av Nåvatn til og med Ørevatn (ref økt overføring og utvidelse i Skjerka kraftverk). Med unntak av Langevatn, hvor det søkes om økt regulering, endres ikke reguleringen av øvrige magasiner som inngår i Skjerkaanlegget. For Langevatn sin del vil en utbygging av fallet mellom Langevatn og Nåvatn kombinert med økt overføringskapasitet endre tappemønster og vannstandsforhold. Langevatn blir inntaksmagasin for Øygard kraftverk, og det innebærer vesentlig høyere vannstand store deler av året enn det som er tilfelle i dagens situasjon. Manøvrering (tapping) av magasinene Storevatn (Grytåna) og Kvernevatn (Ljosåna) vil bli tilpasset kjøring av Øygard kraftverk med tilhørende manøvrering av Langevatn. For Kvernevatn sin del vil tappingen også bli tilpasset Kvernevatn kraftverk. Magasindisponeringen av Nåvatn/Skjerkevatn vil bli moderat endret i forhold til førsituasjonen da økt overføring fra Langevatn og et utvidet Skjerka vil ha motsatt effekt på vannstandsforholdene. Ørevatn fungerer allerede i dag som et utjevnings-/dempningsmagasin, og har gjennom hele året betydelige vannstandsvariasjoner. Utvidelsen i Skjerka kraftverk vil påvirke vannstandsforholdene i Ørevatn, men det overordnede bildet er at dagens manøvrering vil videreføres uten de store endringene. Utvidelsen i Skjerka kraftverk gir mulighet for økt effektkjøring i form av døgn- og ukeregulering. Det vil gi endringer i korttidsvariasjonene i Ørevatn gjennom raskere vannstandsøkninger på grunn av økt slukeevne i Skjerka. Vannstandsreduksjoner vil derimot ikke endres i samme grad da gjeldende slukeevnen i Håverstad kraftverk forblir uendret (ref økt slukeevne i 2011 grunnet bytte av nytt løpehjul).

Ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn gir en betydelig økt overføringskapasitet, og det innebærer at dagens flomtap fra Langevatn blir kraftig redusert. Bortfall av flomtap fra Langevatn gir en sammenfallende periodevis reduksjon av vannføringen i Monn. Økningen i overført vannmengde er størst i mai måned (ref snøsmelting), og ellers høyere enn i dag utover høsten og om vinteren. I middel over året øker overføringen fra Langevatn til Nåvatn fra 12,4 m³/s til 15,2 m³/s, som samlet over året utgjør ca 88 mill m³.

Lokalt vil økt overføring/regulering gi endringer mhp vanntemperatur og isforhold. Økt regulering av Langevatn innebærer økt magasinivolum, og vil gi noe forsinket oppvarming av overflatelaget om sommeren og forsinket avkjøling om høsten. For øvrig vil temperaturen på vannet som overføres fra Langevatn synke 1-3 grader i juli-sept, og det vil kunne merkes i nordre del av Nåvatn/Skjerkevatn. I Langevatn vil isleggingen skje på en høyere vannstand, og på et senere tidspunkt enn i dag. I Nåvatn/Skjerkevatn vil økt overføring gi økt gjennomstrømming, og det vil kunne føre til noe mer råker og områder med dårlig is i trange sund i nordre del av magasinet. I Ørevatn forventes ingen vesentlige endringer i isforholdene, og det gjelder også isforholdene i Mandalselva nedstrøms Håverstad.

Bortsett fra konsekvenser på nytt neddemt areal i Langevatn (ref erosjon og utvasking av sedimenter) vil *Åseralprosjektene* ikke medføre vesentlige konsekvenser for *Geofaglige forhold*. For fagtemaet *Landskap* er konsekvensene ved utbygging av Øygard kraftverk vurdert som små, mens økt regulering av Langevatn er vurdert som *middels negativ*. Når det gjelder ny kraftlinje fra Øygard til Honna vurderes dalspenn over Vestredalen og Austredalen å være mindre konfliktfylt enn om linjen føres ned i dalførene. I forhold til inngrepsfrie naturområder (INON) vurderes konsekvensene som *små negative*. Når det gjelder *Naturmiljø og naturens mangfold* er samlet konsekvens for Øygard kraftverk *liten negativ*, mens konsekvensgraden for ny linje til Honna er angitt som *middels negativ*. Samme konsekvensgrad, dvs *middels negativ*, er angitt for økt regulering av Langevatn. For fagtemaet *Ferskvannsbiologi* er økt regulering av Langevatn med 10 m angitt å være *liten negativ/ubetydelig*. I Monn, nedstrøms Langevatn er konsekvensen ved redusert vannføring vurdert å være *ubetydelig*. Når det gjelder *Innlandsfisk* vil en heving av Langevatn påvirke rekruttering hos aure negativt, men skader på rekrutteringen kan kompenseres ved utsetting og habitatforbedrende tiltak. Når det gjelder *Fisk på lakseførende strekning* er samlet konsekvens vurdert som *svak negativ*, og det er videre anført at gjennomføring av foreslåtte avbøtende tiltak (vannføring lik dagens i smoltutvandringsperioden og varsom nedkjøring av elvekraftverkene) vil gi en *nøytral* konsekvens. For fagtemaet *Vannkvalitet og forurensning* er konsekvensene vurdert som små. Det samme gjelder for fagtemaet *Landbruk*. Når det gjelder fagtemaet *Kulturminner og kulturmiljø* vurderes konfliktnivået å være lavt. Det anføres at det ved Øygard er det middels til stort potensial for nye funn av fredete kulturminner, mens i øvrige områder er potensialet middels til lavt. For fagtemaet *Samfunn* (herunder friluftsliv, jakt/fiske og reiseliv) er konsekvensene gjennomgående små både i positiv og negativ retning. For næringsliv og sysselsetning er konsekvensen angitt å være *ubetydelig/liten positiv*, mens den for befolkningsutvikling og boligbygging er *ubetydelig*. Det samme gjelder for tjenestetilbud, sosiale og helsemessige forhold. For kommunal økonomi er konsekvensene angitt å spenne fra *ubetydelig* til *middels positiv*. Når det gjelder friluftsliv, jakt og fiske er konsekvensene gjennomgående *ubetydelig/liten negativ*, og det samme gjør seg gjeldende for reiseliv. *Åseralprosjektene* vil bidra til en betydelig bedring av forsyningssikkerheten i regionen gjennom økt effektilgang på ca 133 MW og en årlig produksjonsøkning på ca 155 GWh. Samlet utbyggingskostnad for *Åseralprosjektene* er beregnet til ca 1,1 milliarder kr og byggetiden er anslått til opp mot 5 år.

Dette dokumentet omhandler også revisjon av reguleringskonsesjoner knyttet til Skjerkaanlegget som ikke direkte berøres av *Åseralprosjektene*, ref NVEs vedtak av 11.05.05 samt innstilling av 27.04.11 (ref kons.søknad "Nye dammer – økt regulering Skjerkevatn"). Omfanget til *Åseralprosjektene* gjør at det kun er konsesjon av 07.01.1949 ang regulering av Stegilvatn som i utgangspunktet vil bli gjenstand for ordinær vilkårsrevisjon.

2 Presentasjon av tiltakshaver

Tiltakshaver for **Åseralprosjektene** – dvs delprosjektene - *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk – Ny tunnel Langevatn - Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk – Ny dam - økt regulering av Langevatn* - er Agder Energi Vannkraft AS (AEVK), ett heleid datterselskap til Agder Energi AS (AE). (Agder Energi Produksjon AS endret høsten 2012 selskapets navn til Agder Energi Vannkraft AS). Kommunene på Agder eier til sammen 54,5 prosent av aksjene i AE. De resterende 45,5 prosent eies av Statkraft AS. AEVK ivaretar utbygging, drift og vedlikehold av kraftstasjoner og reguleringsanlegg. Selskapet eier 31 kraftverk og er deleier i ytterligere 16 kraftverk. Samlet installert ytelse er rundt 1.700 MW, med en årlig midlere produksjon på ca 7,8 TWh. Mer informasjon om selskapet på nettsiden www.ae.no

Adresse: Agder Energi Vannkraft AS, Postboks 603 Lundsiden, 4606 Kristiansand

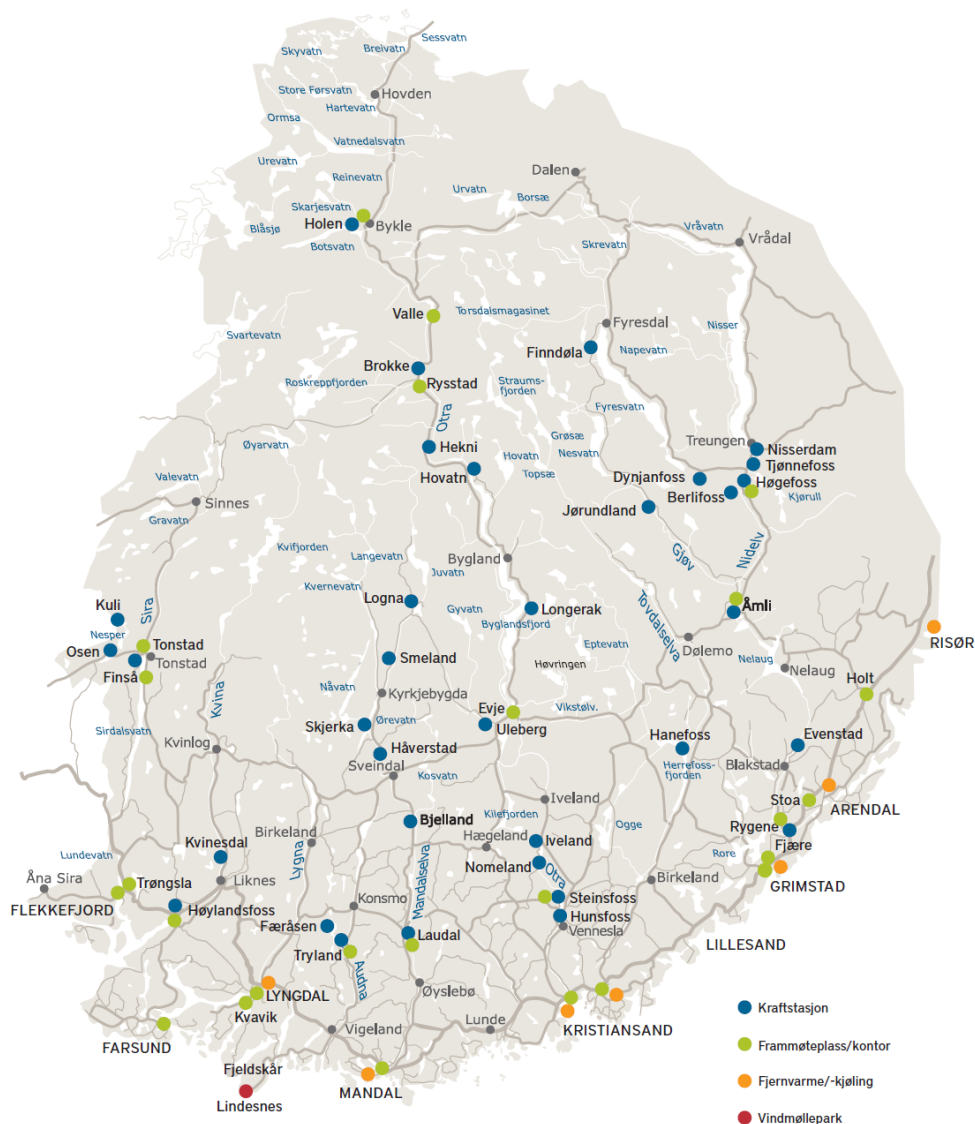


Fig 2-1 Oversikt over Agder Energis eksisterende anlegg

3 Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket

Politiske signaler tilsier at det søkes etter muligheter for å øke kraftproduksjonen i vassdrag som allerede er regulert. Mandalsvassdraget er et slikt vassdrag. I vassdragets øvre del - i Åseral kommune - finnes flere reguleringsmagasin med tilhørende kraftverk, dvs; Skjerka, Logna, Smeland og Håverstad kraftverk. I vassdragets midtre del finnes det to større elvekraftverk, dvs; Bjelland og Laudal kraftverk. AEVK har således pr i dag 6 kraftstasjoner i Mandalsvassdraget (*Fig 3-1*).

Skjerkaanlegget har i lengre tid vært gjenstand for en inngående vurdering og gjennomgang. Dette har avdekket flere muligheter for opprusting og utvidelse som kan gi grunnlag for en betydelig økning av kraftproduksjonen i Mandalsvassdraget.

Skjerka kraftverk med tilhørende reguleringsanlegg har gjennomgått en trinnvis utbygging som ble påbegynt allerede tidlig på 1930-tallet (*Fig 3-2*). Anlegget ble gjenstand for mer eller mindre kontinuerlige utvidelser helt fram til 1960-tallet. På 1990-tallet utløste pålegg om utfasing av smisveiste trykkrør ved Skjerka kraftverk ny anleggsaktivitet. Ny kraftstasjon og ny tilløpstunnel i fjell ble idriftsatt i 1997. Den nye tilløpstunnelen mellom Skjerkevatn og den nye kraftstasjonen ble dimensjonert med tanke på mulighet for økt fallutnyttelse og høyere driftsvannføring i framtiden. Inne i fjellhallen, som rommer den nye kraftstasjonen, ble det sprengt ut plass og klargjort for nok et aggregat (aggregat 2).

I 1996, parallelt med bygging av den nye kraftstasjonen på Skjerka, ble det i regi av Vest-Agder Energiverk (VAE) (i år 2000 en del av Agder Energi) fremmet en konsesjonssøknad om utvidelse av Skjerkaanlegget. Prosjektet fikk betegnelsen ”Nye Skjerka”, og omfattet foruten økt regulering av både Nåvatn og Skjerkevatn, ny overføringstunnel fra Langevatn til Nåvatn og et nytt aggregat (aggregat 2) i Skjerka kraftverk. Konsesjonssøknaden, som også omfattet vilkårsrevisjon av en rekke eldre reguleringskonsesjoner, medførte en omfattende konsesjonsbehandling som pågikk over flere år. NVE fremmet i desember 1998 innstilling i saken. Saken var deretter til behandling i OED som i 2003 besluttet at konsesjonssøknaden skulle bli gjenstand for stortingsbehandling. AEVK valgte å trekke konsesjonssøknaden for ”Nye Skjerka” høsten 2003, og konsesjonsbehandlingen ble dermed ikke slutført.

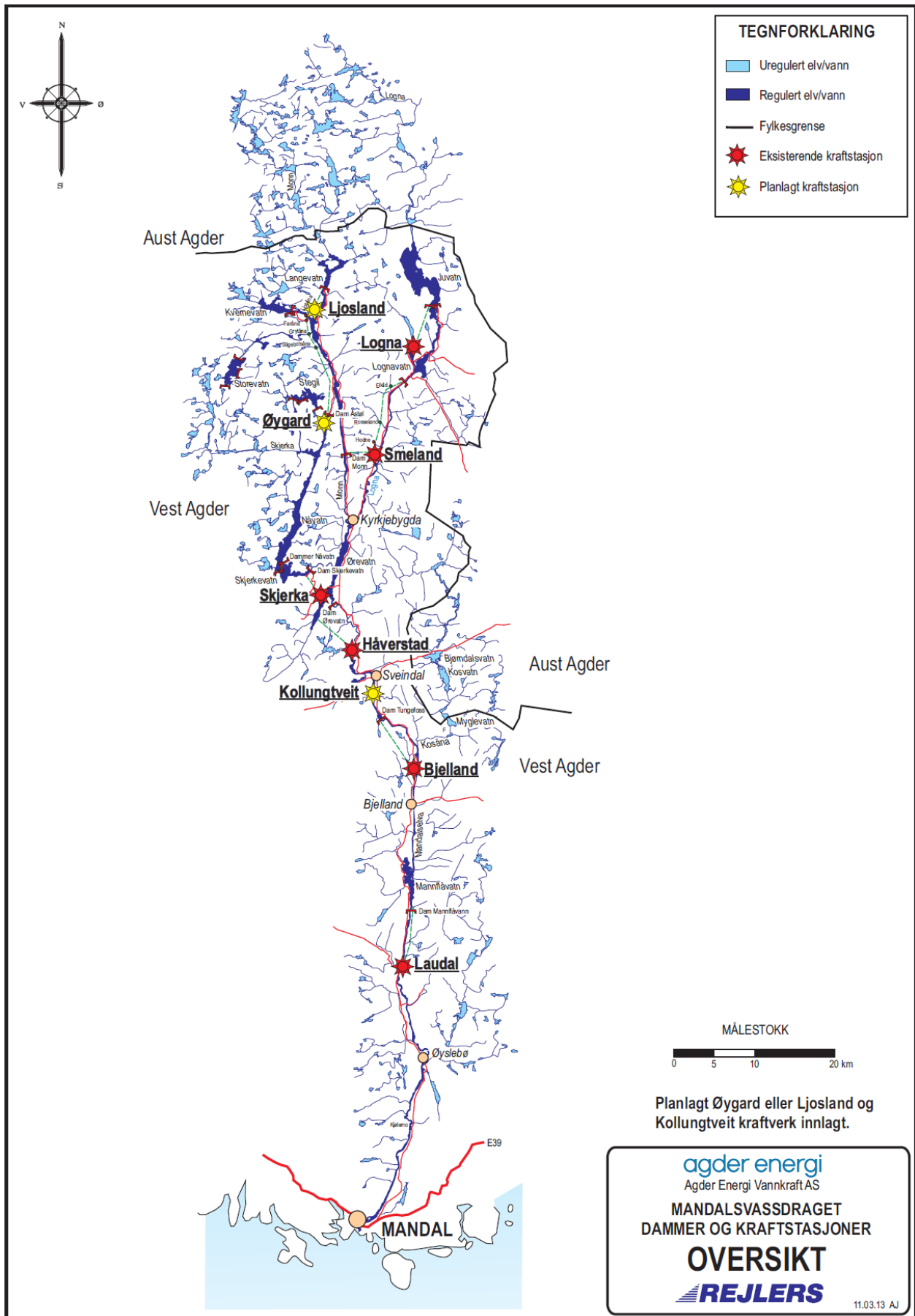


Fig 3-1 Kartskisse over Mandalsvassdraget

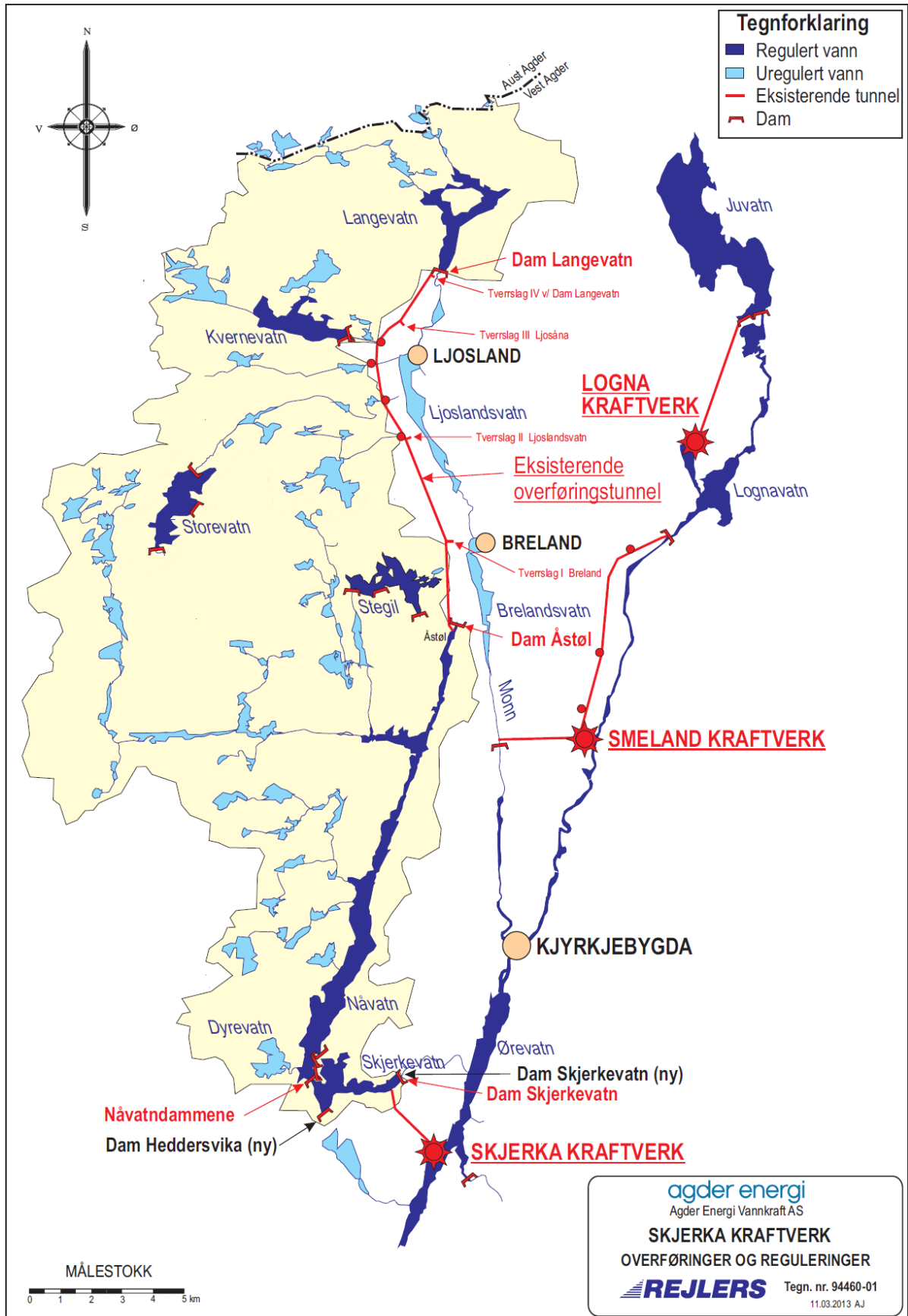


Fig 3-2 Kartskisse over eksisterende Skjerka utbygging (inkl nye dammer Skjerkevatn)

Omkring årsskiftet 2004/2005 fremmet Åseral kommune krav om revisjon av reguleringskonsesjoner som tidligere hadde inngått i ”Nye Skjerka”. Dette er nærmere omtalt under pkt 8.2. På bakgrunn av nevnte krav, fattet NVE i mai 2005 vedtak om vilkårrevisjon i hovedsak i tråd med kommunens anmodning. *Det er senere avklart at revisjonssaken samkjøres med konsesjonsbehandling av de planlagte prosjektene i Åseral, herunder prosjektene som omhandles i herværende konsesjonssøknad (ref bl.a NVEs innstilling av 27.04.11 for dam Skjerkevatn, mv.).*

I 2005 og 2006 påla NVE med hjemmel i ”sikkerhetsforskriften” en meget omfattende rehabilitering av Nåvatndammene og Skjerkevatndammen. Dette var bakgrunn for at AEVK i oktober 2008 fremmet en konsesjonssøknad om utvidet regulering av Skjerkevatn opp til nivå med Nåvatn (ref konsesjonssøknaden ”Nye dammer – økt regulering Skjerkevatn”). Parallelt fremmet AEVK en melding angående nye O/U-prosjekter i Åseral, dvs foreløpige planer for ”Åseralprosjektene”. Konsesjonssøknaden angående økt regulering og nye dammer ved Skjerkevatn er for tiden til sluttbehandling i OED (ref NVEs innstilling av 27.04.11). Beliggenheten til de to nye dammene er vist i *Fig. 3-2*.

Åseralprosjektene

En finner innledningsvis grunn til å understreke at **Åseralprosjektene**, som omhandles og omsøkes i herværende søknad, **har som forutsetning at det etableres et ”nytt” Nåvatn/Skjerkevatn, dvs at det gis konsesjon for økt regulering og bygging av nye dammer ved Skjerkevatn** (ref konsesjonssøknaden ”Nye dammer – økt regulering Skjerkevatn”).

Åseralprosjektene består av følgende delprosjekt:

- **Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2).**
- **Ny tunnel Langevatn - Nåvatn med**
 - **Øygaard kraftverk og**
 - **Kvernevatn kraftverk.**
- **Ny dam - økt regulering av Langevatn.**

En utvidelse i Skjerka kraftstasjon i form av installering av et nytt aggregat (aggregat 2) vil for det første bidra til bedre utnyttelse av eksisterende regulering gjennom redusert flomtap. Dernest vil det tilsvarende gi grunnlag for en vesentlig bedre utnyttelse av en økt overføring fra Langevatn. Sist, men ikke minst, vil det bedre effekttilgangen i regionen med ca 110 MW.. Begrunnelsen for å fremme dette delprosjektet har således flere sider.

Ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn med bygging av Øygard og Kvernevatn kraftverk vil bidra til bedre utnyttelse av eksisterende regulering/overføring gjennom redusert flomtap og ny fallutnyttelse. På grunn av lite tunneltverrsnitt i eksisterende overføringstunnel (5-7 m²), og liten reguleringsgrad i Langevatn, er det et betydelig flomtap over dammen ved Langevatn. I middel utgjør dette et årlig flomtap på ca 88 mill m³. Bygging av kraftverkene vil ellers innebære økt effekttilgang på ca 22 MW. Dette delprosjektet vil også sikre at overføringen fra Langevatn og eksisterende bekkeinntak opprettholdes uten unødig avbrudd (ref risiko for framtidig havari på grunn av ras i eksisterende tunnel som er omtalt i meldingen fra 2008). Begrunnelsen for å fremme dette delprosjektet har således også flere sider.

Ny dam og økt regulering av Langevatn vil bedre reguleringsgraden betydelig siden dagens magasin kun kan romme ca 6,5 % av årstilsiget. Dagens dam, som er en platedam, må med henvisning til gjeldende damforskrift i løpet av få år uansett bli gjenstand for en omfattende ombygging/nybygging for å opprettholde eksisterende regulering. Når utgangspunktet er at det må bygges ny dam ved Langevatn, vurderes det som en bedre løsning å bygge en større dam som gir grunnlag for økt regulering av Langevatn. Dette vil gi en bedre utnyttelse av reguleringen, redusert flomtap og ellers økt fallutnyttelse i Øygard kraftverk. Begrunnelsen for å fremme dette delprosjektet har dermed også flere sider.

Økt regulering av Langevatn er for øvrig ingen ny sak. Vest-Agder Energiverk (VAE) skisserte i en forhåndsmelding angående "Nye Skjerka" fra 1991 en plan som gikk på å øke reguleringshøyden i Langevatn med 21 m. Planene ble klarert i forhold til Samla Plan, men ikke videreført i 1996 i forbindelse med søknad om konsesjon angående "Nye Skjerka".

Realisering – byggetrinn

Det understrekes at sett i forhold til realisering, er delprosjektene å betrakte som selvstendige utbyggingsprosjekt. Realisering av et delprosjekt innebærer ikke automatisk realisering av øvrige delprosjekt. Som utgangspunkt vil således realisering av hvert enkelt delprosjekt være betinget av en egen og selvstendig investeringsbeslutning.

Det er en betydelig grad av innbyrdes avhengighet mellom delprosjektene mhp realisering, design og praktisk utførelse av anleggs- og byggearbeider. Eksempelvis vil lønnsomhet og teknisk løsning for det enkelte delprosjekt være avhengig av i hvilken grad øvrige delprosjekt tillates gjennomført og dernest om de besluttes realisert.

For å unngå unødig vanntap i forbindelse med gjennomføring av anleggsarbeidene, dvs for å kunne redusere/begrense produksjonstapet, må prosjektene bli gjenstand for en "trinnvis" realisering. I det følgende skisseres en mulig rekkefølge mhp gjennomføring med fokus på å unngå unødig produksjons- og vanntap.

”Første” byggetrinn vil være etablering av nytt aggregat i Skjerka kraftverk.

”Andre” byggetrinn vil være etablering av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn kombinert med bygging av delprosjektene Øygard og Kvernevatt kraftverk.

”Tredje” byggetrinn vil være bygging av ny dam ved Langevatn.

Elsertifikatordningen

Sett i forhold til elsertifikatordningen (som ble innført 1.1.2012) anses delprosjektene å være selvstendige anlegg som er berettiget til å få tildelt elsertifikater etter hvert som de sluttføres/idriftsettes, ref den trinnvise realiseringen som er omtalt ovenfor. Det forhold at delprosjektene blir gjenstand for en samlet konsesjonsbehandling anses i denne sammenheng å være uten betydning.

Regulerbar og fornybar kraft – miljøkonsekvenser

Åseralprosjektene, som innebærer en opprusting og utvidelse av Skjerkaanlegget, vil gi en betydelig mengde ny regulerbar og fornybar kraft. Samlet årlig produksjonsøkning for Åseralprosjektene vil i middel være omkring 155 GWh. Til sammenligning gir en slik kraftmengde produsert i et konvensjonelt kullkraftverk et årlig CO₂-utslipp på ca 150 000 tonn. Sett i forhold til utslipp av miljøgasser vil prosjektet således ha positive effekter. Både samlet og enkeltvis vurderes Åseralprosjektene å ha moderate miljøkonsekvenser, og vi mener derfor at delprosjektene samsvarer godt med de rådende politiske føringer. Realisering av delprosjektene vil også gi ny verdiskapning både for Agder Energi og for samfunnet.

4 Geografisk plassering av Åseralprosjektene

Mandalsvassdraget (NVEs vassdragsnummer 019) er et av de middels store Sørlandsvassdragene, som går fra hei til kyst gjennom kommunene; Åseral, Audnedal, Marnardal og Mandal (*fig 3-1*). Den øvre del av vassdraget består av tre hovedelver, Skjerka, Monn og Logna som alle samles i Ørevatn (lokalt kalt Øre). Nedstrøms Ørevatn kalles vassdraget Mandalselva. Det er Skjerka, sammen med overføringene av Monn, som utnyttes i Skjerka kraftverk.

Skjerka kraftverk med tilhørende reguleringsanlegg er i sin helhet beliggende i Åseral kommune i Vest-Agder. Selve kraftverket ligger på vestsiden av Ørevatn ca 7 km sør for kommunesenteret Kyrkjebygd, mens reguleringsanleggene (magasiner, bekkeinntak og tunneler) er beliggende på fjellet vest og delvis nord for Kyrkjebygd og Ljoslandsdalføret (*fig 3-2*).

Delprosjektene som til sammen utgjør *Åseralprosjektene* er lokalisert i direkte tilknytning til eksisterende anlegg, men med forholdsvis stor geografisk spredning. Delprosjektene har også et ganske ulikt geografisk omfang. Det vises til vedlegg 1 som gir en oversikt over delprosjektene geografiske beliggenhet.

Delprosjektet *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk* er lokalisert til eksisterende kraftstasjon ved Ørevatn, og er geografisk sett adskilt fra de øvrige delprosjektene.

Delprosjektet *Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk* er beliggende vest for Ljoslandsdalføret og Ljosland mellom nordenden av Nåvatn og sørenden av Langevatn. Delprosjektet har en geografisk utstrekning på nesten 1,5 mil, og med en avstand til Kyrkjebygd på mellom 1-2,5 mil.

Delprosjektet *Ny dam – økt regulering Langevatn* er lokalisert til eksisterende dam og magasin i Langevatn nord for Ljosland. Avstanden fra dammen til Ljosland, som er nærmeste sted med fast bosetting, er ca 2,5 km.

5 Andre kraftanlegg og prosjekter i vassdraget

Foruten Skjerka og Monn er som nevnt også Logna tilløpselv til Ørevatn. I Logna har AEVK to kraftverk med tilhørende reguleringsanlegg. Disse heter Logna og Smeland kraftverk. Ørevatn er ellers inntaksmagasin for Håverstad kraftverk som er det øverste kraftverket beliggende i selve Mandalselva. Nedstrøms Håverstad ligger elvekraftverkene Bjelland og Laudal.

Både Håverstad og Bjelland kraftverk ble i 2011 gjenstand for rehabilitering. Det ble bl.a. byttet løpehjul i ett av totalt to aggregat i begge kraftverkene. Dette innebar økning av maksimal slukeevne, i Håverstad med 5 m³/s, og i Bjelland kraftverk med 2 m³/s. Dette ble av NVE vurdert som ikke konsesjonspliktig, ref brev fra NVE av 28.4.2011.

Når det gjelder Laudal kraftverk pågår det for tiden en formell prosess med tanke på endring av manøvreringsreglement og konsesjonsvilkår. NVE har avgitt innstilling til OED i denne saken (ref innstilling av 04.03.10). NVE har senere koblet "Laudalsaken" sammen med konsesjonssøknaden "Nye dammer – økt regulering Skjerkevatn" (ref innstilling av 27.04.11), og således er begge disse sakene for tiden gjenstand for behandling i regi av OED.

For øvrig nevnes at AEVK i juni 2010 sendte utkast til konsesjonssøknad for *Kollungtveit kraftverk* til NVE. Kollungtveit kraftverk er beliggende på strekningen mellom Håverstad og Bjelland kraftverk (*fig 3-1*), og er beregnet å få en årsproduksjon på ca 27 GWh (5 MW). På grunn av sin beliggenhet i den regulerte delen av Mandalsvassdraget vil dette småkraftverket gi en betydelig andel regulerbar kraft. NVE har søknadsutkastet til kvalitetssjekk/gjennomsyn.

AEVK har under vurdering flere selvstendige overførings-/utbyggingsprosjekt i tilknytning til Skjerkaanlegget. Et mulig overføringsprosjekt er beliggende like øst for Nåvatn. Dette gjelder en samlet overføring av Stemvatn, Stemtjønn, Kåbekkvatnet og Sjøvasstjønnna til Nåvatn. Grunneierne, sammen med Grønnkraft AS, vurderer å utnytte deler av det samme nedbørsfeltet i Fossbekk kraftverk. AEVK har også under utredning en overføring fra Bukkedalen til den nye overføringstunnelen mellom Langevatn og Nåvatn. Bukkedalen er beliggende mellom Ljoslandsvatn og Brelandsvatn. AEVK har i tillegg sett på ulike alternative løsninger for å utnytte hele eller deler av fallet mellom Stegil og Nåvatn. Dette er nærmere omtalt i vedlegg 17 "Revisjonsdokument for Stegil". Ingen av de ovennevnte prosjektene er foreløpig konsesjonssøkt.

HybridTech har sendt melding på to vindparker - Skveneheii og Stuttjørnheii - i Åseral kommune. Planområdet med tilleggsområder vil få en samlet effekt på ca 105 MW. Selskapet er i gang med konsekvensutredninger og utarbeidelse av konsesjonssøknad, ref. nærmere beskrivelse kap 6.5

AEVK kjenner til at grunneiere og utbyggere av småkraftanlegg arbeider med en rekke planer for småkraftverk i Åseral. Av de som har søkt konsesjon er; Eikerapsbekken kraftverk (Grønnkraft AS), Herresbekken kraftverk (Bekk og Strøm AS), Tjaldalsåni kraftverk og Gjermundsbekken (Småkraft AS).

Det er i dag ikke kapasitet i regionalnettet og sentralnettet til å ta i mot økt effekt fra Åseralprosjektene eller andre kraftverksprosjekter som er under planlegging i området. AE Nett har konsesjonssøkt en fornying/oppgradering av regionalnettet i Åseral samt ny tilknytning til sentralnettet i Honna. I tillegg har Statnett SF konsesjonssøkt en oppgradering av ledningen fra Arendal til Solhom fra 300 kV til 420 kV. Dette er nærmere omtalt i kap 6.5.

6 Teknisk plan for omsøkte delprosjekt

I det følgende omtales tekniske forhold knyttet til det enkelte delprosjekt i kronologisk rekkefølge basert på den mulige trinnvise realisering som er skissert i kap 2. Det vises til vedlegg 1 som redegjør for beliggenhet til samtlige delprosjekt. Videre vises det til vedlegg 2 (oversiktskart vedrørende *Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk*) og til vedlegg 3 (oversiktskart vedrørende *Ny dam – økt regulering Langevatn*).

6.1 Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2)

Omtalen i det følgende har som utgangspunkt et forprosjekt utarbeidet av Norconsult i 2007. Forprosjektet har vært gjenstand for gjennomgang og oppdatering i 2012. Det tas forbehold om justeringer i de beskrevne tekniske løsninger i forbindelse med detaljprosjektering, tilbudsevaluering og kontraktsinngåelse.

Inne i fjellhallen, som rommer Skjerka kraftstasjon med dagens ene aggregat, er det klargjort for installering av nok et aggregat (aggregat 2). Tilsvarende er eksisterende inntak i Skjerkevatn, tilløpstunnelen og avløpstunnelen bygd og dimensjonert med tanke på en senere utvidelse med et nytt aggregat. Dagens aggregat har en maksimal slukeevne på 33,6 m³/s. Det vil kunne yte ca 110 MW ved HRV på kote 627,7 i ”nytt” Nåvatn/Skjerkevatn.

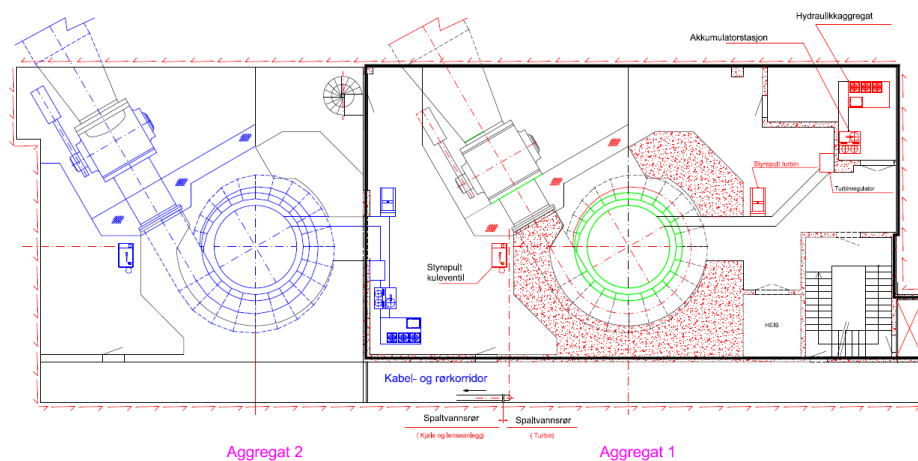


Fig 6-1 Skisse over Skjerka kraftverk med aggregat 1 (eksisterende) og aggregat 2 (konsesjonssøkt)

Det planlegges installert et nytt aggregat med ytelse og maksimal slukeevne likt med dagens aggregat. Det nye aggregatet får en effektytelse på ca 110 MW ved en maksimal slukeevne omkring 33,6 m³/s. Det planlegges installert en vertikalt oppstilt vannavkjølt generator med ytelse 135 MVA og spenning 8-12 kV. Transformatoren baseres på olje/vannkjøling, og blir plassert i egen nisje i adkomsttunnelen. Den får en ytelse på 135 MVA, og omsetning 8 – 12 til 132 (110) kV (omkoblbar til 132 kV for fremtidig spenningsoppgradering). Fra trafoen føres kraften i 132 (110) kV kabel i eksisterende kabelkanal/kulvert i adkomsttunnelen ut i dagen fram til eksisterende 132 (110) kV bryterfelt tilhørende AEVK, som utvides med ett nytt 132 (110) kV bryterfelt. Derfra føres kraften videre via Agder Energi Nett (AEN) sin nye luftledning ca. 100 meter fram til nytt koblingsanlegg/transformatorstasjon tilhørende AEN.

Arbeidet knyttet til installering av et nytt aggregat vil i hovedsak foregå inne i fjellet i eksisterende kraftstasjonshall. Bestående infrastruktur kan i all hovedsak benyttes direkte. Det blir således kun mindre synlige endringer i kraftstasjonsområdet av varig karakter. Når det gjelder eksisterende koblings- og nettanlegg har AEN igangsatt et arbeid som innebærer en oppgradering og ombygging av dagens anlegg ved Skjerka. Det vises til konsesjonsvedtak (anleggskonsesjon) fra NVE av 19.04.12 for ”Ny (132) 110 kV/22 kV Skjerka transformatorstasjon og sanering av eksisterende anlegg”. Dette arbeidet er under slutføring i regi av AEN, og er uavhengig av en utvidelse av Skjerka kraftverk. En utvidelse av Skjerka kraftverk vil således kun føre til mindre synlige endringer for nettanleggene ved kraftstasjonen på Skjerka.



Fig 6-2 - Kartskisse Nye Skjerka Trafostasjon (AE Nett sitt anlegg)

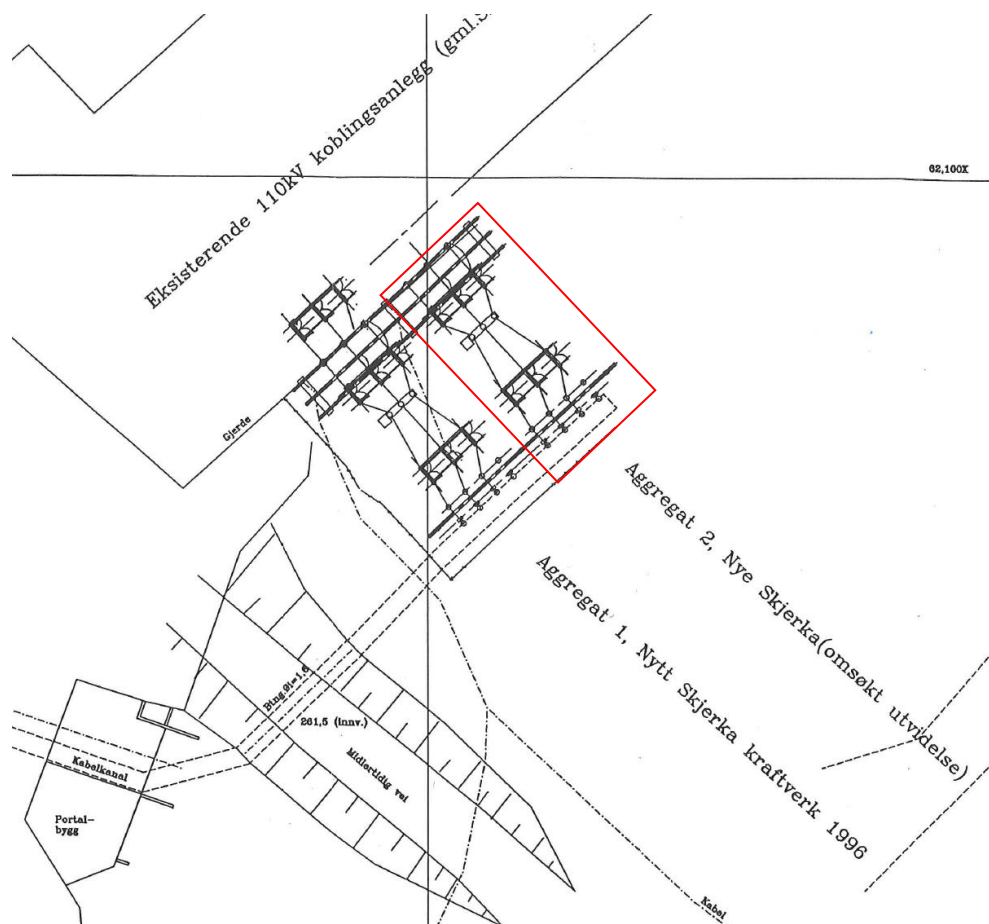


Fig 6-3 Kartskisse over kraftstasjonsområdet med eksisterende og nytt bryterfelt (i rød ramme).

