NVE

Norconsult

Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

2
2003

VEILEDER

Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Norges vassdrags- og energidirektorat
2003

Veileder nr 2/2003

Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør:

Forfatter: Norconsult/NVE

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 200
Forsidefoto: Kraftstasjonsbygning: NVE
Dam, inntak: Olav Skeie, Småkraftforeningen
Generator: Olav Skeie, Småkraftforeningen
Rørgate: Olav Skeie, Småkraftforeningen
ISSN 1501-0678

Sammendrag: NVE har sett et behov for en ny veileder i planlegging, bygging og drift av små vannkraftverk. Veilederen er en oppdatering og vesentlig utvidelse av Publikasjon nr 5/1993. Målsettingen har vært å dekke alle relevante temaer.

Arbeidet med veilederen er i hovedsak utført av Norconsult, men noen av temaene er forfattet av NVE.

Veilederen har vært på høring både til noen sentrale eksterne aktører og også internt i NVE.

Veilederen tar sikte på å veilede ikke-profesjonelle utbyggere i hvordan en vellykket planlegging og utbygging av små kraftverk gjennomføres. Planer og økonomi bør imidlertid kvalitetssikres av erfarne rådgivere før utbygging, og hvor en befaring på stedet bør være inkludert.

Små kraftverk kan deles inn i følgende kategorier:

- Mikrokraftverk — Under 100 kW
- Minikraftverk — 100 kW - 1000 kW
- Småkraftverk — fra 1000 kW og oppover til rundt 5000 kW for denne veilederen

I markedet for små kraftverk er det mange leverandører med tildels store variasjoner i pris og kvalitet. Et kraftverk har sine særtrekk hva angår vannføring over året, fallhøyde, topografi, grunnforhold etc. For å sikre riktig design og valg av utstyr er det derfor viktig at det stilles riktige krav til anlegget uavhengig av en enkelt leverandørs leveringsprogram.

Avgjørende ved planlegging og bygging er at:

- slike kraftverk får en god lokal tilpasning for problemfri drift
- slike kraftverk får utstyr med god kvalitet slik at levetiden blir lang og at drifts- og vedlikeholdsutgiftene blir lave.
- utbygger får full oversikt over de økonomiske forholdene før utbygging ved gode, detaljerte planer og økonomiske analyser, og ved gode kontrakter for utbyggingen og gode avtaleforhold for kraftproduksjonen i driftsfasen.

Det gjøres oppmerksom på at veilederen vil bli oppdatert ved behov ved endringer i rammebetingelser, lover, forskrifter, offentlig saksbehandling etc.

Emneord: Veileder, mini- og mikrokraftverk

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Juni 2003

INNHOLD

FORORD 6

1 DEN TRINNVISE PROSESSEN I UTVIKLINGEN AV SMÅ KRAFTVERK 7

2 DEFINISJONER OG BEGREPER 11

3 HYDROLOGI 18

4 ENERGI FRA VANNKRAFT 27

5 PRODUKSJONSBEREGNING 29
5.1 Generelt 29
5.2 En første grov vurdering 29
5.3 Energiproduksjon basert på bearbeidede hydrologiske data 30
5.4 Driftsimuleringer 32

6 ØKONOMI FOR KRAFTVERK 36
6.1 Generelt 36
6.2 Grov økonomisk analyse for valg av alternativ og investeringsgrenser 37
6.3 Inntektsberegning 39
6.4 Økonomisk optimalisering av anleggsdeler 39
6.5 Skatter 39
6.6 Endelig økonomisk analyse av valgt prosjekt 40

7 TEKNISK PLANLEGGING AV KRAFTVERK 48
7.1 Dam og inntak 48
7.2 Vannvei 53
7.3 Kraftstasjon, bygg 60
7.4 Turbiner 62
7.5 Generator 71
7.6 Apparat- og kontrollanlegg 78
7.7 Kvalitet 87

8 KOSTNADSGRUNNLAG FOR SMÅ KRAFTVERK 89

9 FINANSIERING 90
9.1 Innledning 90
9.2 Lånegivers vurderinger 90
9.3 Finansiell vurdering av prosjektet 90
9.4 Selskapsformer og relatert ansvar 91
9.5 Finansieringskilder 92
9.6 Risikovurdering 94
9.7 Byggelån 94
9.8 Likviditet 95
9.9 Lånesøknad 95

10 FORHOLD TIL LOVER OG REGLER - SAKSGANG 98
10.1 Generelt 98
10.2 Vurdering av konsesjonsplikten etter vannressursloven 98
10.3 Søknad om tillatelse (konsesjon) for utbygging etter vannressursloven 98
10.4 Forholdet til plan- og bygningsloven 99
10.5 Verneplan for vassdrag 99
10.6 Samla plan for vassdrag 99
10.7 Fallrettigheter - ervervskonsesjon 99
10.8 Konsesjon etter vassdragsreguleringsloven 100
10.9 Anleggskonsesjon etter energiloven 100
10.10 Annet aktuelt lovverk 100
10.11 Saksgang - oppsummering 100

10.12 Skjema for vurdering av konsesjonsplikt – bygging av små kraftverk. 101
10.13 Adresser 106

11 MILJØ 107

12 UTBYGGINGSMODELLER 111

13 LEVERANDØRER AV TJENESTER OG UTSTYR 114
13.1 Leverandører av rådgivingstjenester 114
13.2 Leverandører av utstyr 115
13.3 Andre aktører 116

14 NETTAVTALE 117
14.1 Innledning 117
14.2 Gjeldende regler 117

15 KRAFTSALGSAVTALE 119
15.1 Omsetningskonsesjon 119

16 KONTRAKT MED ENTREPRENØRER OG LEVERANDØRER 121
16.1 Byggearbeider 121
16.2 Elektromekanisk utstyr 122

17 OVERTAKELSE 124

18 DRIFT OG VEDLIKEHOLD 125

19 HENVISNINGER TIL LOVER, FORKSRIFTER ETC. 126

20 HENVISNINGER TIL FAGLITTERATUR, FORENINGER ETC. 127

FORORD

NVE er de siste par år tilført midler for å støtte FoU-prosjekter med formål å utvikle teknologi og kunnskap for en mer effektiv utnyttelse av små vannkraftressurser. Midlene kan også benyttes til FoU-prosjekter innen opprusting og utvidelse av eksisterende større vannkraftverk eller til øvrige prosjekter for bevaring og videreutvikling av norsk vannkraftkompetanse.

De fleste prosjektene som er støttet er utført av konsulenter eller utdanningsinstitusjon (NTNU) på oppdrag fra NVE.

Denne veilederen er, sammen med en rekke rapporter om ulike tema innen små vannkraftverk, et resultat av disse bevilgningene.

Oslo, august 2003

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

1 DEN TRINNVISE PROSESSEN I UTVIKLINGEN AV SMÅ KRAFTVERK

Dette kapitlet gjennomgår den trinnvise prosessen fra identifikasjon av mulige prosjekter og fram til et kraftverk er på nettet. Kapitlet har henvisninger til andre kapitler hvor en finner fordypning i de enkelte temaer på en slik måte at også ikke-profesjonelle utbyggere kan få innsikt i teknikken og økonomien i slike kraftverk. Veilederen er imidlertid ikke ment å erstatte bruken av erfarne rådgivere i utbyggingen.