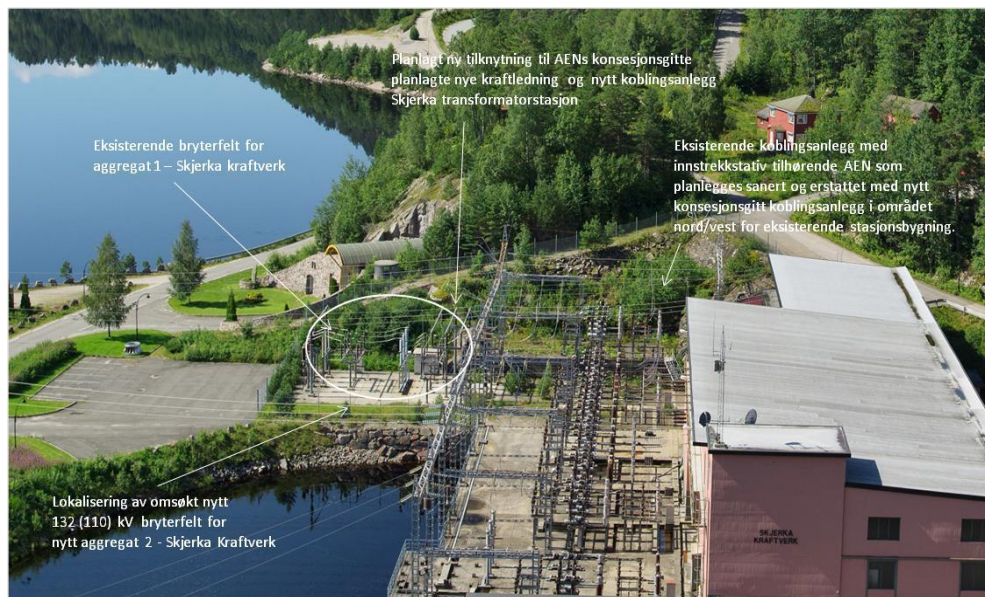


Fig 6-4a Flyfoto over kraftstasjonsområdet med eksisterende bryterfelt.



Fig 6-4b Foto av eksisterende bryterfelt aggregat 1 – Skjerka kraftverk.

Tabell 6-1 Hoveddata for Skjerka kraftverk aggregat 2, elektriske anlegg

Skjerka kraftverk, Elektriske anlegg		
GENERATOR		
Ytelse	MVA	135
Spenning	kV	8-12
TRANSFORMATOR		
Ytelse	MVA	135
Omsetning	kV/kV	8-12 kV til 110 (omkoblbar for fremtidig spenningsoppgradering 132kV).
DIV.		Nødvendige høyspennings apparatanlegg
NETTILKNYTNING		Se kap 6.5

6.2 Ny tunnel Langevatn - Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk

Omtalen i det følgende bygger på tekniske utredninger og notater utarbeidet av Multiconsult i 2011-12. Det tas forbehold om justeringer i de beskrevne tekniske løsninger i forbindelse med detaljprosjektering, tilbudsevaluering og kontraktsinngåelse. Det vises til vedlagte oversiktkart (vedlegg 2) som redegjør for hovedelementene i delprosjektet.

Dette delprosjektet er det mest sammensatte prosjektet, og består i realiteten av flere mer eller mindre selvstendige delprosjekt. Et eksempel er Kvernevatn kraftverk, som med mindre justeringer kan realiseres uavhengig av resterende deler av delprosjektet.

Det bærende element i dette delprosjektet er planen om bygging av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn. Tunnelen, som blir i overkant av 13 km lang, legges i all hovedsak vest for eksisterende tunnel i noenlunde samme trase som den som ble skissert i "Nye Skjerka" på 1990-tallet. Den får et tverrsnitt på omkring 30 m², dvs betydelig mer enn eksisterende tunnel som har et tverrsnitt på 5-7 m². Den nye tunnelen planlegges drevet fra flere tverrslag. Foruten tverrslag ved hver ende av tunnelen (dvs nedstrøms dam Åstøl ved Nåvatn og nedstrøms dam Langevatn) planlegges det 2 hovedtverrslag hvor det vesentligste av tunnelmassene skal tas ut. Det ene benevnes "**Tverrslag sør**" - beliggende i området sør for Ljoslandsvatn. Det andre benevnes "**Tverrslag nord**" - beliggende nord for Ljoslandsgrenda.

Den nye tunnelen gir mulighet for å utnytte fallet mellom Langevatn og Nåvatn. Dette fallet planlegges utnyttet i **Øygard kraftverk**, som lokaliseres til nordenden av Nåvatn like ved dam Åstøl. På grunn av varierende regulerings høyde både i Langevatn og Nåvatn vil fallet som kan utnyttes variere betydelig. Basert på dagens HRV i Langevatn (kote 683,6) og en lavvannstand i nordre del av Nåvatn ved utløpet av eksisterende overføringstunnel på i overkant av kote 621 utgjør bruttofallet i overkant av 62 m. Ved HRV i Nåvatn (kote 627,71) og LRV i Langevatn (kote 667,6) utgjør bruttofallet ca 40 m. Økes reguleringen i Langevatn med 10 m (HRV kote 693,6) vil bruttofallet kunne variere mellom ca 40 og 72 m.

Ved Langevatn vil det bli etablert et nytt inntaksarrangement i umiddelbar nærhet av eksisterende inntak. Dette planlegges etablert delvis i fjell med egen adkomsttunnel. Påhugg for denne adkomsttunnelen legges i lifoten nedstrøms eksisterende dam og tverrslag. Denne tunnelen vil også bli adkomst til toppen på ny dam. Videre etableres det et tverrslag nærmere dammen på et lavere nivå (ved siden av eksisterende tverrslag) for driving av øvre del av tilløpstunnelen opp mot magasinet. Foruten å brukes i forbindelse med etablering av inntaksarrangementet, vil denne tunnelen kunne benyttes som omløpstunnel i forbindelse med bygging av ny dam.

Lokalisering av kraftstasjonen ved Øygard medfører behov for flytting/ombygging av eksisterende bekkeinntak i Ljosåna og Grytåna. Disse ligger for lavt i forhold til tilbakeslag ved brå/uforutsett stans i kraftstasjonen, og må derfor flyttes lenger oppstrøms. Disse føres inn på den nye tunnelen via nye sjakter. Det blir to mindre arbeidssteder ved henholdsvis Grytåna og Ljosåna i forbindelse med bygging av nye inntakskonstruksjoner og sjakter. Også de øvrige eksisterende bekkeinntakene, dvs Faråna og Stigbotsåna, føres inn på den nye tunnelen via nye sjakter. Dette innebærer mulighet for fullstendig utfasing av eksisterende tunnel.

Når det gjelder fallstrekningen mellom Kvernevatn og bekkeinntaket i Ljosåna planlegges det utnyttet i **Kvernevatn kraftverk**. Kraftverket planlegges med inntak i Ljosåna like nedstrøms utløpet fra Lille Kvernevatn. Overløphøyden til kraftverksinntaket legges på dagens normalvannstand i Lille Kvernevatn. Vannet føres i nedgravd rørgate fram til kraftstasjonen som får avløp direkte til det nye bekkeinntaket i Ljosåna.

Hovedarbeidsstedene for å gjennomføre anleggsarbeidene knyttet til ny tunnel og Øygard kraftverk blir kraftstasjonsområdet ved dam Åstøl, tverrslagsområdene Tverrslag sør og Tverrslag nord samt inntaksområdet ved dam Langevatn.

Det blir også noen mindre arbeidssteder ved Grytåna og Ljosåna i forbindelse med bygging av ny inntakskonstruksjon og sjakt. Arbeidsstedet ved Ljosåna får et utvidet omfang i forbindelse med bygging av Kvernevatn kraftverk. Det tas sikte på at arbeidet med nytt bekkeinntak er slutført før arbeidene knyttet til kraftverket blir påbegynt. Ved Faråna og Stigbotsåna vil arbeidene være begrenset midlertidig riggområde og til boring av pilothull for etablering av ny sjakt mot ny tunnel.

I tillegg til riggområder ved hvert arbeidssted planlegges det også etablering av en rigg (teknisk og evt. mannskapsrigg) like ved fylkesveien ved Kløyvstøl. I tillegg er det plan om å etablere et riggområde (mannskapsrigg) nord for Ljosland Fjellstove ovenfor eksisterende helikopterlandingsplass. Dette er allerede opparbeidede områder, og vil således ikke medføre nye inngrep i ”uberørt” mark, slik at disse områdene egner seg godt som midlertidige riggområder. I kommunedelsplanen for Ljosland er områdene avsatt til hhv råstoffutvinning (masseuttak) og byggområde (næring).

Når det gjelder anleggskraft og nettløsninger vises det til kap 6.5.

I det følgende redegjøres det nærmere for utbyggingsplanene relatert til det enkelte arbeidssted.

6.2.1 Øygard kraftverk – kraftstasjonsområdet mv

Tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til kraftstasjonsområdet for Øygard kraftverk er vist i vedlagte detaljkart (vedlegg 4).

Bygging av Øygard kraftverk vil berøre eksisterende adkomst til magasinet og tilliggende områder, bl.a eksisterende båtdrag og traktorslepe mot Stegil. For å sikre bruksberettigede og allmennhet adkomst i anleggsperioden må det derfor i innledende fase av anleggsperioden gjennomføres særskilte tiltak, herunder etablering av nytt båtdrag lenger sør enn dagens.

I innledende anleggsfase etableres ellers et tverrslag på nedstrøms side av dam Åstøl, dvs like nord for dammen. Fra dette tverrslaget drives søndre del av tunnelsystemet, dvs omløpstunnel, nedre del av tilløpstunnel (opptil ca 1 km), sandfang, sjakter og svingetunnel med luftehull opp i dagen. I driftsfasen blir adkomsten til tunnelsystemet via dette tverrslaget. Massene som tas ut fra tverrslaget (opptil 120 000 m³) legges i deponi både oppstrøms og nedstrøms dam Åstøl. Tunnelmassene vil ellers bli brukt til anleggelse av ny vei på ca 300 m til nytt båtdrag samt til anleggelse av midlertidig fangdam mv. Det nye båtdraget er planlagt etablert på østsiden av magasinet like sør for eksisterende Statnett kraftlinje.

Deponiet oppstrøms dammen, dvs inne i magasinet, legges ut mot utløpet fra kraftstasjonen. Det fylles opp til ca kote 630, dvs i overkant av 2 m over HRV i Nåvatn. Det er beregnet at dette deponiet anslagsvis vil kunne romme opptil 60 000 m³. Området er planlagt brukt som riggområde i deler av anleggsperioden.

Deponiet nedstrøms dammen i direkte tilknytning til tverrslaget vil romme resterende tunnelmasser, anslagsvis ca 60 000 m³, evt mer dersom deponiet oppstrøms dammen reduseres.

Kraftstasjonen planlegges som et daganlegg like øst for utløpet til eksisterende overføringstunnel, dvs forholdsvis nær eksisterende sperredam (dam Åstøl). Stasjonsbygningen, som anslagsvis blir 14 m bred og 28 m lang, legges langsetter strandsonen med vei forbi stasjonen på framsiden. Like vest for stasjonsbygningen anlegges trafo og koblingsanlegg for overføring av kraften via en ny 132 (110) kV linje til Austredalen ved Honna, hvor AEN har konsesjonssøkt ny 132 (110) kV til 420 (300) kV transformering. Lokalisering av kraftstasjonsbygning, trafo og koblingsanlegg medfører riving av eksisterende hytte. I anleggsperioden sikres adkomst forbi stasjonen via kjørevei på toppen av en midlertidig fangdam som etableres utenfor kraftstasjonsutløpet.

I kraftstasjonen planlegges installert ett Francis aggregat med maksimal slukeevne 30 m³/s. Det vil ha en maksimal effektytelse på ca 21 MW forutsatt ny HRV på kote 693,6 i Langevatn. Siden fallhøyden vil variere betydelig må turbinen konstrueres slik at den kan driftes på varierende trykkehøyder. Generatoren får en



Fig 6-5 Fotoillustrasjon som viser før/etter utbygging av Øygard kraftverk ved dam Åstøl (Multiconsult). Nytt koblingsanlegg er ikke vist på illustrasjonen.

ytelse på 25 MVA og spenning 8–12 kV. Transformatoren får en ytelse på 25 MVA, og omsetning 8–12 til 110/132 kV (omkoblbar til 132 kV for fremtidig spenningsoppgradering). Det tas ellers forbehold om at det kan bli aktuelt med 2 aggregater (evt med ulik størrelse), men som i sum får samme slukeevne og effektytelse som ett aggregat. Stasjonsbygningen vil da bli noe større enn med kun ett aggregat.

Tabell 6-2 Hoveddata for Øygard kraftverk, forutsatt ny HRV i Langevatn

Øygard kraftverk, hoveddata		
TILSIG		
Nedbørfelt	km ²	233,8
Årlig tilsig til inntaket (1961-90)	mill.m ³	521,56
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	70,7
Middelvannføring	m ³ /s el. l/s	16,54
KRAFTVERK		
Inntak (LRV/HRV) Langevatn	moh.	667,6 / 693,6
Magasin Langevatn (+Kvernev./Storev.)	Mill m ³	46,0 (+ 48,9)
Avløp (LRV/HRV) Nåvatn	moh.	621 / 627,71
Brutto fallhøyde	m	39,9-72,6
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,1756
Slukeevne, maks	m ³ /s	30
Tunnel, tverrsnitt	m ²	30
Tilløpsrør/tunnel, lengde	m	Ca 13400
Installert effekt, maks	MW	21
GENERATOR		
Ytelse	MVA	25
Spenning	kV	8-12
TRANSFORMATOR		
Ytelse nominell	MVA	25
Omsetning	kV/kV	8-12 / 110 (framtidig omkoblbar til 132)
DIV.		Nødvendige høyspennings apparatanlegg
NETTILKNYTNING		Se kap 6.5

Det etableres en omløpstunnel som får utløp like sør for utløpet til eksisterende overføringstunnel. Omløpstunnel vil bli brukt til å tappe vann forbi stasjonen når denne av ulike årsaker er ute av drift. Omløpet kan også benyttes når kraftverket er i drift. En slik bruk er aktuell når tilsiget til Langevatn tilsier risiko for flomtap. Maksimal overføringskapasitet settes til 65 m³/s ved risiko for flomtap fra Langevatn (dvs likt med det som ble lagt til grunn i forbindelse med "Nye Skjerka"). Utløp fra eksisterende overføringstunnel vil bli faset ut etter anlegget er slutført.

Det kan ellers bli aktuelt med oppgradering av deler av eksisterende anleggsvei fra Breland opp til dam Åstøl.

Når det gjelder anleggskraftforsyning og kraftoverføring til eksisterende nett vises det til kap 6.5.

6.2.2 Tverrslag sør

I det følgende omtales tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til *Tverrslag sør* beliggende i området mellom Brelandsvatn og Ljoslandsvannet vest for Monn. Det vises til vedlagte detaljkart (vedlegg 5).

Dette tverrslaget er det ene av to hovedarbeidssteder for etablering av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn. Tverrslaget blir ca 650 m langt og det er planlagt å sprengte ut ca 8 km av den nye tilløpstunnelen. Tunnelmassene representerer ca 430 000 m³ deponert i tipp.

Adkomst til tverrslaget planlegges via en ny anleggsvei fra eksisterende anleggsvei som fører opp til dam Åstøl. Veien fram til tverrslaget blir ca 1,1 km. Den føres langs lifoten fram til tverrslaget. Derfra føres veien videre ca 250 m fram til tippområdet som er beliggende i et myrområde inn mot lifoten. Dette området er godt skjermet for innsyn da det ligger et høydedrag ut mot vassdraget som bidrar til å skjule store deler av tippet. Det legges opp til at tunnelmassene kan bli gjenstand for senere uttak, og at et slikt uttak primært vil skje fra nord. Det er derfor skissert en adkomstvei fra riksveien fram til nordre del av tippet. Denne veien vil bli ca 300 m. Siden flomvannføringen i Monn blir sterkt redusert gjennom økt overføring via den nye tunnelen, kan denne "massetutaksveien" bygges med en enkel overfart over vassdraget, eksempelvis en betongsåle med gjennomgående rør eller kulvert. Det er ikke behov for denne veien i anleggsperioden da den som nevnt tenkes brukt til senere uttak av tunnelmasser. Det antas at tunnelmassene kan bli gjenstand for uttak i regi av Åseral kommune (ref rammeavtale), og at deponiet således kan betraktes som "midlertidig".

I driftsfasen kan det bli behov for å tømme tunnelen i tilknytning til tilsyn/vedlikehold. Tømmingen vil skje via en tappeventil i tverrslagsporten, og vannet føres i nedgravd rør langs anleggsveien til nærmeste bekkeløp sør eller nord for tverrslaget.

Når det gjelder anleggskraftforsyning til tverrslaget mv, vises det til kap 6.5.

6.2.3 Tverrslag nord

I det følgende omtales tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til *Tverrslag nord* beliggende nord for Ljoslandsgrenda opp mot Langevatn vest for Monn. Det vises til vedlagte detaljkart (vedlegg 6).

Dette tverrslaget er det andre av 2 hovedarbeidssteder for etablering av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn. Fra dette tverrslaget, som blir ca 300 m inn til hovedtunnelen, er det planlagt å sprengte ut i overkant av 5 km av den nye tunnelen. Tunnelmassene representerer ca 300 000 m³ deponert i tipp.

Adkomst til *Tverrslag nord* planlegges via en ny anleggsvei fra eksisterende vei, som fører opp til Kvernevatn og hytteområdet vest for Ljoslandsgrenda. Veien fram til tverrslaget blir ca 150 m. Fra tverrslaget føres anleggsveien videre ca 1 km fram til et tippområde vest for Bergvassknodden, ca 1 km nedstrøms dammen ved Langevatn. I dette området planlegges det å deponere hovedtyngden av tunnelmassene fra *Tverrslag nord*. Området er godt skjermet for innsyn da Bergvassknodden bidrar til å skjule tippet sett fra eksisterende vei opp til Langevatn. Når det gjelder hovedtippet ved Bergvassknodden vil denne i all hovedsak kunne bli midlertidig da massene tenkes benyttet i forbindelse med bygging av ny dam ved Langevatn, og ellers i forbindelse med øvrig infrastruktur i nærområdet.

I tillegg til tippet ved Bergvassknodden planlegges det anlagt en mindre tipp (anslagsvis 30 000 m³) ca 200 m nord for *Tverrslag nord*. Denne tippet blir liggende øst for veien, og er tenkt brukt som riggområde i deler av anleggsperioden. Etter endt anleggsdrift legges det til grunn at denne tippet forblir permanent, dvs at den kan inngå som en del av lokal infrastruktur i form av parkeringsplass, velteplass, mv.

Fra tippområdet ved Bergvassknodden føres anleggsveien videre opp mot dammen ved Langevatn, som adkomstvei til tverrslag og adkomsttunnel knyttet til etablering av nytt inntaksarrangement ved Langevatn.

I driftsfasen kan det bli behov for å tømme tunnelen i tilknytning til tilsyn/vedlikehold. Tømmingen vil skje via en tappeventil i tverrslagsporten, og vannet føres i nedgravd rør fram til eksisterende elveleie (dvs Monn) like oppstrøms eksisterende bro.

Når det gjelder anleggskraftforsyning vises det til kap 6.5.

6.2.4 Nytt inntaksarrangement ved Langevatn

I det følgende omtales tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til nytt inntaksarrangement ved Langevatn. Det vises til vedlagte detaljkart (vedlegg 6).

Ved Langevatn, i umiddelbar nærhet av eksisterende inntak, vil det bli etablert et nytt inntaksarrangement. Dette planlegges etablert delvis i fjell med egen adkomsttunnel. Denne tunnelen vil også bli adkomst til toppen på ny dam.

Videre etableres det et tverrslag like nedstrøms eksisterende tverrslag for driving av øvre del av tilløpstunnelen opp mot magasinet. Foruten å brukes i forbindelse med etablering av inntaksarrangementet, vil denne tunnelen kunne benyttes som omløpstunnel i forbindelse med bygging av ny dam. Fra omløpstunnelen drives en lukesjakt opp til ovennevnte adkomsttunnel. Etter endt anleggsdrift vil omløpstunnelen fungere som bunnappeløp. Tunnelmassene fra ovennevnte adkomsttunnel, tverrslag, omløpstunnel og øvre del av tilløpstunnelen med tilhørende sjakter, mv. - anslagsvis 65 000 m³ - legges i et midlertidig deponi like sør for eksisterende tverrslag. Disse massene tenkes brukt i forbindelse med bygging av ny dam, og ellers i forbindelse med etablering av øvrig infrastruktur i nærområdet.

Når det gjelder anleggskraftforsyning vises det til kap 6.5.

6.2.5 Nye bekkeinntak i Grytåna og Ljosåna

I det følgende omtales tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til nye inntakskonstruksjoner i Grytåna og Ljosåna.

Eksisterende bekkeinntak i Grytåna og Ljosåna må flyttes da de ligger for lavt i forhold til svingninger i vannstanden i tunnelsystemet grunnet brå/uforutsett stans i Øygard kraftverk. Heving av HRV i Langevatn medfører ytterligere behov for flytting. Av nevnte grunner planlegges nye inntakskonstruksjoner etablert på ca kote 705 både i Grytåna og i Ljosåna.

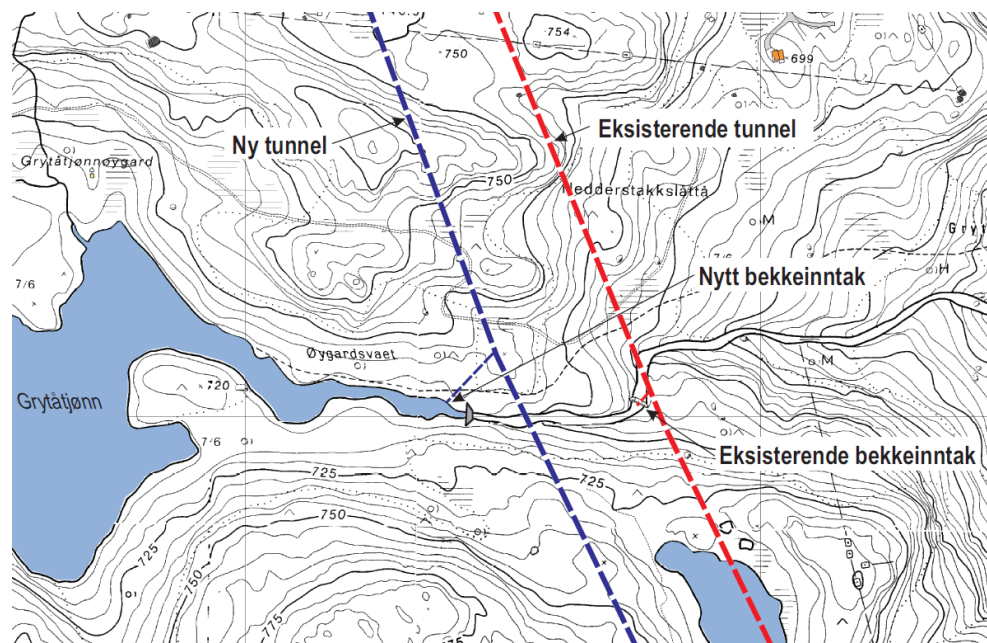


Fig 6-6 Eksisterende og nytt bekkeinntak i Grytåna.

Adkomst til nytt bekkeinntak i Grytåna etableres ved å bygge ca 100 m ny vei fra eksisterende traktorvei (ref *fig 6-6*). Fra inntaksområdet bores et ca 100 m langt pilothull ned til nisje i den nye tunnelen. Derfra rømmes hullet opp til diameter ca 1,8 m ved bruk av en borkrone som trekkes opp mot inntaket. Selve inntaket planlegges bygd som et sideinntak tilsvarende eksisterende inntak. Det dimensjoneres for en slukeevne på ca 11 m³/s. Dette blir et mindre arbeidssted av kort varighet hvor det anlegges en mindre rigg med hvilebrakke. Massene fra sjakten tas ut via den nye tunnelen. Når nytt inntak er tatt i bruk vil det gamle inntaket bli fjernet, og sjakten støpt igjen. Lengde berørt elvestrekning er ca 170 m.

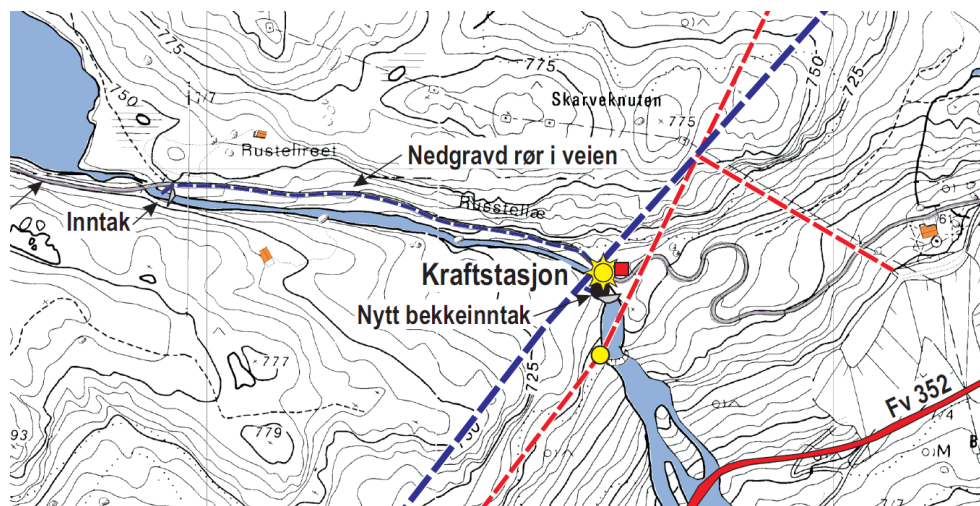


Fig 6-7 Eksisterende og nytt bekkeinntak i Ljosåna.

Adkomst til nytt bekkeinntak i Ljosåna blir via eksisterende anleggsvei (Gamle Kvernevannsvai), som passerer like ved inntaksområdet (ref *fig 6-7*). Fra inntaksområdet bores et ca 100 m langt pilothull ned til nisje i den nye tunnelen. Derfra rømmes hullet opp til diameter ca 1,8 m ved bruk av en borkrone som trekkes opp mot inntaket. Selve inntaket planlegges bygd som et selvrensende fallinntak, tilsvarende eksisterende inntak i Faråna. Det dimensjoneres for en slukeevne på ca 11 m³/s. Dette blir et mindre arbeidssted av kort varighet hvor det anlegges en mindre rigg med hvilebrakke. Massene fra sjakten tas ut via den nye tunnelen. Når nytt inntak er tatt i bruk vil det gamle inntaket bli fjernet, og sjakten støpt igjen. Lengde berørt elvestrekning i Ljosåna er 50 m.

6.2.6 Ombygging (evt nytt bekkeinntak) i Faråna og ombygging bekkeinntak i Stigbotsåna

Når det gjelder eksisterende bekkeinntak i Faråna indikerer svingeberegninger at vann vil strømme ut av inntaket ved dimensjonerende flomvannstand i Langevatn (kote 695,5) samtidig med fullt avslag i Øygard kraftverk. Det foreligger to alternative løsninger for å håndtere denne problemstillingen (ref fig 6-8).



Fig 6-8 Ortofoto som viser Faråna inntaksområde med bestående infrastruktur

En mulig løsning er å etablere en luke i eksisterende inntak som ved bruk av en flottør lukkes automatisk når vannstanden i sjakta når opp til luka. Denne løsningen er ikke til hinder for fortsatt utslipp fra kommunalt avløps-/renseanlegg.

En annen mulig løsning er å flytte inntaket lenger oppstrøms, dvs etablere en ny inntakskonstruksjon tilsvarende som i Grytåna og Ljosåna. Sett i forhold til adkomstmuligheter, eksisterende hyttebebyggelse og topografi er et nytt inntak i Faråna planlagt lokalisert til området like nedstrøms utløpet av Farvatn på ca kote 722. Selve inntaket planlegges bygd som et sideinntak. Når nytt inntak er tatt i bruk vil det gamle inntaket bli fjernet, og sjakten støpt igjen. Adkomst til et eventuelt nytt bekkeinntak i Faråna vil bli via eksisterende vei til kommunalt vannforsyningsanlegg/pumpeanlegg.

Fra inntaksområdet – gjelder begge alternativene - bores et ca 125 m langt pilothull ned til nisje i den nye tunnelen. Derfra rømmes hullet opp til diameter ca 1,4 m ved bruk av en borkrone som trekkes opp mot inntaket. Det dimensjoneres for en slukeevne på 4,5 m³/s. Dette blir et mindre arbeidssted av kort varighet hvor det anlegges en mindre rigg med hvilebrakke. Massene fra sjakten tas ut via den nye tunnelen.

Det er foreløpig ikke tilstrekkelig grunnlag for å foreta endelig valg av inntaksløsning i Faråna, og inntil videre må derfor begge de skisserte løsningene videreføres.

Når det gjelder eksisterende bekkeinntak i Stigbotsåna er det ikke behov for flytting av inntaket. Fra inntaksområdet bores da et ca 100 m langt pilothull ned til nisje i den nye tunnelen. Derfra rømmes hullet opp til diameter 1,8 m ved bruk av en borkrone som trekkes opp mot inntaket. Dette blir kun et mindre arbeidssted hvor det anlegges en liten rigg.

6.2.7 Kvernevatn kraftverk

I det følgende omtales tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til Kvernevatn kraftverk. Det vises til vedlagte detaljkart (vedlegg 7).

Bygging av Kvernevatn kraftverk vil berøre strekningen mellom Lille Kvernevatn og nytt bekkeinntak i Ljosåna (kap 6.2.5). Kraftverket - som ut fra installert effekt er definert som et småkraftverk - vil utnytte et brutto fall på ca 40 m. Kraftverksinntaket planlegges etablert nedstrøms utløpet fra Lille Kvernevatn, ca 40 m nedstrøms eksisterende bro. Inntakets overløpshøyde settes lik dagens normalvannstand i Lille Kvernevatn (ca kote 745,2). Fra inntaket føres vannet i nedgravd rørgate ca 380 m fram til kraftstasjonen. Rørgaten legges i all hovedsak i eksisterende anleggsvei (Gamle Kvernevannsvei). Kraftstasjonen plasseres mellom eksisterende vei og nytt bekkeinntak. Fra kraftstasjonen føres vannet i et kort avløp direkte til det nye bekkeinntaket i Ljosåna. Rørgaten vil ha en diameter på 1,4 m, og det må derfor sprenges en ca 1,5 m dyp grøft i eksisterende vei. I tillegg må veien bygges opp ca 1 m med tunnelmasser. Det må ellers påregnes en viss utvidelse av eksisterende vei langs hele rørtraseen. Veien vil være stengt for allmenn ferdsel i anleggsperioden. Etter endt anleggsdrift påføres veien et gruslag slik at den igjen blir kjørbær. Adkomst til anleggsområdet vil skje via eksisterende vei fra Kvernevatn, og denne vil bli gjenstand for nødvendig opprusting og utvidelse.

I kraftstasjonen planlegges installert et aggregat med maksimal slukeevne 5,0 m³/s, og en effektytelse på ca 1,6 MW. Generatoren får en ytelse inntil 1,8 MVA, og spenning 0,69 kV. Krafttransformatoren får en ytelse inntil 1,8 MVA og spenning 0,69/22 kV. I tillegg kommer nødvendig høyspennings og apparatanlegg for kraftverket og anleggsforsyning. Fra Kvernevatn kan det tappes inntil 10 m³/s, og kraftverksinntaket utformes derfor slik at det kan tappes vann forbi uten å øke dagens flomvannstigning i Lille Kvernevatn. Når det gjelder nettilknytning, anleggskraftforsyning og kraftoverføring til eksisterende nett vises det til kap 6.5.

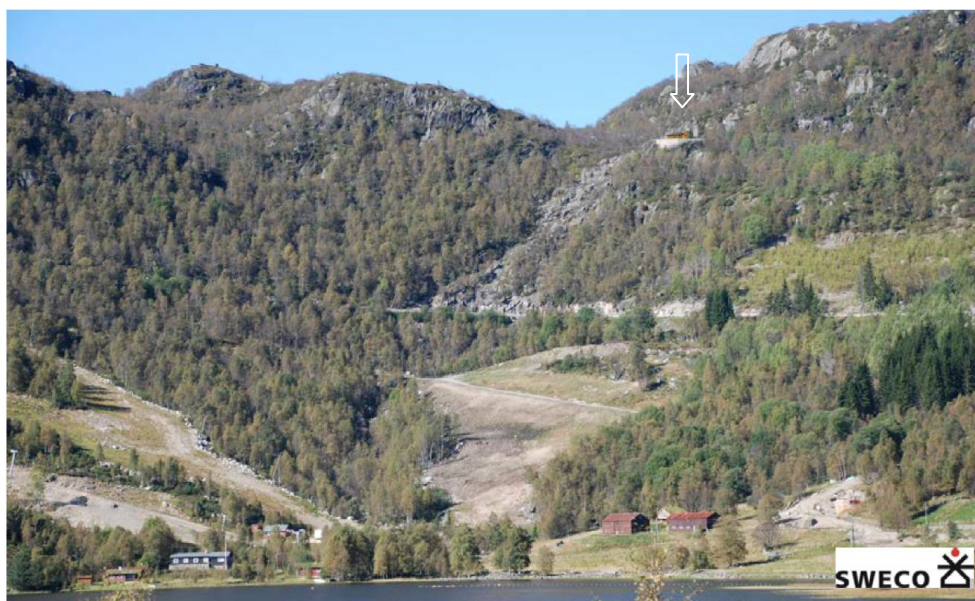


Fig 6-9 Illustrasjon av Kvernevatn kraftverk (SWECO)

Tabell 6-3 Hoveddata Kvernevatn kraftverk

Kvernevatn kraftverk – hoveddata		
TILSIG	enhet	verdi
Nedbørfelt	km ²	30,6
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	64,57
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	66,9
Middelvannføring	m ³ /s	2,05
KRAFTVERK		
Inntak	moh.	745,2
Magasinvolum	m ³	0
Avløp	moh.	705,0
Lengde på berørt elvestrekning	m	380
Brutto fallhøyde	m	40,5
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,095
Slukeevne, maks	m ³ /s	5,0
Tilløpsrør, diameter	mm.	1400
Tilløpsrør, lengde	m	380
Installert effekt, maks	MW	1,6
GENERATOR		
Ytelse nominell	MVA	1,8
Spenning	kV	0,69
TRANSFORMATOR		
Ytelse	MVA	1,8
Omsetning	kV/kV	0,69/22
DIV.		nødvendig høyspennings og apparatanlegg for kraftverket og anleggsforsyning
NETTILKNYTNING		Se kap 6.5

6.3 Ny dam – økt regulering Langevatn

Omtalen i det følgende bygger på tekniske utredninger og notater utarbeidet av Multiconsult i 2011 og 2012. Det tas forbehold om justeringer i de beskrevne tekniske løsninger i forbindelse med detaljprosjektering, tilbudsevaluering og kontraktsinngåelse. Det vises til vedlegg 3 (oversiktskart) som viser hovedelementene i delprosjektet.

Som følge av ny damsikkerhetsforskrift (gjort gjeldende 1.1.2010) må eksisterende platedam ved Langevatn erstattes med en ny dam for å kunne opprettholde eksisterende regulering av Langevatn. For å kunne tilfredsstille kravene i damsikkerhetsforskriften vil dagens platedam måtte bli erstattet med en steinfyllingsdam med tetningskjerne av asfaltbetong eller en annen massivdam, for eksempel gravitasjonsdam i betong.

Bygging av ny dam ved Langevatn vil (uavhengig av størrelse) avskjære dagens adkomst til Langevatn. For å sikre bruksberettigede og allmennheten adkomst til magasinet og tiliggende områder, herunder eksisterende turløype til DNT, må det derfor i innledende fase av damprosjektet, gjennomføres særskilte tiltak. Disse vil bestå i etablering av ny adkomst til magasinet med tilhørende bygging av nytt båtdrag.

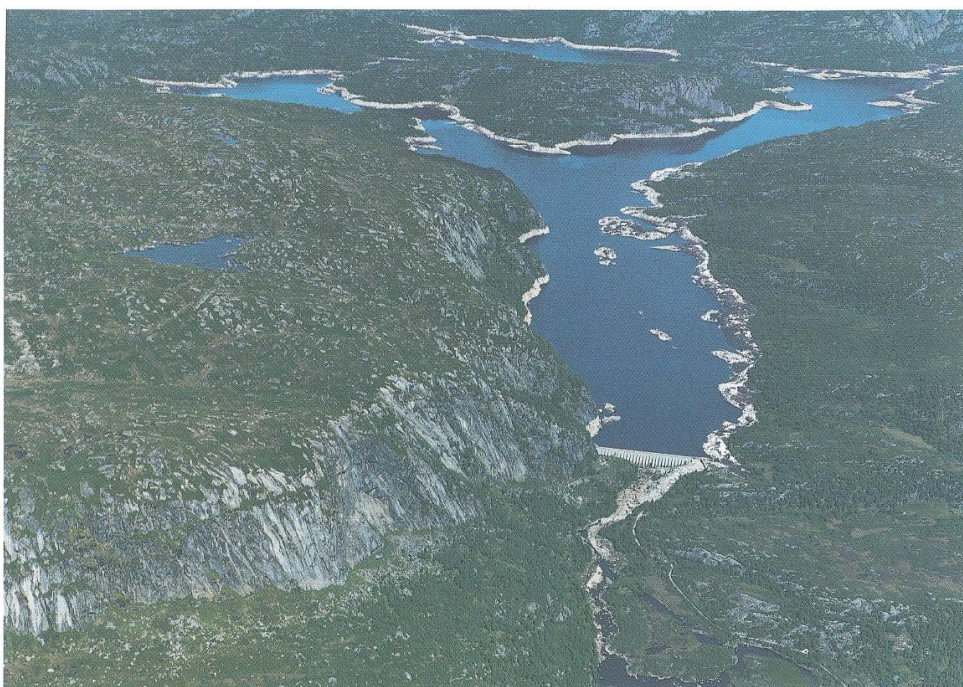


Fig 6-10 Flyfoto som viser dagens dam Langevatn og magasin.

Med dette som utgangspunkt er det foretatt en nærmere teknisk/økonomisk vurdering av ulike alternativer som innebærer bygging av en større dam, og dermed økt regulering av Langevatn. Bygging av en større dam vurderes å være et bedre alternativ enn å bygge en ny steinfallingsdam som kun har som formål å opprettholde dagens regulering.

På denne bakgrunn planlegges bygging av en ny dam ved Langevatn som innebærer heving av høyeste regulerte vannstand (HRV) med 10 m, dvs fra dagens HRV på kote 683,6 til ny HRV på kote 693,6. Dette medfører at magasinvolument økes fra dagens 22 mill m³ til 46 mill m³, dvs en økning på ca 24 mill m³. Magasinprosenten, dvs andelen av årstilsiget som kan holdes tilbake i magasinet, vil økes fra ca 6,5 % til ca 14 %.

Langevatn har i dag et areal på ca 2,08 km² ved HRV på kote 683,6. Ved ny HRV på kote 693,6 vil Langevatn få et areal på ca 2,65 km². En økning i reguleringshøyden på 10 m vil således demme ned en sone rundt magasinet på ca 0,57 km² (ca 570 dekar).

Økt regulering av Langevatn vil berøre eksisterende sommerløype til DNT, som går langs østsiden og nordsiden av Langevatn. Deler av løypetraseen må derfor legges om, dvs det må gjennomføres ulike avbøtende tiltak for å opprettholde denne ferdselsåren. Tilsvarende vil eksisterende ferdsel vinterstid bli berørt. Det må således også gjennomføres avbøtende tiltak som opprettholder mulighet for ferdsel om vinteren. Dette er forhold som omtales nærmere i kap 17 - Avbøtende tiltak.

Når det gjelder anleggskraftforsyning mv vises det til kap 6.5.

6.3.1 Dam Langevatn

I det følgende omtales tekniske forhold og planlagt arealbruk knyttet til ny dam ved Langevatn. Det vises til vedlagte detaljkart (vedlegg 8).

I innledende fase av damprosjektet må det gjennomføres særskilte tiltak. Disse består i å bygge ca 0,8 km ny vei på østsiden av Langevatn fram til et nytt båtdrag. Denne veien tar utgangspunkt i ny vei mellom Ljosland og Bortelid. Det foreligger en vedtatt/godkjent reguleringsplan for veien mellom Ljosland og Bortelid, men veien er foreløpig ikke bygd. Dersom veien ikke er bygd innen arbeidene med ny dam startes opp må den del av veien som er nødvendig for å sikre adkomst til magasinet, dvs ca 1 km bygges i innledende fase av damprosjektet. Det foreligger to alternativer for veitraseer for uttak av tunnelstein, ref vedlegg 8.

Damprosjektet vil ellers dra fordel av tiltak som forutsettes gjennomført i ”andre byggetrinn” i forbindelse med bygging av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn med tilhørende etablering av nytt inntaksarrangement ved Langevatn. Foruten økt overføringskapasitet via ny tunnel til Nåvatn, vil både omløpstunnelen og adkomsttunnel som inngår i det nye inntaksarrangementet komme til direkte anvendelse i forbindelse med realisering av damprosjektet. Omløpstunnelen vil bli brukt til å lede flomvann forbi damstedet dersom tilsiget overskrider kapasiteten til den nye tunnelen mot Nåvatn. Adkomst til toppen av ny dam etableres via adkomsttunnelen til nytt inntaksarrangement. Det gjøres ved å bygge en kort avstikker, dvs en tunnel på ca 50 m, ut i dagen til toppen av ny dam. Ellers vil tunnelmasser fra ”andre byggetrinn” komme til direkte anvendelse i forbindelse med bygging av ny dam og øvrig infrastruktur ved Langevatn. Det vises til omtale foran under pkt 6.2.

Den nye dammen ved Langevatn planlegges bygd som en steinfyllingsdam med tetningskjerne av asfaltbetong. Damaksen er lagt like nedstrøms eksisterende dam for å kunne opprettholde eksisterende regulering i byggeperioden. Eksisterende dam planlegges integrert i den nye dammen slik at den kan fungere både som fangdam i anleggsperioden og senere som oppstrøms støttemur.

Den nye dammen får et volum på ca 300 000 m³. Tunnelmasser fra *Tverrslag nord* samt fra inntaksarrangementet ved Langevatn (ref kap 6.2.4) vil bli benyttet i støttestilling på begge sider av asfaltkjernen. I tillegg benyttes vrakstein fra steinbruddet hvor det skal tas ut stor stein til plastring og kronevern. For øvrig vil tunnelmassene også bli brukt til å sortere ut masser til bruk i filter- og overgangssone.

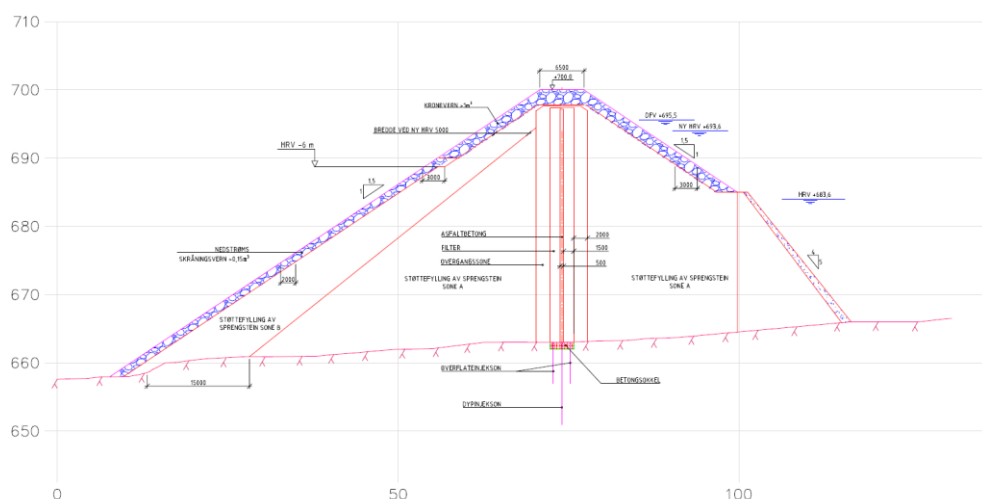


Fig 6-11 Tverrsnitt av ny dam Langevatn (ill. Multiconsult).

Flomløpet etableres på østre side av dammen. Øverst i flomløpet anlegges en overløpsterskel i betong på kote 693,6 dvs ny HRV. Flomløpet går via nedre del av Gloppedalen ned til det naturlige elveleiet. Flomløpet, som må renses for vegetasjon og løsmasser, blir ca 300 m langt, og med en bredde varierende mellom ca 25 til ca 90 m.

Stein til plastring av dammen, såkalt kronevern, må ha en viss størrelse. Tunnelstein er uegnet. Det må derfor etableres et eget steinbrudd for uttak av plastringsstein. Steinbruddet planlegges inne i magasinet i reguleringssonen på østsiden like nord for flomløpet. Det blir ca 200 m langt og 30-40 m bredt. Hoveduttaket er planlagt mellom gammel og ny HRV ned til kote 675, og bruddet tenkes således formet som et kraterbrudd. Foruten midlertidig adkomst direkte mot dammen vil det bli etablert en midlertidig adkomstvei fra nord, som en avstikker fra veien som fører fram til nytt båtdrag. I normalt godt fjell vil opp mot 40 % av steinen kunne benyttes til plastring. De resterende 60 %, som betegnes som ”vrakstein”, vil bli benyttet i støttefylling i dammen og ellers til sluttarrondering i steinbruddet. Totalt vil det bli tatt ut ca 80 000 m³ fra bruddet.

For å kunne gjennomføre damprosjektet må det ellers etableres flere nye anleggsveier. Foruten ny vei fram til nytt båtdrag, som er omtalt ovenfor, må det etableres en veiforbindelse mellom anleggsveien som fører opp til nytt inntaksarrangement og eksisterende vei opp til Langevatn (dvs framtidig vei). Denne veiforbindelsen er nødvendig for å transportere tunnelmasser fra deponiet ved Bergvassknodden fram til damområdet samt til transport av masser til bygging av ny vei fram til nytt båtdrag. Veien blir ca 300 m, og vil krysse elveleiet. Siden flomvannføringen i Monn blir sterkt redusert gjennom økt overføring til Nåvatn kan denne ”masseuttaksveien” bygges med en enkel overfart over vassdraget, eksempelvis en betongsåle med gjennomgående rør eller kulvert. Det anses som uproblematisk at dette veilegemet tidvis kan bli oversvømt ved tapping fra omløpstunnelen da det også må bygges vei over omløpstunnelen like nedstrøms dammen. Sistnevnte vei vil bli brukt i forbindelse med uttak av tunnelmasser fra midlertidig steindeponi anlagt i forbindelse med bygging av nytt inntaksarrangement (ref ”andre byggetrinn”). I tillegg blir det i selve damområdet behov for å bygge flere interne midlertidige hjelpeveier. Disse vil i stor grad bli bygd inn i damkroppen eller demt ned, eller eventuelt fjernet i ettertid dersom de ikke kan få noen framtidig funksjon.

6.3.2 Økt regulering Langevatn

Topografien rundt Langevatn, med mye bratt terreng over eksisterende strandlinje, gjør at økningen i neddemt areal blir forholdsvis moderat ved en heving av HRV med 10 m. Arealet som demmes ned utgjør 0,57 km² (ca 570 dekar). Arealet som inngår i ny reguleringszone har gjennomgående et tynt løsmassedekke, og har også et stort innslag av bart og bratt fjell, særlig i vestre og søndre del mot dammen. Østre del har en slakere terrengprofil med innslag av myrpartier. I nordøst ved Langstølbekken vil et større myrområde bli berørt. For å redusere risikoen for innslag av flytetorv i magasinet planlegges det gjennomføring av særskilte tiltak i dette området, ref kap 17 - Avbøtende tiltak.

6.4 Driftsopplegg og kjøremønster

Det overordnede bildet er at økt installasjon i Skjerka, økt overføring fra Langevatn og økt regulering av Langevatn vil innebære moderate endringer for vannføringen, og dermed også for kjøremønsteret i Mandalselva nedstrøms Håverstad kraftverk. Skjerkaanlegget sett under ett vil fortsatt ha en begrenset magasinprosent, dvs ca 34 %. Produksjonen vil derfor fortsatt i betydelig grad følge tilsigsvariasjonene gjennom året. Endringene vil bestå i en moderat omfordeling av avløpet over året grunnet økt magasin i Langevatn og økt tilsig via Nåvatn/Skjerkevatt. Dette gir i snitt (ref pkt 16.1 Hydrologi) noe økt vannføring på vinteren, og noe redusert vannføring på vår og forsommer nedstrøms Håverstad. Resten av året, dvs ettersommer og høst, vil det kun bli mindre endringer. Endringen blir mindre jo lenger ned i vassdraget en kommer.

De vesentligste endringene i driftsopplegg og kjøremønster kommer i all hovedsak lokalt i Åseral, dvs i Monn og i Skjerkavassdraget på strekningen fra nordenden av Nåvatn til og med Ørevatt. Økt overføringskapasitet fra Langevatn kombinert med utbygging av fallet mellom Langevatn og Nåvatn vil gi endret tappemønster for Langevatn. Siden Langevatn blir inntaksmagasin for Øygard kraftverk vil vannstanden store deler av året ligge høyere enn i dagens situasjon. Dette vil særlig gjøre seg gjeldende utover ettersommeren og høsten (ref redusert fallhøyde ved senket magasin). Større overføringskapasitet reduserer risikoen for flomtap selv om vannstanden ligger høyt, og vil derfor trekke i samme retning, dvs gi høyere vannstander enn i dagens situasjon. Siden magasinet fortsatt har lav magasinprosent, dvs kun ca 14 %, vil produksjonen i stor grad følge tilsigsvariasjonene gjennom året. Ellers vil redusert flomtap fra Langevatn gi redusert tilsig til Smeland kraftverk, ref eksisterende bekkeinntak/overføring ved Røysland. Dette innebærer noe redusert produksjon i Smeland kraftverk.

Gjennom vinteren vil tapping av magasinene Storevatn (Grytåna) og Kvernevatt (Ljosåna) i vesentlig grad bli tilpasset kjøring av Øygard kraftverk med tilhørende manøvrering av Langevatn (med mindre tapping av hensyn til Skjerka kraftverk har høyere prioritet). "Vintertapping" av nevnte magasin vil således starte tidligere enn for Langevatn sin del (ref magasinkurver i kap 16.1 - Hydrologi). For Kvernevatt sin del vil tappingen også være tilpasset slukeevnen til Kvernevatt kraftverk med mindre tapping av hensyn til Øygard eller Skjerka kraftverk har høyere prioritet. Normalt vil det således ikke bli tappet mer enn 5 m³/s fra Kvernevatt.

For Nåvatn/Skjerkevatt gir økt overføring fra Langevatn og utvidelsen i Skjerka kraftverk motsatt effekt på vannstandsforholdene. Økt tilførsel fra Langevatn medvirker til lavere vannstand for å unngå flomtap, mens utvidelsen i Skjerka kraftverk gir grunnlag for høyere vannstand uten å tape vann. Dermed blir det samlet sett moderate endringer i magasinindisponeringen av Nåvatn/Skjerkevatt.

For Ørevatt er det utvidelsen i Skjerka kraftverk som vil gi størst utslag på magasin vannstandene. Ørevatt opereres imidlertid ikke som et ordinært reguleringsmagasin. Ørevatt opereres derimot som et dempningsmagasin der vannstandene varierer mellom høyeste og laveste vannstand til en hver tid av året, og dette overordnede bilde av manøvreringen vil i hovedsak fortsette. Ørevatt fungerer imidlertid allerede i dag som et utjevnings-/dempningsmagasin, og har derfor gjennom hele året betydelige vannstandsvariasjoner. Det overordnede bildet av manøvreringen sett over året vil i hovedsak videreføres uten de store endringene. Vinterproduksjonen i Skjerka kraftverk blir noe høyere enn i dag, mens produksjonen avtar noe på sommeren.

Utvidelsen i Skjerka kraftverk gir mulighet for økt effektkjøring, dvs åpner for mer døgn og ukeregulering. I perioder med tilsigsforhold og priser som gjør effektkjøring aktuelt ligger det således an til endringer i korttidsvariasjonene i Ørevatt gjennom raskere vannstandsøkninger grunnet økt slukeevne i Skjerka kraftverk. Vannstandsreduksjoner vil derimot ikke endres i samme grad da slukeevnen i Håverstad kraftverk forblir uendret. På ukebasis er et vanlig forløp i dag gradvis redusert vannstand utover uka, og med en vannstandsøkning i helga. Med utvidelsen i Skjerka er det sannsynlig at situasjonen blir motsatt, dvs vannstandsøkning utover uka og redusert vannstand i løpet av helga.

6.5 Elektriske anlegg og overføringsledninger

6.5.1 Innpassing i kraftsystemplan

De omsøkte Åseralprosjektene i Vest-Agder berører kraftsystemutredningsområdet for regionalnettet på Agder. Det er Agder Energi Nett AS (AEN) som er kraftsystemansvarlig for regionalnettet på Agder, og som eier og driver regional- og distribusjonsnett i nettområdet som Åseralprosjektene berører.

Åseralprosjektene til AEVK (ca. 133 MW) er omtalt i AENs kraftsystemutredningen for år 2012.

I AENs kraftsystemutredning for 2012 foreligger det planer om rekke småkraftverk (ca. 125 MW), flere vindkraftverk (totalt ca. 500 – 800 MW), og noen større vannkraftverk og oppgraderinger (ca. 140 MW), hvilket berører det aktuelle kraftsystemet.

Kraftsystemutredningen viser at når Lista vindkraftverk etter planen er på drift i løpet av år 2012, samt mindre påbegynte/godkjente kraftutbygginger er fullført, vil det ikke være ledig transformorkapasitet for tilknytning av ny kraft til det berørte 110 kV nettet før transformorkapasiteten i mellom sentralnettet og regionalnettet er forsterket i Vest-Agder. Kraftsystemutredning viser videre at nevnte transformorkapasitet vil kunne være en flaskehals i vintermånedene i perioder med høyt lastuttak og lavt tilgjengelig vannkraftproduksjon i tørre år. Således har nevnte restriksjon på krafttransformorkapasitet mot sentralnettet i Vest-Agder også betydning for forsyningssikkerheten til uttakskundene tilknyttet dette kraftsystemet.

I AENs kraftsystemutredning for år 2012 er det skissert en rekke tiltak for forsterkning av det berørte nettet, inkludert etablering av ny 420 (300) kV/132 (110) kV transformorkapasitet i Øye/Kristiansand, samt ny sentralnettstransformering på Honna i Åseral. Sistnevnte tiltak er også omtalt i Statnett sin ”*Nettutviklingsplan 2011*” der de i tabell 8-1 ”Planlagte nettutviklingsprosjekter på Sørlandet” har begrunnet tiltaket i ”Forsyningssikkerhet og tilknytning av ny produksjon” og i AENs kraftsystemutredning for 2012.

Med henvisning til det ovennevnte har AEN konsesjonssøkt Honna transformatorstasjon, samt oppgradering/fornyelse av eksisterende 110 kV ledning fra Skjerka til Honna med en ny 132 (110) kV ledning (ref søknader av sept og nov 2012). Søknadene er begrunnet i forsyningssikkerhet, tilknytning av ny produksjon og reduksjon av nettap. I tillegg har Statnett konsesjonssøkt oppgradering av sentralnettsledningen mellom Solhom og Arendal fra 300 kV til 420 kV (ref søknad av des 2012). Søknadene er nå under konsesjonsbehandling i NVE.

6.5.2 Nettanalyser og nettilknytningsutredninger

Tilknytning av ny produksjon i Vest-Agder

Utredningen ”Transformorkapasitet mellom 110 kV og 300 kV i Vest-Agder” utarbeidet av Norconsult juli 2010, på oppdrag av Agder Energi Nett AS (AEN) og Statnett SF, viser at det er nødvendig å forsterke kapasiteten i transformeringen mellom regionalnettet og sentralnettet for å tilknytte ny produksjon i regionen. Utredningen belyser flere alternative nettløsninger.

For å tilknytte ny produksjon i den sør/vestlige og nord/østlige del av Vest-Agder, inkludert Åseralprosjektene til AEVK, viser utredningen og AENs etterfølgende analyser, at den beste samfunnsøkonomiske nettløsningen er å etablere ny transformatorstasjon på Honna i Åseral kombinert med å øke transformator-kapasiteten i Øye. Etablering av Honna transformatorstasjon betinger dog at eksisterende regionalnettsledning til AEN mellom Honna og Skjerka, forsterkes/oppgraderes.

Nevnte løsning vil forøvrig redusere nettapet betydelig i det berørte regionalnettet og er en teknisk robust og fremtidsrettet løsning som i tillegg bl.a. vil kunne håndtere eventuell tilknytning av HybridTech sin meldte Skveneheii/Stuttjørnheii vindkraftverk.

Tilknytning av Øygard kraftverk

Norconsult AS har på oppdrag av AEVK utredet tilknytning av Øygard kraftverk (21 MW) og tidligere plan med tilknytning av Ljosland kraftverk (24 MW). Utredningene viser at det ikke er kapasitet for tilknytning av Øygard kraftverk til bestående 22 kV distribusjonsnett i området. Den beste nettløsning for Øygard kraftverk er tilknytning til AENs omsøkte transformatorstasjon på Honna i Austredalen via en ny ca 7 km 132 (110) km ledning mellom Øygard og Honna. Utredningen viser videre at for tilknytning av Øygard kraftverk alene mot Honna, er det ikke den elektriske overføringsevnen som er dimensjonerende, men det er hensyn til mekanisk styrke og andre elektriske fenomener som korona som vil kreve langt større ledningstverrsnitt. Ledningen kan bygges for 95 FeAl, men for å oppnå god fleksibilitet med hensyn til spennlengder anbefales 120 FeAl.

Evt samordning av nettløsning med Skveneheii/Stuttjørnheii vindkraftverk

Norconsult har i tillegg på oppdrag av AEVK, utredet om nevnte 132 kV kraftledning Øygard – Honna kan håndtere eventuell innmating av HybridTech sin meldte Skveneheii/Stuttjørnheii vindkraftverk (105 MW) via Øygard mot Honna.

Utredningen viser at nevnte 132 kV ledning vil ha kapasitet til en slik samordnet nettløsning, men betinger dog at ledningstverrsnittet av hensyn til økonomisk beste tverrsnitt forsterkes til 150 FeAl. I tillegg vil en slik løsning kunne innebære behov for utvidelse med 2 stk ekstra 132 kV bryterfelt i Øygard kraftverk. Det vil dog ikke være behov for endring av ledningstrasé og rettighetsbelte for kraftledningen som er nødvendig for tilknytning av Øygard kraftverk.

I forbindelse med HybridTech sin konsekvensvurdering av Skveneheii/Stuttjørnheii vindkraftverk kan det nevnes at HybridTech nå har engasjert konsulent til utredning av mulighet for samordning av nettløsning med AEVKs omsøkte Øygard kraftverk og AEVKs eksisterende Smeland kraftverk. Når endelige resultater fra denne utredningen foreligger, kan behov for justering av AEVKs omsøkte nettløsning for Øygard kraftverk eventuelt vurderes.

Tilknytning av Kvernevatn kraftverk og øvrig småkraft i Vestredalen

Agder Energi Nett AS har gjennomført innledende analyser for vurdering av nettkapasitet i eksisterende 22 kV nett i forbindelse med ovenstående. Beregningene viser at med tilknytning av Kvernevatn kraftverk (1,6 MW) med innmating mot Skjerka transformatorstasjon, så kan spenningsvariasjonene i 22 kV nettet til AEN bli i størrelsesorden 7-8 %. Dette er i grenseland til det driftsmessige forsvarlige. Oppsummert viser analysen at det er mulig å tilknytte Kvernevatn kraftverk med innmating til Skjerka transformatorstasjon via eksisterende 22 kV nett fra Skjerka til Ljosland, dersom nettet mellom Skjerka og Kyrkjebygd oppgraderes. En slik forsterkning vil videre ha positiv innvirkning på leveringskvaliteten i øvre del av Åseral. Det vil i tillegg gi mulighet for tilkobling av det konsesjonssøkte småkraftverket Gjermundsbecken på Ljosland.

Tilknytning av anleggskraft i Vestredalen

AEVKs beregninger viser at det er behov for betydelig anleggskraft i Vestredalen som følge av de omsøkte kraftutbyggingstiltakene i Vestredalen. I nedenstående tabell er behov for anleggskraft beskrevet.

Tabell 6-4 Behov for anleggskraft i Vestredalen

Nr	Anleggskraft lastuttakssted	Forsyning fra:	Estimert maks lokalt lastuttak [kW]
1	Tverslag Sør	AENs 22 kV nett v. Tjønnæ nord for Breland	700
2	Tverslag Nord	AENs 22 kV nett v. Bjønnåslia, Ljosland	700
3	Øygard kraftverk	AENs 22 kV nett v. Vehommen, sør/øst siden av Brelandsvatn. Alternativt via AEVKs omsøkte 132 kV ledning.	500
4	Dam Langevatn	AENs 22 kV nett v. Bjønnåslia, Ljosland	500
5	Kvernevatn kraftverk	AENs 22 kV nett v. Faråkleiva, Ljosland	100
6	Rigg Kløyvstøl	AENs 22kV nett v. Kløyvstøl	500
7	Rigg Ljosland	AENs 22 kV nett v. Bjønnåslia, Ljosland	250
8	Bekkeinntak Faråna	AENs tilstøtende 400 V kabelnett v. Faråna nettstasjon	50
9	Grytåna	Lokal aggregat drift.	50

AEVKs beregninger viser videre at det må forventes en dimensjonerende samtidig 22 kV anleggskraftuttak i Vestredalen på ca. 2,2 MW. Det er da tatt høyde for tunelldriften med maksimalt to samtidige borerigger i drift og øvrig nødvendig samtidig anleggskraft.

På oppfordring fra AEVK har AEN sett på konsekvens av tilknytning av nevnte anleggsforsyning i Vestredalen til AENs eksisterende 22 kV nett. AENs beregninger viser at med 2,2 MW anleggskraftforsyning via eksisterende 22 kV nett og med forsyning fra Skjerka transformatorstasjon i tunglast vinterstid + anleggskraft, så kan spenningsfallet i nettet bli ca. 10 %, hvilket er større enn tillatt. Dermed må AENs eksisterende 22 kV nett mellom Skjerka og Kyrkjebygd forsterkes, hvis anleggskraften skal forsynes fra Skjerka.

AEN har også sett på en alternativ anleggsforsyning via AEVKs planlagte 132 kV ledning mellom Honna og Øygard med midlertidig 22 kV anleggskraftforsyning fra Logna. Beregningene viser at ved en slik nettløsning så kan spenningsfallet holdes like innenfor det akseptable og ingen linjer/kabler belastes over dimensjonerende grenseverdier. Det er dermed kapasitet i AENs nett for en slik anleggskraftløsning. Denne løsningen betinger dog at AEVK realiserer omsøkt ny 132 kV ledning Honna - Øygard før anleggskraften kan tilknyttes i Vestredalen. Således innebærer dette restriksjoner på fremdriften til AEVKs utbygging, hvilket indikerer at det kan være mer hensiktsmessig å velge forsyningsløsningen fra Skjerka, selv om dette innebærer forsterkning av AENs eksisterende nett.

Avklaring av samordnet behov for forsterkning av 22 kV nettet til AEN i øvre del av Åseral pga. tilknytning av anleggskraft i Vestredalen, småkraft og krav til leveringssikkerhet i nettet

Som nevnt over kan det pga. tilknytning av anleggskraft i Vestredalen, tilknytning av Kvernevatn kraftverk og annen småkraft i området, samt AENs behov for styrking av leveringssikkerhet til alminnelig forsyning i Øvre Åseral, bli aktuelt med en samordnet forsterkning av 22 kV nett mellom Skjerka og Kyrkjebygd.

Det anses naturlig at AEN som områdekonsesjonær gjennomfører en oppdatert nettanalyse når faktisk behov for innmating og lastuttak er nærmere avklart.

Mulig tilrettelegging i Øygard kraftverk for fremtidig nettutviklingsbehov:

Med hensyn til fremtidig lastøkning, bl.a. pga. fremtidig hyttebygging på Ljosland jfr. vedtatte kommunedelplan og reguleringsplaner for området, viser AENs foreløpige beregninger at det med full utbygging kan bli aktuelt med forsterkning av eksisterende nett. En nettforsterkning med tilknytning av AENs eksisterende 22 kV nett i Vestredalen til en ny 132 (110) kV/22 kV krafttransformering i Øygard (med tilknytning til AEVKs omsøkte nye 132 kV ledning Øygard – Honna) kan være et aktuelt fremtidig tiltak som må vurderes nærmere på et senere tidspunkt.

En slik løsning betinger dog at det etableres en sterk 22 kV forbindelse fra AENs eksisterende 22kV nett ved Brelandsvatn fram til Øygaard kraftverk og at det er plass til en ekstra 132 (110) kV/22 kV krafttransformator med nødvendige 132 kV bryterfelt i Øygaard. Ihht AEVKs egne vurderinger er det plass for eventuell senere utvidelse utover AEVKs behov i Øygaard.

Tilknytning av Skjerka aggregat 2 og økt effekt fra aggregat 1

Norconsult AS har på oppdrag av AEVK utredet intern nettløsning for Skjerka kraftverk aggregat 2. I tillegg har AEVK i samarbeid med AEN utført egne vurderinger for valg av nettløsning for tilknytning av eksisterende Skjerka aggregat 1 og nytt aggregat 2 til AENs nye Skjerka transformatorstasjon. AEVKs vurderinger konkluderer med at beste løsning er at eksisterende 132 kV utendørs bryteranlegg tilhørende AEVK beholdes. Dette utvides med ett bryterfelt for aggregat 2 for tilknytning av 132 kV jordkabel fra nytt aggregat 2 inne i fjellanlegget. En slik løsning innebærer ingen endring av 132 kV grensesnitt mellom AEN og AEVK i Skjerka, og vil gi et entydig og klart grensesnitt mellom AENs og AEVKs anlegg. Med bakgrunn i dette har AEN fått konsesjon på Skjerka transformatorstasjon der AEVKs nevnte anlegg tilknyttes via en kort (ca. 0,1 km) luftledning og et eget 132 kV dobbel bryterfelt i ny transformatorstasjon.

For å kunne ivareta Statnett sine krav til reaktiv effekt jfr. ”Funksjonskrav i kraftsystemet” (FIKS 2012), og for å unngå at eksisterende 120 MVA generator og transformator for aggregat 1 må skiftes, viser AEVKs vurderinger at det er hensiktsmessig at generator og transformator for nytt aggregat 2 legges ut med merkeytelse 135 MVA. Dimensjonerende FIKS-krav om at synkrongeneratorer ≥ 1 MVA ved fullast skal legges ut med effektfaktor $\cos \varphi \leq 0,86$ overmagnetisert, vil kunne ivaretas ved samtidig maksimal produksjon fra aggregat 1 og 2 på 218 MW.

6.5.3 Skjerka aggregat 2 – elektriske anlegg/nettilknytning.

For bygging og drift av aggregat 2 i Skjerka kraftstasjon omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

- En generator med ytelse 135 MVA og spenning 8-12 kV
- En transformator med ytelse 135 MVA og omsetning 8-12 kV/132(110)kV (omkoblbar for framtidig spenningsoppgradering).
- En ca 0,8 km jordkabel fra transformatoren til utendørs bryterfelt, med spenning 132 (110) kV.
- Et utendørs bryterfelt med spenning 132 kV
- Nødvendige høyspennings kabel- og apparatanlegg

Generator og transformator etableres i eksisterende fjellanlegg i Skjerka kraftstasjon, og er nærmere omtalt i pkt 6.1. Nettløsningen består i å føre kraften

fra den nye transformatoren i en ca 0,8 km 132 kV jordkabel (800 mm² Al 1-leder eller lignende) fram til eksisterende utendørs koblingsanlegg som utvides med ett 132 kV bryterfelt.

Kraften fra eksisterende aggregat 1 og nytt omsøkt aggregat 2 føres så videre til AENs nye Skjerka transformatorstasjon via en ca. 0,1 km 132 kV luftledning tilhørende AEN. For tekniske detaljer vises det til vedlegg 20. Det vises ellers til omtale foran i pkt 6.1.

6.5.4 Øy gard kraftverk – elektriske anlegg/nettilknytning

For bygging og drift av Øy gard kraftverk omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

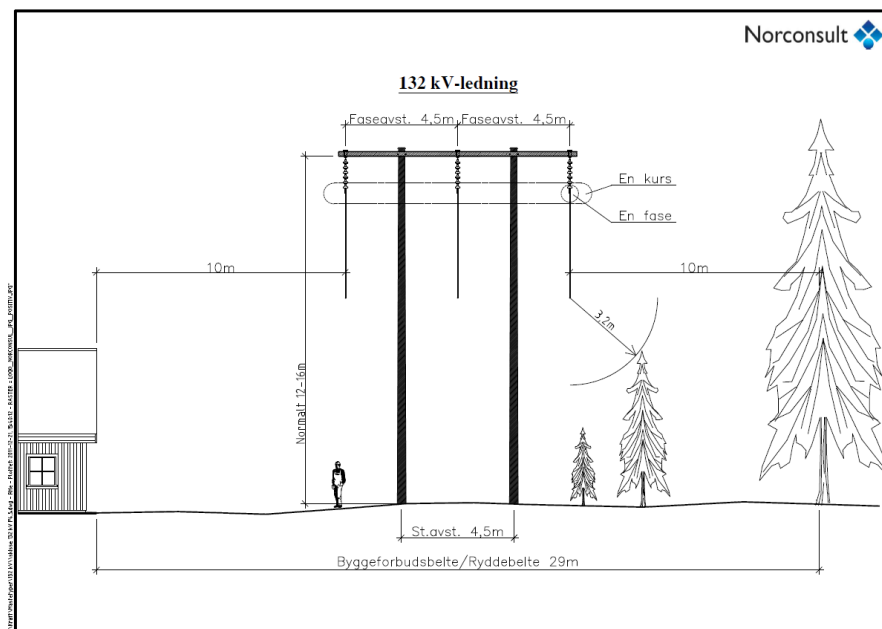
- En generator med ytelse 25 MVA og spenning 8-12 kV.
- En transformator med ytelse 25 MVA og omsetning 8-12 kV/132(110)kV (omkoblbar for framtidig spenningsoppgradering).
- Et utendørs bryterfelt med spenning 132 kV
- En ca 7 km luftledning fra Øy gard kraftverk til Honna transformatorstasjon, med spenning 132 (110) kV og tverrsnitt 120 FeAl (240 FeAl ved kryssing av Austredalen og evt Vestredalen).
- En ca 2,5 km jordkabel fra Vehommen ved Brelandsvatn til Øy gard kraftverk, med spenning 22 kV og tverrsnitt 240 Al 1-leder.
- Nødvendige høyspennings kabel- og apparatanlegg

Transformator og bryteranlegg etableres på vestsiden av kraftstasjonsbygningen. Det vises til nærmere omtale i pkt 6.2.1. Nettløsningen består i å føre kraften fra Øy gard via en ny ca. 7 km lang 132 (110) kV kraftledning parallelt med eksisterende sentralnettsledning tilhørende Statnett. Denne er som nevnt søkt oppgradert fra 300 kV til 420 kV. Kraftledningen bygges som en enkelkurs ledning med portal-/H-master og tverrsnitt 120 FeAl (240 FeAl ved kryssing av Austredalen) fram til Honna transformatorstasjon i Austredalen. Tilknytningspunkt med AEN nett forventes å bli på 132 kV innstrekkestativ i AENs konsesjonssøkte Honna transformatorstasjon.

Det er to aktuelle traséløsninger for kryssing av Vestredalen ved Brelandsdalen. Disse er vist på kart i vedlegg 9. Det primære alternativet (alt. 1) krysser nede i dalbunnen på sørsiden av eksisterende sentralnettsledning med konvensjonelle 132 kV portal/H-tremaster (fig 6-13). Det sekundære alternativet krysser over Vestredalen på nordsiden av eksisterende sentralnettsledning på høyde med eksisterende ledningsspenn. (Se alt. 2). I dalkryssingsspenn parallelt med eksisterende Statnettledning vil det bli brukt "Statnettmaster" (fig 6-14) på hver side av dalen. Et slikt dalspenn på 0,95 km vil få en merkostnad på ca. 3,3 millioner kroner.

Over Austredalen føres ledningen på sørsiden av eksisterende ledningsspenn til Statnett i høyde med dette. Det vil bli brukt "Statnettmaster" på hver side av dalen.

Fig 6-13 Skisse med typisk 132 kV masteløsning og beskrivelse av



byggeforbudsbelte og skogryddingsbelte for 132 kV ledning Øygard - Honna. Tegning Norconsult AS.

Kryssing av Vestredalen og Austredalen i ett sammenhengende ledningsspenn betinger av mekaniske årsaker (langt ledningsspenn) at avstand ytterfase-ytterfase økes til 10 meter. Videre må ledningstverrsnittet økes til FeAl nr 240. For at kraftledningen skal få tilnærmet samme høyde over bakken som Statnett sin ledning i nevnte dalspenn (og for å oppnå et mest mulig symmetrisk synsinntrykk mht. mastebilder og ledningsspenn), er det aktuelt å bruke ”Statnett stålmaster” på hver side av kryssingsspenn (fig 6-14).

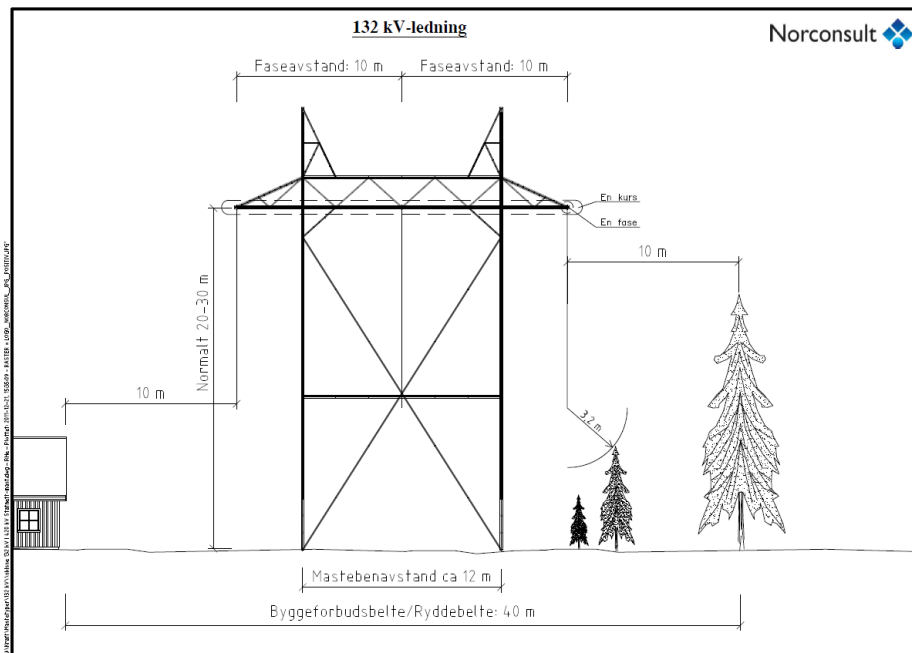


Fig 6-14 Skisse med 132 kV masteløsning og beskrivelse av byggeforbudsbelte og skogryddingsbelte for kryssing av Austredalen (og evt Vestredalen) i ett ledningsspenn parallelt med Statnett sin kraftledning for 132 kV ledning Øygard - Honna. Tegning Norconsult AS.

Ved bygging og framtidig drift av 132 (110) kV ledningen vil en i størst mulig grad benytte eksisterende veinett, evt. med nødvendige oppgraderinger. Dette vil bli vurdert nærmere i detaljplanfasen.

Framføring av anleggskraft til Øygard kraftverk planlegges etablert via en ca 2,5 km 22 kV jordkabel (240 mm² Al 1-leder) fra eksisterende 22 kV ledning tilhørende AEN fram til Øygard kraftverk. Fra Vehommen (sørøst for Brelandsvatn) legges jordkabelen i Brelandsvatn for så å følge gammel anleggsvei via Bystøl opp til dagens adkomstvei til dam Åstøl. Derfra føres kabelen i veiskulder/veigrøft opp til dam Åstøl og Øygard kraftverk. Jordkabelen vil i ettertid bli brukt til permanent stasjonsforsyning. (Jfr kart vedlegg 9)

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte 22 kV jordkabel.

6.5.5 Kvernevatn kraftverk elektriske anlegg/nettilknytning

For bygging og drift av Kvernevatn kraftverk omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

- En generator med ytelse 1,8 MVA og spenning 0,69 kV.
- En transformator med ytelse 1,8 MVA og omsetning 0,69/22 kV.
- En ca 0,8 km jordkabel fra Kvernevatn kraftverk til 22 kV nettstasjon Faråkleiva, med spenning 22 kV og tverrsnitt 50 Al 3-leder.
- Nødvendige høyspennings kabel- og apparatanlegg.

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte anlegg.

Omsøkt nettløsning innebærer at kraften føres fra Kvernevatn kraftverk fram til AENs eksisterende 22 kV nett/nettstasjon Faråkleiva på Ljosland via en ca. 0,8 km 22 kV jordkabel (50 mm² Al 3-leder) som vist på kart/tabell i vedlegg 10 og 20. Jordkabelen vil også benyttes til anleggskraftforsyning i anleggsperioden.

6.5.6 Anleggskraft dam Langevatn og permanent forsyning til lukehus

For framføring av anleggskraft til dam Langevatn og permanent forsyning til lukehus, omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

- En fordelingstransformator med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspent apparatanlegg.
- En ca 3 km lang 22 kV jordkabel fra nettstasjon Bjønnåslia til ny nettstasjon ved dam Langevatn.

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte anlegg.

Framføring av anleggskraft til dam Langevatn planlegges etablert vi en ca 3 km 22 kV jordkabel (50 Al 3-leder) fra eksisterende nettstasjon Bjønnåslia tilhørende AEN (AEN nr. 39035). Jordkabelen legges i veiskulder på omsøkte anleggsvei og eksisterende fylkesvei. Jordkabelen vil krysse fylkesveien ved Bjønnåslia nettstasjon like nord for Ljosland fjellstove. Omsøkt nettløsning med plassering av nettstasjon og jordkabeltrasé er vist på kart i vedlegg 10. For tekniske detaljer vises det til vedlegg 20.

6.5.7 Anleggskraftforsyning Tverrslag nord

For framføring av anleggskraft Tverrslag nord omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

- En fordelingstransformator med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspenning apparatanlegg.

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte anlegg.

Det omsøkes en nettløsning med en ny nettstasjon med inntil 1000 kVA 22/0,4 kV Fordelingstransformatoren med tilhørende høyspent-/lavspenning apparatanlegg like ved Tverrslag nord, innsløyfes med AEVKs omsøkte 22 kV kabel til dam Langevatn. og forsyning fra AENs eksisterende 22 kV nettstasjon på Bjønnåslia. Omsøkt nettløsning med plassering av nettstasjon og jordkabeltrasé er beskrevet i vedlegg 10. For tekniske detaljer vises det til vedlegg 20.

6.5.8 Anleggskraftforsyning Tverrslag sør

For framføring av anleggskraft til Tverrslag sør omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

- En fordelingstransformator med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspenning apparatanlegg.
- En ca 0,5 km lang 22 kV luftledning fra eksisterende 22 kV ledning til ny nettstasjon ved Tverrslag sør. Alternativt en 0,5 km 22 kV jordkabel fra eksisterende 22 kV ledning til ny nettstasjon ved Tverrslag sør.

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte anlegg.

Ved rigg tilknyttet Tverrslag sør monteres det en ny nettstasjon med inntil 1000 kVA 22/0,4 kV fordelingstransformator og tilhørende høyspent-/lavspenning apparatanlegg, som tilknyttes til AENs eksisterende 22 kV på øst siden av Tjønnæ, primært (alt 1) omsøkt med en ca. 0,5 km 22 kV luftledning (24 kV BLX 50 AFR) med belagt line og ledningstrasé. Sekundært (alt 2) omsøkes en ca. 0,5 km 22 kV jordkabel (50 mm² Al 3-leder). Linje/kabeltrasé er vist på kart i vedlegg 5. For tekniske detaljer vises det til vedlegg 20.

6.5.9 Anleggskraftforsyning rigg Kløyvstøl

For framføring av anleggskraft til rigg Kløyvstøl omsøker AEVK følgende elektriske anlegg:

- En fordelingstransformator med ytelse 1000 kVA og omsetning 22 kV/0,4 kV med tilhørende høyspent-/lavspenning apparatanlegg.
- En ca 0,1 km lang 22 kV luftledning fra eksisterende 22 kV ledning til ny nettstasjon ved rigg Kløyvstøl.

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte anlegg.

Ved rigg Kløyvstøl monteres det en ny nettstasjon med inntil 1000 kVA 22/0,4 kV fordelingstransformator og tilhørende høyspent-/lavspenning apparatanlegg, som tilknyttes til AENs eksisterende 22 kV nett nord/østre del av planområdet via en ca. 0,1 km 22 kV jordkabel (50 mm² Al 3-leder) som vist på kart i vedlegg 10. For tekniske detaljer vises det til vedlegg 20.

6.5.10 Anleggskraftforsyning rigg Ljosland

For framføring av anleggskraft til rigg Ljosland benyttes eksisterende nettstasjon Bjønnåslia tilhørende AEN, og AEVK omsøker følgende elektriske anlegg:

- Nødvendige høyspent-/lavspenning apparatanlegg.

Dersom det inngås avtale om nettilknytning (tilknytningskontrakt) med AEN (områdekonsesjonær) ansees det ikke nødvendig med egen anleggskonsesjon for ovennevnte anlegg. Det vises til vedlegg 10.

6.5.11 Elektriske anlegg – virkninger og konsekvenser

Forsyningssikkerhet og kraftbalanse

AEVKs omsøkte tiltak berører regional- og sentralnettet på Agder. Det er etablert og planlegges flere kabelforbindelser til utlandet fra sentralnettet i regionen.

AENs historiske energidata viser at det for regionalnettet på Agder normalt er god balanse mellom energiproduksjon og forbruk i dette nettet. Normalt er det dog et kraftoverskudd i AEs nett i størrelsesorden ca. 1 TWh som må eksporteres ut til sentralnettet på Agder. I forhold til effektbalanse i høylastsituasjoner i vinterhalvåret er det dog normalt et effektunderskudd og dermed behov for import av kraft fra sentralnettet til dette nettet. Effektunderskuddet forverres i tørre år.

De omsøkte **Åseralprosjektene** til AEVK vil isolert medføre en økning av installert effektproduksjon og midlere energiproduksjon med henholdsvis ca. 133 MW og ca. 155 GWh i det berørte nettet/kraftsystemet. Hvis også AEVKs tilstøtende (og tidligere omsøkt) tiltak med "Ny dam - økt regulering Skjerkevatn" tas med, blir samlet økning av installert effekt og midlere energiproduksjon henholdsvis ca. 136 MW og ca. 200 GWh. Åseralprosjektene vil bidra med økt tilgjengelig regulerkraftproduksjon til kraftsystemet og økt tilgjengelig vintereffektproduksjon til det regionalnettet på Agder. Dette kan bidra til å styrke forsyningsikkerheten i regionen. Samtidig vil Åseralprosjektene kunne øke kraftoverskuddet i det berørte regionalnettet, og dette overskuddet må eksporteres ut på sentralnettet..

I denne sammenhengen må det nevnes at det er kort elektrisk avstand fra omsøkt ny produksjon via sentralnettet til etablert og planlagte kabelforbindelser til utlandet. Dette medfører at behov for forsterkningstiltak og nettap i regional-/sentralnettet minimaliseres. Det kan her også nevnes at økt regulerkraftstyrke fra *Åseralprosjektene* vil være gunstig for både det norske- og det europeiske kraftsystemet. AENs omsøkte etablering av Honna transformatorstasjon er utløst av og nødvendig for å tilknytte *Åseralprosjektene* og annen ny produksjon i regionen på en samfunnsøkonomisk måte., Honna transformatorstasjon vil som et samordnet følgetiltak bidra til å forsterke forsyningsikkerheten til uttaks kunder tilknyttet regionalnettet i Vest-Agder. Honna transformatorstasjon vil også bidra til vesentlig redusert nettap i eksisterende regionalnett i Vest-Agder.

Tabeller under beskriver konsekvens av AEVKs omsøkte tiltak mht. energi- og effektbalanse for regionalnettet på Agder.

Tabell 6-5 Konsekvens for energibalanse for regionalnettet på Agder med AEVKs omsøkte tiltak "Åseral prosjektene" og "Ny Dam økt regulering Skjerkevatn"

Energibalanse for Agder nettet	Null alternativet (uten AEPs tiltak)										Med AEPs tiltak		
	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	Gj.snitt for perioden 2002 - 2011	Endring:	Konsekvens:
Forbruk ekskl. uprioritert last (elektrokjeler) i reg.nett [GWh]:	5 395	5 158	5 236	5 312	4 851	4 904	5 097	5 139	5 683	5 235	5 201		5 201
Produksjon [GWh]:	5 860	5 233	5 979	5 535	5 950	6 435	7 448	7 361	6 090	6 864	6 275	200	6 475
Energibalanse [GWh]:	464	75	743	223	1 099	1 531	2 351	2 222	407	1 629	1 074		1 274

Tabell 6-6 Konsekvens for effektbalanse for regionalnettet på Agder med AEVKs omsøkte tiltak "Åseral prosjektene" og "Ny dam - økt regulering Skjerkevatn"

Effektbalanse i høylasttiden for Agder nettet	Null alternativet (uten AEPs tiltak)										Med AEPs tiltak		
	2002/2003	2003/2004	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	2009/2010	2010/2011	2011/2012	Gj.snitt for perioden 2002/2003 - 2011/2012	Endring:	Konsekvens:
Forbruk ekskl. uprioritert last (elektrokjeler) i reg.nett [MW]:	991	949	1 035	959	972	1 008	1 033	1 174	1 138	1 076	1 033		1 033
Produksjon [MW]:	726	890	979	895	948	798	932	981	836	1 116	910	136	1 046
Effektbalanse [MW]:	-265	-58	-55	-63	-24	-210	-101	-192	-302	41	-123		13

Kildedata fra AEN. AEN presiserer at produksjon fra alle generatorene i Brokke er medregnet i produksjonsdatagrunnlaget fra år 2009. Før 2009 er det kun 2 av 4 generatorene i Brokke som var medregnet i AENs datagrunnlag.