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
0	**Identifikasjon av muligheter** Nøkkelfaktorer for å kunne gjøre en ressurs økonomisk utnyttbar er: 1. Tilstrekkelig med vann (Q) 2. Konsentrert vannfall (H) hvor produktet av fallhøyde og vannføring gir den ønskede kapasitet. 3. Avstand til eksisterende vei/adkomst 4. Avstand til eksisterende kraftlinje, alternativt kraftforbruker på isolert nett 5. Miljømessig tilpasning av anlegget	
00	**Definisjoner og begreper** Før en starter, kan det være en fordel om en har satt seg inn i noen definisjoner og begreper	Kap. 2 Definisjoner og begreper
1	**Vannmengde, produksjon** Prosessen starter med å finne hvor mye vann som kan utnyttes i vassdraget. Første trinn blir derfor å finne vannføringen i elven over året og omtrentlig vannmengde som kan utnyttes dersom turbinen får en kapasitet på anslagsvis 1,5 ganger midlere vannføring. I vernede vassdrag kan ikke denne tommefingerregelen brukes. Utnyttelsen må her avklares med myndighetene i hvert enkelt tilfelle.	Kap. 3 Hydrologi Enkel veiledning i fastlegging av vannføring og vannmengde som kan utnyttes. Kap. 5 Produksjonsberegning
2	**Fallhøyder for mulige alternativ** Fallhøyder beregnes ut fra tilgjengelig kartgrunnlag eller fra profilering. Utnyttelse av det bratteste partiet i elva gir normalt den billigste utbyggingen. Hvilke fall som er økonomiske å utnytte må regnes på i hvert enkelt tilfelle.	
3	**Effekt og produksjon** Beregn ut fra vannføring, vannmengde og fallhøyder hvilken effekt og energiproduksjon de forskjellige alternative fallhøyder gir.	Kap. 4 Energi i vannkraft Beregningsformler for effekt og energi
4	**Miljø** I forbindelse med utbyggingstillatelse etter vannressursloven må konsekvenser for miljø og samfunn kartlegges. Dette for å kunne orientere om kjente og antatte virkninger ved en utbygging slik at NVE kan ta standpunkt til utbyggingssøknaden.	Kap. 11 Miljø

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
5	**Investeringsgrenser** Samlet investering bestemmes ved å sette en grense for hvor mye en kan/vil investere pr. kWh. For energiproduksjon som for det vesenligste skal gå til salg via et e-verk, bør ikke investeringen overstige 1,5-2,0 kr/kWh. Investeringsgrensen vil være vesentlig forskjellig avhengig av om produksjonen går via eksisterende offentlig nett eller ikke. For generatorinstallasjoner under 100 kVA er det gitt fritak for forbrukeravgift. Generatorinstallasjoner over 100 kVA skal meldes inn og registreres hos Toll- og avgiftsdirektoratet, ref. regelverket. For generatorinstallasjoner over 1500 kVA utløses naturressursskatt og grunnrentebeskatning. Energiproduksjon kun til eget forbruk og uten bruk av lokalnett vil selvsagt være det gunstigste, og da kan en tillate seg høyere investeringsgrenser.	Kap. 5 Økonomi for kraftverk Kap. 11 Miljø
6	**Prosjektering av kraftverket og valg av utstyr** Prosjekteringen bør starte med en enkel uttegning for å bestemme kraftverkets hovedmengder som grunnlag for et grovt kostnadsoverslag; kartgrunnlag 1:50 000 eller økonomisk kartverk 1:5000 med ekvidistanse (høydekurver) hhv 20 og 5 m. For senere detaljert kostnadsoverslag bør det benyttes bedre kartunderlag, 1:1000 eller 1:500, eller gode oppmålte profiler slik at mengdeberegningen blir så nøyaktig som mulig. Prosjekteringen må følge lover og forskrifter. Til støtte i prosjekteringen kan en benytte tilgjengelig faglitteratur.	Kap. 7 Kraftverk, teknisk planlegging Kap. 7.1 Dam og inntak Kap. 7.2 Vannvei Kap. 7.3 Kraftstasjon, bygg Kap. 7.4 Turbin Kap. 7.5 Generator Kap. 7.6 Apparat- og kontrollanlegg Kap. 7.7 Kvalitet, levetid Kap. 19 Henvisning til Lover og forskrifter Kap. 20 Henvisning til faglitteratur, foreninger etc.
7	**Grove kostnadsoverslag, +/- 20 %** Grove kostnadsoverslag beregnes for alternative fallhøyder for å skille ut de interessante prosjektene.	Kap.8 Kostnadsgrunnlag for mindre kraftverk (50-5000 kW)
8	**Produksjonsberegning**	Kap. 5 Produksjonsberegning Bilag: Optimalisering
9	**Økonomi for prosjektene i grovvurderingen** Ved flere mulige alternativer sorteres de prosjektene ut som har investeringskostnader over den grensen som en i starten la til grunn for et lønnsomt prosjekt.	Kap. 6 Økonomi for kraftverk Bilag: Økonomiske analyser
10	**De(t) beste prosjekte(t)ne**	Kap. 5 Produksjonsberegning

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
	bearbeides videre i detalj med mer nøyaktig kostnadsoverslag. Hovedparametere som slukeevne for turbin, vannveidimensjoner og damhøyde optimaliseres.	Kap. 6 Økonomi for kraftverk Kap. 18 Nettavtale Kap. 19 Kraftsalgsavtale Kap. 20 Finansiering
11	**Prosjektøkonomi** beregnes for kort og lang sikt med kapital- og driftutgifter før og etter skatt.	Kap. 6 Økonomi for kraftverk
12	**Fallrettigheter og andre rettigheter** Eiendomsretten til fallene må klarlegges på begge sider av elva.	Kap. 10 Saksgang i NVE
13	**Utvelgelse av prosjekt for utbygging** Det beste alternativet velges ut fra : • økonomi IRR, internrente • størrelse på anlegget i forhold til risikoevne • eget kraftbehov eller muligheter for salg av kraft • fallrettigheter, mulige avtaleforhold • nettilknytning • finansieringsmuligheter • miljøkonsekvenser • driftsforhold for inntaket (is, snø), • adkomstforhold til inntak og stasjon /muligheter for veibygging med kostnader • kommunale tillatelser • allmenne interesser, NVE	Kap. 6 Økonomi for kraftverk Kap. 7 Kraftverk, teknisk planlegging Kap. 10 Saksgang i NVE Kap. 11 Miljø Internrente, IRR: Den renten som gjør nåverdien av framtidige inntekter og utgifter i løpet av en valgt levetid lik summen av alle investeringer inkl. renter i byggetiden.
14	**Prosjektbeskrivelse** utarbeides for det valgte prosjekt • Teknisk beskrivelse • Prosjektøkonomi • Miljø	Kap. 10 Saksgang i NVE (NVE-skjema for prosjektbeskrivelse)
15	**Søknad** Orientering med prosjektbeskrivelse sendes NVE. Eventuell søknad utarbeides og sendes NVE.	Kap. 10 Saksgang i NVE NVE og NVEs Regionkontorer, se kap 10 og www.nve.no
16	**Utbyggingsmodell** Hvordan utbyggingen skal organiseres kan gjøres på flere måter avhengig av hvilke tilbud som finnes i markedet, egen kompetanse og tilgjengelig tid, risiko i prosjektet samt egen evne til å ta risiko, finansiering, etc.	Kap. 12 Utbyggingsmodell
17	**Oversikt over leverandører av utstyr og tjenester**	Kap.13 Leverandører av tjenester og utstyr
18	**Nettavtale**	Kap. 14 Nettavtale med eksempel