Kraftledninger - magnetfelt og helse

Det er de siste ca. 20 årene blitt forsket mye på mulige helsemessige virkninger av elektromagnetiske felt. Dette har resultert i en rekke offentlige rapporter og dokumenter hvor følgende nevnes:

- Statens Strålevern. Bebyggelse nær høyspentanlegg. Informasjon til kommuner og utbyggere. Brosjyrer.
- Statens Strålevern 2004. Elektromagnetiske felt fra kraftledninger. Brev til helsedepartementet datert 14.6.2004.
- Norges offentlige utredninger 1995. Elektromagnetiske felt og helse. NOU 1995:20.
- Sosial og helsedepartementet 2000. Elektromagnetiske felt og helse. Vurdering av de siste 5 års forskning 1995 – 2000. Rapport SHD 2000.
- Saxebøl, G. 2005 (gruppeleder). Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg – rapport fra en arbeidsgruppe. Strålevernsrapport 2005:8.

Verken epidemiologiske undersøkelser (dvs. statiske analyser hvor sykdomsregistre er sett i sammenheng med bosted nær kraftledninger eller spesiell yrkeseksponering) eller eksperimentelle data gir grunnlag for å klassifisere lavfrekvente elektromagnetiske felt som kreftfremkallende. Sammenhenger som er funnet antyder en dobling av leukemi blant barn som eksponeres for et magnetfelt på 0,40 μ T. Dette innebærer i så fall at risikoen for å få leukemi øker fra 1: 20.000 pr. år til 1:10.000 pr år. I Norge vil dette statistisk sett innebære en økning av ett ekstra tilfelle av leukemi hvert sjette år blant barn som er utsatt for magnetfelt fra høyspentledninger. Dette vurderes som en meget lav risiko og myndighetenes konklusjon er at nåværende forvaltningsstrategi anbefales videreført. I praksis vil dette si at man søker å velge alternativer som gir lavest mulig magnetfelt når dette kan forsvares i forhold til merkostnader eller andre ulemper av betydning. Ved bygging av nye boliger eller nye høyspentanlegg anbefales følgende generelle retningslinjer med hensyn til å forhindre at bygg eksponeres for høyere magnetfelt enn 0,40 μ T:

”For nye hus ved eksisterende høyspentledninger er det aktuelle tiltak normalt å øke avstanden til ledningen. For nye ledninger er aktuelle tiltak normalt endret trase eller lineoppheng. Kostnadskrevenne kabling på høyere spenningsnivåer, eller riving av hus vil normalt ikke være aktuelle forebyggingsiltak. Magnetfeltnivået som tilsier utredninger (0,40 μ T) betyr at man bør vurdere tiltak, men dette må ikke tolkes som en grense der tiltak alltid skal gjennomføres. Den enkelte sak må vurderes individuelt og andre viktige hensyn kan tilsi at det legges større eller mindre vekt på magnetfelt.”

Norconsult AS har på oppdrag av AEVK gjennomført beregning av gjennomsnittlig magnetisk feltstyrke langs ny konsesjonssøkt 132 (110) kV kraftledning fra Øygard kraftverk fram til tilknytningspunkt med AENs konsesjonssøkte transformatorstasjon på Honna.

Feltfordeling viser at grenseverdien for magnetfelt (0,4 μ T) kan overskrides innenfor en avstand på ca. 7 meter fra ledningens senterlinje. Det er da lagt til grunn en årsgjennomsnittlig strømstyrke på 43,2 A med Øygard kraftverk tilknyttet med 72 GWh årlig produksjon.

Hvis det tas utgangspunkt i at også HybridTech sin meldte Skveneheii/Stuttjørnheii vindpark realiseres med tilknytning og innmating via nevnte ledning ved Øygard kraftverk mot Honna, viser feltfordeling at grenseverdien for magnetfelt (0,4 μ T) kan overskrides innenfor en avstand på ca. 28 meter fra ledningens senterlinje. Det er da lagt til grunn en årsgjennomsnittlig strømstyrke på 232 A med både Øygard kraftverk og Skveneheii vindpark tilknyttet med totalt 387 GWh årlig produksjon. En gjennomgang av tilgjengelige kart viser at det ikke er oppført noen bygninger innenfor 50 meter fra senter av de omsøkte traseene til ovennevnte 132 kV kraftledning. Følgelig vil det heller ikke være noen bygninger som vil få en gjennomsnittlig magnetfeltbelastning på 0,4 μ T eller høyere.

Støy fra 132 kV kraftledning Øygard - Honna

Under fuktig vær som regn, snø og rim vil man kunne høre støy fra kraftledninger i form av knitrelyder. Dette er koronastøy, dvs. partielle utladninger fra linene til luften rundt disse. Det foreligger ikke noe regelverk som regulerer støy fra kraftledninger, men Miljøverndepartementet har gitt ut egne anbefalinger vedrørende støy.

Vanligvis vil støynivået fra kraftledninger ligge under 50 dB og støyen vil da i all hovedsak kun høres av de som ferdes under og tett inntil kraftledningen. Støyen vil også være mest hørbar den første tiden etter at ledningen er satt i drift, og deretter avta etter hvert som fett og urenheter blir "vasket" av fra liner og opphengsarmatur.

Koronastøy vil for øvrig avta med økende linetverrsnitt. Med basis i en omsøkt 132 kV kraftledning med ledningstverrsnitt 120 FeAl vil det ikke forventes at støy vil gi nevneverdige problemer i forhold til eventuell framtidig bebyggelse langs omsøkte trasealternativer.

Klassifisering og sikringstiltak iht. beredskapsforskriften.

Det vises til *Forskrift om forbyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen* (beredskapsforskriften). På bakgrunn beredskapsforskriftens § 5-2 legger AEVK til grunn følgende for de omsøkte produksjonsanleggene:

- Øygard kraftverk med 25 MVA generatorytelse og tilhørende generatortransformator, nødvendig høyspent apparatanlegg og kontrollanlegg, samt 132 kV produksjonsledning fra Honna transformatorstasjon til Øygard kraftverk (omsøkt av AEVK), vil bli gitt klasse 1 og anlegget vil bli bygget i henhold til kravene til sikring i beredskapsforskriften § 5-4 jf. vedlegg 1 til forskriften.
- Skjerka kraftstasjon med eksisterende aggregat 1 med 120 MVA generatorytelse (som i dag er gitt klasse 2 anlegg) og omsøkt nytt aggregat 2 med 135 MVA generatorytelse i eksisterende fjellanlegg, vil få en samlet installert generatorytelse på 255 MVA. I henhold til beredskapsforskriften § 5-2 *Klasser* antas Skjerka kraftstasjon å bli i klasse 3 og vil da bli bygget i henhold til kravene til sikring i beredskapsforskriften § 5-6 jf. vedlegg 3 til forskriften. (Dette fordi klasse 3 omfatter kraftstasjon i fjell med samlet installert generatorytelse på minst 250 MVA).
- Kvernevatn kraftverk med tilhørende 1,8 MVA generatorytelse omfattes ikke av beredskapsforskriften.

Det tas forbehold om endelig klassifisering av nevnte anlegg når resultat av detaljprosjekteringen og godkjenning av detaljplan fra NVE foreligger.

Andre virkninger og konsekvenser

Når det gjelder virkninger og konsekvenser av elektriske anlegg og overføringsledninger for miljø og natur, med videre, er dette nærmere omtalt i kap 16 *Konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn*. Det vises til pkt 16.3 *Landskap og inngrepsfrie naturområder* (ref side 106, 108 og 109). Tilsvarende vises det til pkt 16.4 *Naturmiljø og naturens mangfold* (ref side 110, 101-113), pkt 16.9 *Landbruk* (ref side 124) pkt 16.10 *Kulturminner og kulturmiljø* (ref side 125-127) og pkt 16.11 *Samfunn. Friluftsliv, jakt, fiske. Reiseliv* (ref side 128-9).

6.6 Forholdet til Samla plan

Ny kraftutbygging i øvre del av Mandalsvassdraget har blitt behandlet flere ganger i Samla Plan sammenheng. Først ved Stortingsmelding nr. 63 (1984-85), og senere ved Stortingsmelding nr. 60 (1991-1992). Planene for opprusting og utvidelse av Skjerka kraftverk, slik de var beskrevet i forhåndsmelding fra 1991, ble behandlet administrativt i Samla Plan og i 1991 plassert i kategori I. Plasseringen ble senere bekreftet ved Stortingsbehandlingen av Samla Plan i 1993. Omsøkte planer for *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2)*, *Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk* og *Ny dam – økt regulering Langevatn* ligger således samtlige innenfor det som er klarlagt for konsesjonsbehandling i Samla Plan.

6.7 Vurderte alternativer – valg av utbyggingsløsninger

For hvert av de omsøkte delprosjektene er det vurdert flere alternativer, som i det alt vesentlige også er konsekvensutredet. I det følgende gis en kort omtale av vurderte alternativer knyttet til det enkelte delprosjekt samt bakgrunn for valg av omsøkte utbyggingsløsninger.

6.7.1 Nytt aggregat i Skjerka kraftverk (aggregat 2)

En mindre utvidelse enn omsøkt, dvs et nytt aggregat med maksimal slukevne på henholdsvis 20 m³/s (ca 60 MW) og 27 m³/s (ca 80 MW) har vært vurdert. En nærmere teknisk/økonomisk analyse har avdekket at omsøkt alternativ (33,6 m³/s) er klart mest lønnsomt.

En mindre utvidelse i Skjerka kraftverk vil generelt føre til noe mindre endringer i magasinene, herunder de ukentlige vannstandsvariasjonene i Ørevatn, fordi omfang og mulighet for variabel kjøring i Skjerka kraftverk blir noe mindre. I fagutredningene er det ikke framkommet forhold som tilsier at en mindre utvidelse gir vesentlige miljømessige effekter. Basert på det ovennevnte er det ikke funnet grunnlag for å videreføre de ovennevnte alternativene som innebærer en mindre utvidelse enn omsøkt.

For øvrig er som kjent realisering av Åseralprosjektene betinget av utvidet kapasitet mot sentralnettet, fortrinnsvis gjennom ny sentralnettstilkobling i nærområdet. Økt forsyningssikkerhet og herunder ikke minst økt effekttilgang, er i denne sammenheng et sentralt element. Også i forhold til en slik problemstilling er omsøkte alternativ vurdert å være det beste alternativet.

6.7.2 Ny tunnel Langevatn-Nåvatn med Ljosland kraftverk

Alternativet *Ljosland kraftverk*, som ble skissert/omtalt i meldingen fra november 2008, gir mulighet for å utnytte fallet mellom Langevatn og Nåvatn og mellom Kvernevatn og Nåvatn i en felles kraftstasjon ved Ljosland. Det vises til figur 6-15 nedenfor som viser *Ljosland kraftverk*.

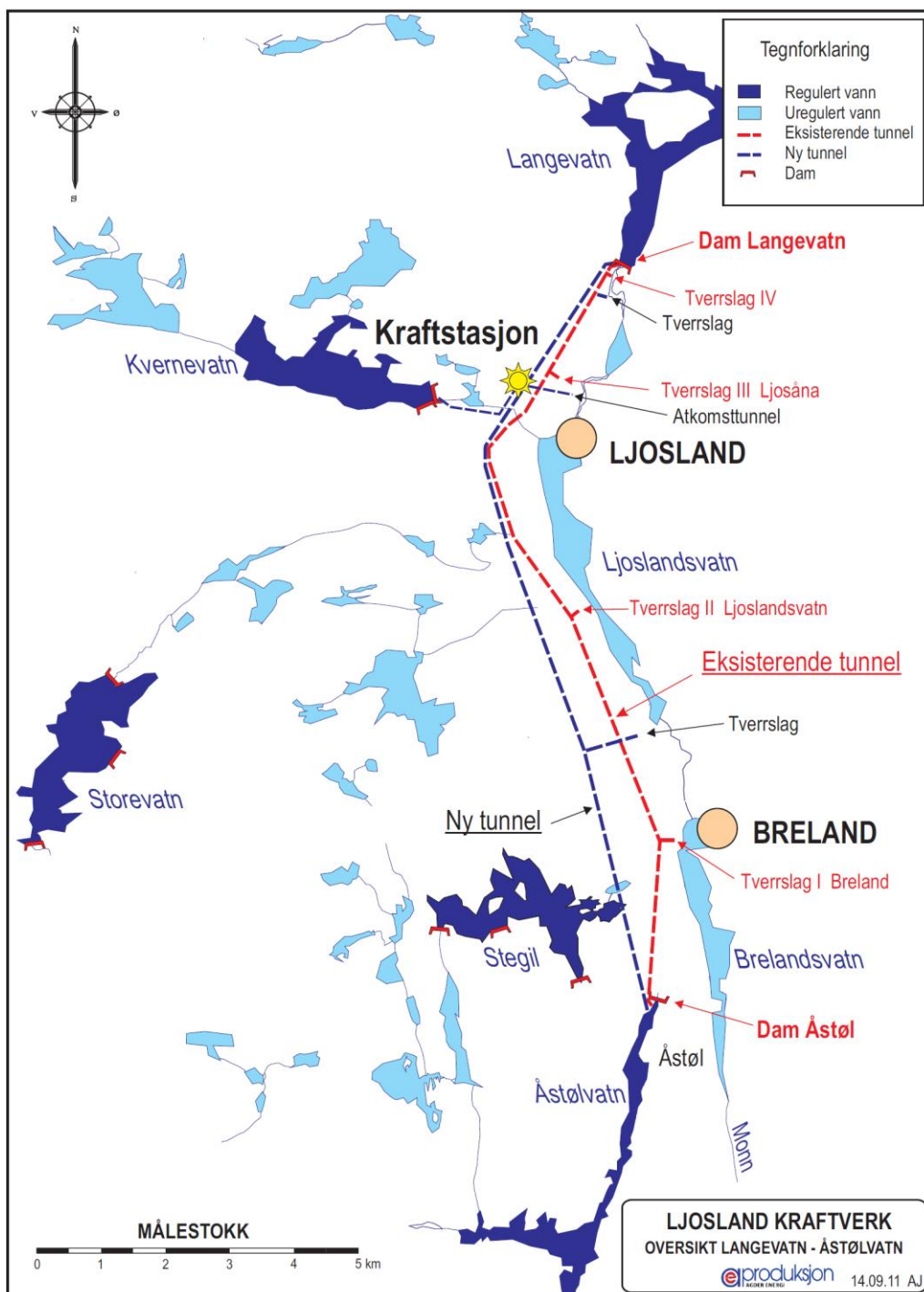


Fig 6-15 Ljosland kraftverk

Dette alternativet er vurdert opp mot det omsøkte alternativet Øygard og Kvernevatn kraftverk (ref. vedlegg 2).

Ses det bort fra selve kraftstasjonsplasseringen samt nettløsninger for tilkobling til eksisterende 132 (110) kV-nett, som klart skiller alternativene, har utbyggingsløsningene likhetstrekk. Det som utover det ovennevnte skiller dem er utnyttelse av fallet nedstrøms Kvernevatn samt utnyttelsen av vann fra eksisterende bekkeinntak. Ellers er forskjellene mhp terrenginngrep knyttet til lokalisering av anleggsveier, tverrslag og tippområder små.

En nærmere teknisk/økonomisk analyse har avdekket at omsøkt alternativ med en kraftstasjon lokalisert til Øygard er klart mest lønnsomt.

I det følgende redegjøres det nærmere for bakgrunnen for valg av omsøkt utbyggingsløsning.

På grunn av spenningsnivå (110 kV) og avstand til eksisterende 110 kV-nett vil kostnadene knyttet til nettilkobling bli vesentlig høyere ved en lokalisering av kraftstasjonen på Ljosland, anslagsvis 25-30 mill kr.

Videre gir en lokalisering ved Øygard grunnlag for å bygge kraftstasjonen som et daganlegg. Dette gir en rimeligere løsning enn fjellanlegg, som er eneste alternativ ved Ljosland.

Et annet sentralt forhold knyttet til valg av utbyggingsløsning er risiko for framtidig vanntap, ref usikker tilstand på eksisterende tunnel. Dette er imidlertid et forhold som er vanskelig å kostnadsestimere. *Øygard kraftverk* innebærer mulighet for å føre samtlige eksisterende bekkeinntak direkte inn på den nye tilløpstunnelen til kraftverket, dvs at utnyttelse av vannet kan gjøres fullstendig uavhengig av eksisterende tunnel. Dette er ikke i samme grad mulig med *Ljosland kraftverk*. Ljoslandsalternativet forutsetter nemlig at vann fra samtlige bekkeinntak (også Ljosåna – ref lokaltilsig og ”ekstratapping” fra Kvernevatn), føres via eksisterende tunnel til Langevatn for å kunne utnyttes i kraftverket. Siden dette alternativet er basert på videre bruk av eksisterende tunnel, ville risikoen for framtidig vanntap fortsatt være gjeldende.

Også sett i forhold til økt regulering av Langevatn er en lokalisering ved Øygard et gunstigere alternativ. Med Ljosland kraftverk ville ikke økt regulering av Langevatn kunne gjøres uten betydelige ekstrakostnader knyttet til ombygginger i tilnytning til eksisterende overføringstunnel/bekkeinntak.

En lokalisering ved Øygard innebærer også flere muligheter for senere utvidelser i form av nye overføringer/bekkeinntak direkte inn på tilløpet til kraftverket. Det gjelder eksempelvis bekk fra Bukkedalstjørni.

Kvernevatt kraftverk innebærer en lavere utnyttelse av fallet fra Kvernevatt enn det som følger av Ljoslandsalternativet, men er isolert sett en betydelig rimeligere løsning. Også teknisk sett er dette en vesentlig enklere og mindre kompleks løsning.

Forutsatt økt regulering i Langevatn (+10 m) er den kostnadmessige forskjellen anslått til minst 50 mill kr i favør av omsøkt alternativ.

Med henvisning til det ovennevnte er det ikke funnet grunnlag for å videreføre alternativet *Ljosland kraftverk*.

6.7.3 Ny dam – økt regulering Langevatn

Alternativet til økt regulering av Langevatn vil med henvisning til damsikkerhetsforskriften være rehabilitering/ombygging av eksisterende dam for å opprettholde dagens regulering med HRV på kote 683,6. I praksis innebærer dette bygging av en ny dam (fyllingsdam) like nedstrøms eksisterende dam. Således vil det kun være størrelsen på den nye dammen som skiller den fra en dam som innebærer økt regulering.

Magasinvolumet i Langevatn utgjør 22 mill m³, og sett i forhold til årstilsiget er dette svært lite da det kun utgjør ca 6,5 %. En økt regulering av Langevatn vil derfor bedre reguleringsgraden vesentlig, og vil ellers gi økt fallutnyttelse i Øygard kraftverk.

Det er vurdert flere alternativer mhp økt regulering av Langevatn. Hovedalternativene, som har blitt gjenstand for en fullstendig konsekvensutredning, innebærer henholdsvis + 10 m og + 20 m økt regulering. I tillegg er det sett på alternativer mellom og i underkant av disse nivåene.

Det omsøkte alternativet, som innebærer 10 m økt regulering med ny HRV på kote 693,6, øker magasinvolument med ca 24 mill m³. Langevatn vil dermed få et magasinvolument på ca 46 mill m³, dvs mer enn en dobling i forhold til dagens situasjon. Til sammenligning gir alternativet med 20 m økt regulering med ny HRV 703,6 en økning i magasinvolument på ca 50 mill m³. En økt regulering på 10 m innebærer neddemming av ca 0,57 km², mens + 20 m berører ytterligere 0,7 km² slik at berørt areal ville blitt 1,27 km².

Det er gjennomført en teknisk/økonomisk analyse hvor det er lagt til grunn at ny damsikkerhetsforskrift vil medføre pålegg om bygging av ny dam ved Langevatn for å kunne opprettholde eksisterende regulering. Analysen har avdekket at det omsøkte alternativet med en økt regulering på 10 m er mest lønnsomt. I forhold til en marginalbetragtning, hvor også kostnader til avbøtende tiltak er vurdert og hensyntatt, er ytterligere økning av reguleringshøyden ut over det omsøkte alternativet funnet mindre lønnsomt.

Selv en økt regulering av Langevatn begrenset til 2-3 meter vil berøre eksisterende sommerløype til DNT som går langs østsiden og nordsiden av Langevatn. Deler av løypetraseen må derfor nærmest uansett legges om ved økt regulering. Ved å begrense økningen i reguleringshøyden til 10 m vil en gjennom ulike avbøtende tiltak kunne opprettholde en sommerløype langs Langevatn uten vesentlige terrenginngrep. Derimot vil en økt regulering ut over 10 m gi særskilte utfordringer i forhold til omlegging av løypetraseen grunnet topografiske forhold (bratt fjellvegg) i nordøstre del av Langevatn. Kostnader knyttet til en omlegging av løypetrassen vil derfor kunne bli uforholdsmessig store dersom reguleringen utvides noe særlig mer enn + 10 m. For øvrig vil en økning i reguleringshøyden med + 20 m gi vesentlig større miljøkonsekvenser. Eksempelvis vil en slik utvidelse berøre betydelige arealer både i østre og vestre del av magasinet, herunder Upsetjønn beliggende nordvest for Langevatn. Ovennevnte forhold tilsier at den økte reguleringen begrenses til + 10 m.

Det er også vurdert en mindre økning i reguleringshøyden med ny HRV på kote 791 for å unngå å berøre Fosstjønn beliggende helt nord i magasinet på kote 692,5. Fagutredningene har imidlertid ikke avdekket vesentlige natur- og miljømessige forhold som tilsier en slik løsning.

Med henvisning til det ovennevnte er det ikke funnet grunnlag for å videreføre andre alternativer enn det som er omsøkt, dvs + 10 m økt regulering.

6.7.4 Andre alternativ omtalt i melding

I meldingen fra november 2008 er det anført at det kunne være aktuelt å vurdere mulighet for pumping fra Langevatn til Kvernevatn (ref meldingen side 23). En overordnet vurdering har avklart at det ikke er grunnlag for nevnte pumping.

6.7.5 0-alternativet

Dersom *Åseralprosjektene* ikke blir konsesjonssøkt, ikke får konsesjon, eller ikke blir realisert, vil det likevel bli endringer i forhold til dagens situasjon. Det gjelder både i forhold til arealbruk og i forhold til vannstands- og vannføringsforhold.

Som følge av ny damsikkerhetsforskrift (gjort gjeldende 1.1.2010) må eksisterende platedam ved Langevatn erstattes med en ny dam for å kunne opprettholde eksisterende regulering av Langevatn. Det må således uansett bygges en ny dam ved Langevatn i form av en steinfyllingsdam (evt en annen type massivdam - dvs gravitasjonsdam i betong). Inngrepene ved damstedet i Langevatn vil dermed bli tilnærmet som skissert i denne søknaden. Forskjellen vil kun være høyden/størrelsen på den nye dammen.

Eksisterende overføringstunnel mellom Langevatn og Nåvatn vil måtte bli gjenstand for omfattende rehabilitering for å sikre opprettholdelse av eksisterende overføring. Det er kjent at det finnes flere soner med dårlig fjell i eksisterende tunnel, og tilstanden til deler av tunnelen er uavklart og usikker. Tunnelen er således beheftet med en viss risiko for ras (ref omtale i meldingen fra november 2008). Et ras i eksisterende tunnel med tilhørende bortfall av hele eller deler av overføringen vil måtte innebære bygging av ny tunnel for å gjenopprette overføringen. Det vil i så fall kunne gi de samme inngrep og konsekvenser som er skissert i denne søknaden.

NVE fattet i mai 2005 vedtak om vilkårsrevisjon for samtlige reguleringskonsesjoner som inngår i Skjerkaanlegget. Revisjonssaken ble imidlertid utsatt, og besluttet samkjørt med konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*. Reguleringskonsesjonene som inngår i Skjerkaanlegget vil således uansett bli gjenstand for behandling i regi av konsesjonsmyndighetene, enten i forbindelse med konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene* eller i forbindelse med en ordinær revisjonssak. En revisjonssak vil innebære nye vilkår og evt magasinrestriksjoner. Ref. NVEs innstilling av 27.4.2011 som er omtalt under kap 3.

Dersom *Åseralprosjektene* ikke blir realisert vil dette innebære et betydelig økt produksjonstap som en følge av driftsstans, flomtap, mv knyttet til rehabilitering/revisjon av eksisterende aggregat i Skjerka kraftverk, bygging av ny dam ved Langevatn og evt utbedring av eksisterende overføringstunnel.

7 Hydrologiske grunnlagsdata og tilsig

Mandalsvassdraget (NVEs vassdragsnummer 019) er et av de middels store Sørlandsvassdragene som går fra hei til kyst gjennom kommunene; Åseral, Audnedal, Marnardal og Mandal (fig 3-1). Det har et nedbørfelt på ca 1800 km², og en midlere vannføring ved utløpet i havet ved Mandal på ca 88 m³/s. Nedbørfeltet har en utstrekning nord-sør på ca 12 mil. Øvre del av feltet ligger sør i Setesdalsheiene i en høyde av 600-800 meter over havet. Det er ingen store innsjøer i vassdraget, men i den nordlige delen er det flere reguleringsmagasin. Denne delen av nedbørfeltet er ellers preget av en mengde mindre vann. Den øvre del av vassdraget består av tre hovedelver, Skjerka, Monn og Logna som alle samles i Ørevatn. Nedstrøms Ørevatn kalles vassdraget Mandalselva.

Slik kraftanlegget framstår i dag utnytter Skjerka kraftverk avløpet fra et nedbørfelt på ca 429 km² med en midlere avrenning på ca 27 m³/s. Foruten Skjerkavassdragets eget felt på ca 191 km² utnyttes et felt på ca 234 km² fra øvre deler av Monnvassdraget gjennom overføring til Nåvatn. Samlet midlere årlig tilløp til Skjerka kraftverk utgjør 901 mill. m³. Ovennevnte nedbørfelt på 234 km² (dvs øvre deler av Monnvassdraget) vil i sin helhet bli utnyttet i Øygard kraftverk. Nedbørfeltet til Langevatn inngår i dette feltet, og utgjør ca 169 km². Nedbørfeltet som vil bli utnyttet i Kvernevatt kraftverk utgjør 30,5 km². Nedbørfelt for Skjerka kraftverk samt delfelt som søkes utnyttet i Øygard og Kvernevatt kraftverk, er vist på kart i vedlegg 15.

Reguleringsmagasinene Langevatn, Kvernevatt, Storevatn og Stegil sammen med nytt Nåvatn/Skjerkevatt (ref konsesjonssøknad "Nye dammer – økt regulering Skjerkevatt") hører alle inn under Skjerka kraftverk, og kan til sammen romme opp til 275,6 mill m³. Dette utgjør ca 32,0 % av årstilsiget til kraftverket. Økes magasinvolumet i Langevatn med 24 mill m³ gir dette en beskjeden økning i magasinprosenten til 34,5 %.

Tabell 7-1 Magasin med reguleringshøgder (ref. NVE Atlas og AEVK)

Magasin Navn	Areal (HRV)	HRV	LRV	Reg. høyde	Volum	Magasin for
	km ²	m o.h.	m o.h.	m	mill. m ³	
Langevatn	2,08	683,60	667,60	16,00	22,0	Sk, H, B, La
Kvernevatt	2,00	771,00	745,20	25,80	38,0	Sk, H, B, La
Storevatn	2,08	860,00	854,00	6,00	10,9	Sk, H, B, La
Stegilvatn	1,79	762,00	754,00	8,00	10,9	Sk, H, B, La
Nåvatn	6,62	627,71	591,21	36,50	124,2	Sk, H, B, La
Skjerkevatt *)	1,71	604,71	590,71	14,00	19,6	Sk, H, B, La
Juvatt	8,12	513,00	489,00	24,00	143,0	Lo, Sm, H, B, La
Lognavatt	1,62	357,70	357,00	0,70	1,4	Sm, H, B, La
Ørevatt	3,83	259,20	256,08	3,12	11,2	H, B, La
Tungesjø	0,5	166,00	155,00	11,00	2,2	B, La
Mannflåvatn	2,0	68,80	67,80	1,00	2,0	La

*) Nåværende regulering av Skjerkevatt. Ny HRV vil bli 627,71.

Sk = Skjerka kraftverk, Lo = Logna kraftverk, H = Håverstad kraftverk, Sm = Smeland kraftverk
 B = Bjelland kraftverk, La = Laudal kraftverk

Inntaksmagasinet for Skjerka kraftverk, som i denne søknaden forutsettes å være ”nytt” Nåvatn/Skjerkevatn, kan romme opptil 193,8 mill m³ ved HRV på kote 627,71. Avløpet fra kraftverket går direkte til Ørevatn. Dagens kraftverk har et aggregat med en maksimal slukeevne på 33,6 m³/s. Basert på tilsigsdata for perioden 1961-2007 er og nytt Nåvatn/Skjerkevatn er kraftverkets midlere årsproduksjon beregnet til 705 GWh.

Foruten Skjerka og Monn er også Logna tilløpselv til Ørevatn. I Logna har AEVK to kraftverk med tilhørende reguleringsanlegg. Disse heter Logna og Smeland kraftverk. Ørevatn er ellers inntaksmagasinet for Håverstad kraftverk som er det øverste kraftverket beliggende i selve Mandalselva. Nedstrøms Håverstad - ligger elvekraftverkene Bjelland og Laudal.

Tabell 7-2 Nøkkeldata om kraftanleggene

		Skjerka *)	Logna	Smeland	Håverstad	Bjelland	Laudal
Nedbørfelt	km ²	425	223	418	998	1105	1479
Midl. tilløp(NVE 1961-90)	mill. m ³	857	351	570	1645	1858	2408
Magasinvolum	mill. m ³	226	142	143	380	383	385
Magasinprosent	%	26	41	25	23	21	16
Fallhøyde	m	346	154	95	82	88	38
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,875	0,323	0,223	0,202	0,190	0,082
Slukeevne	m ³ /s	32,6	14,9	28,6	75	82	110
Nominell effekt	MW	102,6	19,5	24,0	45	53	26,5
Antall aggregater	stk	1	1	1	2	2	2
Produksjon (1961-2007)	GWh/år	666	116	136	301	344	161
Brukstid	timer	6 500	5 950	5 660	6 690	6 490	6 070

*) Nåværende regulering av Skjerkevatn

Det hydrologiske datagrunnlaget er meget omfattende. Det er basert på driftsdata fra kraftverk og data fra målestasjoner i hele Mandalsvassdraget.

Basert på en produksjonssimuleringsmodell har AEVK gjennomført en rekke simuleringer med ukesoppløsning for perioden 1961 - 2007.

AEVK reviderte i 2008 alle tilsigserier i vassdraget, og byttet samtidig simuleringsmodell for produksjonssimuleringer fra Vansimtap til Prodrisk. Prodrisk representerer en ny og forbedret modell for å fastlegge optimal strategi i et vannkraftsystem. Modellen har bl.a en mer detaljert beskrivelse av vannkraftsystemet enn Vansimtap. Prodrisk er tilsvarende som Vansimtap utviklet ved EFI/SINTEF i Trondheim.

Ovennevnte simuleringer danner grunnlag for beskrivelse av hydrologiske virkninger før og etter realisering av Åseralprosjektene.

Det er utarbeidet en egen fagrapport av SWECO Norge AS om hydrologiske forhold. Rapporten gir en oversikt over dagens situasjon og framtidige konsekvenser på vannførings- og vannstandsforhold, strømningsforhold, lokalklima/frostrøyk, vanntemperatur- og isforhold, flomforhold og grunnvannsforhold. I tillegg gis en særskilt omtale av vannføringer i Monn med ulike minstevannføringslipp samt korttidsvariasjoner i vannstand og vannføring som følge av økt installasjon i Skjerka kraftverk. Rapporten redegjør også for det hydrologiske datagrunnlaget.

Som supplement til overnevnte rapport er det i regi av SWECO utarbeidet notater som omhandler særskilte forhold:

- I notat av 27.09.11 omhandles historiske overløp fra Langevatn basert på daglige vannstandsdata for perioden 1990-2009.
- I notat av 20.10.11 omhandles korttidsvariasjoner i vannstander og vannføringer på lakseførende strekning som følge av variabel kjøring av kraftverkene i vassdraget.
- I notat av 11.01.12 omhandles økt overføring til Nåvatn med fokus på virkninger i nordre del av magasinet.
- I notat av 03.05.12 omhandles endret manøvrering av Storevatn.

8 Manøvreringsreglement og vilkårsrevisjon

8.1 Manøvreringsreglement

NVE har i innstilling av 27.4.2011 angående AEVKs søknad om bygging av nye dammer og økt regulering av Skjerkevatn fremmet et forslag til manøvreringsreglement som omfatter hele Mandalsvassdraget. Innstillingen omhandler også vilkårsrevisjon av eksisterende reguleringskonsesjoner, ref NVEs vedtak av 11.5.2005 om å åpne for revisjon av reguleringskonsesjoner i Åseral. Også forholdet til videre opprusting og utvidelse av Skjerkaanlegget, dvs konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*, omhandles. NVE anfører i innstillingen at det anses naturlig at ovennevnte manøvreringsreglement for hele Mandalsvassdraget tas opp til ny vurdering i forbindelse med konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*.

Ovennevnte innstilling er for tiden til behandling i OED. AEVK har anmodet OED om å fatte et separat og snarlig konsesjonsvedtak for "damprosjektet" ved Skjerkevatn, og at sluttbehandlingen av nytt manøvreringsreglement for hele Mandalsvassdraget utsettes og samordnes med konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*.

Det framgår ellers av ovennevnte innstilling at behandling av revisjonssaken skal samkjøres med konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*. Forhold som ikke omfattes av konsesjonsbehandlingen av *Åseralprosjektene* vil bli behandlet i en egen revisjonssak parallelt med konsesjonsbehandlingen av *Åseralprosjektene*. Med unntak av Stegil berører *Åseralprosjektene* samtlige reguleringsmagasin i Monn- og Skjerka vassdraget. Tilsvarende berøres eksisterende bekkeinntak i Ljosåna, Faråna, Grytåna og Stigbotsåna gjennom overføring til ny tunnel med tilhørende flytting/ombygging. Siden Stegil er det eneste reguleringsmagasinet på strekningen Langevatn – Nåvatn som ikke blir direkte berørt av *Åseralprosjektene*, vil revisjonssaken få et beskjedent omfang.

I det følgende kommenteres forhold som anses å ha særskilt betydning for *Åseralprosjektene* sett i forhold til et samlet manøvreringsreglement for hele Mandalsvassdraget. I samsvar med NVEs anførsler i ovennevnte innstilling legges det ellers til grunn at strekningen Nåvatn – Øre håndteres gjennom behandling av konsesjonssøknaden for utvidet regulering av Skjerkevatn.

Når det gjelder regulering av Langevatn er det avgjørende å ha størst mulig frihetsgrad av hensyn til optimal drift av Øygard kraftverk. Det samme gjelder ikke minst også i forhold til optimal manøvrering av Nåvatn/Skjerkevatn av hensyn til Skjerka kraftverk. Det anmodes derfor om at det ikke innføres særskilte restriksjoner mhp vannstandsendringer i Langevatn. Dette gjør seg også gjeldende i forhold til vinterperioden. Det må være anledning både til vannstandsstigning og vannstandsvariasjon i vinterperioden dersom tilsig og produksjonsmessige hensyn tilsier magasinering eller variabel kjøring med tilhørende vannstandsendringer. Det vises til gjennomføring av særskilte avbøtende tiltak av hensyn til ferdsel både sommer og vinterstid i form av driftevei/løypetrase langs østsiden av Langevatn, ref omtale under kap 17 *Avbøtende tiltak*. Gjennomføring av disse tiltakene anses å gi grunnlag for å tillate en stor frihetsgrad mhp manøvrering av Langevatn. Når det gjelder båtsesongen legges det av hensyn til båtferdsel opp til at en ikke underskrider kote 678 i perioden 1.juni til 15. sept.

En minimumsvannføring i Monn nedstrøms Langevatn vil i følge enkelte fagrapporter (ref fagrapport VIII) kunne realisere et økologisk potensial som vil bidra til en forbedring av dagens tilstand. Det forelås derfor at det for sommerperioden (1.mai – 30.sept) sikres en minimumsvannføring på 200 l/s referert til utløpet av Tjørni. Dette er nærmere omtalt under kap 17 *Avbøtende tiltak*. Med henvisning til foreliggende fagrapporter kan en ikke se at det er grunnlag for permanent slipp av minstevannføring fra Langevatn.

For å unngå unødig vanntap fra Langevatn er det ellers avgjørende at det ved risiko for flomtap tillates overført inntil 65 m³/s til Nåvatn. Det vises til pkt 16.1 *Hydrologi* (ref ”Økt overføring fra Langevatn til Nåvatn”).

Når det gjelder Kvernevatn og Storevatn må dagens frihetsgrad opprettholdes slik at disse kan manøvreres fritt med tanke på å sikre optimal manøvrering av Langevatn av hensyn til Øygard kraftverk. Ut fra foreliggende kunnskap kan en ikke se at det er grunnlag for særskilte vannslippbestemmelser fra hverken Kvernevatn eller Storevatn av hensyn til vannføring i Ljosåna og Grytåna ned til bekkeinntakene. Det ovennevnte vil ellers bidra til å sikre mulighet for optimal manøvrering av Nåvatn/Skjerkevatn av hensyn til Skjerka kraftverk.

Når det gjelder inntakene i Ljosåna, Faråna, Grytåna og Stigbotsåna kan en heller ikke se at overføring til ny tunnel gir grunnlag for vannslipp til strekningen nedstrøms bekkeinntakene.

Når det gjelder manøvrering av Ørevatn er det særlig avgjørende å opprettholde en størst mulig frihetsgrad mhp vannstandsvariasjoner. Dette magasinet har en svært sentral posisjon med tanke på demping/utjevning av varierende kjøring. Dette gjelder særlig i forhold til Skjerka kraftverk, men gjør seg også gjeldende i forhold til Smeland kraftverk. Streng restriksjoner i Ørevatn, som innebærer at utjevning av variabel kjøring i kraftverkene ikke kan tas i Ørevatn, vil kunne gi negativ påvirkning (utilsiktede virkninger) på vannføringsforholdene i Mandalselva nedstrøms Håverstad kraftverk. NVE har i innstilling av 27.04.11 fremmet følgende forslag til nytt man.reg. for Ørevatn (ref post 2 pkt f):

”Vannstandsvariasjonene i Ørevatn som følge av produksjonsvariasjoner i Skjerka og Håverstad kraftverk skal ikke overstige 50 cm pr døgn eller 1 m pr uke. Vannstanden i Ørevatn skal normalt ikke senkes under kote 257,2 annet enn ved fare for flom eller ved spesielle driftssituasjoner som nødvendigjør videre nedtapping.”

Sett i forhold til Åseralprosjektene anses dette forslaget å gi en akseptabel frihetsgrad mhp manøvrering av Ørevatn. Forutsatt at forslaget også gjøres gjeldende for Åseralprosjektene har således AEVK ingen vesentlige innvendinger. En finner imidlertid grunn til å understreke at Ørevatn har meget stor betydning som dempnings- og utjevningmagasin. AEVK kan ikke se at det foreligger grunnlag for å innføre ytterligere restriksjoner ut over det som følger av det ovennevnte.

Vannføringen i Mandalselva, dvs nedstrøms Ørevatn, vil øke litt på vinteren, og avta litt på sommeren. Det skjer med andre ord en begrenset omfordeling av vannføringen over året fra sommer til vinter. Forbi Håverstad kraftverk kan en ikke se at det er behov for endring ut over det som følger av NVEs innstilling av 27.4.2011. Endringene er avtakende jo lenger nedover i vassdraget en kommer, og vannføringene i nedre del av Mandalselva på lakseførende elvestrekning vil ikke endres vesentlig som følge av Åseralprosjektene. Åseralprosjektene gir således ikke grunnlag for nye vannslippbestemmelser på lakseførende strekning.

Ut over det som er omtalt ovenfor, ser ikke AEVK behov for ytterligere magasinrestriksjoner eller vannslippbestemmelser knyttet til Åseralprosjektene.

8.2 Vilårsrevisjon

Åseral kommune fremmet i desember 2004 krav om revisjon av reguleringskonsesjoner som tidligere hadde inngått i "Nye Skjerka". På bakgrunn av dette fattet NVE 11.05.05 vedtak om vilårsrevisjon i hovedsak i samsvar med kommunens anmodning. Med henvisning til NVE's brev av 11.05.05 (ref side 2) omfattet vedtaket følgende konsesjoner:

- Kgl.res av 29.08.1924: Overtakelse av halvdel av Statens andel i Skjerkavassdraget og tillatelse til regulering av vassdraget, med betingelser.
- Kgl.res av 07.07.1932: Fristforlengelse av kgl.res av 29.08.1924.
- Kgl.res av 29.07.1932: Manøvrering av reguleringsdammene i Skjerkavassdraget.
- Kgl.res av 04.09.1936: Tillatelse til ytterligere regulering av Skjerkavassdraget m.v. med betingelser og manøvreringsreglement.
- Kgl.res av 30.06.1939: Tillatelse til ytterligere regulering av Skjerkavassdraget m.v. med betingelser og manøvreringsreglement.
- Kgl.res av 07.01.1949: Tillatelse til ytterligere regulering av Skjerkavassdraget (Stegilvatn).
- Kgl.res av 26.05.1950: Tillatelse til ytterligere regulering og overføring av Monselva m.v. til Skjerkavassdraget.
- Kgl.res av 11.12.1953: Tillatelse til regulering av Ørevatn i Mandalselva.
- Kgl.res av 24.01.1964: tillatelse til overføring av Faråna til Skjerkavassdraget.
- Kgl.res av 09.12.1955: Tillatelse til regulering av Juvatn, Mevatn og Grundevatn i Lognavassdraget.

I påvente av en avklaring knyttet til teknisk revurdering av Nåvassdammene og Skjerkevassdammen samt potensielle/aktuelle utbyggingsmuligheter i tilknytning til eksisterende reguleringsmagasin og kraftverk ble revisjonssaken stilt i bero i 2006 (ref NVEs brev av 11.01.06).

Høsten 2008 fremmet så AEVK konsesjonssøknaden "Nye dammer – økt regulering Skjerkevatt" samt en melding angående nye O/U-prosjekter i Åseral (dvs foreløpige planer for Åseralprosjektene).

Konsesjonssøknaden angående økt regulering av Skjerkevatt berører flere av de ovennevnte konsesjonene som inngår i revisjonssaken, dvs konsesjonene gitt i perioden 1924-1939 samt konsesjonen fra 1953 angående Ørevatn. Både Åseral kommune, AEVK (den gang AEP) og NVE vurderte det derfor som hensiktsmessig å samkjøre revisjon av disse konsesjonene med det omsøkte prosjektet angående Skjerkevatt/Nåvatn. Forhold som berører strekningen Nåvatn – Øre ble således håndtert gjennom behandlingen av konsesjonssøknaden angående Skjerkevatt. Det vises til NVEs innstilling av 27.04.11.

I nevnte innstilling er forhold knyttet til vilkårsrevisjonen omhandlet på side 48-49 og 55-56. Det framgår her at forhold som berører strekningen Langevatn – Nåvatn vil bli håndtert gjennom konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*. Dette gjelder konsesjon gitt i 1950 (*.. ytterligere regulering og overføring av Monselva mv til Skjerkavassdraget*) og konsesjon gitt i 1964 (*..overføring av Faråna til Skjerkavassdraget*). Samtlige magasin og bekkeinntak som inngår i disse konsesjonene blir direkte berørt av *Åseralprosjektene*.

Konsesjonen gitt i 1949 angående Stegilvatn berøres ikke av *Åseralprosjektene*. Denne vil derfor bli gjenstand for ordinær vilkårsrevisjon som samkjøres og behandles parallelt med konsesjonsbehandling av *Åseralprosjektene*. For Stegilvatn er det utarbeidet et eget revisjonsdokument som følger som vedlegg til denne konsesjonssøknaden, ref vedlegg 17. AEVK har under vurdering en mulig utnyttelse av fallet mellom Stegil og Nåvatn. Dette er nærmere omtalt i revisjonsdokumentet.

Når det gjelder konsesjon gitt i 1955 angående regulering av Juvatn, Mevatn og Grundevatn i Lognavassdraget er ikke videre revisjonsprosess for denne nærmere omtalt i NVE's innstilling av 27.04.11. I dialog med NVE og Åseral kommune er det avklart at revisjon av denne konsesjonen utsettes til konsesjon angående Smeland kraftverk (ref kgl.res av 05.03.1982) kan bli gjenstand for revisjon. Smeland kraftverk er som kjent også beliggende i Lognavassdraget.

9 Kostnadsoverslag

Basert på erfaringstall og NVEs kostnadsgrunnlag for 2010, er samlet utbyggingskostnad for *Åseralprosjektene* beregnet til ca 1,1 milliarder kr (2012-Q1-priser).

Det er vanskelig å angi en isolert utbyggingskostnad for det enkelte delprosjekt siden det er en betydelig grad av innbyrdes avhengighet mellom delprosjektene.

Det legges opp til en trinnvis realisering, og det har betydning for utbyggingskostnaden til det enkelte delprosjekt. Det samme gjelder design og praktisk gjennomføring av anleggs- og byggearbeidene, som må tilpasses øvrige delprosjekt.

Basert på den trinnvise realiseringen som er skissert foran (ref kap 3) er utbyggingskostnaden for det enkelte delprosjekt som følger:

Nytt aggregat i Skjerka kraftverk - 205 MNOK

Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygaard og Kvernevatn kraftverk - 800 MNOK

hvorav *Øygaard* ca 185 MNOK

og *Kvernevatn* ca 35 MNOK

Ny dam – økt regulering Langevatn - 125 MNOK

10 Produksjonsberegninger

Økning i kraftproduksjonen er beregnet på grunnlag av simuleringer gjennomført av AEVK basert på tilsigsdata mv for perioden 1961-2007.

Det er lagt til grunn at det nye aggregatet i Skjerka kraftverk får en maksimal slukeevne lik eksisterende aggregat, dvs 33,6 m³. Kraftverkets samlede maksimale slukeevne blir således 67,2 m³/s. I Øygard kraftverk er det lagt til grunn en maksimal slukeevne 30 m³/s, og for Kvernevatn kraftverk er det lagt til grunn en maksimal slukeevne på 5 m³/s.

For Langevatn, som blir inntaksmagasin for Øygard kraftverk, er det lagt til grunn en økt regulering med ny HRV på kote 793,6 dvs 10,0 m høyere enn eksisterende HRV. Det er også lagt til grunn at *Nye dammer – økt regulering i Skjerkevatn* er realisert. For øvrige magasiner er det ingen endringer når det gjelder reguleringsgrenser, mv.

Dette gir en netto produksjonsøkning på ca 155 GWh/år for Mandalsvassdraget sett under ett. Første byggetrinn – *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk* – bidrar med en produksjonsøkning på ca 19 GWh/år. Andre byggetrinn – *Ny tunnel med Øygard kraftverk* – bidrar med en produksjonsøkning på ca 112 GWh/år og *Kvernevatn kraftverk* bidrar med i underkant av 6 GWh/år. Tredje og siste byggetrinn – *Ny dam – økt regulering Langevatn* – bidrar med en produksjonsøkning på ca 18 GWh/år.

Forutsatt at samtlige delprosjekt er realisert vil den midlere produksjonen i Øygard kraftverk isolert bli ca 71 GWh/år. Basert på samme forutsetning er merproduksjonen i Skjerka kraftverk beregnet til ca 78 GWh/år. For øvrig vil produksjonen i Smeland kraftverk bli redusert med ca 6 GWh pga redusert tilsig fra Monn. For de andre kraftstasjonene i vassdraget er det kun marginale endringer i produksjonen etter at utbyggingen er realisert (ca 3 GWh merproduksjon samlet for Håverstad, Bjelland og Laudal).

11 Andre samfunnsmessige fordeler

Når det gjelder samfunnsmessige fordeler anses økt effekttilgang å ha størst betydning. Effektøkningen som følger av realisering av *Åseralprosjektene* vil bidra til en betydelig bedring av forsyningssikkerheten i regionen (ref kap 6.5.11).

Ellers gir *Åseralprosjektene* en betydelig produksjonsøkning. Det dreier seg i all hovedsak om regulerbar kraft som vil bidra til bedre kraftoppdekning både regionalt og nasjonalt. Også i forhold til utslipp av miljøgasser vil *Åseralprosjektene* ha positive effekter da produksjonsøkningen i form av fornybar kraft tilsvarer et årlig utslipp på ca 150 000 tonn CO₂ fra et konvensjonelt kullkraftverk.

En annen samfunnsmessig effekt av lokal betydning er bruk av tunnelmasser til opprusting av eksisterende og bygging av ny infrastruktur, mv.

Realisering av *Åseralprosjektene* vil ellers bidra til både lokal og regional verdiskaping og sysselsetting i anleggsperioden. Prosjektene omfang tilsier at lokale og regionale næringsinteresser vil kunne få oppdrag og leveranser i forbindelse med anleggsarbeidene. Videre vil *Åseral* kommune bli tilført årlige inntekter i form av skatter og avgifter knyttet til drift av kraftverkene. Dette er nærmere omtalt under kapittel 16.11 *Samfunn, mv.*

12 Forholdet til offentlige planer

Alle nye terrenginngrep i forbindelse med realisering av *Åseralprosjektene* vil komme i Åseral kommune. I kommuneplanen, som gjelder for perioden 2010-2020, er de fleste områdene som berøres av *Åseralprosjektene* angitt som LNF-område. Et unntak er området ved Skjerka kraftstasjon som er angitt som næringsområde (ref delprosjektet *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk*).

For Ljoslandsområdet foreligger det foruten kommuneplanen en kommunedelsplan gjeldende for perioden 2006-2030. Vedtatt vei mellom Ljosland og Bortelid (ref reguleringsplan vedtatt 26.02.2009) er angitt i planen samt et større hyttefelt nedstrøms dam Langevatn. Det planlagte hyttefeltet er beliggende øst for Monn og eksisterende vei som fører opp til Langevatn. Det planlagte hyttefeltet vil således ikke bli direkte berørt av *Åseralprosjektene*. Når det gjelder den vedtatte veien mellom Ljosland og Bortelid må veitraseen bli gjenstand for en mindre justering like nedstrøms dam Langevatn, dvs i nedre del av Gloppedalen. Det vises til vedlegg 8 som redegjør for planlagt arealbruk i dette området, herunder trase for ny riksvei mot Bortelid.

Kommunen er ellers holdt løpende orientert om *Åseralprosjektene* gjennom regelmessige status- og orienteringsmøter med både administrasjonen og politikere.

Det er utarbeidet en *regionalplan* - "Heiplanen" - for bruk og vern av Setesdal Vesthei, Ryfylkeheiene og Setesdal Austhei. Planen ble vedtatt i de fem berørte fylkestingene våren 2012. Vest-Agder ble det vedtatt å ta ut "Hensynssone villrein" i Hægebostad og Åseral kommuner. Siden det ikke er likelydende vedtak i de berørte fylkeskommunene, er planen oversendt til Miljøverndepartementet for endelig behandling. Regionplanen er en retningsgivende plan uten juridisk bindende arealkart og bestemmelser. Rettslig bindene arealbruk for områdene blir først fastlagt gjennom revisjon og vedtak av kommuneplanen i den enkelte kommune. Øygard kraftverk er beliggende ved yttergrensen for "Hensynssone nasjonalt villreinområde", mens område ved Langevatn berøres av "Hensynssone villrein". Konsekvensene i forhold til villrein er vurdert i fagrapport *Naturmiljø og naturens mangfold* (ref pkt 16.4)

Videre pågår det et arbeid med hjemmel i Vannforskriften i regi av Vest-Agder fylkeskommune som vannregionmyndighet. Dette arbeidet skal ende opp i en vannforvaltningsplan som skal vedtas innen utgangen av 2015. AEVK er involvert i denne prosessen, og vil bl.a. gjennom høringsuttalelser informere om *Åseralprosjektene*.

13 Nødvendige tillatelser fra offentlige instanser

Åseralprosjektene består som kjent av flere delprosjekt som krever konsesjon etter ulikt lovverk.

Delprosjektet *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk* er konsesjonspliktig i medhold av vannressursloven og energiloven. Vassdragsreguleringslovens regler kommer ikke til anvendelse for dette delprosjektet siden produksjonsøkningen er ca 18 GWh, ref vannressurslovens § 19.

Når det gjelder delprosjektet *Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk* kommer både vannressursloven og vassdragsreguleringslovens regelverk til anvendelse. *Øygard kraftverk* med tilhørende tilløpstunnel, som innebærer utbygging av fallet mellom Langevatn og Nåvatn, er konsesjonspliktig i medhold av vannressursloven og energiloven. På grunn av utbyggingens størrelse (over 40 GWh) kommer vassdragsreguleringslovens regelverk til anvendelse (ref vannressurslovens § 19). Vassdragsreguleringslovens regler kommer også til anvendelse i forhold til flytting av eksisterende bekkeinntak, og i forhold til økt overføring til Langevatn. Struping/stenging av den nye tunnelen ved bruk av luker i Øygard kraftverk innebærer mulighet for økt overføring fra eksisterende bekkeinntak til Langevatn. *Kvernevatn kraftverk*, som innebærer utbygging av et avgrenset fall i Ljosåna nedstrøms Lille Kvernevatn, er konsesjonspliktig i medhold av vannressursloven og energiloven. På grunn av produksjonens størrelse (ca 6 GWh) kommer ikke vassdragsreguleringslovens regler til anvendelse for dette kraftverket.

Delprosjektet *Ny dam – økt regulering av Langevatn* er konsesjonspliktig i medhold av vassdragsreguleringsloven. Det anses ikke nødvendig med særskilt tillatelse etter energiloven for bygging av ny dam ved Langevatn da delprosjektet *Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk* omfatter permanent strømforsyning til damområdet (ref nytt inntaksarrangement ved Langevatn).

Åseralprosjektene må også ha tillatelse til drift i medhold av forurensningsloven, og i tillegg kreves særskilt utslippstillatelse for gjennomføring av selve anleggsarbeidene.

Arealdisponeringen må avklares i forhold til gjeldende planer vedtatt i medhold av plan- og bygningsloven, og ellers er anleggstart betinget av godkjent detaljplaner fra NVE mhp arealdisponeringen mv.

Med mindre det oppnås minnelige ordninger mhp erverv og tilgang til nødvendige arealer for bygging av *Kvernevatn kraftverk* må det innhentes ekspropriasjonstillatelse i medhold av oregningsloven. I henhold til samme lov må det innhentes tillatelse til forhåndstiltredelse dersom det ikke oppnås minnelige ordninger mhp tiltredelse av arealer mv, og dette vil gjelde for samtlige arealer og rettigheter som AEVK ikke allerede eier.

I tillegg vil det etter konsesjon er gitt være nødvendig å innhente flere offentlige tillatelser, eksempelvis tillatelser til avkjørsel fra offentlig vei.

14 Arealbruk og eiendomsforhold

Beskrivelsen i kap 6 (ref pkt 6.1, 6.2, 6.3 og 6.5 foran) sammenholdt med vedlagte kart (ref vedlegg fra 1 til 10) redegjør for planlagt arealbruk, både permanent og midlertidig.

Planer som i detalj redegjør for arealbruk mv, såkalte landskaps- og miljøplan utarbeides senere i forbindelse med detaljprosjekteringen. Disse detaljplanene blir gjenstand for behandling og godkjenning av NVE før anleggsarbeidene kan starte opp (ref. standardiserte konsesjonsvilkår som vil inngå i et konsesjonsvedtak).

Fallrettighetene i Monn samt øvrige sidevassdrag som inngår i eksisterende overføring fra Langevatn til Nåvatn ble ervervet i sin helhet omkring 1950. Det er således ikke behov for ytterligere fallerverv i forbindelse med realisering av *Åseralprosjektene* ut over at det eventuelt må ytes erstatning for neddemte fall i forbindelse med økt regulering av Langevatn. AEVK eier ellers arealer i tilknytning til eksisterende anlegg og byggverk, og har i tillegg rettigheter knyttet til eksisterende reguleringer mv.

Med unntak av utvidelsen i Skjerka kraftverk, som kun berører AEVKs egen eiendom, vil realisering av øvrige deler av *Åseralprosjektene* berøre betydelige arealer som ikke tilhører AEVK. AEVK har derfor behov for å erverve arealer og rettigheter, både permanente og midlertidige, fra flere grunneiere. AEVK vil gjennom minnelige avtaler forsøke å komme til enighet om endelig oppgjør som omfatter areal- og rettighetserverv knyttet til gjennomføring av utbyggingsplanene.

Konsesjonsvedtak i medhold av vassdragsreguleringsloven (vrl) gir automatisk ekspropriasjonstillatelse. ref vrl § 16 nr 1. Tilsvarende gir konsesjonsvedtak i medhold av vannressursloven også automatisk ekspropriasjonstillatelse dersom utbyggingen innebærer en produksjon over 40 GWh, ref vannressurslovens § 19 som henviser til vrl § 16 nr 1. Dette regelverket kommer således til anvendelse både i forhold til *Ny dam - økt regulering av Langevatn*, og i forhold til bygging av *Øygard kraftverk* med tilhørende inngrep, herunder ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn.

Når det gjelder *Kvernevatn kraftverk* stiller det seg annerledes siden dette rettslig sett er å betrakte som et selvstendig småkraftverk. På grunn av kraftverkets størrelse (ca 6 GWh) kommer ikke vassdragsreguleringslovens regler til anvendelse, og det kreves derfor kun konsesjon i medhold av vannressursloven. Siden konsesjon i medhold av vannressursloven ikke gir ekspropriasjonstillatelse må det derfor søkes om ekspropriasjonstillatelse i medhold av oreigningsloven (ref § 2) for dette tiltaket for å kunne erverve nødvendige arealer og rettigheter.

Tilsvarende gjelder også for delprosjektet *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk* siden produksjonsøkningen ligger godt under 40 GWh (ref vannressurslovens § 19). For dette delprosjektet er det ikke behov for å søke om ekspropriasjonstillatelse i medhold av oreigningsloven siden AEVK allerede eier nødvendige arealer, mv. for å realisere utbyggingen.

Det er ellers avgjørende for prosjektets framdrift å kunne tiltre nødvendige arealer og rettigheter når det foreligger godkjente detaljplaner. Slik godkjenning vil for øvrig være et vilkår for anleggsstart. Det er foreløpig ikke avklart om det oppnås minnelige avtaler med grunneierne, herunder tiltredelseserklæringer. Dette er bakgrunn for at det søkes om tillatelse til forhåndstiltredelse.

I eget vedlegg (ref vedlegg 18) er det redegjort nærmere for areal- og rettighetsserverv på de respektive eiendommene. Vedlegget gir en skjematisk oversikt over hvilke eiendommer som berøres av de ulike delprosjektene. Når det gjelder delprosjektet *Ny tunnel Langevatn – Nåvatn* er de ulike arbeidssteder og ”delprosjekt” som inngår i ”hovedprosjektet” skilt ut som selvstendige element. Det vises ellers til vedlagte eiendomskart (ref vedlegg 11 til 14) som angir gnr/bnr og eiendomsgrenser for de respektive eiendommene. Sammen danner dette grunnlag for søknad om ekspropriasjonstillatelse og tillatelse til forhåndstiltredelse i medhold av oreigningsloven.

I ovennevnte vedlegg er det foreløpig kun angitt arealbruk, dvs hvilke typer inngrep det er snakk om, og hvorvidt inngrepene er permanente eller midlertidige. Det er så langt ikke foretatt en nærmere arealberegning av inngrepene, men det understrekes at arealinngrep vil bli gjenstand for nøyaktig oppmåling i tilknytning til gjennomføring av selve anleggsarbeidene basert på godkjente detaljplaner.

15 Fremdriftsplan og saksbehandling

Ihht lovverk og retningslinjer sender NVE konsesjonssøknad med KU og fagutredninger på høring med minst tre måneders høringsfrist. NVE arrangerer et åpent møte i løpet av høringen.

Etter at alle høringsuttalelser er gjennomgått, foretar NVE en sluttbefaring til området. Denne er også åpen for kommunen og representanter for berørte parter.

NVE skriver en innstilling som oversendes OED for videre behandling. Innstillingen inneholder hele eller deler av søknaden, konklusjoner og vesentlige momenter fra høringsuttalelsene og søkers kommentarer til uttalelsene.

Deretter trekker NVE fram de vesentligste momentene i saken, fordeler og ulemper, og avveier om konsesjonen bør gis eller ikke, eventuelt om konsesjon bør gis til en redusert utbygging.

Dersom konsesjon anbefales må fordelene være større enn ulempene sett i en samfunnsmessig sammenheng.

OED sender NVEs innstilling på høring til berørte departement og kommuner. Tiltakshaver får også anledning til å kommentere NVEs innstilling. Etter en vurdering av dette fremmer OED saken for regjeringen. Saken vedtas av Kongen i statsråd (kongelig resolusjon).

Fremdriftsplan er tenkt som vist nedenfor.

	Periode
Konsesjonsbehandling (NVE/OED)	2013-2015
Konsesjonsvedtak (OED/Kong.res)	2015
Detaljplanlegging, anbud/kontrahering (ulike byggetrinn)	fra 2015 til 2017
Byggestart (ulike byggetrinn)	fra 2016 til 2018
Driftsstart (for de ulike byggetrinnene)	fra 2017 til 2020

16 Konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn

Konsekvensutredningene/fagrapportene omhandler en rekke alternative utbyggingsløsninger. I det følgende omhandles først og fremst mulige konsekvenser knyttet til omsøkt utbyggingsløsning som består av følgende delprosjekt:

- *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk* – ca 110 MW/maks slukeevne 33,6 m³/s
- *Ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn med*
 - *Øygard kraftverk* – ca 21 MW/maks slukeevne ca 30 m³/s – og
 - *Kvernevatn kraftverk* – ca 1,6 MW/maks slukeevne ca 5 m³/s.
- *Ny dam – økt regulering Langevatn* – 10 m økt regulering – ny HRV 693,6

Konsekvenser knyttet til alternative utbyggingsløsninger kommenteres i den grad det har relevans i forhold til omsøkt utbyggingsløsning.

16.1 Hydrologi

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport for temaet *Hydrologi* (ref fagrapport I). Rapporten gir en oversikt over dagens situasjon og framtidige konsekvenser på vannførings- og vannstandsforhold. I tillegg er det utredet virkninger på vanntemperatur-, is- og lokalklima-forhold, samt grunnvannsforhold og ferskvannsressurser. Når det gjelder førsituasjonen (dagens situasjon) er det lagt til grunn at allerede omsøkte utvidelse av Skjerkevatn (heving opp på nivå med Nåvatn) inngår i denne. Videre er det for Håverstad og Bjelland lagt til grunn en maksimal slukeevne som samsvarer med det som er gjeldende etter rehabilitering i 2011 (ref pkt 5). I det følgende omtales hovedkonklusjonene fra fagrapporten.

16.1.1 Vannstandsforhold

Fagrapporten omhandler endring i vannstandsforhold for de reguleringsmagasinene som blir direkte berørt av Åseralprosjektene, dvs Langevatn, Kvernevatn, ”nytt” Nåvatn/Skjerkevatn (i rapporten benevnt Skjerkevatn/Nåvatn) og Ørevatn. I selve rapporten vises kurver for middelfylling basert på perioden 1961-2007, mens kurver og tabeller med persentilverdier er vist i vedlegg til rapporten.

Langevatn

Langevatn blir inntaksmagasin for Øygard kraftverk, og dette sammen med økt overføringskapasitet mot Nåvatn vil gi endrede vannstandsforhold. Med en maksimal slukeevne i kraftverket på 30 m³/s (og maksimal overføringskapasitet til Nåvatn på 65 m³/s - ved risiko for flomtap fra Langevatn) kombinert med en økt regulering på 10 m (ny HRV 693,6), vil Langevatnmagasinet ligge med betydelig høyere fylling enn i dagens situasjon. Den høyere vannstanden kan i stor grad knyttes til ønsket om en høyest mulig fallhøyde i Øygard kraftverk, og er ellers mulig grunnet redusert risiko for flomtap pga økt overføringskapasitet til Nåvatn. Det vises til nedenforstående figur 16-1 (som er basert på figur 18 i fagrapporten).

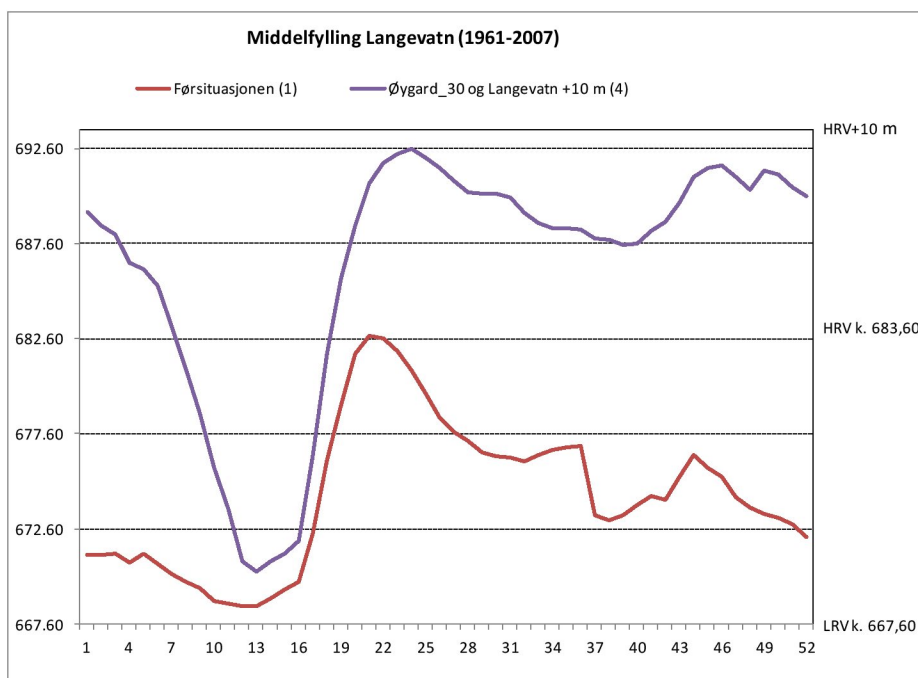


Fig 16-1 Middelfylling Langevatn før og etter utbyggingen

Som det framgår av ovennevnte figur vil Langevatnmagasinet få betydelig høyere fylling utover sensommer og høst, og først tappes ned mot LRV utover vinteren, dvs i forkant av vårflommen. Vannstandsutviklingen over året vil ellers følges samme trend både med og uten økt regulering av Langevatn (ref fig 18 i Hydrologirapporten - kurve Øygard-30 (3)), men vannstanden vil i middel ligge høyere gjennom hele året med økt regulering.

Kvernevatn

Kvernevatn tappes i dag i noen konsentrerte perioder i løpet av året styrt av vannbehovet i Skjerka kraftverk. Økt overføringskapasitet med tilhørende utnyttelse av fallet mellom Langevatn og Nåvatn i Øygard kraftverk, samt bygging av Kvernevatn kraftverk for å utnytte fallet nedstrøms Lille Kvernevatn, vil endre tappemønsteret fra Kvernevatn.

Økt overføringskapasitet kombinert med bygging av Øygard kraftverk vil typisk gi høyere fylling i Kvernevatn utover høsten. Det vises til nedenforstående figur 16-2 (som er basert på figur 19 i fagrapporten).

Tappingen fra Kvernevatn vil ellers bli tilpasset kapasiteten i Kvernevatn kraftverk, slik at flomtapet ved kraftverksinntaket nedstrøms Lille Kvernevatn minimaliseres. For øvrig vil alt vann som tappes fra Kvernevatn, også flomtap forbi Kvernevatn kraftverk, bli overført til den nye tunnelen via bekkeinntaket i Ljosåna for utnyttelse i Øygard og Skjerka kraftverk.

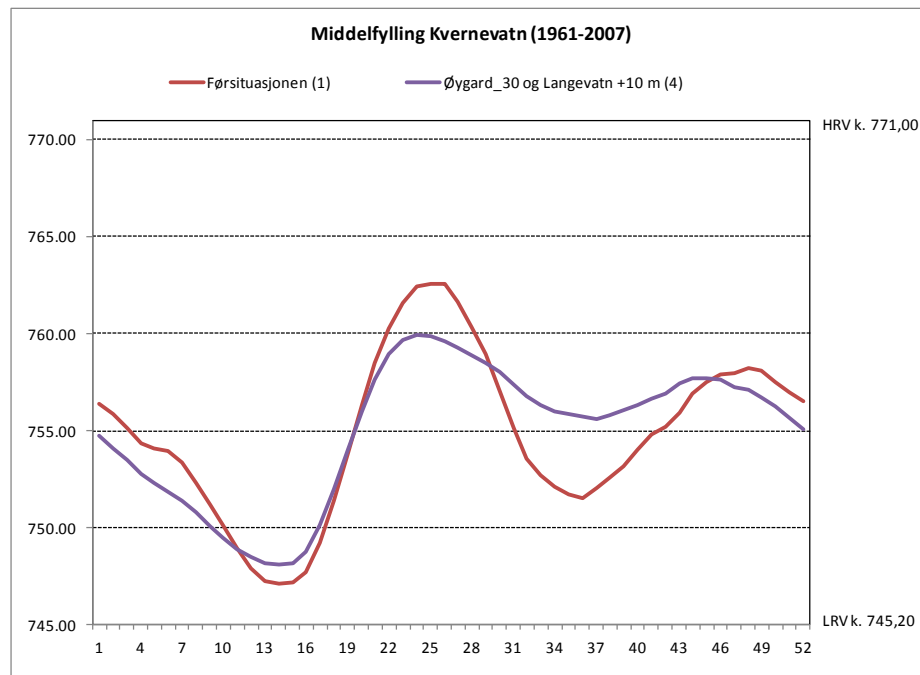


Fig 16-2 Middelfylling Kvernevatn før og etter utbyggingen

Ovennevnte figur (16-2) viser at Kvernevatn får en høyere og jevnere fylling utover høsten. Det gjøres oppmerksom på at kurven for ”etter situasjonen” er basert på en slukeevne i Kvernevatn kraftverk på 3,5 m³/s. Siden det legges til grunn en maksimal slukeevne på 5,0 m³/s i Kvernevatn kraftverk vil vannstanden ut over høsten bli noe høyere enn det som framgår av figuren. Det skyldes redusert risiko for flomtap.

Storevatn

Storevatn tappes i dag i noen konsentrerte perioder i løpet av året styrt av vannbehovet i Skjerka kraftverk. Økt overføringskapasitet med tilhørende utnyttelse av fallet mellom Langevatn og Nåvatn i Øygard kraftverk vil endre tappemønsteret fra Storevatn.

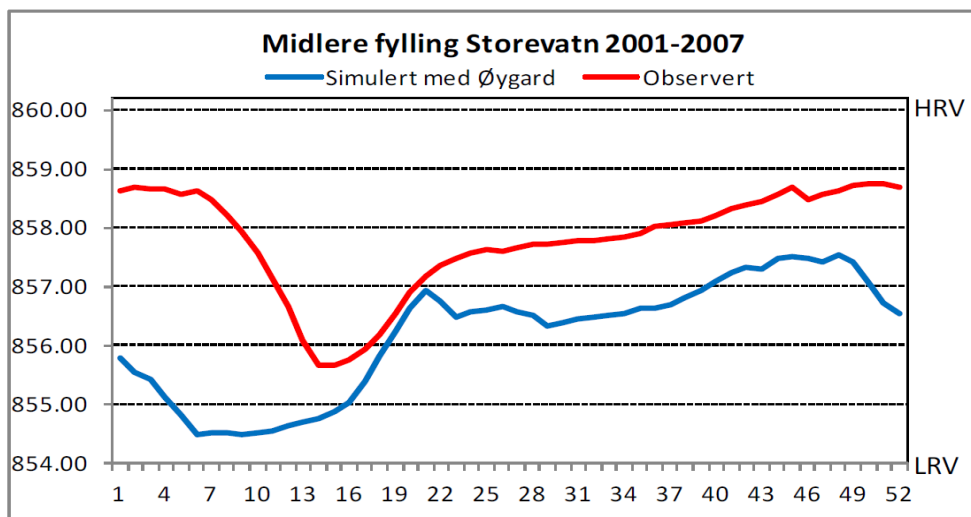


Fig 16-2b Observert og simulert midlere fylling i Storevatn (2001-2007) på ukebasis

Fra fagnotatet (XVI av 3.5.12 fra SWECO) siteres følgende:

”Summen av vannføringene i Grytåi, ned til inntaket på overføringstunnelen, vil i de fleste år øke med ny overføringstunnel og Øygard kraftverk. Dette følger av at det i framtiden langt sjeldnere vil bli flomtap fra Storevatn, slik at tilnærmet alt vann fra magasinet vil komme i Grytåi.

Tappingen vil imidlertid også i framtiden bli svært varierende over året, med lange perioder uten tapping fra magasinet. Tappemønsteret endres dermed ikke så mye fra dagens situasjon.”

Forøvrig vises til fagnotatet.

Nåvatn/Skjerkevatn

Økt installasjon i Skjerka kraftverk og økt overføringskapasitet fra Langevatn har motsatt effekt på vannstandsforholdene i Nåvatn/Skjerkevatn. Økningen i overføringskapasitet tilsier lavere vannstand for å unngå flomtap, mens økt installasjon gir rom for høyere vannstand uten at risikoen for flomtap øker. Samlet gir derfor de nye tiltakene små endringer i vannstandsforholdene. Det vises til nedenforstående figur 16-3 (som er basert på figur 21 i fagrapporten).

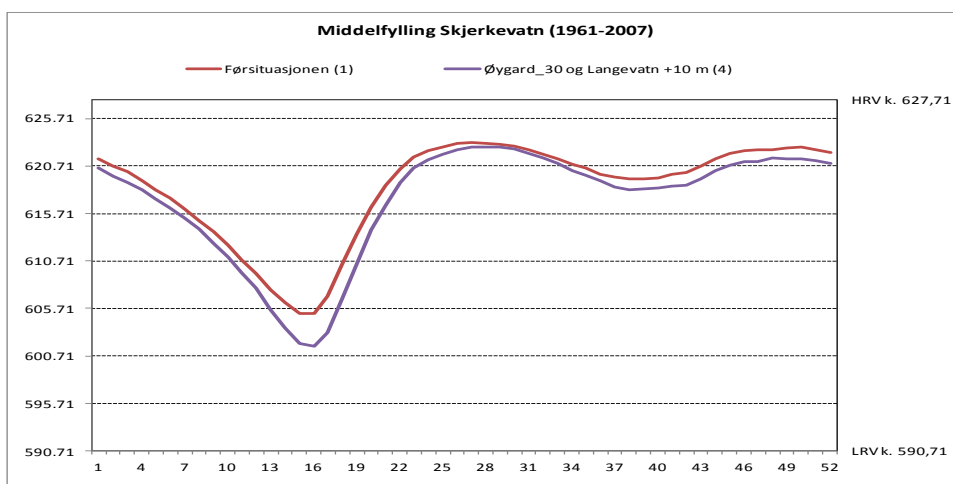


Fig 16-3 Middelfylling Nåvatn/Skjerkevatn før og etter utbyggingen

Ørevatn

For Ørevatn sin del er det økt installasjon i Skjerka kraftverk som isolert sett gir størst utslag på vannstandene. Det overordnede bildet av manøvreringen av Ørevatn blir imidlertid ikke vesentlig endret. Det vises til nedenforstående figur 16-4 (som er basert på figur 22 i fagrapporten).

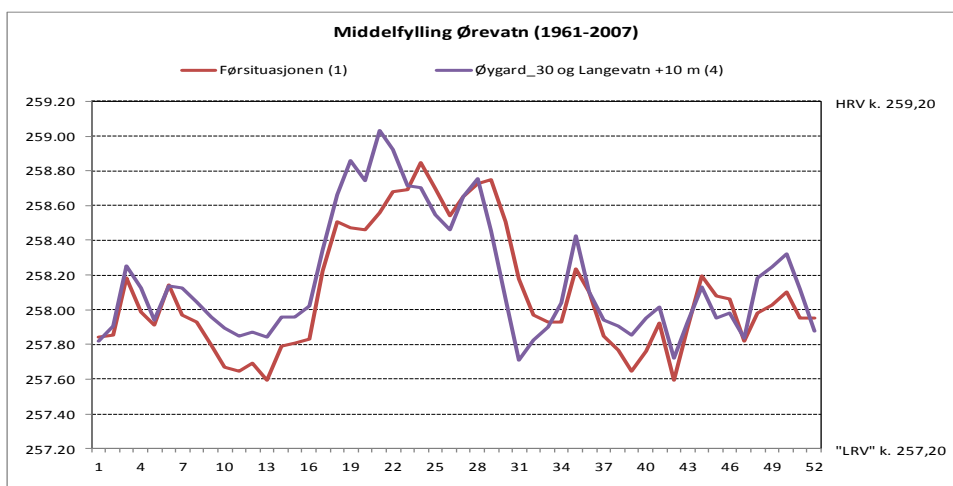


Fig 16-4 Middelfylling Ørevatn før og etter utbyggingen

Vannstandene i Ørevatn varierer mellom høyeste og laveste vannstand til enhver tid av året, og følger således ikke årssyklusen til et ordinært reguleringsmagasin. Ørevatn fungerer derimot som et utjevnings- eller dempningsmagasin, og har gjennom hele året betydelige korttidsvariasjoner i vannstand.

Det er gjennomført analyser av observerte vannstandsvariasjoner innen både døgn og uke for årene 2000-2009. Daglig vannstandsending var mer enn 30 cm i drøyt 20 % av tiden, og mer enn 17 cm i 50 % av tiden. Ukevariasjonene var mer enn 1 m i ca 35 % av tiden, og mer enn 75 cm i 50 % av tiden (ref kap 7 i fagrapporten).

Analysene viser ellers at Ørevatn har noen store vannstandsvariasjoner, både innen døgnet og uken. Det vises til varighetskurvene som er vist i fagrapporten (ref figur 47 og 48 i fagrapporten). Disse skyldes primært ikke kjøring av kraftstasjonene, men kommer i tilknytning til flomepisoder.

Økt installasjon i Skjerka kraftverk gir mulighet for mer effektkjøring enn i dag, og vil dermed kunne gi endringer i korttidsvariasjonene i Ørevatn. I fagrapporten er dette omtalt som følger:

”Med en utvidelse av Skjerka kraftverk er det sannsynlig at det vil bli endringer i korttidsvariasjonene i Ørevatn. Spesielt vil vannstandsøkninger kunne bli raskere enn i dag, grunnet den økte slukeevnen i Skjerka. Vannstandsreduksjoner vil ikke bli endret i samme grad, bl.a. siden installasjonen i Håverstad kraftverk forblir uendret.

Det er forventet at det meste av utjevningen av kjøringen i oppstrøms kraftverk, spesielt Skjerka og Smeland, vil bli tatt i Ørevatn. Dette er, som beskrevet over, også situasjonen i dag.

Et ganske vanlig forløp i dag er gradvis redusert vannstand i Ørevatn i dagene mandag til fredag, med noe redusert kjøring i Håverstad i helgen slik at vannstanden går opp på lørdag og søndag. Med økt installasjon i Skjerka kan det bli en motsatt situasjon der vannstanden i Ørevatn øker gradvis utover i uken og går ned igjen i helgen.”

16.1.2 Vannføringsforhold

Hydrologirapporten omhandler endring i vannføringsforhold på en rekke punkt fra Langevatn til nedstrøms Bjelland kraftverk. I selve rapporten vises kurver for midlere overført vannmengde eller midlere vannføring basert på perioden 1961-2007. Tabeller med persentilverdier er vist i vedlegg til rapporten. For enkelte punkt er det i fagrapporten også vedlagt kurver som viser vannføring i tre typiske reelle år, dvs et tørt år (1969), et middels år (1966) og et vått år (1967).

Det overordnede bildet for strekningen fra Langevatn til Ørevatn er at vannføringene i deler av Skjerkavassdraget – ”Skjerkagreina” - økes ned til samløpet med Ørevatn grunnet økt overføring fra Langevatn til Nåvatn, mens vannføringene i Monn nedstrøms Langevatn (delvis også nedre del av Logna) reduseres tilsvarende ned til samløpet med Ørevatn. Fra Ørevatn og videre nedover vassdraget skjer det ingen fraføring/tilføring av vann, men derimot en omfordeling av vann over året. Denne omfordelingen skyldes både økt installasjon, økt overføringskapasitet og økt magasin i Langevatn.

I det følgende omtales først endringer i vannføringsforholdene i den vannstrengen som fører vann fra Langevatn til Skjerka kraftverk, dvs ”Skjerkagreina”. Deretter omtales endringer i vannføringsforholdene i Monn nedstrøms Langevatn samt i nedre del av Logna nedstrøms Smeland kraftverk. Til sist omtales vannføringsendringer i selv Mandalselva nedstrøms Ørevatn.

Økt overføring fra Langevatn til Nåvatn

Ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn gir en betydelig økt overføringskapasitet. Ved normal drift tilsvarer den overførte vannmengden driftsvannføringen i Øygard kraftverk. Driftsvannføringen ved maksimal drift er 30 m³/s. Ved risiko for flom/overløp ved Langevatn kan det overføres ytterligere vann til Nåvatn via en egen omløpstunnel forbi kraftverket. Det kan samlet, via kraftverk og omløpstunnel, overføres inntil 65 m³/s til Nåvatn for å unngå risiko for flom/overløp ved Langevatn. Nedenforstående figur 16-5 (som er basert på figur 23 i fagrapporten) viser midlere overført vannmengde fra Langevatn til Nåvatn.

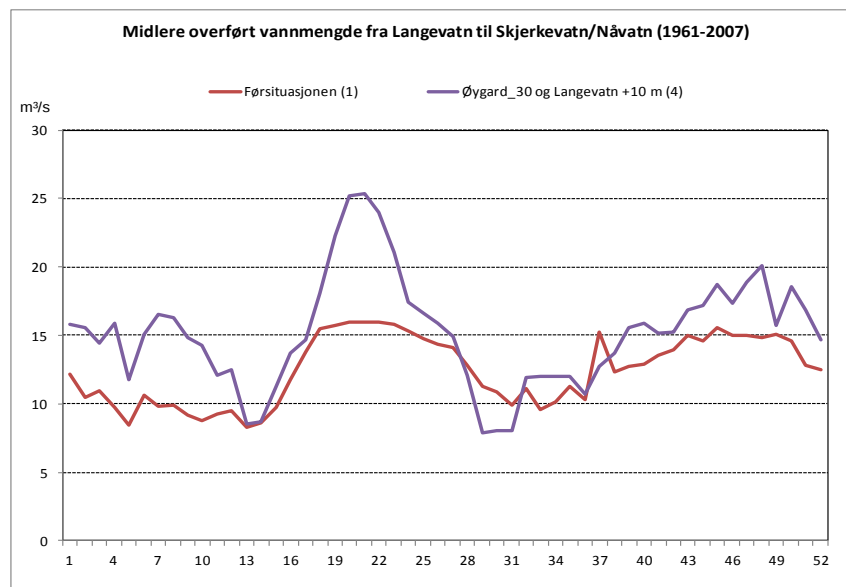


Fig 16-5 Midlere overført vannmengde fra Langevatn til Nåvatn/Skjerkevatt

Sammenholdes kurvene er det generelle bildet at økningen i overført vannmengde er størst i mai måned, og ellers høyere enn i dag utover høsten og om vinteren. Om sommeren (i juli) er derimot overført vannmengde redusert noe i forhold til dagens situasjon.

Nedenforstående tabell (tabell 4 fra fagrapporten) viser at i middel over året øker overføringen fra Langevatn til Nåvatn fra 12,4 m³/s (linje 1) til 15,2 m³/s (linje 4), dvs en midlere økning på 2,8 m³/s. Samlet over året utgjør det ca 88 mill m³. Ser man på månedsmidlene har mai måned størst økning, dvs fra 15,8 til 23,0 m³/s, mens april måned har minst økning, dvs fra 11,0 til 12,1 m³/s. Ellers er juli den eneste måned hvor det i middel overføres mindre vann enn i dag.

Tabell 16-1 Overførte vannmengder fra Langevatn til Skjerkevatn/Nåvatn – månedsmidler m³/s for de 6 hovedscenarier

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
1	10,6	9,8	9,0	11,0	15,8	15,1	12,2	10,4	12,6	13,9	15,0	13,8	12,4
2	10,7	10,2	8,7	11,0	15,8	15,1	12,0	10,2	12,6	13,8	15,1	14,4	12,5
3	13,3	13,5	10,0	14,1	28,1	17,9	9,5	10,3	13,0	18,2	18,5	15,3	15,1
4	15,1	15,2	12,3	12,1	23,0	18,4	10,7	11,3	13,1	15,9	18,5	16,6	15,2
5	14,4	14,3	13,3	14,2	22,5	17,0	11,1	13,1	13,6	15,6	17,4	15,9	15,2
6	16,2	14,8	12,9	13,6	18,5	16,6	12,1	13,7	14,4	15,0	17,4	17,0	15,2

Figurene nedenfor viser overført vannmengde i tre reelle år, dvs et tørt år (1969), et middels år (1966) og et vått år (1967).