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
	For transport av kraft til eget forbruk eller til annen kjøper av kraften, trengs en avtale med områdets nettkonsesjonær, normalt det lokale nettselskap.	
19	**Kraftsalgsavtale** Salg av kraften Omsetningskonsesjon	Kap. 15 Kraftsalgsavtale
20	**Finansiering**	Kap. 9 Finansiering
21	**Kontrakt med totalentreprenør eller entreprenør og utstyrleverandører** Kontrakt med leverandører utarbeides. NB! Før kontrakt må alle formelle forhold være klarlagt i forhold til vannressurslov, plan- og bygningslov etc. Kontrakten undertegnes ikke før alle forhold rundt utbyggingen er avklart og funnet tilfredsstillende som: • Godkjenning og eventuelle konsesjoner fra NVE • Kommunal godkjenning • Nettavtale • Kraftsalgsavtale • Byggeledelse med uavhengig kvalitetsikring av utførelsen • Driftsopplegg med kostnader • Adkomstforhold • Fallrettigheter • Skatter og avgifter beregnet og godkjent • Finansiering • Total prosjektøkonomi på kort og lang sikt • Forsikring	Kap. 16 Kontrakt med entreprenører og leverandører
22	**Endelig prosjektøkonomi** gjennomgås etter at alle avtaler er på plass.	Kap. 6 Økonomi for kraftverk
23	**Overtakelse**	Kap. 17 Overtakelse
24	**Drift og vedlikeholdsopplegg**	Kap. 18 Drift og vedlikehold

2 DEFINISJONER OG BEGREPER

A

Aggregat Produksjonsenhet for elektrisk energi. Omfatter turbin og generator

Avløpstunnel Tunnel som fører vannet fra kraftverket og ut i vassdrag eller sjøen.

Avrenning Nedbør som renner ut i vassdragene og derfra ut i havet.

Avslag Hurtig reduksjon i vannstrømmen til et kraftverk (lastendring).

B

Buedam Dam som overfører kreftene til vederlagene på hver side i motsetning til andre dammer som fører kreftene ned til damfoten. Benevnes også hvelvdam. Utføres normalt i betong.

D

Dam Byggverk som demmer opp vannet i et magasin eller basseng, ofte utstyrt med en luke for å kunne tappe ut vann.

Damfot Nederste del av en dam.

Damkrone Toppen av en dam.

Damluke Luke i dam for å kunne tappe vann ut av magasinet eller bassenget.

Driftssentral Sentral overvåking og styring av overføringsanlegg og overvåking, styring og samkjøring av kraftverk.

Driftstunnel Tunnel for tilførsel av vann fra vannkraftverks inntaksmagasin eller inntaksbasseng til kraftstasjon (se også Tilløpstunnel).

E

Effekt Energi eller utført arbeid pr. tidsenhet. Effekt angis i watt (W).
1 kW = 1000W

Effektbryter Bryter som brukes til å bryte eller forbinde anleggsdeler med stor strømstyrke.

Elektrisk spenning Et mål for den "kraft" som driver elektrisiteten gjennom en ledning. Spenning måles i volt [V] eller kilovolt [kV] = 1000 volt.

Elvekraftverk Kraftstasjon i elv hvor vannføringen bare i ubetydelig grad kan reguleres ved hjelp av magasin i tilslutning til kraftstasjonen. Normalt med lav fallhøyde og med kraftstasjon og dam bygd som én enhet.

Energi Evne til å utføre arbeid - produktet av effekt og tid. Elektrisk energi angis ofte i kilowatt-timer [kWh]. 1 kWh = 1000 watt brukt 1 time.

F

Fallhøyde Den loddrette avstanden (høydeforskjellen) mellom vannivået i inntak og avløp for et vannkraftverk.

Falltap Tap av nyttbar energi pga. friksjon og andre tap i vannveien

Fangdam Provisorisk dam som bygges for å holde vannet borte under byggearbeider i det naturlige vannløpet.

Flerårsmagasin	Magasin med volum som er større enn ett års tilsig av vann.
Flomtap	Vann som i en flomsituasjon ikke kan nyttes til kraftproduksjon på grunn av for lite magasinkapasitet, eller for liten maskininstallasjon i et vannkraftverk.
Forbitapping	Den vannmengden som tappes utenom kraftstasjonen (se Minstevannføring)
Fordelingsnett	Se Hovedfordelingsnett og lokalt Fordelingsnett.
Fordelingsstasjon	Understasjon som forsyner et fordelingsnett.
Fordelingstransformator	Elektrisk transformator som transformerer ned til forbruksspenning (230V).
Francis turbin	Turbin som benyttes ved midlere og høyere fallhøyder.
Frekvens	Det antall svingninger vekselstrømmen gjennomfører pr. sekund. Frekvens måles i hertz [Hz]. 1 Hz = 1 svingning eller periode pr. sekund. Vanlig vekselstrøm har en frekvens på 50 Hz.
Fullast	Høyest mulige last (effekt, ytelse) i en turbin eller generator mv.
Fyllingsdam	Dam av sprengstein med en tetningskjerne av for eksempel morenemasse eller asfalt.
Fyllingsgrad	Forholdet mellom innholdet i et reguleringsmagasin og fullt magasin.

G

Gabioner	Steindammer bundet sammen av netting
Generator	Roterende maskin som omdanner mekanisk energi til elektrisk energi.
Gravitasjonsdam	Massivdam, dam som bygges av massiv betong. Stabilitet er sikret ved dammens vekt.
Grunnlast	Den effekten som det er behov for mesteparten av året.

H

Helårsmagasin	Magasin som har en fylle- og tappesyklus på ett år.
Hestekraft	Enhet for effekt [hk]. En hestekraft tilsvarer 0,736 kW.
HFV	Høyeste flomvannstand
Hovedfordelingsnett	Elektrisk ledningsnett med spenningsnivå 66 - 132 kV som binder sammen de lokale fordelingsnett innen den enkelte landsdel. Hovedfordelingsnett er bindeledd mellom det landsomfattende hovednettet og de lokale fordelingsnett.
Hovednett	Landsomfattende elektrisk ledningsnett på høyeste spenningsnivå, stort sett 300 - 420 kV. Hovednettet gjør det mulig å overføre elektrisk energi mellom landsdelene og til/fra våre naboland.
HRV	Høyeste regulerte vannstand (øvre reguleringsgrense) i et magasin.
Hvelvdam	Se Buedam.
Hydrologi	Læren om vannets forekomst, kretsløp og fordeling på landjorda. I videre forstand omfatter hydrologi også vannets fysiske og kjemiske egenskaper.