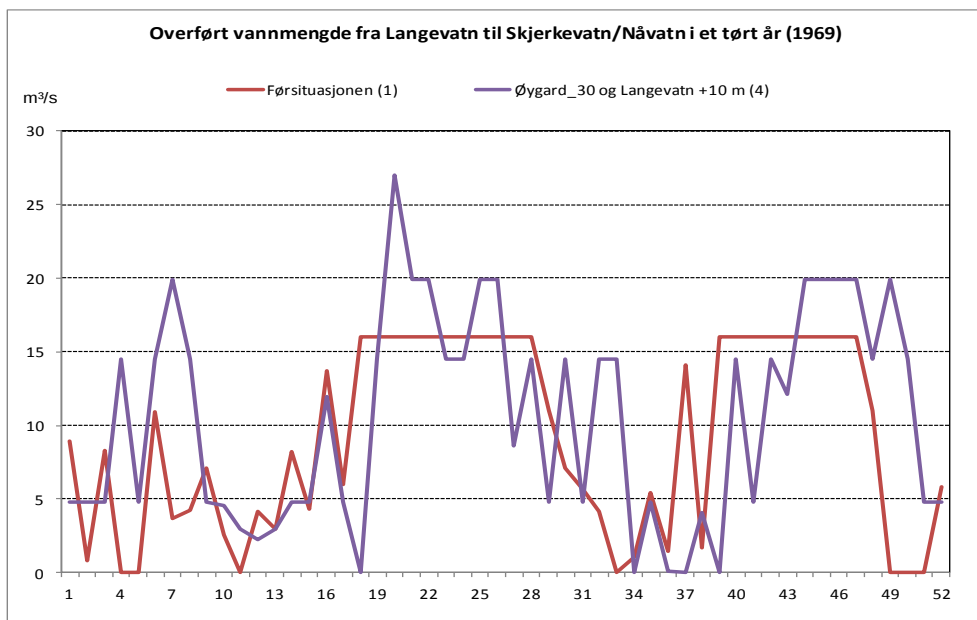


Fig 16-6 Overført vannmengde fra Langevatn til Nåvatn/Skjerkevatn, tørt år

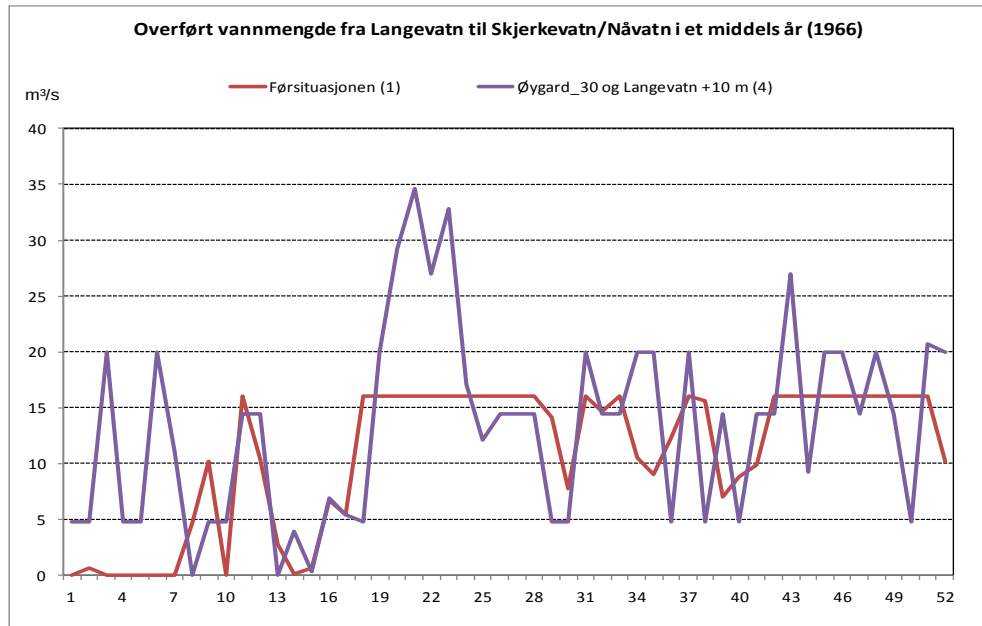


Fig 16-7 Overført vannmengde fra Langevatn til Nåvatn/Skjerkevatn, middels år

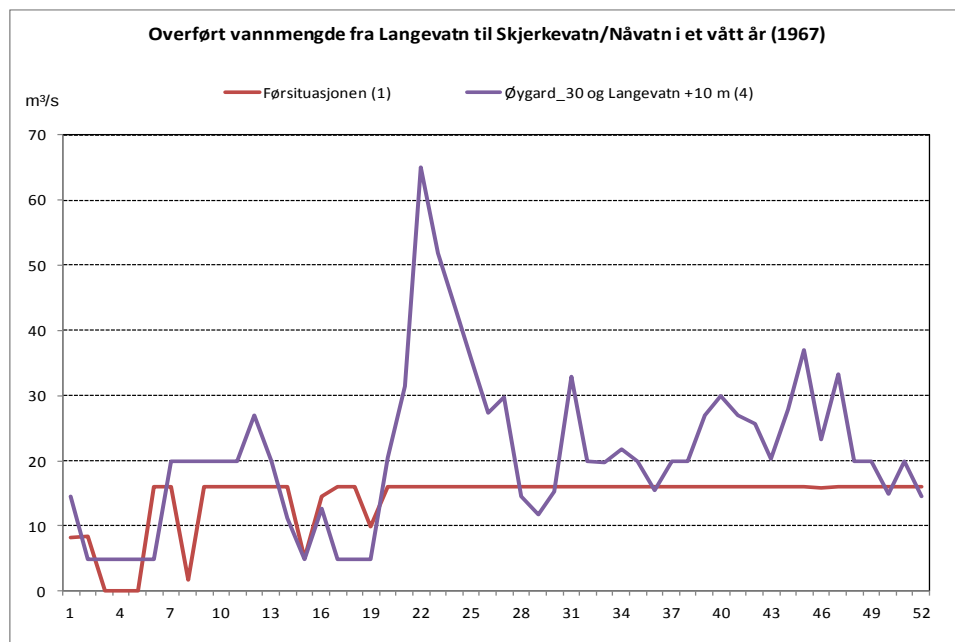


Fig 16-8 Overført vannmengde fra Langevatn til Nåvatn/Skjerkevatn, vått år

For Nåvatn/Skjerkevatn har SWECO i tillegg til fagrapporten utarbeidet et eget fagnotat (fagnotat IV, datert 11.01.12) som omhandler virkninger av økt overføring til nordre del av Nåvatn. Notatet omtaler også utførte tiltak (terskel og kanalisering) i tilknytning til Åstølvatn og Svartevatn. Notatet har særlig fokus på virkninger på strømningshastigheter, men omhandler også virkninger på isforholdene.

Ljosåna nedstrøms Lille Kvernevatn

I dagens situasjon foretas det en periodevis tapping fra Kvernevatn til Lille Kvernevatn og videre ned til eksisterende bekkeinntak i Ljosåna. I lengre perioder tappes det ikke vann fra Kvernevatn, og dermed er vannføringen ut av Lille Kvernevatn svært varierende og periodevis svært lav.

Med Kvernevatn kraftverk vil vannføringen i Ljosåna nedstrøms Lille Kvernevatn ned til eksisterende bekkeinntak bli sterk redusert. Når det gjelder strekningen oppstrøms kraftverksinntaket, dvs fra Kvernevatn til utløpet av Lille Kvernevatn, vil derimot vannføringen bli vesentlig mer utjevnet (dvs variere mindre) enn i dag. Det skyldes endring i tappemønsteret fra Kvernevatn grunnet økt overføringskapasitet mellom Langevatn og Nåvatn/Øygard kraftverk, og det forhold at tappingen fra Kvernevatn vil bli tilpasset kapasiteten i Kvernevatn kraftverk (maks slukeevne 5 m³/s). Det sistnevnte gjøres for å minimalisere flomtapet ved kraftverksinntaket like nedstrøms utløpet av Lille Kvernevatn. I nedenforstående figur 16-9 (fig 24 i fagrapporten) vises midlere vannføring i Ljosåna nedstrøms Lille Kvernevatn.

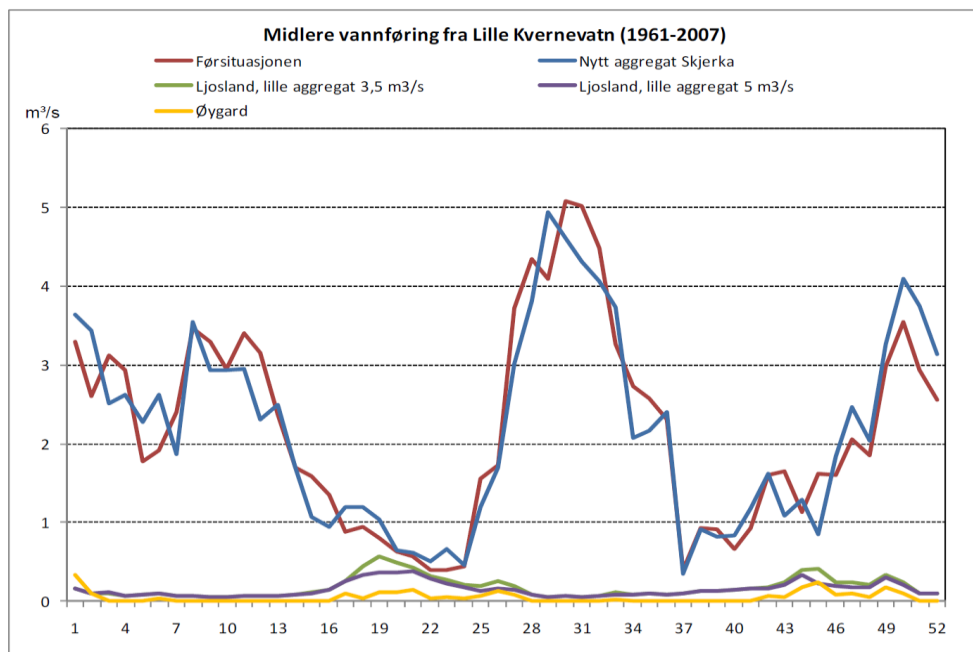


Fig 16-9 Midlere vannføring fra Kvernevatn

Storevatn

Vannføringen i Grytåna, ned til inntaket på overføringstunnelen, vil i de fleste år øke med ny overføringstunnel og Øygard kraftverk. Dette følger av at det i framtiden langt sjeldnere vil bli flomtap fra Storevatn, slik at tilnærmet alt vann fra magasinet vil komme i Grytåna.

Tappingen fra Storevatn vil også i framtiden bli svært varierende over året, med lange perioder uten tapping fra magasinet. Tappemønsteret endres dermed ikke så mye fra dagens situasjon (jfr. SWECO sitt siste notat - ref XVI).

Driftsvannføring Skjerka

Et nytt aggregat i Skjerka kraftverk, som innebærer en dobling av kraftverkets maksimale slukeevne fra 33,6 m³/s til 67,2 m³/s, gir en endret kjøring spesielt om vinteren i forhold til førsituasjonen. Økt overføringskapasitet fra Langevatn innebærer endret kjøring også om våren/forsommeren, og ellers noe endret kjøring på høsten og om vinteren. Nedenforstående figur 16-10 (figur 25 i fagrapporten) viser midlere driftsvannføring i Skjerka kraftverk.

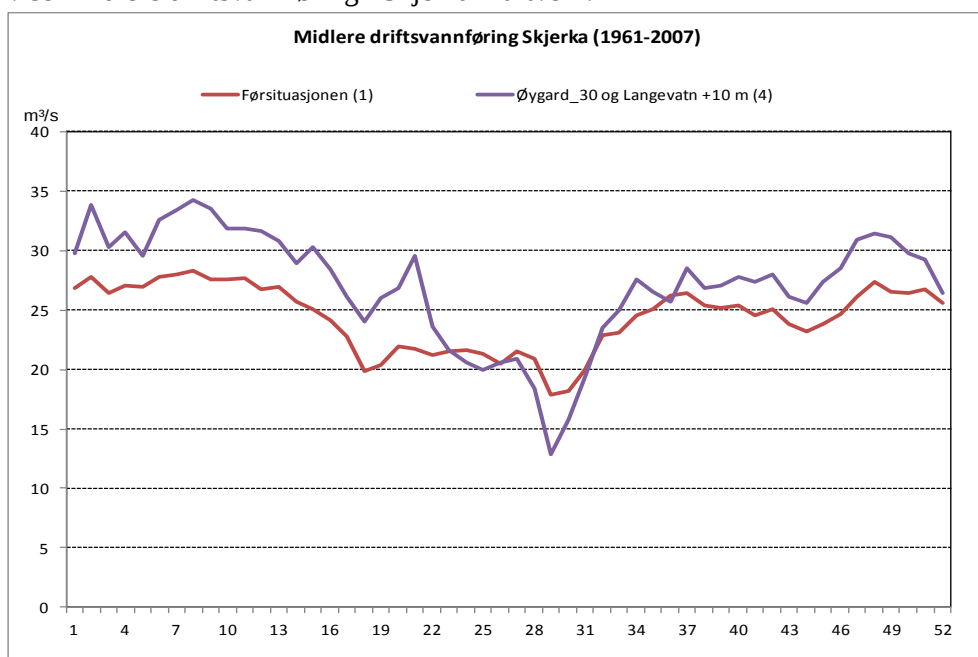


Fig 16-10 Midlere driftsvannføring (m³/s) i Skjerka kraftverk

Nedenforstående tabell 16-2 (tabell 6 i fagrapporten) viser at i middel over året øker driftsvannføringen i Skjerka kraftverk fra 24,4 m³/s (linje 1) til 27,1 m³/s (linje 4). Ser man på månedsmidlene for vinterperioden øker driftsvannføringen i denne perioden med ca 4-5 m³/s i middel. I sommerperioden juni/juli reduseres driftsvannføringen noe, mens den øker på høsten.

Tabell 16-2 Driftsvannføring i Skjerka kraftverk – månedsmiddelverdier (m³/s) – for de 6 hovedscenariene.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	År
1	27,0	27,8	27,3	24,4	21,1	21,3	19,7	23,2	25,7	24,6	25,1	26,4	24,4
2	29,7	31,6	29,9	25,0	19,6	17,9	17,0	24,1	25,8	25,1	26,2	27,7	24,9
3	30,3	31,9	30,6	28,5	28,0	21,9	17,5	24,5	27,1	27,3	28,5	28,3	27,0
4	31,2	32,9	31,8	28,4	26,3	21,0	17,3	24,6	27,0	27,1	28,9	29,2	27,1
5	31,1	32,9	31,4	28,3	26,3	21,0	17,4	24,7	27,0	27,0	28,7	29,0	27,0
6	32,0	33,7	32,4	28,3	24,8	20,0	17,3	24,4	26,8	27,0	28,7	29,7	27,1

Skjerka nedstrøms dammen i Skjerkevatn

I førsituasjonen er det forholdsvis få perioder med overløp/flomtap fra dammen i Skjerkevatn. Økt installasjon innebærer at perioder med overløp blir sterkt redusert. Økt overføring fra Langevatn har en motsatt effekt, dvs gir noe mer overløp, men likevel langt mindre enn i førsituasjonen. Nedenforstående figur 16-11 (basert på figur 26 i fagrapporten) viser midlere overløp/flom fra Skjerkevatn.

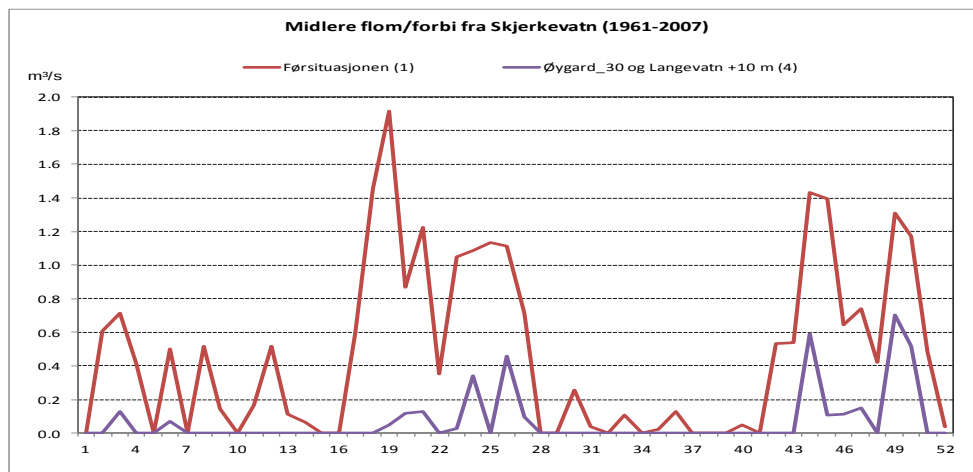


Fig 16-11 Midlere overløp/flom fra Skjerkevatn (1961-2007)

Monn nedstrøms dam Langevatn

Med den økte overføringskapasiteten fra Langevatn til Nåvatn vil overløp/flomtap fra dam Langevatn bli sterkt redusert. Bortfall av overløp i tilknytning til flomsituasjoner vil således gi "periodevis" reduksjoner i vannføringen i Monn nedstrøms dammen. Siden overføringskapasiteten i den nye tunnelen mot Nåvatn vil være inntil 65 m³/s ved risiko for flomtap vil en økt regulering av Langevatn kun ha marginal effekt mhp overløp fra dam Langevatn. (Det vises i denne forbindelse til persentilverdier som finnes i vedlegg 8 til fagrapporten).

Nedenforstående figur 16-12 (fig 27 i fagrapporten), viser midlere overløp/flom fra Langevatn. Den viser tydelig reduksjonen i flomtap fra Langevatn med tilhørende redusert vannføring til Monn.

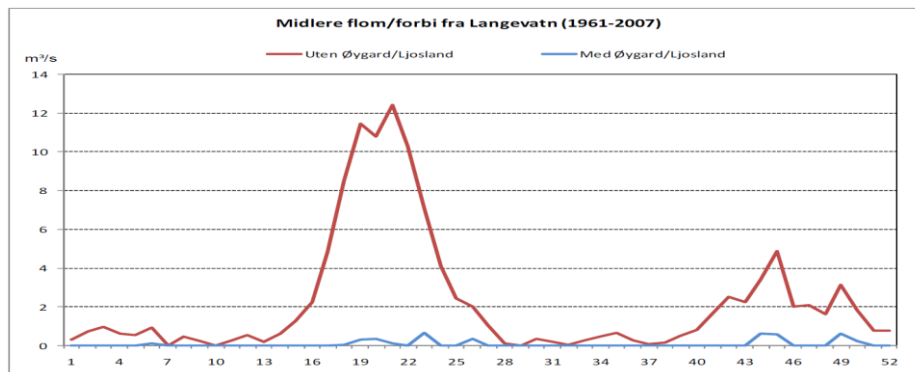


Fig 16-12 Midlere overløp/flom fra Langevatn

I fagrapportens kap 6 er det gitt en vesentlig mer detaljert omtale av vannføringsforholdene i Monn på strekningen fra dammen i Langevatn ned mot inntaket i Monn (hvor det overføres vann til Smeland kraftverk). I samme kapittel redegjøres det også for vannføringsmessige effekter av ulike slipp av minstevannføring fra Langevatn. Dette omhandles nærmere under kap 17 *Avbøtende tiltak*.

Videre har SWECO utarbeidet et eget fagnotat (fagnotat II, datert 27.09.11) som omhandler historiske overløp fra Langevatn for perioden 1990-2009. Notatet beskriver typiske variasjoner over året og mellom år når det gjelder overløp fra Langevatn.

Monn ved inntak Monn (overføring til Smeland kraftverk)

På strekningen nedstrøms dam Langevatn ned til inntaket i Monn (hvor vann overføres til Smeland kraftverk i Lognavassdraget) bidrar restfeltet til en gradvis økende vannføring. Restfeltet gir en middelvannføring på ca 3 m³/s ved inntaket. Nedenforstående figur (fig 28 i fagrapporten) viser midlere vannføring til inntaket ved Røysland i Monn.

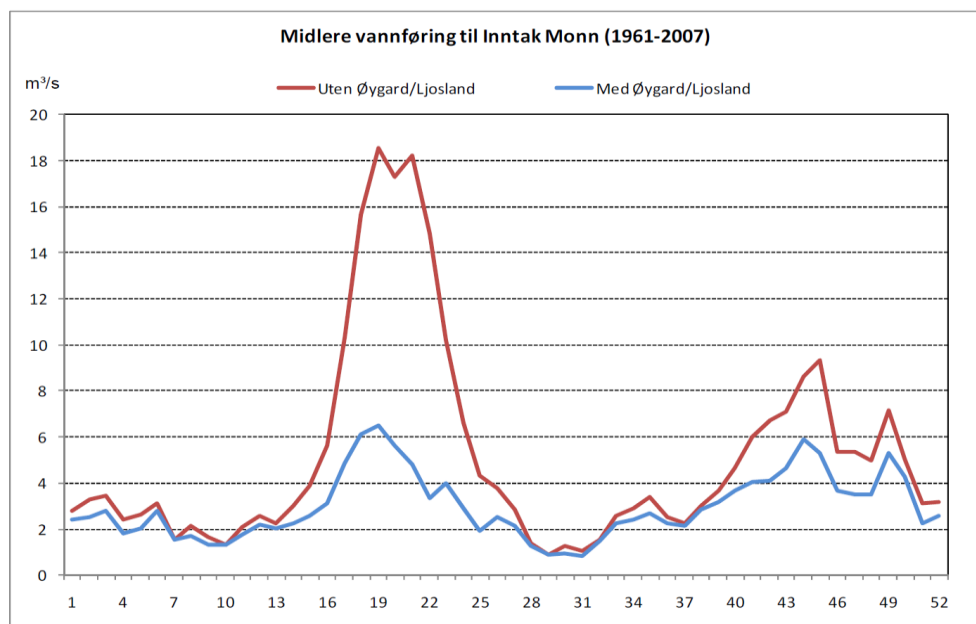


Fig 16-13 Midlere vannføring inntak Monn før og etter utbyggingen

Figurene nedenfor viser vannføringer til inntak Monn i tre reelle år, dvs et tørt år (1969), et middels år (1966) og et vått år (1967).

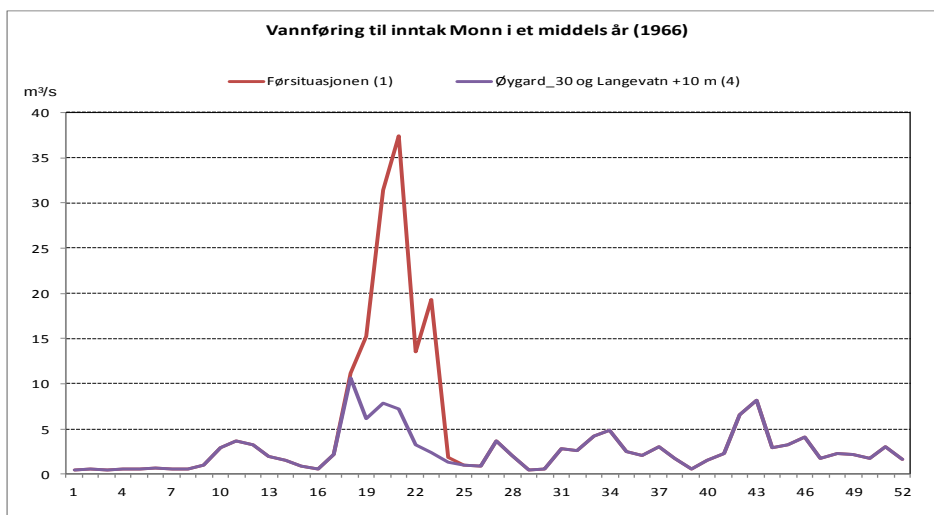


Fig 16-14 Vannføring til inntak Monn i et middels år (1966)

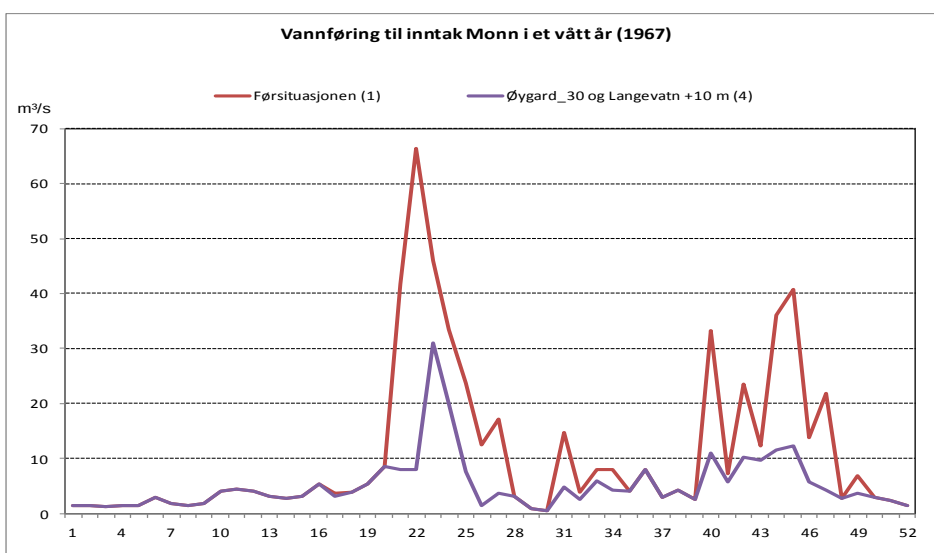


Fig 16-15 Vannføring til inntak Monn i et vått år (1967)

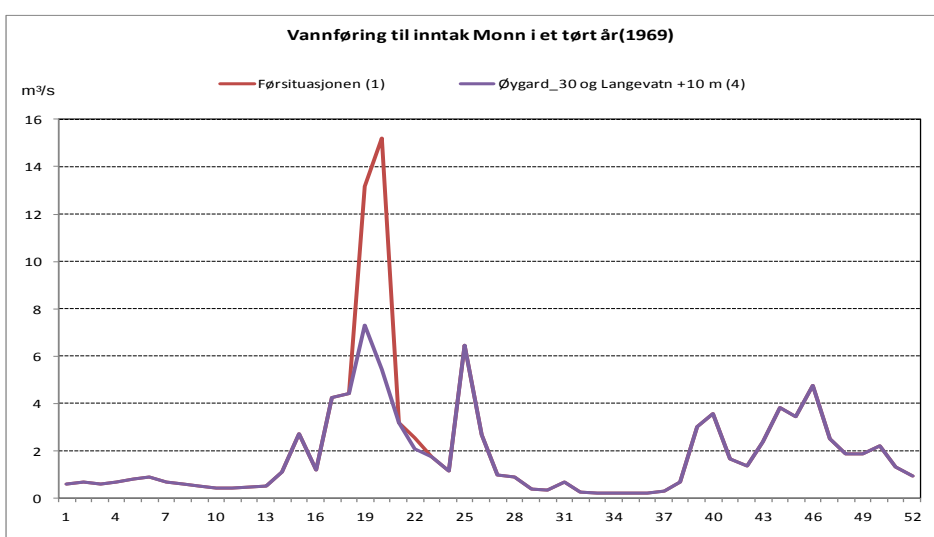
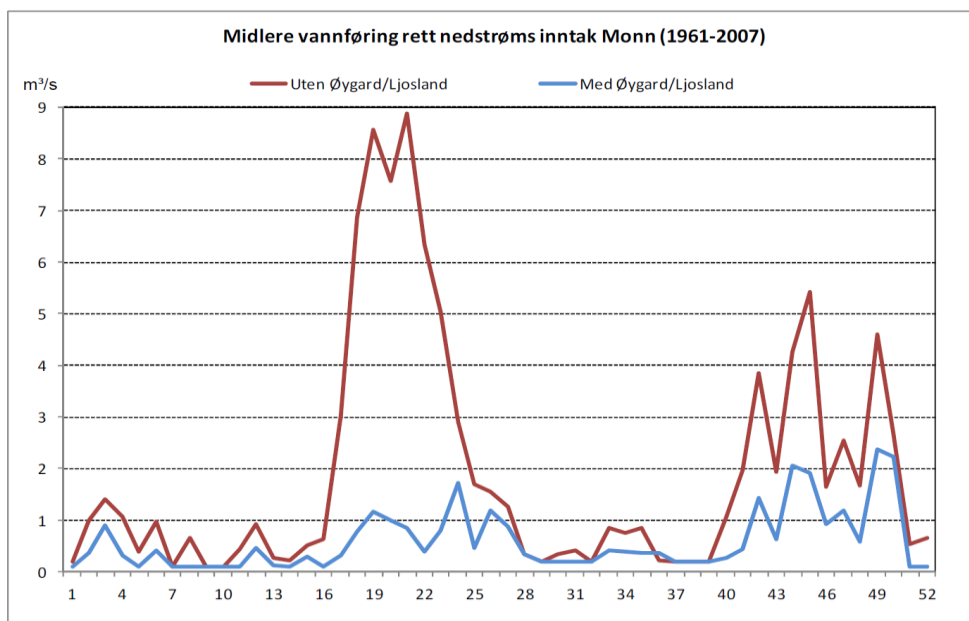


Fig 16-16 Vannføring til inntak Monn i et tørt år (1969)

Monn nedstrøms inntak Monn

Fra inntaket i Monn skal det slippes en minstevannføring på 0,1 m³/s om vinteren og 0,2 m³/s om sommeren (ned mot Kyrkjebygda). For øvrig kan det maksimalt overføres 15 m³/s til Smeland kraftverk.

Nedenforstående figur 16-17 (fig 29 i fagrapporten), viser midlere vannføring rett nedstrøms inntaket i Monn (ved Røysland).



Figur 16-17 Midlere vannføring rett nedstrøms inntak Monn

Driftsvannføring Smeland kraftverk

Smeland kraftverk, som har en maksimal slukeevne på 27,7 m³/s, er beliggende i Lognavassdraget, og har inntak i magasinet Lognavatn. Kraftverket har avløp direkte til Logna, og utnytter ellers vann fra flere bekkeinntak, herunder inntaket i nabovassdraget Monn. Driftsvannføringen i Smeland kraftverk vil bli noe redusert som følge av økt overføringskapasitet fra Langevatn til Nåvatn siden vannmengden til inntaket i Monn reduseres.

Nedenforstående figur 16-18 (fig 30 i fagrapporten) viser midlere driftsvannføring i Smeland kraftverk.

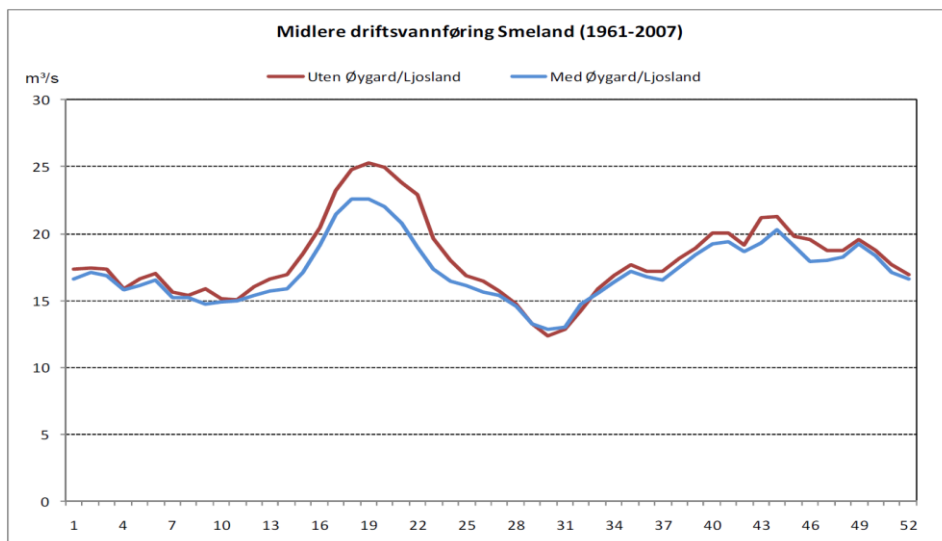


Fig 16-18 Midlere driftsvannføring Smeland

I middel over året reduseres driftsvannføringen i Smeland kraftverk med 0,9 m³/s (ref tabell 11 i fagrapporten).

Mandalselva nedstrøms dammen i Ørevatn

I forhold til førsituasjonen er det kun små forskjeller i flomtapene fra Ørevatn både i forhold til økt installasjon i Skjerka kraftverk og i forhold til økt overføringskapasitet fra Langevatn. Økt overføringskapasitet gir noe mindre flomtap på våren, dvs i mai måned. Det vises til nedenforstående figur 16-19 (figur 31 i fagrapporten).

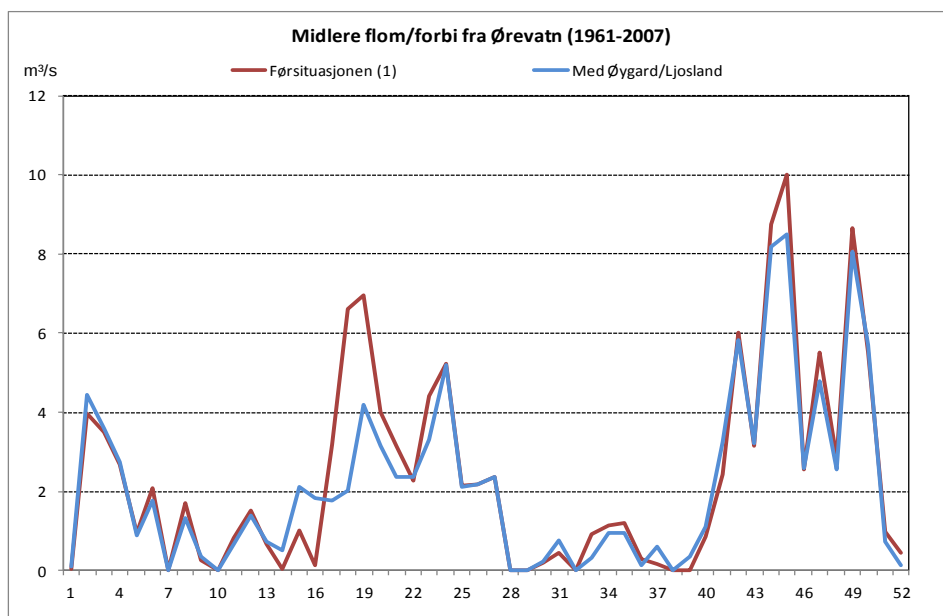


Fig 16-19 Midlere flom/forbi fra Ørevatn

Mandalselva nedstrøms Håverstad kraftverk (vannmengder fra Ørevatn)

Den økte vinterproduksjonen i Skjerka kraftverk, som skyldes både økte installasjon, økt overføringskapasitet og økt magasin i Langevatn, gir også produksjonsøkning i Håverstad kraftverk i vinterperioden. Tilsvarende som for Skjerka kraftverk reduseres produksjonen i Håverstad kraftverk i sommerperioden (mai-juli). For høsten sin del blir det ingen vesentlige endringer.

Det generelle bildet er således at vannføringen i Mandalselva nedstrøms Håverstad kraftverk vil øke litt på vinteren, og avta litt på sommeren. Det skjer med andre ord en begrenset omfordeling av vannføringen over året fra sommer til vinter. Det vises til nedenforstående figur 16-20 (basert på figur 32 i fagrapporten), som viser midlere totaltapping fra Ørevatn, dvs den vannmengde som tilføres Mandalselva like nedstrøms Håverstad kraftverk. I tillegg til dette kommer vann fra det uregulerte restfeltet nedstrøms Ørevatn som er forholdsvis stort, og som i snitt bidrar med en vannføring på ca 2 m³/s over året.

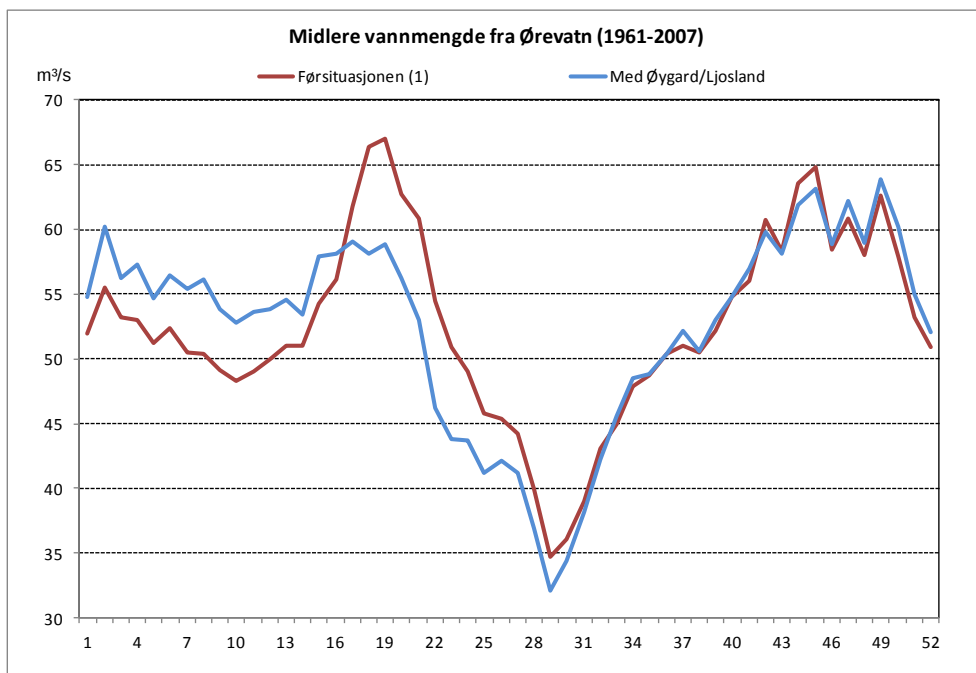


Fig 16-20 Midlere vannmengde fra Ørevatn

Når det gjelder mulige korttidsvirkninger i driften av Håverstad kraftverk og øvrige kraftverk i selve Mandalselva er dette nærmere omtalt i fagrapporten under kap 7, ref pkt 7.2 Håverstad kraftverk og Mandalselva nedstrøms.

Fra nevnte punkt siteres følgende (ref side 57 i fagrapporten):

I dag kjøres Håverstad og nedstrøms kraftverk Bjelland som oftest med tilnærmet samme driftsmønster, men der variasjonene i vannføring normalt er noe dempet i Bjelland i forhold til Håverstad. Endringer i kjøringen i oppstrøms kraftverk jevnes normalt noe ut i Mannflåvatn, inntaksmagasinet til Laudal, og kjøringen i Laudal følger heller ikke alltid variasjonene i oppstrøms kraftverk. Dette vil også bli situasjonen i framtiden, med utvidet Skjerka". "Økt installasjon i Skjerka vil, i uker med tilsigsforhold og priser som gjør effektkjøring i Skjerka aktuelt, trolig medføre noe økt produksjon i Håverstad på hverdagene og noe redusert i helgen. Dette vil igjen medføre noe høyere vannføringer i Mandalselva helt ned til utløpet i sjøen mandag til fredag og noe redusert vannføring på lørdag og søndag. Vannføringene vil uansett variere innenfor det variasjonsområdet en allerede har i dag."

Mandalselva nedstrøms Bjelland kraftverk (vannmengder fra Tungesjø)

Den økte vinterproduksjonen i Skjerka kraftverk, som skyldes både økte installasjon, økt overføringskapasitet og økt magasin, gir tilsvarende som for Håverstad kraftverk også noe produksjonsøkning i Bjelland kraftverk i vinterperioden. Økningen er imidlertid mindre på grunn av mer uregulert tilsig. Også i Bjelland kraftverk reduseres produksjonen noe i sommerperioden (mai-juli). For høsten sin del blir det ingen vesentlige endringer. Det vises til nedenforstående figur (basert på figur 33 i fagrapporten), som viser midlere totaltapping fra Tungesjø, dvs den vannmengde som tilføres Mandalselva like nedstrøms Bjelland kraftverk. I tillegg til dette kommer vann fra det uregulerte restfeltet nedstrøms Tungesjø som er relativt stort, og som i snitt bidrar med en vannføring på ca 10 m³/s over året.

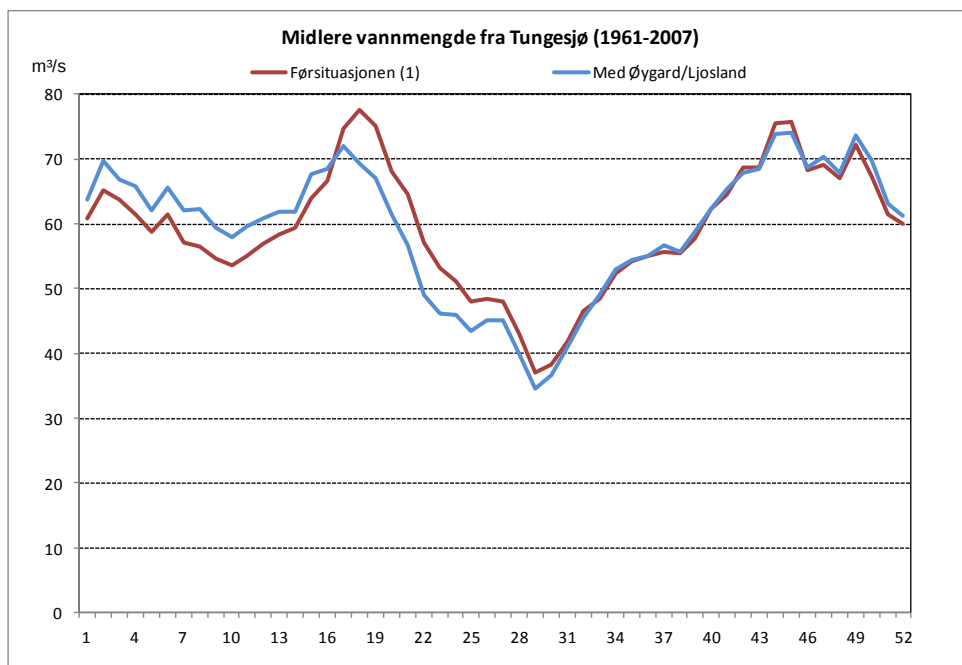


Fig 16-21 Midlere vannmengde fra Tungesjø

Det generelle bildet er således at vannføringen i Mandalselva nedstrøms Bjelland kraftverk, vil øke litt på vinteren, og avta litt på sommeren. Det skjer med andre ord en begrenset omfordeling av vannføringen over året fra sommer til vinter. Endringene er avtakende jo lenger nedover i vassdraget en kommer, og vannføringene i nedre del av Mandalselva vil ikke endres vesentlig som følge av Åseralprosjektene.

Figurene nedenfor viser vannmengde fra Tungesjø i tre reelle år, dvs et tørt år (1969), et middels år (1966) og et vått år (1967).