Høyspenning Elektrisk energi med spenning høyere enn 1000 V vekselstrøm og 1500 V likestrøm (i Norge).

Høytrykksanlegg Kraftverk med fallhøyde større enn ca 250 m.

I

Inntaksmagasin Magasin hvorfra vannet ledes ned til kraftverket.

J

Jordingsanlegg Installasjon som består av en eller flere jordelektroder, jordledninger og eventuelle jordskinner.

K

Kaplan turbin Turbin som benyttes ved lave fallhøyder.

Kavitasjon Et fenomen som kan oppstå i områder med høye vannhastigheter og hvor det lokale trykket blir så lavt at vannet begynner å koke; det dannes dampblærer. Dampblærene fraktes videre med vannstrømmen, og kollapser når trykket stiger igjen. Kollapser blærene inne ved overflaten til for eksempel et løpehjul, vil denne utsettes for kraftige støt som kan overstige materialets bruddgrense og forårsake tæringer i overflaten. Dette kalles kavitasjonstæring.

Konsesjon Tillatelse fra offentlig myndighet for eksempel til å bygge ut vassdrag for kraftproduksjon, til å bygge og drive høyspenningsanlegg osv.

Kontrollrom Rom i kraftstasjonen for overvåking, styring, vern og kommunikasjon.

Koplingsanlegg Anlegg for elektrisk sammenkopling/adskilling av generatorer, transformatorer og/eller ledninger.

Kraft Elektrisk **kraft**, el**kraft** - elektrisk energi og/eller elektrisk effekt.

Kraftledning Den fysiske del av kraftoverføringen, dvs. fundamenter, master, liner, isolatorer, jordliner etc.

Kraftstasjon Turbin/generatoraggregat med tilhørende bygninger og installasjoner for produksjon av elektrisk kraft.

Kraftverk Anlegg for produksjon av elektrisk energi. Et kraftverk består av kraftstasjon, vannvei, inntaksmagasin etc.

L

Lavspenning Elektrisk spenning opp til 1000 volt for vekselstrøm og 1500 volt for likestrøm (i Norge).

Lavtrykkstasjon Vannkraftstasjon med fallhøyde opp til ca 60 meter.

Likeretter Apparat for omforming av vekselstrøm til likestrøm.

Likestrøm Elektrisitet der spenningen holdes kontinuerlig i èn retning til forskjell fra vekselstrøm.

Lokalt fordelingsnett Elektrisk ledningsnett som overfører energien fra hovedfordelingsnettet (se det) til den enkelte abonnent/forbruker. Spenningsnivået kan variere fra 230 V på det laveste til 22 kV på det høyeste.

LRV Laveste regulerte vannstand (nedre reguleringsgrense) i et magasin.

Luke Stengeorgan for vannet i tunnel, dam eller inntak.

Lukehus Hus som inneholder manøvreringsutstyr for luke.

Løpehjul Roterende del av turbin som har som oppgave å omforme energien i vannet til mekanisk energi (rotasjonsenergi).

M

Magasin Naturlig eller kunstig innsjø hvor en samler vann i perioder med høyt tilsig og lavt forbruk. Når forbruket er stort, nyttiggjør en seg dette vannet. For mindre kraftverk er ofte magasinet et lite basseng for kun å etablere et vannspeil i kraftverksinntaket.

Magasinprosent Forholdet mellom magasinvolum og midlere års tilløp regnet i prosent.

Magasinkapasitet Den totale mengde vann [m^3] som det er plass til i et reguleringsmagasin mellom HRV og LRV.

Magasinprosent Forholdet mellom magasinvolum og midlere års tilløp regnet i prosent.

Manøvreringsreglement Bestemmelser, fastsatt av det offentlige, om fylling og tapping dvs. manøvrering av et reguleringsmagasin.

Mellomtrykkstasjon Vannkraftstasjon med fallhøyde i området ca 60 meter til ca 250 meter.

Merkeytelse Ytelse (effekt) stemplet på navneplaten på turbin og generator. Tilsvarer gjerne ytelse ved full last.

Midlere årsproduksjon Beregnet, gjennomsnittlig årlig produksjon over en årrekke.

Minstevannføring Krav til forbitapping langs elvestrekning som berøres av kraftutbygging (Se også Forbitapping).

N

Naturhestekrefter Uttrykk for den brutto effekt et utbyggingsprosjekt vil gi.

Nedbørfelt (nedslagsfelt) Et vassdrags nedbørfelt er det området tilsiget til vassdraget skjer fra.

Nett System av sammenkoblede kraftledninger og annen elektrisk utrustning for overføring av elektrisk kraft fra kraftverk til sluttbruker.

Nettap Energitap i overførings- og fordelingsnettet.

Nominell effekt Den effekt som er angitt i turbinens, generatorens eller transformatorens påstemplede data. Denne kan overskrides under spesiell forhold.

Nåledam Damkonstruksjon med vertikale tre- eller aluminiumsstaver som tas vekk ved flomvannføringer for vannavledning.

O

Omløpstunnel Tunnel for å lede vann - permanent eller midlertidig - utenom et løp vannet ellers ville følge.

Overføringskapasitet Overføringsevne i forbindelse med kraftoverføring i et nett.

Overføringstunnel Tunnel for å overføre vann fra ett nedslagsfelt til et annet hvor feltene har forskjellige naturlige avløp.

Overløp Åpning i dammen hvor vannet renner over når høyeste regulerte vannstand i magasinet er nådd.

P

Pelton turbin Turbin som benyttes ved høyere fallhøyder.

Platedam Dam utført i armert betong med en plate mot vannsiden og støttepillarer på luftsiden.

R

Regulering (av vassdrag) Endring av et vassdrags variasjon i vannføring over tid, fra den naturlige til en som er mer rasjonelt utnyttbar.

Reguleringsgrad Se magasinprosent.

Reguleringsstabilitet At vannkraftsystemet med vannvei, turbin, regulator og elektrisk nett er stabilt, dvs. har endelig demping av alle egensvingninger som oppstår når systemet påføres forstyrrelser (gjelder drift på eget/isolert nett).

Regulert vannføring Den utjevnede vannføring som kan holdes gjennom lavvannsperioden. Regulert vannføring tas ut fra en reguleringskurve for det aktuelle vassdraget (eller nabovassdraget).

Rørgate Tilløpsrør med fundamenter og forankringer alternativt nedgravd tilløpsrør.

S

Sarr Iskrystaller i vannet som fester seg til inntaksrister etc. og reduserer tverrsnittet.

Slukeevne Den maksimale vannføring som en turbin har kapasitet til å nyttiggjøre seg.

Snømagasin Den del av vannmengden i et snødekt nedslagsfelt som ved snøens smelting kan ventes å komme som avløpsvann til vedkommende felt.

Spenning Se Elektrisk spenning.

Sperredam Dam som bygges for at vannet ikke skal få et nytt uønsket utløp ved etablering av et magasin.