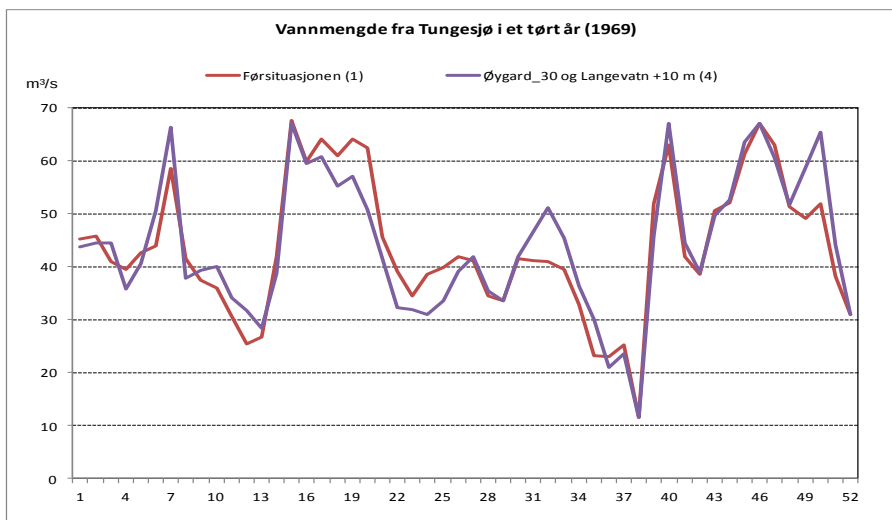


Fig 16-22 Vannmengde fra Tungesjø i et tørt år (1969)

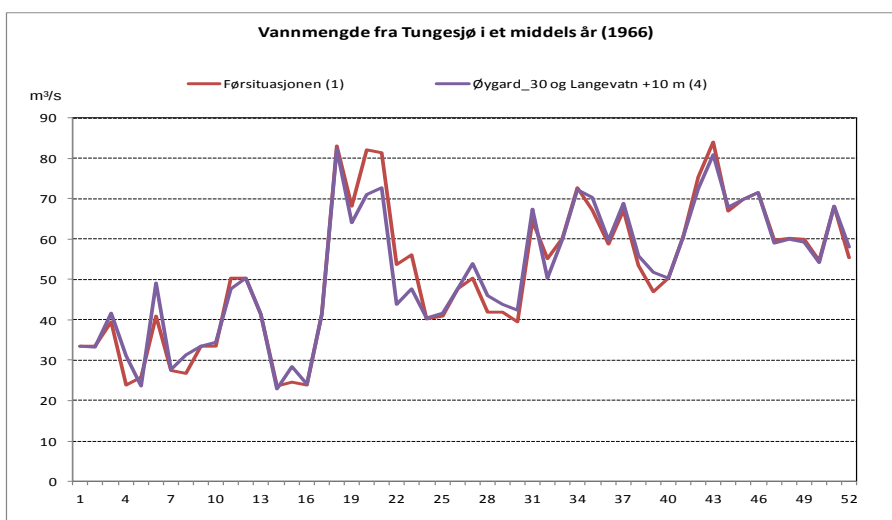


Fig 16-23 Vannmengde fra Tungesjø i et middels år (1966)

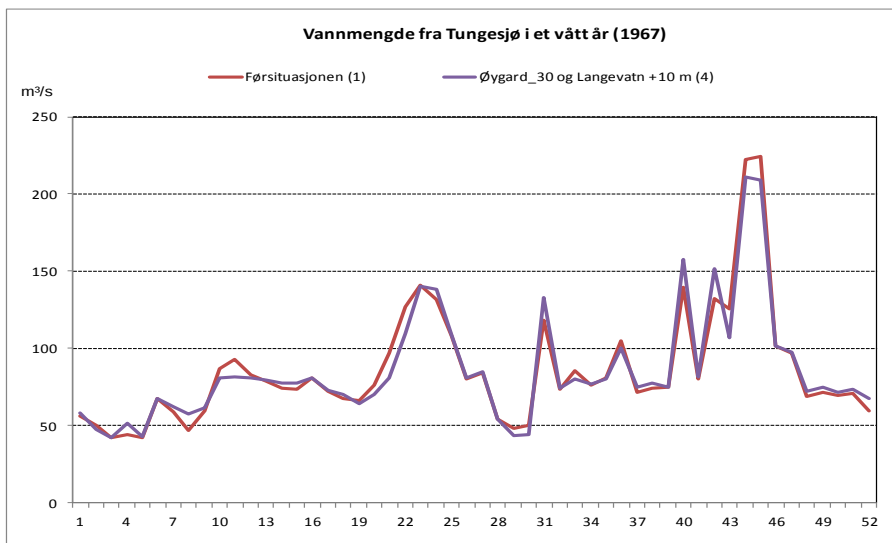


Fig 16-24 Vannmengde fra Tungesjø i et vått år (1967).

Når det gjelder korttidsvariasjoner i vannstander og vannføringer på lakseførende strekning som følge av variabel kjøring i kraftverkene er dette omtalt i et eget fagnotat utarbeidet av SWECO. Notatet (fagnotat III, datert 20.10.11) beskriver historisk kjøring i Håverstad, Bjelland og Laudal kraftverk for noen utvalgte uker med raske vannføringsvariasjoner. I tillegg omtales framtidig variasjoner relatert til Åseralprosjektene. Fra fagnotatet siteres følgende (ref notatets side 13):

”De vannføringsvariasjonene som er beskrevet foran i notatet vil også kunne opptre etter at den planlagte opprustingen og utvidelsen av Skjerka kraftverk er ferdig. Det prosjektet vil ikke endre kraftstasjonene nedstrøms Ørevatn, og framtidige variasjoner vil følgelig bli innenfor det variasjonsområdet en allerede har i dag.”

16.1.3 Vanntemp og isforhold

Det anføres i fagrapporten (ref pkt 5.3) at økt regulering av Langevatn innebærer økt magasinivolum og økt inntaksdyp. Det økte vannvolumet vil gi noe forsinket oppvarming av overflatelaget i Langevatn i mai-juni, og tilsvarende forsinket avkjøling om høsten. Det er sannsynlig at inntaket vil ligge under sprangsjiktet hele sommeren, og det vil medføre at temperaturen i vannet som overføres til Nåvatn vil synke 1-3 °C i juli-september. Dette vil kunne merkes i nordre del av Nåvatn/Skjerkevatn, men er neppe merkbart i søndre del av magasinet.

Redusert vannføring i Monn nedstrøms Langevatn vil gi noe raskere vanntemperaturstigning om sommeren og noe lavere vanntemperatur om vinteren. Siden det også i førsituasjonen er perioder over året med svært små vannføringer på denne strekningen vil ikke endringene bli vesentlige. I Ljosåna, nedstrøms Lille Kvernevatn, vil redusert vannføring føre til tilsvarende endringer i vanntemperaturforholdene som i Monn.

I Langevatn vil isleggingen skje på en høyere vannstand enn i førsituasjonen, og isleggingstidspunktet vil forsinkes. Sonen med oppsprukket is vil bli vesentlig bredere, og ferdsel over Langevatn om vinteren og våren vil kunne bli vanskeligere enn i dag.

I Nåvatn/Skjerkevatn vil økt overføring fra Langevatn gi økt gjennomstrømming. Dette vil kunne føre til noe mer råker og områder med dårlig is spesielt i trange sund i øvre del av magasinet. Tilsvarende forventes i overgangen mellom Nåvatn og Skjerkevatn ved vannstander omkring kote 605 (naturlig vannstand i Nåvatn) og lavere. Økt installasjon i Skjerka vil kunne gi litt mer dårlig is i inntaksområdet.

For Nåvatn/Skjerkevatn har SWECO utarbeidet et eget fagnotat (fagnotat IV, datert 11.01.12) som omhandler virkninger av økt overføring til nordre del av Nåvatn. Foruten virkninger på strømningshastigheter omtales også virkninger på isforholdene.

I Ørevatn forventes ingen vesentlige endringer i isforholdene med økt overføring fra Langevatn. Økt installasjon i Skjerka, med effektkjøring på vinteren, vil medføre en større råk og svakere is i utløpsområdet.

Det forventes ingen vesentlige endringer i isforholdene i Mandalselva nedstrøms Håverstad.

16.1.4 Lokalklima/frostrøyk

Det ventes ikke endringer i isforholdene i selve Mandalselva og derfor vil ikke de nye tiltakene gi endringer i frostrøykforholdene langs vassdraget. Endringer i råker forventes ikke å gi økte frostrøykproblemer innover land (ref Hydrologirapporten kap 5.4).

16.1.5 Flomforhold

Ingen av de planlagte tiltakene vil medføre vesentlige negative endringer i flomforholdene (ref Hydrologirapporten kap 9).

16.1.6 Grunnvannsforhold og ferskvannsressurser

Det er ikke avdekket vesentlige konsekvenser hverken for grunnvannsforhold eller ferskvannsressurser. For nærmere omtale henvises det til ovennevnte kapittel i fagrapporten for Hydrologi kap 10 og 11.

16.2 Geofaglige forhold

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport V) for temaet *Geofaglige forhold* som omhandler erosjon, sedimenttransport, skred, mineraler og masseforekomster.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) av hovedkonklusjonene fra rapporten. Disse er derfor gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

”1.2 Status- og verdibeskrivelse for berørte områder

Berggrunnen i Åseral består av gamle grunnfjellsbergarter som gneis og granitt. Bergartene er vanlige og allment forekommende i området.

Området har generelt et sparsomt løsmassedekke men med noe større mektighet i sidedalene i området. Området er fattig på former i løsmasser og det er ikke registrert kvartærgeologiske formelementer av spesiell verdi i området.

Noen mindre avsetninger er delvis i bruk, eller har tidligere vært i bruk, som massetak. Ingen av disse blir imidlertid berørt av tiltaket. Det er heller ikke registrert mineralressurser av verdi i området.

1.3 Konsekvenser

De planlagte tiltakene vil føre til redusert vannføring på enkelte elevstrekninger i vassdraget. Dette gir noe redusert transportkapasitet for sedimenter men antas ikke å ha konsekvenser av nevneverdig grad.

En økt regulering av Langevatn vil ha store konsekvenser på nytt neddemmet areal.”

Bortsett fra konsekvenser på nytt neddemt areal ved Langevatn, som innebærer erosjon og utvasking av finmaterialer, er det ikke anført at den omsøkte utbyggingsløsningen vil ha andre vesentlige konsekvenser for geofaglige forhold. Konsekvensene av økt regulering av Langevatn, herunder omtale av erosjonsprosessene og medfølgende utvasking i ny reguleringszone, er nærmere omtalt i fagrapporten under pkt 7.2.3, og det henvises direkte til dette.

16.3 Landskap og inngrepsfrie naturområder (INON)

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (ref fagrapport VI) for temaet *Landskap* som også omhandler bortfall og endring av inngrepsfrie naturområder.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) av hovedkonklusjonene fra rapporten. Disse er derfor gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

”Konsekvensene av utbygging av Øygard kraftverk og/eller Ljosland kraftverk er generelt vurdert som små for tema landskap, dersom man legger til grunn at HRV i Langevatnmagasinet ikke økes. Området er preget av tidligere inngrep, deriblant vannkraftutbygging. Planlagt utbygging vil imidlertid øke omfanget av inngrep, men de er forholdsvis små og godt plassert uten vidtrekkende synlighet.

Økt regulering av Langevatn er vurdert å gi den største negative konsekvensen. Virkningen i Landskapsområde Langevatn er vurdert som middels negativ ved HRV +10 m og som stor negativ ved HRV +20 m. Store endringer av landskapet ved oversvømming av nye områder samt en bred reguleringszone ved nedtappet magasin, er tungtveiende virkninger i landskapet.

Når det gjelder nettløsningen vurderes alt. 3.0 (evt. 3.2) over Vestredalen og parallellføring med eksisterende 300 kV ledning videre over Stemtjørnheia (alt. 2.0) og over Austredalen (2.0) til Honna trafo, som den minst konfliktfylte løsningen for Øygard kraftverk. Alternativene som innebærer at ledningene føres ned i dalførene, både i Vestredalen (alt. 3.1 og 3.3) og Austredalen (alt. 2.2), er landskapsmessig mer konfliktfylt.”

Nedenforstående tabell (utdrag av tabell 1-2 fra fagrapporten), gir en oversikt over vurderinger gjort for tema Landskap når det gjelder den omsøkte utbyggingsløsningen.

Tabell 16-3 Oppsummering av verdi-, omfang- og konsekvensvurdering for tema landskap.

Område	Landskaps-område	Verdi	Omfang	Konsekvens
Regulering Langevatn				
Økt HRV + 10 m	Gloppedalen Langevatn	B1 (middels) B1 (middels)	Lite negativt Middels negativt	Liten negativ Middels negativ
Samlet konsekvens økt HRV +10 m				Liten/middels negativ
Økt HRV + 20	Gloppedalen Langevatn	B1 (middels) B1 (middels)	Middels negativ Stort negativt	Middels negativ Stor negativ
Samlet konsekvens økt HRV +20 m				Middels/stor negativ
Øygard kraftverk				
Ny vei, tipp ved Tjørni	Ljosland Gloppedalen	B2 (middels) B1 (middels)	Lite negativt Lite negativt	Liten negativ Liten negativ
Kvernevatn småkraftverk Ny vei, tipp ved Fitjan	Ljosland Vestredalen	B2 (middels) A2 (stor)	Ubetydelig Ubetydelig	Ubetydelig Ubetydelig
Tipp , ny vei og kraftstasjonsområde ved Åstøl/Nåvatn	Bydalen	B2 (middels)	Lite negativt	Liten negativ
Samlet konsekvens for Øygard kraftverk uten regulering Langevatn				Liten negativ

Når det gjelder nettilknytning framgår det av fagrapporten at Øygard kraftverk gir en mindre konfliktfylt løsning enn en kraftstasjonslokalisering på Ljosland. For den omsøkte løsningen (det primære alternativet), som innebærer at ledningen føres ned i Vestredalen (ref vedlegg 9, alt.1) er konsekvensen i forhold til tema *Landskap* vurdert til *middels negativt*. Det sekundære alternativet med fritt luftspenn (dalspenn) over både Vestredalen og Austredalen vurderes som mindre konfliktfylt for temaet *Landskap*.

I fagrapportens kap 7 er det gitt en detaljert omtale og vurdering av konsekvensene for de enkelte inngreps og anleggsområdene. Når det gjelder ny dam og økt regulering av Langevatn med HRV + 10 m, som berører *landskapsområdene* Gloppedalen og Langevatn, er det anført at konsekvensgraden er *liten negativ* for Gloppedalen og *middels negativ* for Langevatn. Nedforstående figur 16-26 (som er hentet fra fagrapporten) viser dagens dam og ny dam med HRV + 10 m.



Figur 16-25 Foto nåsituasjon og illustrasjon etter utbygging ny dam Langevatn

For Tverrslag nord med tilhørende anleggsveier og tippområder er konsekvensgraden vurdert til *liten negativ*. For Tverrslag sør med tilhørende anleggsveier og tippområde (fig 16-26 under) er konsekvensgraden vurdert til *ubetydelig*. For Øygard kraftverk med tilhørende infrastruktur, dvs tippområde og anleggsveier, er konsekvensgraden vurdert til *liten negativ* (viser til fig 6-5)



Fig16-26 Tipp ved tverrslag Sør (ill SWECO)

Når det gjelder nettløsninger er ulike kryssinger av henholdsvis Vestredalen og Austredalen visualisert (ref pkt 7.2.3 i fagrapporten). Nedenforstående figur 16-27, som er hentet fra fagrapporten, viser prioritert alternativ for kryssing av Vestredalen. Konsekvensgraden for dette alternativet er vurdert til *middels negativ*.



Fig 16-27 Vestredalen og kryssing av Monn sett fra sør. Ledningen følger ned dalsiden og like over veien. (Ill SWECO)



Fig 16-27b Austredalen sett fra nord. Ledningen vil krysse dalen tilsvarende eksisterende Statnettledning. Eksisterende "Statnettmaster" er vist med hvit pil på begge sider av dalen.(foto AEVK)

Påvirkning av inngrepsfrie naturområder (INON) er nærmere omtalt i kap 8 i fagrapporten. Det er kun små arealer som bortfaller eller endrer sone, og konsekvensene vurderes som små negative. I fagrapporten er *bortfall sone 1-3 km fra inngrep* og *endring fra sone 3-5 km fra inngrep til sone 1-3 km fra inngrep* oppgitt (ref tabell 8-1). Økt regulering av Langevatn med + 10 m innebærer et *bortfall* på 1,1 km² fra sone 1-3 km og en *endring* på 0,5 km² fra sone 3-5 km til sone 1-3 km. Øygard kraftverk med tilhørende ledningsnett innebærer et *bortfall* på 0,4 km² fra sone 1-3 km. For øvrig gir alternativet med Øygard kraftverk mindre *bortfall* og *endring* enn Ljoslandsalternativet.

16.4 Naturmiljø og naturens mangfold

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (ref fagrapport VII) for temaet *Naturmiljø og naturens mangfold* som omhandler flora og fauna, viktige naturtyper og nært trua og trua arter.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) av sammendrag, status- og verdivurderinger og hovedkonklusjonene fra rapporten. Sitat er gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

"Det forekommer verdier i influensområdet både for fauna og flora. Flere viktige naturtyper er registrert, nært trua og trua arter, reirlokalteter for rovfugl og hubro samt villreinområde, for å nevne de viktigste. Påvirkninger på vegetasjonen og naturtyper i anleggsfasen vil primært bestå av arealbeslag og terrengskader som følge av bruk av anleggsmaskiner, drenering av myrområder som følge av endrede

hydrologiske forhold, avrenning og støvdeponering, hogst som gir endrede lys- og klimatiske forhold og tilslamming etter grave- og sprengningsaktivitet. For fauna vil støy og økt menneskelig aktivitet i anleggsperioden føre til midlertidig unngåelse av området. De ulike kraftstasjonsalternativene vil ikke gi vesentlige forskjeller i påvirkning i anleggsfasen.

Begge alternative kraftstasjonsplasseringer, Øygard og Ljosland, vil gi en samlet konsekvens (sett bort fra nettilknytning) for naturmiljø på liten negativ. Nettilknytning til Øygard kraftverk vil for alternativ 3.2 (Vestredalen) og alt. 2.1 (Austredalen) gi noe mindre negativ konsekvens enn øvrige alternativ, på grunn av mest optimal parallellføring av ny og eksisterende linjetrasé. For alle andre kombinasjoner av alternativer vil konsekvensen være middels negativ.

Økt regulering av Langevatn vil ha størst påvirkning på fauna i området. Konsekvensen blir middels negativ for begge alternativ for økt HRV (+10 m og +20 m), men den negative påvirkningen på fauna blir noe mindre ved 10 m økt HRV. Bestanden av krypsiv i Logna og Monn antas i liten grad å bli påvirket av planlagt tiltak.”

Når det gjelder status- og verdivurderinger anføres det følgende for områdene ved Langevatn (ref ny dam og økt regulering):

”Det er ikke kjent at det forekommer noen rødlistede karplanter, moser, lav eller sopp i tilknytning til influensområdet rundt langevatn. Ingen av de registrerte vegetasjonstypene er truede, men representative for nordboreal vegetasjonssone. Området rundt langevann vurderes å ha liten verdi for tema karplanter, moser, lav og sopp.”

”Stølsvollen ved Kile vurderes å ha middels verdi for naturtyper. Det øvrige området rundt Langevann vurderes å ha liten verdi for naturtyper.”

”Området som berøres av en heving av Langevatn vurderes å ha god forekomst og bestandstetthet av hjortevilt og hønefugl, uten at området skiller seg vesentlig ut fra omkringliggende områder. Det er også vurdert å ha en artsdiversitet av spurvefugl og vannfugl som er representativt for området. Det er kjente reirplasser for flere arter av rovfugl i det berørte området. Området vurderes å ha stor verdi for fauna – primært på bakgrunn av forekomsten av hekkeplasser for flere arter av rovfugl og hubro.”

For områdene ved Kvernevattn og Ljosåna (ref Kvernevattn kraftverk) er status- og verdivurderingene både for flora, naturtyper og fauna angitt til *liten verdi*.

For områdene ved Ljosland og rundt Ljoslandsvannet (ref Tverrslag nord og Tverrslag sør) anføres følgende:

”Vegetasjonen i den gamle bjørkeskogen på vestsiden av Ljoslandsvannet vurderes å ha middels verdi for karplanter, moser, lav og sopp. De øvrige områdene i tilknytning til Ljosland og Ljoslandsvatnet vurderes å ha liten verdi for karplanter, moser, lav og sopp.”

”Utløpsoset og det gamle kulturlandskapet i Ljoslandsgrenda, tjernet på Strandbuoddan, mudderbanken ved Ljoslandsvann, samt den gamle lauvskogen langs Ljoslandsvatnet vurderes å ha middels verdi for naturtyper. De øvrige områdene vurderes å ha liten verdi for naturtyper.”

”På grunn av vassdragets antatte verdi som rasteplass for vannfugl på trekket, og god forekomst av strandsnipe (NT) er verdi for fauna vurdert å være liten/middels.”

For områdene ved Brelandsvatnet og Åstøl (ref Øygard kraftverk mv) anføres følgende:

”Det er ikke kjent at det forekommer noen rødlistearter eller trua vegetasjonstyper i tilknytning til influensområdet ved Brelandsvatnet og Åstøl. Området vurderes å ha liten verdi for karplanter, moser, lav og sopp.”

”Området vurderes å ha liten verdi for naturtyper.”

”På grunn av at området ligger sentralt i et reiområde for kongeørn er det av den grunn vurdert å ha middels/stor verdi.”

For områdene over Grassfjedde og Honna (ref nettilkobling) anføres følgende:

”Hele den vestvendte skråningen opp mot Larsliknuten vurderes å ha middels verdi for karplanter, moser, lav og sopp. Det øvrige influensområdet ved Grasfjedde og Honna vurderes å ha liten verdi for karplanter, moser, lav og sopp.”

”Lokalitetene med registrerte forekomster av rik edellauvskog vurderes å ha middels verdi for naturtyper. Det resterende influensområdet vurderes å ha liten verdi for naturtyper.”

”Fordi området sannsynligvis ligger sentralt i nærheten av et reiområde for rovfugl er området vurdert å ha middels/stor verdi for fauna.”

Når det gjelder konsekvensene av de skisserte tiltakene anføres at for anleggsfasen sin del vil det være –

”... minimale forskjeller i negativt omfang i anleggsfasen for de to kraftstasjonsalternativene da de berører stort sett de samme arealene for rigg, tipp og steinbrudd.”

Når det gjelder konsekvenser i driftfasen er det i fagrapporten gitt en detaljert omtale under pkt 7.3 hvor hvert anleggsområde eller arbeidssted er vurdert.

For området mellom Ljoslandsgrenda og Langevatn, som berøres i forbindelse med Tverrslag nord og nytt inntaksarrangement ved Langevatn, anføres følgende:

”Området er gitt liten verdi for naturtyper, samt karplanter, moser, lav og sopp. Omfanget for inngrepet vurderes som lite negativt og konsekvensen blir dermed liten negativ.”

”Områdene ved Ljosland og rundt Ljoslandsvatnet (se kap. 6.3) og områdene ved Langevatn er satt til hhv. stor verdi og liten/middels verdi. Påvirkningen er satt til liten negativ, og konsekvensen av inngrep i dette området blir liten negativ for fauna.”

For området som berøres i forbindelse med Kvernevatn kraftverk er konsekvensen vurdert som *liten negativ* for både naturtyper, flora og fauna.

For området ved Knapeknodden / Kløyvstøl øst for Ljoslandsvatnet, som er tenkt brukt til riggområde i anleggsperioden, er konsekvensen vurdert som *liten negativ* for flora, *middels negativ* for naturtyper og *ubetydelig* for fauna.

For området mellom Brelandsvatnet og Ljoslandsvatnet, som berøres av Tverrslag sør mv, er konsekvensen vurdert som *middels negativ* både for naturtyper og for karplanter, moser, lav og sopp, mens den er *liten negativ* for fauna. Det framgår av fagrapporten at det først og fremst er mulig påvirkning av den gamle bjørkeskogen i området som gjør at konsekvensen for naturtyper og flora er vurdert til *middels negativ*. Basert på ovennevnte vurdering er traseen for anleggsveien samt lokalisering av tverrslaget og ikke minst tippområdet, søkt lagt slik at en i størst mulig grad unngår å berøre den gamle bjørkeskogen (ref vedlegg 5). Dette antas å bidra til vesentlig redusert konsekvensgrad (ref fagrapportens pkt 8.1.2). For øvrig vil dette få særskilt fokus i detaljplanfasen.

For området ved Åstøl, som berøres av Øygaard kraftverk med tilhørende inngrep, er konsekvensen vurdert som *ubetydelig* for flora og naturtyper og *liten negativ/ubetydelig* for fauna.

Når det gjelder nettilknytning for Øygard kraftverk, dvs ny linje fra Åstøl til Honna parallelt med eksisterende Statnett-linje, er konsekvensen vurdert som *liten negativ* for naturtyper og flora. For fauna er konsekvensene mer sammensatte og komplekse da kryssing av Vestredalen og Austredalen kan gi ulike konsekvenser for ulike typer fugl avhengig av om kryssingen skjer via frie luftspenn eller ned i dalførene. I fagrapporten anføres følgende:

”Fordi ledningene vil krysse to dalfører med mellomliggende fjellrygg samt Brelandsheia på vestsiden av Vestredalen i et område som antas å være viktig for rovfugl og fugl på trekk er den vurdert å gi middels/stort negativt omfang for alle alternativer bortsett fra alternativ 3.2 og 2.1. Konsekvensen for fauna er derfor stor negativ.”

For alternativ 2.1 (over Austredalen) og 3.2 (over Vestredalen) vurderes omfanget å være noe mindre negativt enn øvrige alternativ. Det er disse to alternativene som ligger nærmest eksisterende linjetrasé, og omfanget vurderes å være middels negativt. Konsekvensen for fauna er derfor middels negativ for alternativ 2.1 og 3.2.”

Med henvisning til kap 6.5 foran søkes det primært å føre den nye linjen ned i Vestredalen (ref vedlegg 9, Alt 1). Bakgrunn for dette er en kostnadsbesparelse kontra dalspenn (frie luftspenn) på anslagsvis 2,5 mill kr. Anførselen ”.. *noe mindre negativt..*” tilsier etter vår vurdering at reduksjonen i konsekvensgrad for fugl grunnet frie luftspenn vanskelig lar seg forsvare ut fra en kost/nytte betraktning.

Når det gjelder ny dam og økt regulering av Langevatn (HRV + 10 m) er konsekvensen vurdert som *liten negativ* for flora og *middels negativ* for naturtyper. I forhold til fauna er det anført følgende:

”Heving av vannstanden vil påvirke hekkende rovfugl i området i liten grad, men vil redusere næringsgrunnlaget for elgbestanden og i noe grad villreinstammen i Setesdal-Ryfylke. Det vil også gi mer usikker is og øker risikoen for at hjortevilt går gjennom isen. I sum vurderes en heving av HRV med 20 m å gi middels negativt omfang for fauna. Området er vurdert å ha stor verdi, og gir derfor en stor/middels negativ konsekvens for fauna. En heving av HRV med 10 m vil være mindre negativt for fauna, men ikke endre konsekvensgraderingen.”

Det anføres ovenfor at en heving av HRV med 10 m vil være ”*mindre negativt*” enn en heving på 20 m. I denne forbindelse finner vi grunn til å påpeke at en heving av HRV med 10 m (dvs omsøkt utbyggingsløsning) berører et betydelig mindre areal enn det en heving på 20 m vil gjøre. Størrelsen på nytt neddemt areal mer enn halveres, dvs fra 1,27 km² til 0,57 km².

I fagrapporten er det også gjort en vurdering mhp krypsiv (ref pkt 7.3.4 i rapporten). For strekningen nedstrøms Langevatn vurderes det - ” som lite sannsynlig at en økt overføring og ytterligere økt HRV vil påvirke krypsivbestanden på strekningen Langevatn – Kyrkjebygd i vesentlig grad.” Tilsvarende anførsler er gjort for strekningene nedstrøms Smeland kraftverk og nedstrøms Ørevatn ned til Håverstad.

Samlet belastning for rødlistearter er omtalt i fagrapporten under kap 7.5 og det er ikke avdekket forhold som tilsier at den omsøkte utbyggingsløsningen vil påvirke slike arter i vesentlig grad. Det vises til nedenforstående sitat fra fagrapporten (ref side 57):

”Det er registrert hubro (VU) i området omkring Langevatn, en del rødlistede arter av spurvefugl i Austredalen (Bortelid, Tjaldal, Lognavatn), og gaupe (VU) og ulv (CR) sør i både Austre- og Vestredalen. Vi har vurdert det slik at tiltaket ikke påvirker noen av disse artene i vesentlig grad, og det vil derfor ikke bli gjort noen vurdering av samlet belastning.

I rik edellauvskog ved Larsliknuten vest for Hodna, er det registrert en del nært trua plantearter, sopp og lavforekomster. Den sårbare soppen oker eikekjuke er også observert i tilknytning til denne viktige naturtypen. Dette er en art som har sin hovedutbredelse langs sørøstkystlige strøk, i Telemark, Vestfold og Aust-Agder (Artsportalen). Soppen vokser for det

meste på døde partier av stående eik, eikestubber eller eikelæger, men en sjelden gang er den også å finne på dødved av andre løvtrær. Dersom hogstgate til luftledningstraséen til Hodna blir lagt gjennom Larsliknuten, vil dette sannsynligvis være med på å redusere forekomsten av den sårbare oker eikekjuke.”

16.5 Ferskvannsbiologi

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport VIII) for temaet *Ferskvannsbiologi*.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) av sammendrag og hovedkonklusjonene fra rapporten. Sitat er gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

”... Generelt er bunndyrfaunaen i hele influensområdet artsfattig (40-50 % av forventet antall), både i regulerte og de uregulerte innsjøene og elvene. av artene som ble påvist, dominerte slike som er meget tolerante i forhold

til forsurening. Dette tyder på at forsurening er hovedproblemet for ferskvannsorganismene i dette området. Det ble ikke påvist rødlistearter eller elvemusling. Det ble heller ikke påvist sjeldne naturtyper eller prioriterte lokaliteter. Verdien av alle lokalitetene ble derfor vurdert til liten. Det er imidlertid en mulighet for at verdien av området kan øke i fremtiden, fordi flere arter kan etablere seg dersom forsureningseffektene forsetter å avta slik den har gjort de senere år. Om dette skjer kan konklusjonene bli annerledes enn de som er trukket ut fra dagens situasjon. For omfangs- og konsekvensvurderingen bla influensområdet delt i to områder, da de forventede effektene av tiltaket opp- og nedstrøms dammen i Langevatn er ulike. Generelt var omfanget i de berørte elvelokalitetene oppstrøms dammen i Langevatn "middels negativt" ved en heving av HRV med 10 og "stort negativt" ved en heving av HRV med 20 m. det produktive arealet for strømlevende bunndyr i de berørte elvestrekningene må forventes å gå tapt. Konsekvensene for ferskvannsbiologien ved å heve HRV med 10 og 20 m blir henholdsvis "liten negativ (-)/ ubetydelig (0)" og "liten negativ (-)", på grunn av lav verdi. I de berørte innsjøene blir Fosstjønn og Langevatn berørt ved 10 m og konsekvensen der er henholdsvis vurdert til "lite negativt" og "ubetydelig". Upsetjønn og "Navnløst tjern" påvirkes først når HRV heves med 20 m. Ved 20 meters alternativet er konsekvensen i alle lokaliteter vurdert til "liten negativ (-)", på grunn av lav verdi.

Nedstrøms dammen i Langevatn blir det ikke noe forskjell i omfang og konsekvens for de berørte lokalitetene, om en velger alternativet med å heve HRV med 10 eller 20 m. Effekten av å fjerne det årlige overløpet på gjennomsnittlig 50 *) millioner m³ gir generelt et lite negativt omfang og ubetydelig konsekvens (0).

Vårt forslag er likevel å slippe en minstevannføring på 200 l/s målt ved utløpet av Tjørni. Dette tiltaket kan bidra til å øke det økologiske potensialet ... *) Overløpet er i ettertid beregnet til 88 millioner m³.

Når det gjelder konsekvenser er det i fagrapporten gitt en detaljert omtale i rapportens kap. 7. Det påpekes at konsekvensene av tiltakene vil være av ulik karakter oppstrøms og nedstrøms Langevatn, og i fagrapporten er de derfor omtalt hver for seg. I det følgende omtales således først konsekvensene i og oppstrøms Langevatn, dernest nedstrøms Langevatn.

”Oppstrøm” Langevatn - Nedre del av innløpselva til Langevatn (dvs Monn) inkludert Fosstjønn, vil bli påvirket dersom HRV heves med 10 m. For Fosstjønn er konsekvensen angitt til *liten negativ*, og for den berørte elvestrekningen i Monn er konsekvensen angitt til *ubetydelig/liten negativ*. For selve Langevatn er konsekvensen angitt til *ubetydelig*. For innløpsbekkene Langstølbekken, bekk fra ”Navnløst tjern” og bekk fra Upsetjønn er konsekvensen angitt til *ubetydelig/liten negativ*.

”Nedstrøms” Langevatn - For elvestrekningen nedstrøms dammen i Langevatn ned til Ljoslandsvatn (dvs Monn) er konsekvensen av å fjerne overløpsflommene angitt til *ubetydelig*. Tilsvarende konsekvensgrad er også angitt for Tjørni som er beliggende på denne strekningen. Også for Ljoslandsvatn og Brelandsvatn samt øvrig elvestrekning ned til inntak Monn (overføring til Smeland kraftverk) er konsekvensen angitt til *ubetydelig*.

En samlet vurdering av konsekvensene ved den omsøkte utbyggingsløsningen, dvs heving av HRV med 10 m i Langevatn, er gitt i under pkt 7.3. Med henvisning til tabell 7.3 er konsekvensene samlet sett *liten negativ* oppstrøms Langevatn og *ubetydelig* nedstrøms Langevatn.

Siden tiltakets konsekvenser nedstrøms Langevatn er angitt som *ubetydelig* skulle det i utgangspunktet tilsi at det ikke er grunnlag for å foreslå slipp av minstevannføring som et avbøtende tiltak. Når det i fagrapporten likevel fremmes et forslag om slipp av minstevannføring nedstrøms Langevatn er det begrunnet med at det kan bidra til å øke det økologiske potensialet på strekningen. Det anføres at en minimumsvannføring på 200 l/s målt ved utløpet av Tjørni kan realisere et økologisk potensial med *middels positivt* omfang. Forslaget kommenteres og omhandles nærmere under kap 17 *Avbøtende tiltak*.

16.6 Innlandsfisk

NINA (Norsk institutt for naturforskning) har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport IX) for temaet *Innlandsfisk*.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) av sammendrag og hovedkonklusjonene fra rapporten. Sitat er gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

”..... Konesjon for reguleringen av Langevatn ble gitt i 1950. I en periode etter dette hadde innsjøen fremdeles en relativt tett aurebestand. I løpet av 1970-tallet gikk den imidlertid tapt pga forsuring. I årene som fulgte ble det først satt ut bekkerøye og seinere vanlig brunaure.

På 1990-tallet begynte imidlertid auren å reprodusere i tilløpselver og bekker til Langevatn. Dette skyldes at vannkvaliteten i vassdraget hadde blitt betydelig bedre i seinere år. En undersøkelse fra 2003 viste at 44 % av fisken var naturlig rekruttert, mens den hadde økt til 56 % fram til 2009. Alle aldersgrupper fra 0+ til 8+ var nå representert i prøvefiskefangseten (villfisk + settefisk). Det er antatt at aurebestanden i Langevatn i hovedsak blir rekruttert fra hovedvassdraget, dvs innløpselva til Roddeivsvatn opp til Fosstjønn i Ådalen. Både dette tjernet og Nedre Vevatn har nå relativt tette aurebestander. Aurebestanden i Langevatn har økt i takt med denne utviklingen, og den kan nå karakteriseres som middels tett. Denne bestandsøkningen har ført til en betydelig reduksjon i fiskens vekst, størrelse og kvalitet. Langevatn er en sur og næringsfattig lokalitet, og produksjonsevnen er derfor relativt lav.

En heving av vannstanden i Langevatn med 10 og 20 m i forhold til dagens HRV vil påvirke rekruttering hos aure. Ved HRV+10 m blir elva opp til Fosstjønn neddemt, og dette er den viktigste gyteelva for aurebestanden i magasinet. Fiskeproduksjonen vil også bli redusert ved de foreslåtte tilleggsreguleringene. Dette skyldes både økt reguleringshøyde og forventet vannstandsmanøvrering. Utøvelsen av fiske blir også vanskeligere. Ved HRV+10 m vil Fosstjønn blir neddemt 1,1 m. Ved en ytterligere regulering på 10 m, vil altså denne lokaliteten blir sterkt berørt. Ved HRV+20 m vil Uppsettjønni og et mindre tjern nedstrøms Øyvvatn i vest også bli neddemt med hhv 2,1 og 2,0 m. Følgelig vil HRV+20 m ha en langt større negativ effekt på fiskeproduksjonen enn HRV+ 10 m. Dette gjelder både Langevatn og tilstøtende innsjøer. Skader på rekrutteringen kan kompenseres ved utsettinger. Det er også mulig å øke den naturlige rekrutteringen i noen av tilløpsbakkene, med habitatforbedrende tiltak, fjerning av vandringsbarrierer og bedring av vannkvaliteten gjennom kalking.

De framlagte planene for en ytterligere regulering av Langevatn med ny overføringstunnel og større slukeevne, innebærer at overløpene fra dammen til Monn blir sterkt redusert. Dette vil spesielt berøre vannføringen i elva ned til Ljoslandsvatn. Denne strekningen har imidlertid ikke lenger noen stedegen aurebestand. Ut fra hensynet til fisk er det derfor ingen hensikt å foreta habitatforbedrende tiltak i form av for eksempel terskelbygging. Det er likevel behov for en viss minstevannføring i Monn. Det vil bedre vannsirkulasjonen i en mindre lokalitet på denne strekningen (Tjønni). Her er det nå satt ut fisk, og det kan trolig opprettholdes en bestand basert på utsettinger. En viss minstevannføring i Monn vil også sikre at aure fra Ljoslandsvatn kan gyte på innløpet.

Ved en utbygging av Kvernevatn kraftverk er det kun på strekningen av Ljosåni mellom utløpet av Lille Kvernevatn og eksisterende inntak som blir berørt. Følgelig blir det ingen endringer i vannsiget til Ljosåni lengre ned mot Ljoslandsvatn, som er en rekrutteringsstrekning for auren i denne innsjøen.”

Det må for ordens skyld bemerkes at økt regulering av Langevatn vil gi en positiv effekt på fiskeproduksjonen i noen år pga økt næringstilgang i den nye reguleringssonen.

16.7 Fisk på lakseførende strekning

NINA (Norsk institutt for naturforskning) har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport X) for temaet *Fisk på lakseførende strekning*.

Rapportens sammendrag siteres i det følgende:

”I denne rapporten vurderes konsekvensene av tilleggsreguleringer i Mandalsvassdraget – kalt Åseralprosjektene – for fisk på lakseførende strekning. Vurderingene er basert på de hydrologiske endringene slik de er beskrevet i en egen hydrologirapport, samt foreliggende rapporter og erfaringer fra mange prosjekter i vassdraget. Det er flere utbyggingsalternativer, men disse kan for den lakseførende delen av vassdraget grupperes i alternativ A (utvidelse av Skjerka kraftverk) og alternativ B (utvidelse av Skjerka pluss overføringskapasitet til magasinet). Vurderingene fokuserer på laks, men omhandler også stasjonær aure, sjøaure og ål. For de andre fiskeartene i lakseførende del av vassdraget – niøye, tre- og nipigget stingsild – er det bare gitt overordnede vurderinger basert på generell kunnskap.

Forekomsten av gyte- og oppvekstområder for laksefisk er beskrevet strekning for strekning, og andelen av lakseproduksjonen i de ulike strekningene er anslått. Effektvurderingen er basert på de fysiske endringene (vannføring og vanntemperatur) ved de to hovedalternativene i prosjektene og generell kunnskap om hvordan disse virker. Strekninger med bortført og ikke bortført vann behandles hver for seg.

Vannføringsendringene er generelt små men størst ved alternativ B, og avtar nedover i lakseførende strekning (uregulert felt kommer til). Det forventes derfor ikke noen effekter i nedre halvdel av lakseførende strekning, der 70-80 % av lakseproduksjonen er antatt å foregå. Raskere oppvarming på grunn av redusert vannføring om forsommeren er vurdert å kunne gi en mulig svak positiv effekt (økt vekst hos laks og aure) i deler av øvre strekning. Redusert vannføring under smoltutvandringen kan redusere smoltens overlevelse i øvre deler, og oppvandringen til de øverste gyteområdene kan bli noe forsinket i noen år på grunn av redusert overløp. Økt effekt i Skjerka og økt reguleringsgrad ved alternativ B gir potensielt økte muligheter for variabel kraftverksdrift og variabel vannføring, og kan således øke risikoen for stranding av laksefisk. De har forekommet episoder med raske vannstandsendringer i vassdraget i de senere år. Det foreslås to avbøtende tiltak; å sikre minst like høy vannføring under smoltutvandringen som i førsituasjonen samt å sikre at reduksjonene i vannføring ved nedkjøring av kraftverkene gir reduksjoner i vannstand på strandingsutsatte områder som er saktere enn anbefalt (13 cm pr time).

Den lakseførende delen av vassdraget har stor verdi for fisk, primært for laks og sjøaure. Verdien knyttes primært til de store rekreasjonsmessige interessene og økonomiske ringvirkningene i laksefisket, samt til de store ressursene som har vært brukt og brukes på kalking av vassdraget. Konsekvensene for fisk er vurdert som mulig svak negativ ved alternativ A (bare utvidelse av kapasitet i Skjerka kraftverk) og svak negativ ved alternativ B (utvidelse av kapasitet i Skjerka pluss økt overføringskapasitet til magasinet). Dersom de foreslåtte avbøtende tiltak blir gjennomført vil effekten trolig bli nøytral.”

Det er ellers gitt en detaljert omtale av konsekvensene av den omsøkte utbyggingsløsningen i fagrapportens kap.5 *Effektvurdering*. I omtalen skiller det på strekninger *uten bortført vann* – dvs ordinær elvestrekning og strekninger *med bortført vann* – dvs minstevannføringstrekninger. Sistnevnte strekninger er direkte berørt av eksisterende elvekraftverk, dvs gjennom utnyttelse av vann gjennom Laudal og Bjelland kraftverk. Under pkt 5.3 i fagrapporten, er det gjort en samlet effektvurdering som siteres i sin helhet nedenfor.

”Den samlede effektvurderingen er basert på å vurdere de ulike effektene på fiskeproduksjon (basert på laksefisk) og effektene på opp- og nedvandring av fisk, strekning for strekning (Tabell 1). Jeg har antatt at forskjellene mellom førsituasjonen og de to alternativene gradvis blir mindre nedover i vassdraget, fordi uregulerte felt kommer til og reduserer forskjellene i fysiske forhold.

Tabell 16-4: Vurdering av effekter av de to alternativene (A/ B) for tilleggsregulering i Mandalselva, fordelt på de seks strekningene og vurdert faktor for faktor og samlet. Vurderingene er tabulert som mulig svak positiv effekt ((+)), ingen effekt (0), mulig svak negativ effekt ((-)) og svak negativ effekt (-). Den relative betydningen av hver av strekningene for produksjon av laksesmolt i Mandalselva er også gitt. Kosåna er en lakseførende i en kort strekning (ca 1,5 km) og smoltproduksjonen er liten.