Svingesjakt Sjakt i vannveien til en kraftstasjon med formål å tjene som trykkutjevningsbasseng og sikre reguleringsstabilitet ved hurtige endringer av vannstrømmen gjennom kraftverket (avslag og påslag).

Systemansvar Ansvar for at hele kraftverket med alle dets elementer som dam, inntak , vannvei, kraftstasjon og avløp fungerer etter hensikten, det vil si at kraftverket er teknisk og økonomisk optimalt tilpasset de hydrologiske og topografiske forhold.

T

Tappeperiode Det tidsrom da vannstanden i magasinet synker pga. tapping, i Norge vanligvis om vinteren.

Tappetunnel Tunnel for tapping av vann fra et magasin til et annet, eller fra et magasin og ned i en elv.

Terskel Lav dam (demning) uten reguleringsinnretninger som bygges i elver med redusert vannføring slik at det dannes vannspeil i ønsket høyde.

Tilløp Vannføringen i en elv, tunnel rør etc, og hvor denne munner ut i en sjø, et

	magasin, en elv eller et kraftverk.
Tilløpstunnel	Tunnel fra inntaket og ned til eller delvis ned (dersom tilløpsrør videre ned) til en kraftstasjon.
Tilløpsrør	Rør fra inntak eller tilløpstunnel og ned til kraftstasjon.
Tilsig	Den vannmengden som tilføres en sjø, et magasin, en elv eller en bestemt del av en elv.
Transformator	Apparat som omgjør elektrisk vekselstrøm av en spenning til vekselstrøm av en annen spenning.
Trykktap	Tap av nyttbar energi pga. friksjon og andre tap i vannveien (falltap)
Turbin	Maskin der vannet i et vannkraftverk føres inn på en eller flere skovler festet til en aksel slik at en får rotasjon som omsetter vannets energi til mekanisk energi.
Tørrår	År med mindre nedbør enn normalt.

U

Uregulert vassdrag	Vassdrag som ikke er regulert, ref Regulering.

V

Vannkraftverk	Kraftverk som utnytter vannets stillingsenergi til elektrisk energi.
Vannstandsregulator	Pådragsstyring som opererer etter vannstanden i inntaket.
Vannvei	Fellesbetegnelse på tilløpstunnel/tilløpsrør, og avløpstunnel/avløpskanal.
Varegrind	Rist som gjerne består av stålstaver i ramme, anbrakt foran vanninntaket for å hindre at ting som kan komme med vannet skal komme inn i turbin etc.
Vassdrag	Sammenhengende system av elver fra utspring til hav, inklusive eventuelle innsjøer, snø- og isbreer.
Vekselretter	Apparat som omformer likestrøm til vekselstrøm.
Vekselstrøm	Elektrisitet der spenningen snus med regelmessige intervaller, vanligvis 100 ganger pr. sekund (dvs. 50 perioder eller Hertz [Hz] pr sekund).
Ventilkammer	Rom i vannveien hvor ventil(er) for avstengning av vannvei er plassert.
Våtår	År med mer nedbør enn normalt.

Vanlige forkortelser i kraftbransjen :

Institusjoner

OED	Olje- og energidepartementet
DN	Direktoratet for naturforvaltning
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat

Teknisk/økonomisk

IRR	internrente (internal rate of return)	GWh	Gigawatt-time (1000 MWh)
km	kilometer	TWh	terawatt-time (1000 GWh)
km^2	kvadratkilometer	m	meter

kr	kroner	m^3	kubikkmeter
V	Volt	m^3/s	kubikkmeter per sekund
kV	kilovolt (1000 V)	m.o.h.	meter over havet
W	watt	NPV	nåverdi (net present value)
kW	kilowatt (1000 W)	PE	Polyetylen
kWh	kilowatt-time	DN	Nominell diameter (eks. DN500 = ø500 mm)
MWh	megawatt-time (1000 kWh)	PN	Trykklasse (eks. PN6 = 60 mVs)

3 HYDROLOGI

Når man vil utnytte vannkraften i et nedbørfelt er det hydrologien i området som bestemmer hvordan verket bør planlegges. Er det mye innsjøer og myrer i feltet kan man regne med selvregulering og en mer jevn fordeling av avrenningen. Er feltet meget lite og består av mye bart fjell vil kanskje hydrologien ikke være egnet til kraftutnyttelse. All kunnskap om feltet og det aktuelle vassdraget bør analyseres mens man overveier og planlegger kraftverket.

Før man starter utredninger av de hydrologiske forholdene i aktuelt nedbørfelt, bør man forsikre seg om at utbyggingsplanene er realiserbare. Momenter i denne sammenheng er uavklarte fallrettigheter, avstand til kraftlinjer, vassdragets vernestatus og krav om slipp forbi inntak, konflikter i forhold til betydelige allmenne interesser og rene tekniske begrensninger.

Kartlegging av hydrologien i vassdraget er deretter det første steg i den videre prosessen med å planlegge kraftverket. Før man setter i gang med byggingen er det viktig å vite

- Hvor mye vann som gjennomsnittlig vil renne til inntakspunktet i løpet av ett år?
- Hvordan vannføringen fordeler seg over året og fra år til år?

Dette, sammen med kostnadskurver, er en bestemmende faktor ved valg av aggregatstørrelse. Når kraftverket er optimalisert vil man få et mål på energiproduksjonen og økonomi i prosjektet.

De hydrologiske beregningene som normalt er nødvendige i forbindelse med prosjektering og melding til NVE er årsmiddelavrenningen, årsfordeling av avløpet, år- til år-variasjoner i avløpet, varighetskurve for hele året og eventuelt sesonger og alminnelig lavvannføring. I tillegg må man kjenne feltarealet til inntakspunktet. Dersom det planlegges inntaksmagasin er det viktig å få belyst hvordan dette påvirker nyttbar vannmengde.

Hydrologiske beregninger bør utføres av NVE eller annen konsulent med kompetanse på området. NVE utfører slike beregninger på oppdragsbasis etter fast timepris. Vedlagt bestillingen av slike data skal det følge et kart der inntakspunktet til kraftverket er inntegnet. Nedbørfeltgrensene skal også være antydet.