Strekning nr		Vinteroverlevelse	Smoltoverlevelse	Vekst og overlevelse sommer	Oppvandring	Kortidsvariasjoner	Samlet vurdering	Relative betydning
1	Krossen-utløp Laudal	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	50 %
2	Utløp Laudal-Mannflå	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	10-15 %
3	Mannflåvann	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	10-15 %
4	Mannflåvann-utløp Bjelland	0/0	(-)/-	0/(+)	0/0	0/(-)	(-)/-	15 %
5	Utløp Bjelland-Kavfossen	0/0	0/(-)	0/0	0/(-)	0/0	0/(-)	10 %
6	Kosåna	0/0	0/0	0/0	0/(-)	0/0	0/(-)	

Det framgår av vurderingen at det neppe blir negative effekter for laks av noen av utbyggingsalternativene fra Mannflåvann og nedstrøms, der anslagsvis 70-80 % av lakseproduksjonen foregår. Det er rimelig å anta at heller ikke sjøaurebestandene vil påvirkes i dette området. Det er registrert lave forekomster av ål i vassdraget og det ble fanget ål på bare et fåtall av elfiskestasjonene (Thorstad, mfl. 2010). Det er ikke påvist ål på strekningen Mannflåvann til Bjelland, men det ble fanget ål på strekning 5. Den relative utbredelsen av ål i vassdragets ulike deler er således dårlig kjent. For niøye er kunnskapen enda dårligere. Stasjonær aure finnes i Mannflåvann, og vil således ikke bli påvirket. Trepigget stingsild lever både i ferskvann, brakkvann og saltvann, og er antatt å ha en marin innvandring. Det er derfor sannsynlig at denne primært finnes i nedre del av vassdraget (oppvandring forbi Laudal er trolig vanskelig), dersom den ikke overlevde forsuringa i områder lengre opp. Nipigget stingsild (som ikke lever i saltvann) kan også ha overlevd forsuringa og kan finnes i hele elvestrengen, men dette er etter det jeg kjenner til ikke undersøkt.

Oppstrøms Mannflåvann til utløpet av Bjelland kraftverk er det området der miljøendringene blir størst, og vurderingen tilsier at det samlet er en mulig svak negativ effekt ved alternativ B. Det er redusert vårvannføring som kan påvirke smoltoverlevelsen, og mulighetene for økt grad av variabel vannføring og påfølgende strandingsrisiko som gir denne vurderingen. I størrelsesorden 15 % av lakseproduksjonen i vassdraget foregår i denne strekningen. I strekning 5 (utløp Bjelland til Kavfossen) kan redusert forekomst av overløp påvirke smoltutvandringen noen år, samt at redusert størrelse på noen av høstflommene (de som i dag suppleres av overløp) kan påvirke gytefiskens oppvandring. Den siste faktoren gir trolig primært effekt i form av reduserte fiskemuligheter (sen oppvandring), mens det er lite trolig at rekrutteringen blir påvirket (fisken når trolig gyteområdene i tide). Effekten vurderes samlet som mulig svak negativ i strekningen, hvor anslagsvis 10 % av smoltproduksjonen i vassdraget foregår.

Fordi store deler av vassdraget neppe vil få målbare effekter for laks, fordi noen av de andre fiskeartene trolig også har sin hovedutbredelse i disse delene, og fordi eventuelle effekter i øvrige deler trolig blir små, blir den samlede vurderingen for den lakseførende strekningen en mulig svak negativ effekt for alternativ A og en svak negativ effekt ved alternativ B.”

I innledende del av fagrapportens kap 6 - Avbøtende tiltak - gis en omtale av eksisterende elvekraftverker, hvor deres virkninger sammenlignes med forventet konsekvens av Åseralprosjektene. Dette siteres i det følgende:

”Det er primært byggingen av Laudal og Bjelland kraftverk som har påvirket produksjonen av laks i Mandalselva negativt, og det er estimert at smoltproduksjonen har blitt redusert med 20-40 % (Ugedal mfl. 2006). Det har de senere år vært gjennomført flere tiltak som har bidratt til å redusere problemene (Lura 2006, Uglem mfl. 2005, Kvingedal mfl. 2011) og manøvreringsreglementet for Laudal kraftverk er under revisjon. Det er forventet at denne revisjonen vil bedre både produksjons-, utvandrings- og oppvandringsforholdene (ut fra foreliggende forslag). Disse tiltakene vil ha en betydelig større positiv effekt på laks- og sjøaurebestandene i vassdraget, enn den mulig svak negative/svak negative effekten av den foreslåtte tilleggsreguleringen. ...”

Det fremmes ellers forslag til to avbøtende tiltak, dvs – å sikre minst like høy vannføring under smoltutvandringen som i førsituasjonen samt å sikre at reduksjonen i vannføring ved nedkjøring av kraftverkene gir reduksjoner i vannstand på strandingsutsatte områder som er saktere enn anbefalt (13 cm pr time).

Sistnevnte forslag anses i hovedsak å være relatert til drift av elvekraftverkene nedstrøms Ørevatn. Korttidsvariasjoner i vannstand og vannføring er for øvrig nærmere omtalt i den hydrologiske fagrapporten (ref fagrapport I) og et eget fagnotat (ref fagnotat III). Det framgår av den hydrologiske fagrapporten (ref kap 7) at det meste av utjevningen av varierende kjøring av oppstrøms kraftverk (dvs Skjerka mfl) vil bli tatt i Ørevatn. Det er ellers anført at vannføringsvariasjonene på lakseførende strekning vil variere innenfor det variasjonsområdet en allerede har i dag.

I fagrapporten er det anført at – *Økt effekt i Skjerka og økt reguleringsgrad ved alternativ B gir potensielt økte muligheter for variabel kraftverksdrift og variabel vannføring, og kan således øke risikoen for stranding av laksefisk.* Det som etter vårt syn taler mot denne antakelsen er det faktum at slukeevnen i Håverstad kraftverk ikke endres, og at Ørevatn (som i dag) vil benyttes til å jevne ut varierende kjøring i oppstrøms kraftverk (dvs først og fremst et utvidet Skjerka kraftverk).

De ovennevnte forslagene til avbøtende tiltak kommenteres og omhandles nærmere under kap 17 *Avbøtende tiltak*.

16.8 Vannkvalitet og forurensning

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport XI) for temaet *Vannkvalitet og forurensning*.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) fra sammendrag og hovedkonklusjonene i rapporten. Sitat er gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende angående konsekvenser i anleggsfasen og i driftsfasen:

”Anleggsfasen”

”Fra tunnelbygging og anleggsarbeid vi de generelle effektene være utslipp fra riggområdene, bore/spylevann fra sprengnings-/borearbeid, dreisvann, og eventuell sur avrenning og utvasking av metaller. I tillegg kommer avrenning av finstoff og næringsalter ved etablering av massedeponier, samt generelt støy og støv fra anleggsarbeidet inkludert transport.”

”Driftsfasen”

”Det berørte vassdraget er næringsfattig og uten særlig menneskelig påvirkning, og generelt vil fraføringa av vann derfor ikke ha særlig innvirkning på næringsrikheten i vassdraget. Det må forventes en noe redusert resipientkapasitet nedstrøms Langevatn som følge av økt overføring til Nåvatn/Skjerkevatn, mens resipientkapasiteten i Nåvatn/Skjerkevatn blir noe større. Konsekvensene vurderes som små. Den største risikoen i forbindelse med forurensning vil trolig være avrenning fra steintippene til nedstrøms vassdrag, men konsekvensen vurderes som liten.”

Det er gitt en detaljert omtale av konsekvenser i rapportens kap 7. I det følgende siteres hva som er anført mhp konsekvenser av de enkelte delprosjektene.

”Utvidet Skjerka kraftstasjon

Konsekvensen av tiltaket for vannkvalitet og forurensning er først og fremst knyttet til at det blir mindre vann i overløp over dam Skjerkevatn, slik at resipientkapasiteten i øvre del av Skjerka blir dårligere. I tillegg vil det være større mulighet for økt tilgroing på grunn av redusert ”utspyling” i forbindelse med årlige flomepisoder.

Det er ingen kjente regulære utslipp i området, og konsekvensen vurderes som lite negativt.

Økt overføring fra Langevatn til Nåvatn/Skjerkevatn

Den økte overføringen skal skje ved etablering av ny tunnel i tillegg til eksisterende overføringstunnel. Fallet i tunnelen skal utnyttes ved etablering av kraftstasjon (Ljosland eller Øygard kraftstasjon). Den økte overføringen forventes ikke å ha store innvirkninger på vannkvaliteten, og konsekvensen vurderes som ubetydelig.

Økt regulering i Langevatn

Det vil fortsatt være vannkvaliteten i nedbør og avrenning fra omkringliggende områder som er avgjørende for vannkvaliteten i vassdragene. Man må forvente erosjon og utvasking av finstoff fra de nye områdene som blir neddemt. Siden det er sparsomt med vegetasjon og jordsmonn/løsmasser, forventes konsekvensen generelt å bli liten. Alternativet med størst reguleringshøyde forventes å ha størst negativ innvirkning på vannkvaliteten.”

Med henvisning til rapportens pkt 7.4, som gir en samlet vurdering av konsekvensene, er konsekvensgraden angitt til *ubetydelig/liten negativ*.

16.9 Landbruk

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport XII) for temaet *Landbruk*.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) fra sammendrag og hovedkonklusjonene i rapporten. Sitat er gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

”Fulldyrka jord og innmarksbeite blir i liten grad berørt av tiltakene. Det er noe utmarksbeite som påvirkes av tiltaket. Sau beiter på utmarksbeite både i fjellområdene og i skogområdene.

En del arealer med uproduktiv bjørkeskog berøres av tiltaket. Langs Ljoslandsvassdraget, ved Honna og på strekningen Logna-Bortelid, er det produktiv skog i form av barskog eller lauvskog på de fleste strekningene som omfattes av forslag til nettilknytninger.

Begge alternative kraftstasjonsplasseringer, Øygaard og Ljosland, vil samlet gi liten negativ konsekvens (uten nettilknytning) for både jordbruk og skogbruk. Nettilknytning til Øygaard kraftverk vil for både alt. 2.1 og 2.2 ha middels negativ konsekvens for skogbruk. det er liten forskjell i konsekvenser mellom alternativene, bortsett fra at alt. 2.2 er noe lenger (ca 500 m) og således berører mer produktiv skog.

De andre nettilknytningsalternativene (til Logna via Bortelid med deltrasé 1.0 eller 1.1 til Honna via Ljoslandsdalføret, og til Honna via Åstøl alt. 2.1 og 2.2) får liten negativ konsekvens for jordbruk og middels negativ konsekvens for skogbruk på grunn av at traseene i stor grad omfatter produktiv skog av lauv- og/eller barskog. Det er liten forskjell i konsekvenser mellom traseene bortsett fra at traseer som går i nedre del av dalsida omfatter noe mer produktiv skog enn de som går høyere i lia.

Økt regulering av Langevatn vil ha liten konsekvens for skogbruk. For jordbruk vil konsekvensene være neddemning av områder som er noe brukt til utmarksbeite. Konsekvensen blir liten negativ for alternativ med økt HRV + 10 m og middels negativ for alternativet med økt HRV + 20 m.”

For en mer detaljert omtale av konsekvensene vises det direkte til fagrapportens kap 7, pkt 7.3.

16.10 Kulturminner og kulturmiljø

I regi av Vest-Agder fylkeskommune ved fylkeskonservatoren er det gjennomført registreringer/undersøkelser både i 2009 og i 2011. Det er utarbeidet to fagrapporter (fagrapport XIII og fagrapport XIV) angående temaet *Kulturminner og kulturmiljø*.

Nedenfor gjengis utdrag fra rapportene.

Registreringene i 2009 (ref fagrapport XIII) var basert på meldingen fra 2008, og omfatter områder som kunne tenkes berørt av delprosjektet *Ljosland kraftverk - Ny tunnel Langevatn – Nåvatn*. Registreringene omfattet derfor også et område ved Grytåna som ikke vil bli berørt (i rapporten benevnt *Ørnefjell*). Sett i forhold til den omsøkte utbyggingsløsningen omfatter registreringene fra 2009 området nedstrøms dam Langevatn ned til Ljosland (ref *Tverrslag nord* og *Nytt inntaksarrangement ved Langevatn*) området langs Ljosåna og Gamle Kvernevannsvei (ref *Kvernevatt kraftverk*), og området vest for Monn mellom Ljoslandsvatn og Brelandsvatn (ref *Tverrslag sør*) og området ved Åstøl (ref *Øygard kraftverk*). Registreringen omfattet en såkalt overflaterregistrering, dvs at det ikke ble foretatt prøvestikking eller sjakting. Resultatene fra registreringene er omtalt på side 9 i rapporten, og ellers kartfestet i vedlegg til rapporten. Rapporten konkluderer med at det er et høyt potensial for steinalderbosettinger. Det vil derfor bli aktuelt å forta maskinell sjakting der det er mulig å bruke gravemaskin samt ellers foreta prøvestikking.

Vi vil bemerke at skisserte terrenginngrep i form av tverrslag, veier og tippområder er søkt lagt slik at de ikke berører de kulturminnene som er registrert så langt. Det vises i denne forbindelse til vedlegg 5 (*Tverrslag sør*) og vedlegg 6 (*Tverrslag nord* og *Nytt inntaksarrangement ved Langevatn*) hvor de registrerte kulturminnene er angitt.

Registreringene i 2011 (ref fagrapport XIV) omfatter områdene ved Langevatn, supplerende undersøkelser ved Åstøl (ref *Øygard kraftverk*) og linjetraseer for både *Øygard* og *Ljosland kraftverk*. Rapporten gir innledningsvis en oversikt over tidligere registrerte kulturminner i og ved Langevatn, ved Brelandsvatn og ved Åstøl samt nordre del av Nåvatn. Resultatene av de supplerende registreringene som ble gjennomført i 2011, som var begrenset til en overflaterregistrering, er omtalt i rapporten fom. side 5.

For Langevatn sin del er det anført følgende:

"I magasinet er det registrert et stort antall steinalderlokaliteter (jfr. rapport Nye Skjerka og Askeladden). Vannstanden var høy under registreringen og lokaliteten lå under vann. Vi fikk derfor ikke undersøkt bevaringstilstanden til de registrerte kulturminne eller avgrenset utbredelsen av dem.

Vurdering: Planlagte tiltak vil ikke virke ytterligere skjemmende på registrerte kulturminner. Problemet er om nye tiltak vil skade registrerte fredete steinalderlokaliteter, jernutvinningsanlegg og stølsområder. På grunn av situasjonen i magasinet fikk vi ikke undersøkt om reguleringen har skadet kulturminnene ytterligere siden de ble registrert i 1992. Fylkeskommunen mener at det må søkes om dispensasjon fra vernebestemmelsene i kulturminneloven for alle fredete kulturminner i magasinet. Dette må avklares med NVE og Riksantikvaren. Det ble ikke foretatt nye registreringer i dette området. Det er lavt potensial for funn av uregistrerte kulturminner i områdene som berøres av økt reguleringshøyde. Registreringer her kan utsettes til det skal gjennomføres en arkeologisk registrering etter kulturminneloven § 9.”

For områdene som berøres av den omsøkte utbyggingsløsningen, dvs HRV + 10 m, er det således ikke gjennomført nye registreringer, men basert på tidligere registreringer og funn anført at det er lavt potensial for ytterligere funn i området.

Registreringene ved Breland gjelder ikke den omsøkte utbyggingsløsningen med Øygard kraftverk, men derimot en alternativ nettilkobling for Ljosland kraftverk.

Registreringene ved Honna angir funn øst for Rosseland. Disse berøres ikke av nettilkobling for Øygard kraftverk, men kan eventuelt komme i konflikt med planer for omlegging av eksisterende 110 kV linje opp dalføret, dvs tilkobling av eksisterende linje fra Logna opp til Honna trafo. Ellers er det gjort funn i området ved *Larslinuten*. Her vil linjealternativet som fører ned i Austredalen (dvs alt 2.2) kunne komme i konflikt med to funn, dvs S 10 (Ferdselsvei) og S 11 (Område aktuelt for sjakting). Det vises til kart på side 13 i rapporten som angir beliggenhet til S 10 og S 11. I rapporten (ref side 14) er det anført følgende mhp skissert linjeføring ned i Austredalen:

”Vurdering: Planlagte tiltak kan komme i konflikt med et godt bevart og sammenhengende kulturmiljø. Luftspenn over dette kulturmiljøet vil ha stor negativ konsekvens for opplevelsesverdien.”

Ved Åstøl er det gjort supplerende registreringer basert på planer for Øygard kraftverk. I rapporten (ref side 21) er det anført følgende:

”Bygging av kraftstasjonen kommer i konflikt med Øvre Øygard. Dersom kraftstasjonen ikke kan flyttes et annet sted, må det foretas en grundigere arkeologisk registrering og dersom det blir påvist fredete kulturminner, må det søkes om dispensasjon fra vernebestemmelsene i kulturminneloven.”

Rapporten gir avslutningsvis en oppsummering (ref side 25) som gjengis i sin helhet i det følgende:

”Planlagte tiltak skal i all hovedsak bygges i områder som allerede er utbygd. Vi vurderer derfor konfliktnivået for kulturminner og kulturmiljø som lavt.

Forholdet til registrerte kulturminner i Langevatn må avklares. Vannstanden blir etter bygging av ny dam høyere enn i dag, og det er et definisjonsspørsmål om de fredete kulturminner blir berørt av dette tiltaket eller om de allerede er berørt av tidligere reguleringer/konsesjoner. Vi mener at alle kulturminnene må behandles som berørte, og at det må søkes om dispensasjon fra vernebestemmelsen i kulturminneloven.

Det er ikke gjennomført en fullstendig registrering etter kulturminneloven § 9. Synlige kulturminner er registrert, men ikke fredete kulturminner under bakken.

Det er middels til stort potensial for nye funn av fredete kulturminner ved Øvre Øygard. For øvrige områder er det fra middels til lavt potensial for nye funn.”

Med henvisning til det ovennevnte finner vi grunn til å bemerke at registrerte kulturminner i eksisterende reguleringszone allerede anses berørt av eksisterende regulering. I forhold til den omsøkte utbyggingsløsningen er det derfor kun et spørsmål om en økt regulering eventuelt vil medføre en ytterligere påvirkning ut over det som følger av eksisterende regulering. Vi kan således vanskelig se at det må søkes om dispensasjon fra vernebestemmelsen i kulturminneloven for disse kulturminnene siden de allerede er berørt, og fortsatt vil være det.

For eksisterende reguleringer utbygd før 1960 (herunder bl. Langevatn), som berøres av pågående vilkårsrevisjon, vil det sannsynligvis bli fastsatt et nytt standardvilkår for *automatisk fredete kulturminner*. Det vises til ”Retningslinjer for revisjon av konsesjonsvilkår for vassdragsreguleringer” fastsatt av OED 25.5.2012. Det nye standardvilkåret innebærer innbetaling av en sektoravgift til kulturminnetiltak. Avgiften er ment å dekke utgifter til registreringer, undersøkelser, utgravinger, konservering og sikringstiltak, og omfatter alle automatisk fredete kulturminner innenfor områder som berøres av eksisterende reguleringer. Med henvisning til ovennevnte retningslinjer er forutsetningen for å pålegge det nye standardvilkåret; ”at det ikke er foretatt undersøkelser tidligere i tråd med de krav som gjaldt da, enten dette var nåværende eller tidligere lovgivning.” Det er således foreløpig uavklart i hvilken grad registreringene som ble utført på 1990-tallet (bl.a i Langevatn) gir grunnlag for en avkorting i sektoravgiften.

16.11 Samfunn. Friluftsliv, jakt og fiske. Reiseliv

SWECO har utarbeidet en egen fagrapport (fagrapport XV) for temaene *Samfunn - Friluftsliv, jakt og fiske* samt *Reiseliv*.

Nedenfor gjengis enkelte utdrag (sitat) av sammendrag, status- og verdivurderinger og hovedkonklusjonene fra rapporten. Sitat er gjengitt i kursiv.

Fra rapportens sammendrag siteres følgende:

”1.4.1 Anleggsfasen

Den planlagte utbyggingen vil bli gjenstand for en trinnvis realisering/utbygging. Første byggetrinn antas å bli etablering av et nytt aggregat i Skjerka kraftverk. Neste byggetrinn vil være etablering av ny tunnel mellom Langevatn og Nåvatn med bygging av Ljosland eller Øygard kraftverk og Kvernevatn småkraftverk. Siste byggetrinn vil være bygging av ny dam ved Langevatn, med mulighet for økt reguleringshøyde. Samlet vil delprosjektene innebære en investering på i overkant av 1 000 mill kr, og vil derfor kunne medføre en betydelig sysselsetting i anleggsfasen, både lokalt, regionalt og nasjonalt. Anleggsperioden vil få en varighet på 4-5 år, og samlet arbeidskraftbehov vil kunne utgjøre omkring 500-700 årsverk. Tradisjonelt får lokalt næringsliv ta del i investeringene i form av overnatting, bispising, handel, service med mer.

- *For næringsliv og sysselsetting er det antatt en middels positiv konsekvens.*
- *For befolkningsutvikling og boligbygging er det antatt ingen konsekvens.*
- *For kommunal økonomi er det antatt en liten positiv konsekvens.*
- *For tjenestetilbud og sosiale forhold er det antatt en liten negativ konsekvens.*
- *For helsemessige forhold er det antatt en liten negativ konsekvens.*

Anleggsarbeidene vil lokalt medføre en del støy, støv og tilslamming av vassdraget ved bygging av bl.a. veier, dam, tipper og legging av rør. Det må påregnes økt trafikk av anleggsmaskiner på eksisterende veier. Arbeidene vil pågå over en periode på 4 år og ulempene for friluftsliv, jakt og fiske, samt reiseliv, vil derfor være moderate.

1.4.2 Driftsfasen

Konsekvensene av utvidelsen av Skjerka kraftverk, økt overføringskapasitet fra Langevatn til Nåvatn med etablering av et nytt kraftverk i

overføringstunnelen, økt regulering i Langevatn gjennom heving av HRV med 10 eller 20 m, samt diverse alternative nettløsninger knyttet til det nye kraftverket, er summert opp i tabell 1-1.

For friluftsliv, jakt og fiske er omfanget vurdert som lite til middels negativt. For reiseliv er omfanget generelt vurdert som noe lavere enn for friluftsliv.”

Det er gitt en detaljert omtale av konsekvenser i Samfunnsrapportens kap 7. I det følgende er gjengitt en oppsummering med fokus på konsesjonskraft, skatter og avgifter. Noen skattesatser er justert etter KU Samfunn ble slutført samt det er foretatt foreløpige beregninger av konsesjonskraft og konsesjonsavgifter:

- Naturressursskatt ca 2,0 MNOK/år (ca 1,7 til kommunen og ca 0,3 til fylket)
- Eiendomsskatt ca 3,0 MNOK/år (forutsatt sats på 0,7 % og 2,74 kr/kWh)
- Konsesjonsavgifter ca 0,25 MNOK/år
- Konsesjonskraft ca 4,0 GWh/år

I tillegg kommer overskuddsskatt, merverdi av selskapet som følge av lønnsom investering. På grunn av økte inntekter til kommunen (naturressursskatt) kan kommunen få noe reduserte statlige overføringer.

En oppsummering av konsekvensene er gitt under rapportens pkt 7.4 (ref tabell 7-1) som er gjengitt i tabell 16-5 under.

Tabell 16-5 Oppsummering av konsekvensgradvurderingene i driftsfasen for ulike tiltak/alternativer

KU tema	Delområde	Delprosjekter		
		Utvidet Skjerka alene	Økt overføring fra Langevatn, ingen endring av HRV i Langevatn	Økt regulering i Langevatn
Næringsliv og sysselsetting	Samlet	Ubetydelig	Liten positiv	Liten positiv
Befolkningsutvikling og boligbygging	Samlet	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
Kommunal økonomi	Samlet	Ubetydelig/ Liten positiv	Liten/ Middels positiv	Middels positiv
Tjenestetilbud og sosiale forhold	Samlet	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
Helsemessige forhold	Samlet	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
Friluftsliv, jakt og fiske	Delområde 1	Ubetydelig	Liten positiv	Middels negativ
	Delområde 2	Ubetydelig	Liten negativ	Liten negativ
	Delområde 3	Ubetydelig	Liten negativ	Liten negativ
Reiseliv	Delområde 1	Ubetydelig	Liten positiv	Liten negativ
	Delområde 2	Ubetydelig	Liten negativ	Liten negativ
	Delområde 3	Ubetydelig	Ubetydelig/ Liten negativ	Ubetydelig/ Liten negativ

*Delområde 1: Langevatn og omegn
Delområde 2: Ljosland-Gloppedalen-Bortelid
Delområde 3: Ljoslandsvatn-Breland-Astøl-Hodna
Samlet: Alle delområdene under ett*

17 Avbøtende tiltak

For samtlige delprosjekter gjør gjeldende at områder som berøres av terrenginngrep og anleggsaktivitet vil bli gjenstand for etterbehandling i form av opprydding, planering, istandsetting og tilsåing/beplantning. Overflatemasser/løsmasser fra områder som blir direkte berørt av anleggsaktivitet, såkalte avdekkingsmasser, mellomlagres med tanke på tilbakeføring i forbindelse med etterbehandling av anleggsstedene. Dette er for øvrig arbeider som vil bli utført i tråd med direktiver gitt av NVE som tilsyns- og godkjenningsmyndighet

Hvert enkelt delprosjekt medfører ellers ulike former for inngrep og konsekvenser, og omtales derfor enkeltvis i det følgende.

17.1 Nytt aggregat i Skjerka kraftverk

Utover det som er omtalt ovenfor angående etterbehandling i tilknytning til terrenginngrep mv, er det ikke framkommet forslag til særskilte avbøtende tiltak i noen av fagrapportene som inngår i konsekvensvurderingen.

Vår vurdering er således at en realisering av delprosjektet *Nytt aggregat i Skjerka kraftverk* ikke gir grunnlag for særskilte avbøtende tiltak ut over det som er foreslått av NVE mhp manøvrering av Ørevatn (ref NVEs innstilling av 27.04.11 angående ”Nye dammer – økt regulering Skjerkevatt”). For Ørevatn er NVEs forslag til manøvreringsreglement som følger:

”Vannstandsvariasjonene i Ørevatn som følge av produksjonsvariasjoner i Skjerka og Håverstad kraftverk skal ikke overstige 50 cm pr døgn eller 1 m pr uke. Vannstanden i Ørevatn skal normalt ikke senkes under kote 257,2 annet enn ved fare for flom eller ved spesielle driftssituasjoner som nødvendiggjør videre nedtapping.”

For AEVK er det viktig å ha tilstrekkelig frihetsgrad mhp produksjonsvariasjon i Skjerka kraftverk. Derfor er det også viktig at manøvreringsreglementet for Ørevatn gir rom for dette slik at varierende produksjon i Skjerka kraftverk kan utjevnes/dempes i Ørevatn. Det ovennevnte forslaget til manøvrering av Ørevatn anses å gi en akseptabel frihetsgrad mhp drift av et utvidet Skjerka kraftverk.

17.2 Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk

Dette delprosjektet innebærer terrenginngrep mv ved flere nærmere angitte arbeidssteder (ref pkt 6.2 foran). Foruten etterbehandling mv i tilknytning til terrenginngrep vil de enkelte arbeidsstedene (anleggsområdene) bli gjenstand for særskilt oppfølging i anleggsperioden for å begrense negative virkninger av anleggsaktiviteten. Dette er ellers forhold som vil bli nærmere omtalt i en arealbruks- landskaps- og miljøplan som skal forelegges NVE for godkjenning før oppstart av anleggsarbeidene.

Etablering av Øygard kraftverk med tilhørende utløps- og omløpstunnel vil bl.a berøre eksisterende båtdrag ved dam Åstøl samt eksisterende adkomstvei mot Stegil (ref omtale foran under pkt 6.2). I innledende fase av anleggsperioden vil det derfor bli etablert et nytt båtdrag samt midlertidig adkomst mot Stegil som særskilte avbøtende tiltak. Dette gjøres for i størst mulig grad å opprettholde adkomstmulighetene for bruksberettigede og allmennhet i anleggsperioden. Av hensyn til en rasjonell anleggsvirksomhet vil det periodevis måtte bli begrensninger i adkomstmulighetene, men det legges opp til at det blir av midlertidig karakter.

I flere av fagrapportene er det fremmet konkrete forslag til særskilte avbøtende tiltak. Dette omhandles nærmere i det følgende.

I fagrapporten angående temaet *Landskap* (ref fagrapport VI) er det foreslått å benytte jordkabel fra Øygard kraftverk via Nåvatn-magasinet fram til østsida av magasinet før linjen føres videre mot Honna som luftledning. Et slikt tiltak vil etter vår vurdering kun ha lokal effekt. Sett i forhold til konsekvensgraden, som er angitt å være *ubetydelig* for skissert nettløsning og ellers *liten negativ* for øvrige inngrep i dette området, anses den landskapsmessige nytten ved forslaget å være liten. Det er svært dyrt å kable en 110 kV linje, og vi kan ikke se at den landskapsmessige nytten står i forhold til kostnaden ved et slikt tiltak (ref forøvrig NVEs retningslinjer for bruk av kabel på dette spenningsnivået). Forøvrig passerer det en Statnett kraftlinje forbi området så landskapsbildet er allerede berørt.

I fagrapporten angående temaet ferskvannsbiologi (ref fagrapport VIII) er det anbefalt å sikre en minimumsvannføring i Monn nedstrøms Langevatn selv om konsekvensgraden for fraføring av overløp/flomtap til Monn er angitt å være *ubetydelig*. Anbefalingen er begrunnet med at en minstevannføring kan realisere et økologisk potensial som vil bidra til en forbedring av dagens økologiske tilstand. Det er i fagrapporten skissert et alternativ hvor utløpet av Tjørni brukes som målepunkt for en minimumsvannføring og at denne settes til 200 l/s.

Forutsatt at ordningen er begrenset til sommerperioden (1.mai – 30.sept) stiller AEVK seg positiv til den anbefalte løsningen da tilsig fra restfeltet oppstrøms Tjørni dermed vil bidra til å begrense vannslipp fra magasinet. Det vil således ikke være nødvendig å slippe vann når restfeltet bidrar tilstrekkelig, og produksjonstapet som følger av minstevannføringsslippet vil dermed bli mindre enn ved et fast minimumsslipp fra magasinet. Det henvises ellers til fagrapporten for temaet Hydrologi (ref fagrapport I) hvor vannføringer i Monn med ulike minstevannføringslipp er utredet nærmere (ref rapportens kap 6). Det vises også til fagnotatet fra SWECO som omhandler historiske overløp fra Langevatn for perioden 1990-2009 (ref fagnotat II). Videre vises det til vedlegg 19 med foto av ulike vannføringer i Monn nedstrøms Langevatn.

I fagrapporten angående temaet *Innlandsfisk* (ref fagrapport IX) er det under pkt 5 *Diskusjon med forslag til avbøtende tiltak* anført at det ut fra hensynet til fisk ikke er behov for habitatforbedrende tiltak i form av f eks terskelbygging i Monn. Når det gjelder vannføring nedstrøms Langevatn er det i videre anført – ”*Det er likevel av betydning å holde en viss vannføring i elva med hensyn til fisk. ... En viss minstevannføring i Monn har også betydning for at aure i Ljoslandsvatn skal kunne gyte på innløpet.*” Etter vår vurdering vil det vannslipp som er skissert ovenfor med referanse til utløpet av Tjørni også ivareta hensyn til fisk.

17.3 Ny dam – økt regulering Langevatn

I fagrapporten angående temaet *Naturmiljø og naturens mangfold* (ref fagrapport VII) er det anbefalt å fjerne skog og kratt fra strandsonen før en utvidet regulering. Vi legger til grunn at reguleringssonen vil bli ryddet i tråd med standard konsesjonsvilkår, og ellers i samsvar med direktiver gitt av NVE i anleggsperioden. Det anføres videre at en heving av vannstanden i Langevatn innebærer at sommerløypa til DNT må legges om. Av hensyn til villrein påpekes det som viktig at turløypa fortsatt legges til østsiden av Langevatn. Turløypa, som også har funksjon som kløvvei, er forøvrig et pålagt tiltak hjemlet i overskjønn fra 1951 vedrørende opprinnelig regulering av Langevatn. En utvidet regulering av Langevatn vil berøre nevnte turløype/kløvvei, og vil på grunn av usikre isforhold gjøre det vanskelig og til tider umulig å opprettholde dagens ferdsel over isen. AEVK foreslår derfor å gjennomføre et avbøtende tiltak som bedrer ferdselsmulighetene både sommer og vinter gjennom å bygge en driftevei langs østsiden av Langevatn. Drifteveien tenkes bygd fra det nye båtdraget fram til eksisterende turløype/sti ved Fosstjønn. Ferdsele kan dermed frikobles fra selve magasinet, og ellers samles langs en felles trase som kan benyttes både sommer og vinter. Det vil bidra til å skjerme områdene vest for Langevatn for ferdsel, og det anses positivt for flora og fauna, spesielt villrein. Det legges til grunn at det kun vil være grunneiere og bruksberettigede som vil kunne benytte drifteveien til motorisert ferdsel og da begrenset til ATV, snøscooter, e.l.

I det følgende er det skissert en mulig trase på et overordnet nivå. Det legges til grunn at en detaljert og endelig trase fastsettes etter at grunneiere/bruksberettigede, DNT og kommunen har fått uttale seg. AEVK foreslår at traseen inn til nordøstre ende av Langevatn, dvs fram til Langstølbekken, legges et godt stykke over HRV for å få en "bufferzone" mellom magasinet og drifteveien. Den må ellers tilpasses terrenget for å unngå unødige terrenginngrep.



Fig 17-1 Ortofoto Langstølbekken i Langevatn (kilde: Norge i bilder)

I området ved Langstølbekken vil en heving av HRV med + 10 m berøre et større myrområde. Her foreslår vi å etablere et permanent vannspeil framfor å la myrområdet inngå i den nye reguleringssonen. Terrengforholdene i dette området er slik at det kan etableres en løsmasseterskel som etablerer et vannspeil oppstrøms, og som samtidig kan benyttes som trase for drifteveien. Forslaget er skissert på flyfoto i figur 17-1.

Videre vestover fram mot det tidligere Roddeisvatn legges drifteveien gradvis nærmere HRV. Ved Roddeisvatn er terrengforholdene slik at framføring av drifteveien vil medføre fjellsprenngning. For å begrense inngrepene mest mulig tenkes drifteveien etablert like over HRV slik at inngrepene fremstår som en "forlengelse" av reguleringssonen. Drifteveien føres så bort fra magasinet opp til Stintetjønn og derfra fram mot Fosstjønn til den møter eksisterende turløype/kløvvei.

I fagrapporten som omhandler temaet *Innlandsfisk* (ref fagrapport IX) er det ikke fremmet forslag til konkrete avbøtende tiltak i forhold til Langevatn utover at det er anført at rask oppfylling om våren og høy vannstand utover sommer og høst er positivt for fisken i Langevatn. I forhold til en økning av reguleringen med + 10 m er det anført:

”Dersom det viser seg nødvendig å øke den naturlige rekrutteringen etter en regulering på ytterligere 10 m, kan dette gjøres ved å bedre gyteforholdene i bekkene fra Oppsettjørne og Øyvavn.” Også i forhold til Langstølbekken kan det gjennomføres tiltak som kan bidra til å øke den naturlige rekrutteringen. Denne bekken er i dag imidlertid for sur til å oppnå vellykket reproduksjon, og må i tilfelle avsyres med tilførsel av kalksubstrat kombinert med etablering av kalkbrønn. Dersom det viser seg nødvendig vil ovennevnte tiltak kunne iverksettes med hjemmel i de naturforvaltningsvilkår som vil følge en eventuell reguleringskonsesjon for økt regulering av Langevavn.

17.4 Sumvirkninger

Åseralprosjektene innebærer opprusting og utvidelse av Skjerkaanlegget. Vannstrengen som berøres er allerede utnyttet til produksjon av vannkraft, og Åseralprosjektene innebærer således ikke nye inngrep i uregulerte deler av Mandalsvassdraget ut over det som følger av 10 m økt regulering av eksisterende reguleringsmagasin i Langevavn.

Ut over det som er omtalt foran (ref kap 5) er det ikke kjent at det foreligger andre større planer for utbygging av vannkraft i Åseral. I NVEs ressurskraftlegging for kraftverk (www.nve.no) er imidlertid potensialet for småkraftverk identifisert. Denne kartleggingen viser flere småkraftprosjekter i Åseral kommune.

AEVK er ellers kjent med at det foreligger planer for utbygging av vindkraft i Åseral kommune, ref melding fra HybridTech av 17. sept. 2010. Foreliggende planer berører heiområder vest og øst for nordre del av Nåvavn. Avstand til Øygard kraftverk anslås å være ca 2-3 km.

Konsekvensutredningene har ikke avdekket at viktige naturtyper eller rødlisteplanter og dyr vil bli påvirket i vesentlig grad.

17.5 Revisjonskrav ihht Reisiningsdokument

Åseral kommune har gjennom sitt *Reisiningsdokument* (des 2004) fremmet en rekke krav i forbindelse med revisjon av eksisterende konsesjoner. Disse kravene vil i all hovedsak bli gjenstand for vurdering i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av Åseralprosjektene. Unntatt er opprydding etter tidligere anleggsarbeid. Dette er forhold som er fulgt opp gjennom AEVK sitt eget miljøtilsyn/miljøoppfølging i løpet av de senere år. Evt restarbeid vil bli gjennomført de kommende år. Stegil som nevnt tidligere bli gjenstand for ordinær vilkårsrevisjon (ref pkt 8.2).

18 Forslag til program for nærmere undersøkelser og overvåking

Det anses ikke nødvendig med særskilte undersøkelser eller overvåking i løpet av anleggsperioden ut over det som følger av konsesjonsvilkår fastsatt i medhold av vannressursloven eller vassdragsreguleringsloven. Herunder kommer også vilkår med referanse til forurensingsloven samt vilkår knyttet til midlertidig utslippstillatelse i tilknytning til gjennomføring av selve anleggsarbeidene.

AEVK vil ta kontakt med fylkeskommunen for å klarere forholdet til kulturminnelovens §9 i forbindelse med utarbeidelse av detaljplan.

19 Vedlegg og oversikt fagrapporter/fagnotater

19.1 Vedlegg

- Vedlegg 1: Oversiktskart for Åseralprosjektene
- Vedlegg 2: Oversiktskart for Ny tunnel Langevatn – Nåvatn med Øygard og Kvernevatn kraftverk
- Vedlegg 3: Oversiktskart for Ny dam – økt regulering Langevatn
- Vedlegg 4: Detaljkart – Øygard kraftverk - Kraftstasjonsområdet
- Vedlegg 5: Detaljkart – Ny tunnel Langevatn – Nåvatn - Tverrslag sør
- Vedlegg 6: Detaljkart – Ny tunnel Langevatn – Nåvatn - Tverrslag nord - Nytt inntaksarrangement Langevatn
- Vedlegg 7: Detaljkart – Kvernevatn kraftverk – Nytt bekkeinntak Ljosåna
- Vedlegg 8: Detaljkart – Ny dam Langevatn
- Vedlegg 9: Oversiktskart – Nettanlegg Øygard kraftverk
- Vedlegg 10: Oversiktskart – Nettanlegg Kvernevatn kraftverk samt nytt inntak og ny dam Langevatn
- Vedlegg 11: Eiendomskart – Økt regulering Langevatn
- Vedlegg 12: Eiendomskart – Ny tunnel Langevatn – Nåvatn – Tverrslag sør
- Vedlegg 13: Eiendomskart – Øygard kraftverk med tilhørende nettanlegg
- Vedlegg 14: Eiendomskart – Kvernevatn kraftverk – Tverrslag nord – Nytt inntak og ny dam Langevatn med tilhørende nettanlegg
- Vedlegg 15: Nedbørsfelt Skjerka kraftverk med delfelt.
- Vedlegg 16: Oversikt konsesjonssøkt nettløsning – Åseralprosjektene – AEVK
- Vedlegg 17: Revisjonsdokument for Stegil - AEVK
- Vedlegg 18: Oversikt over berørte eiendommer - Åseralprosjektene – AEVK
- Vedlegg 19: Foto ved ulike vannføringer i Monn nedstrøms dam Langevatn – AEVK
- Vedlegg 20: Teknisk beskrivelse av omsøkte nettanlegg i Åseral - AEVK

19.2 Fagrapporter og fagnotater:

- I Åseralprosjektene. Fagrapport hydrologi.
SWECO 28.11.2011
- II Notat – Historiske overløp fra Langevatn.
SWECO 27.09.2011
- III Notat – Korttidsvariasjoner i vannstander og vannføringer på lakseførende strekning i Mandalselva som følge av variabel kjøring av kraftverkene.
SWECO 20.10.2011
- IV Notat – Økt overføring av vann til Nåvatn – noen virkninger i nordre del av magasinet.
SWECO 11.01.12
- V Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for geofaglige forhold, erosjon, sedimenttransport, skred, mineraler og masseforekomster.
SWECO 24.01.12
- VI Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for landskap.
SWECO 09.03.12
- VII Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for naturmiljø og naturens mangfold.
SWECO 24.01.12
- VIII Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for ferskvannsbiologi.
SWECO 24.01.12
- IX Opprusting og utvidelse av Skjerkaanlegget. Fagrapport. En analyse av mulige effekter på fisk ved en tilleggsregulering av Langevatn-magasinet.
NINA – Norsk institutt for naturforskning – desember 2011.
- X Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvensvurdering for fisk på lakseførende strekning
NINA – Norsk institutt for naturforskning – mars 2012
- XI Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for vannkvalitet og forurensning.
SWECO 24.01.12
- XII Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for landbruk.
SWECO 17.02.12
- XIII Åseral – Ljosland. Arkeologiske registreringer.
Vest-Agder fylkeskommune, regionalavd., fylkeskonservatoren – okt. 2009
- XIV Åseral – Ljosland-Breland-Bortelid. Arkeologisk rapport.
Vest-Agder fylkeskommune, regionalavd., fylkeskonservatoren – jan. 2012
- XV Åseralprosjektene. Fagrapport. Konsekvenser for Samfunn, friluftsliv, jakt og fiske samt reiseliv.
SWECO 09.03.12
- XVI Notat KU Åseralprosjektene – Endret manøvrering av Storevatn
SWECO 03.05.12

20 Kontakter

<i>Åseral kommune</i>	<i>Ytterligere informasjon om utbyggingsplanene kan fås ved henvendelse til:</i>	<i>Informasjon om den videre saksbehandling kan fås ved henvendelse til NVE:</i>
<hr/>	<hr/>	<hr/>
Åseral kommune Gardsveien 68 4540 Åseral	Agder Energi Vannkraft AS Postboks 603 - Lundsiden 4606 Kristiansand	Norges vassdrags- og energidirektorat Postboks 5091, Majorstua 0301 Oslo
Telefon: 38 28 58 00	Telefon: 38 60 70 00	Telefon: 22 95 95 95
Kontaktperson: Jørn Haug	Kontaktperson: Olav Brunvatne	Kontaktperson: Eilif Brodtkorb