3.1. Datagrunnlag

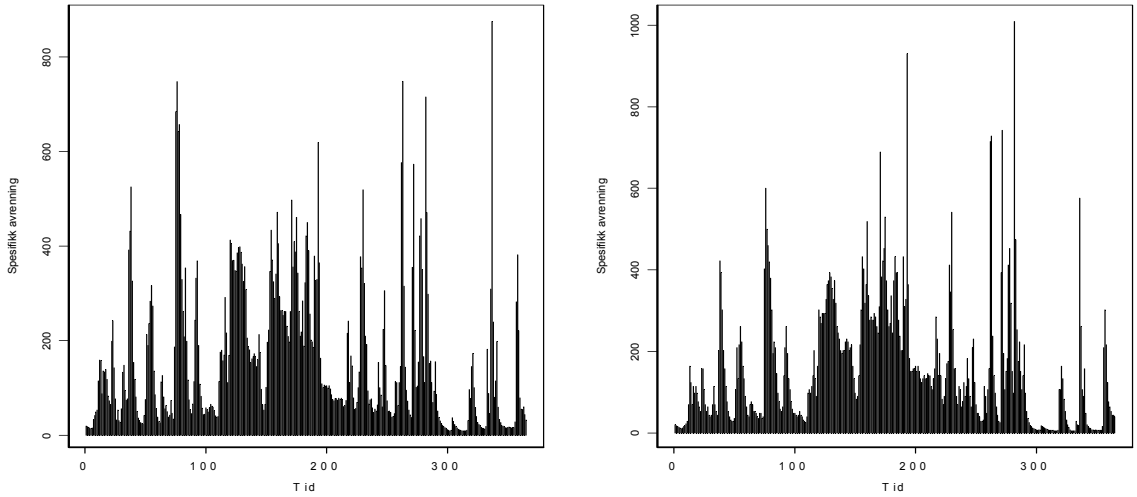
3.1.1. Eksisterende målestasjoner

Den sikreste metoden for å få oversikt over vannføringens størrelse og fordeling over året er å måle den direkte. NVE har målestasjoner for vannstand/vannføring i en rekke vassdrag rundt omkring i Norge. NVE ved Hydrologisk avdeling bør kontaktes for å avklare om det finnes en slik målestasjon i det aktuelle nedbørfeltet. Dersom dette er tilfellet benyttes denne målestasjonen som datagrunnlag for de hydrologiske beregningene. Datakvaliteten ved stasjonen bør sjekkes. Det bør også vurderes om serielengden (antall år målinger er foretatt) er tilstrekkelig. Serien kan eventuelt forlenges som beskrevet i kap. 3.2.

I mange tilfeller finnes det ingen eksisterende målestasjon for vannføring i det aktuelle nedbørfeltet. Det er da to muligheter, i prioritert rekkefølge:
1) Benytte data fra en målestasjon i et annet vassdrag som antas å være representativ, i kombinasjon med avrenningskart. Se kap. 3.1.2 og 3.1.4.
2) Etablere et opplegg for å foreta direkte målinger av vannstand/vannføring, i kombinasjon med 1). Se kap 3.1.5.

3.1.2. Estimert årsfordelt vannføring basert på representativt felt og avrenningskart

Den mest benyttede tilnærming til å få en oversikt over hvordan vannføringen fordeler seg over året er å benytte et nærliggende uregulert felt hvor man allerede har hydrologiske data. For å sikre at det feltet man sammenligner med er representativt, må feltet ha tilnærmet samme hydrologiske egenskaper som det feltet der man planlegger å bygge kraftverket. Egenskaper som feltstørrelse, klima (beliggenhet), høydefordeling, sjøprosent, breprosent etc. bør være tilnærmet like for de to felt. Det er viktig at representativt felt er uregulert. Viktigst er det at årsfordelingen i vannføringen stemmer overens. Figur 1 viser et eksempel på en brukbar overensstemmelse mellom to nærliggende stasjoner på Vestlandet. Ideelt sett bør også antagelsen om at de to felt har lik spesifikk avrenning (vannføring pr. arealenhet) være tilnærmet oppfylt, men som regel vil spesifikk avrenning avvike noe. Derfor bør den årsfordelte vannføringen i det antatt representative feltet skaleres med en faktor som tilsvarer forskjellen i spesifikk avrenning mellom ønsket felt og representativt felt. Resultatet blir da den årsfordelte spesifikke avrenningen slik den er antatt å være for det nedbørfelt som ønskes utbygd. Ved hjelp av avrenningskart, beskrevet i kap. 3.1.4, kan man få et anslag på årlig spesifikk middelavrenning for det aktuelle nedbørfeltet, uavhengig av om det finnes målinger av vannføring eller ikke. Spesifikk middelavrenning for det representative feltet finnes enten fra observerte data (periode 1961-1990), eller fra NVE-rapport 2-2001 "Avløpsnormaler for normalperioden 1961-1990". Siste utvei er fra avrenningskart som beskrevet i kap. 3.1.4.



Figur 1: Viser spesifikk avrenning gjennom ett år for to nærliggende stasjoner på Vestlandet.

I enkelte tilfeller klarer man ikke å finne en målestasjon som godt nok representerer det nedbørfeltet som beregninger skal gjøres for. Dette problemet oppstår gjerne når beregninger skal gjøres for små felt, og det ikke finnes målinger i tilsvarende små felt i rimelig nærhet. Det samme kan gjelde ved bruk av isohydatkart hvor man ikke alltid fanger opp variasjoner (regnskygge m.m) i små deler av et større felt. Avvik vil også kunne oppstå ved bruk av representative stasjoner for å bestemme avløpets variasjon over året.

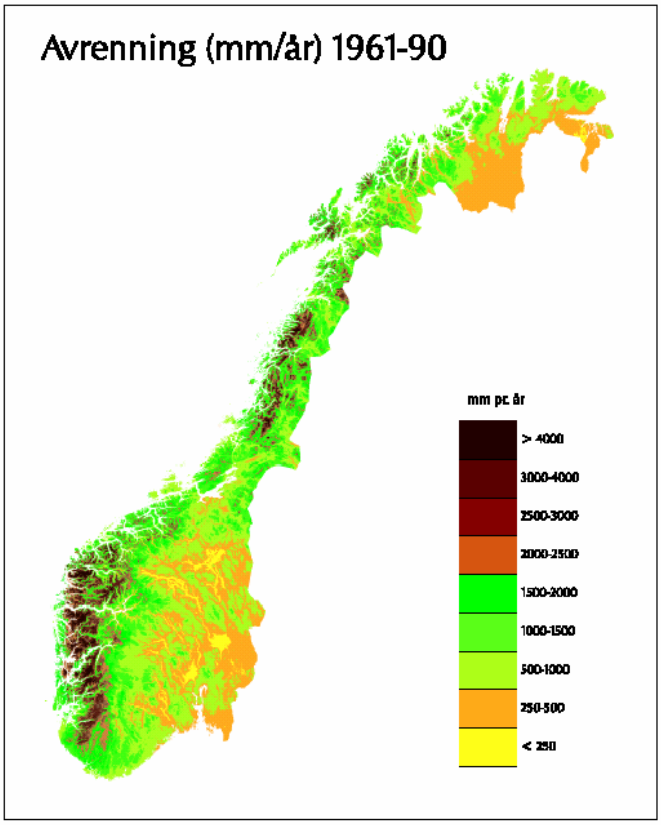
For å redusere usikkerheten i slike tilfeller vil en enkel måling av vannføringen en tid kunne gi betydelig forbedret innsikt i forholdene både når det gjelder totalavrenningen og variasjonen gjennom året. Dette er nærmere beskrevet i kap. 3.1.5.

3.1.3 Bestemmelse av nedbørfeltareal

For å omregne spesifikk avrenning (l/s·km^2) til vannføring (l/s), må den spesifikke avrenningen multipliseres med feltarealet i inntakspunktet. Når man eksakt vet hvor inntaket til verket skal ligge, kan man ved hjelp av kartverk bestemme feltarealet ved hjelp av digitalt kartverktøy eller ved å planimetrere 1:50000 kart evt. økonomiske kart der de foreligger. Figur 3 viser eksempel på et avrenningsfelt, der inntaket til det planlagte verket er plassert i vassdraget til venstre i bildet. Personlig vurdering av høydekotene, konvertering i Arc-Info, kartets oppløsning etc. vil gi usikkerhet i estimatet.

3.1.4. Årlig middelavrenning basert på avrenningskart

I nedbørfelt der det ikke finnes tilstrekkelig med målinger er de nye landsomfattende avrenningskartene (også kalt isohydatkart) til NVE for perioden 1961-1990 et godt hjelpemiddel for å estimere den årlige middelavrenningen (se figur 2). Kartene viser avløpet slik det er rekonstruert for den hydrologiske normalperioden 1961-1990, og angir såkalt spesifikt avløp i liter pr. sekund pr. km^2 (avrenning pr. arealenhet) ved hjelp av isohydater (linjer på kartet gjennom områder hvor spesifikt avløp er det samme). Årlig spesifikk middelavrenning kan med bakgrunn i disse kartene estimeres for ethvert punkt i ethvert vassdrag, uavhengig om det finnes målestasjoner direkte i nedbørfeltet.

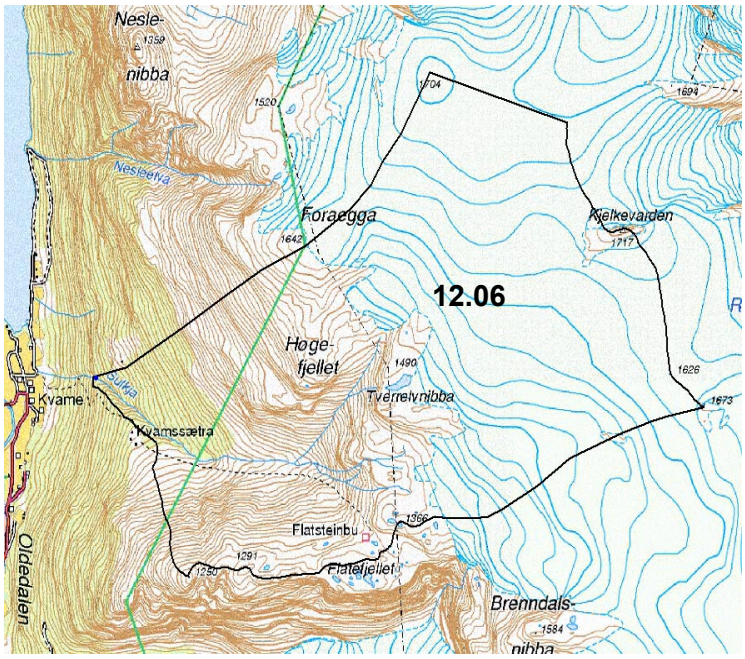


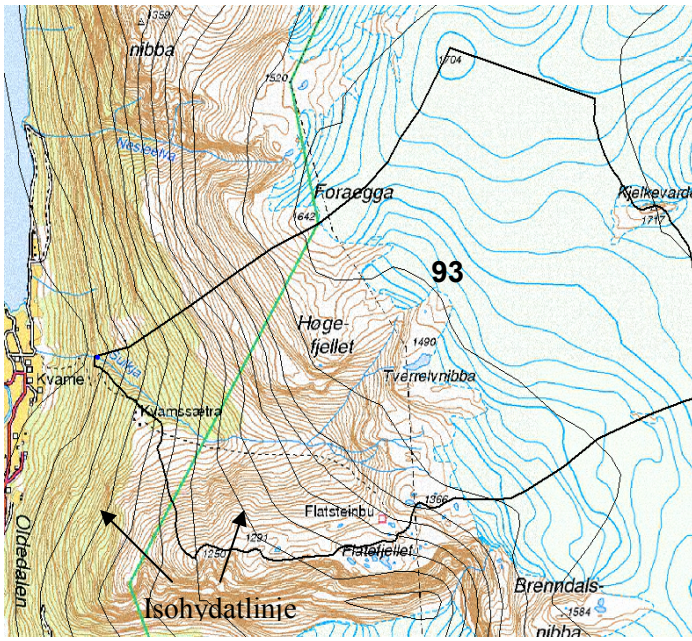
Figur 2. Avrenningskart for perioden 1961-1990 illustrert i mm/år. Kart i åtte deler, som viser spesifikk avrenning (l/s·km^2) og inntegnede isohydatlinjer er laget for hele Norge.

Den siste versjonen av disse kartene som ble utgitt i 2002, bygger på data fra 345 avrenningsstasjoner over hele landet i tillegg til annet hydrologisk og meteorologisk grunnlagsmateriale, så som nedbør, temperatur, fremherskende vindretning, topografi m.m. Usikkerheten i kartet vil avhenge av tettheten av disse stasjonene rundt aktuelt felt. Det antas at usikkerheten varierer fra ± 5 % til ± 20 %. Det vil si at om det leses av for eksempel 50 l/s/km^2 på kartet for et felt, vet man bare at verdien med stor sannsynlighet ligger innenfor intervallet 40 til 60 l/s/km^2. Denne usikkerheten vil i alminnelighet øke når størrelsen på aktuelt felt avtar. Videre framkommer ikke fordelingen av vannføringen over året på kartet. Man har imidlertid mulighet til å komme fram til en tilnærmet riktig fordeling ved å benytte samme årsfordeling som for en antatt representativ målestasjon i et nærliggende vassdrag som kan forventes å være godt sammenlignbar ut fra en del hydrologiske kriterier. Dette er nærmere beskrevet i kap. 3.1.2.

Avrenningskartene er beskrevet i detalj i NVE-Dokument 2-2002 ”Avrenningskart for Norge. Årsmiddelverdier for avrenning 1961-1990”, som er tilgjengelig på NVEs internett www.nve.no.

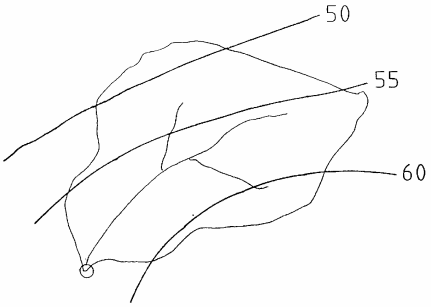
NVE har digital versjon av avrenningskartet (figur 3). Nedbørfeltgrensene til punktet må da digitaliseres som beskrevet i kap 3.1.3. Det finnes også en internettutgave på NVEs internettsider under ”NVE-Atlas”, som i tilegg til isohydatene inneholder opplysninger om feltarealet (delfelt og summert for større områder), avløpstall for perioden 1930-1960 og 1961-1990 m.m.





Figur 3: Viser et eksempel på et felt som er digitalisert i ArcView. Til venstre er nedbørfeltets grenser tegnet opp med svart på bakgrunn av høydekotene (brune og blå linjer). Til høyre er isohydatlinjene tegnet opp (svarte tynne linjer) og spesifikk middelavrenning er beregnet på bakgrunn av disse og nedbørfeltgrensen.

Alternativt kan avrenningen også beregnes direkte fra kartet ut fra nedbørfeltet for det aktuelle kraftverket, som vist i eksemplet i figur 4. Eksemplet gjelder ikke samme vassdrag som i figur 3. Nedbørfeltet tegnes opp på et godt topografisk kart, og delfeltene mellom hver isohydat måles opp. Spesifikt avløp settes så til gjennomsnittet for de to nabo-isohydatene som avgrenser delfeltet. Til slutt summeres alle delfeltene.



Spesifikt normalavløp = 56 $l/s\,km^2$
Nedbørsfelt = 11,5 km^2
Normalavløp = 56 x 11,5 = 644 l/s

Delfelt	Areal [km^2]	Spes. avløp [$l/s/km^2$]	Areal x spes. avløp
I	0,3	49	14,7
II	4,6	52,5	241,5
III	5,6	57,5	322,0
IV	1,0	62	62
Sum	11,5		640,2

Gjennomsnittlig spesifikt avløp: 640,2/11,5 = **56 l/s·km²**

Figur 4. Prinsipp for beregning av årlig spesifikk middelavrenning på bakgrunn av isohydatkart.

Omregning fra spesifikk avrenning til vannføring (l/s) krever at man kjenner feltarealet i inntakspunktet. Dette er nærmere beskrevet i kap. 3.1.3.

3.1.5. Direkte måling av vannføring

Det er tidligere i kap 3.1.2 påpekt at enkeltmålinger kan ha stor verdi.

I vassdrag der det ikke allerede eksisterer en målestasjon for vannstand/vannføring er det i kap. 3 anbefalt å benytte en representativ målestasjon som datagrunnlag for de hydrologiske beregningene, til tross for at den sikreste metoden for å få oversikt over vannføringens størrelse og fordeling over året er å måle den direkte. Grunnen til denne anbefaling er at etablering av måleopplegg for avrenning er tidkrevende og dyrt.

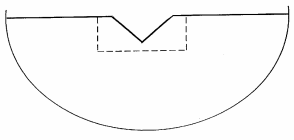
I utbyggingsprosjekter der det er tid og økonomi til slike målinger anbefales imidlertid å foreta direkte målinger i minst 3 til 5 år for å redusere usikkerhetene ved å benytte en representativ stasjon. Slike målinger vil gi betydelig forbedret innsikt i forholdene både når det gjelder totalavrenningen og variasjonene gjennom året. I tilfeller der det ikke finnes en egnet representativ stasjon er direkte målinger eneste utvei for å få innsikt i de hydrologiske forholdene.

Kostnadene for bygging og drift av målestasjoner må beregnes i hvert enkelt tilfelle. Prosjektets geografiske plassering, valg av tekniske løsninger, grad av egeninnsats, og en rekke lokale forhold er avgjørende. Et måleopplegg over 3 til 5 år for en konvensjonell målestasjon, med oppmåling av vannføringskurve og nødvendige hydrologiske beregninger i etterkant, vil kunne gi kostnader i intervallet 100 000 til 250 000 kr (prisnivå 2003). Prisnivå varierer blant annet med beliggenhet og antall målinger.

Basert på direkte målinger kan det gjøres korrelasjonsberegninger mot andre, lengre måleserier med overlappende måleperiode. På denne måten kan man kartlegge hvilken målestasjon som best representerer hydrologien i det aktuelle utbyggingsfeltet, både når det gjelder langtidsavrenning (normalavløp) og variasjoner over året.

Måling av vannføring i et vassdrag skjer ved registrering av *vannstanden* over tid på et egnet målested. Målingene bygger på at det er et entydig forhold mellom vannstand og vannføring på målestedet, og dermed kan vannstander konverteres til vannføringer via en kurve (kalt vannføringskurven) Vannstanden kan enten avleses manuelt på en skala festet i vannet, eller man kan benytte et selvregistrerende instrument (datalogger). Det siste er å anbefale siden en da vil kunne få god tidsoppløsning og en kontinuerlig historikk over vannstanden. Ved valg av målested og plassering av måleutstyr er det viktig å ta hensyn til at både små og store vannføringer blir registrert. NVE, Hydrologisk avdeling vil kunne hjelpe med utleie av logger samt gi råd angående målestedets plassering og valg av skala.

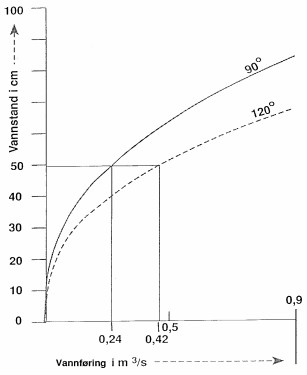
Når man skal fastlegge vannføringen ved hjelp av vannstandsregistreringer har man valget mellom følgende to løsninger:



Måledam

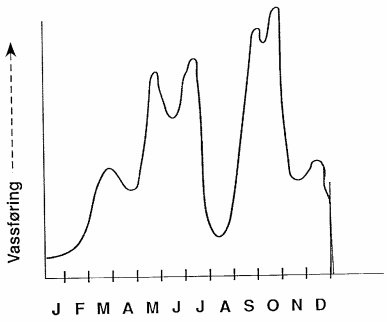
Måledam

Det kan bygges en måledam i forbindelse med målestasjonen, se figur til venstre. Dammens overløp utformes som et V-profil. Det vil da være en gitt matematisk sammenheng mellom vannstand og vannføring (vannføringskurve). En slik løsning anbefales normalt ikke, da et slikt V-profil kun er egnet for små nedbørfelt. og er både komplisert og kostbart å bygge.



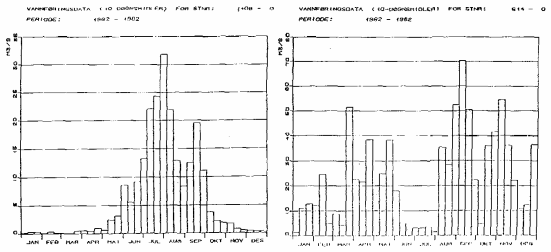
Vannføringskurve

b) Målested i et naturlig godt elveprofil. Vannføring måles ved hjelp av en flygel/strømmåler, dvs et instrument med propell som settes ned i vannet. Propellens omdreiningshastighet er et mål for hastigheten på vannet, som igjen er et mål for vannføringen. På grunnlag av flere slike målinger over spredte vannstander (både på lavvann og ved flom) kan man konstruere en vannføringskurve. Et eksempel på en vannføringskurve er gitt i figuren til venstre. Valg av målested er avgjørende for å få et godt resultat. Slike målinger krever spesiell kompetanse og spesielt utstyr.



Vannføring gjennom året

For å få en representativ *måleserie* av vannføringen i vassdraget bør det foretas registrering av vannstanden med en datalogger over en lang periode, minst tre til fem år helst lenger hvis mulig, for å få gode resultater. Man må unngå at en avvikende periode blir representativ for datagrunnlaget. Oppløsningen på registrert vannstand bør være så god som mulig og registreringshyppigheten må minst være en gang i døgnet. Datalogger anbefales fremfor manuelle avlesninger, for å få hyppige vannstandsmålinger. Figurene til venstre og nedenfor illustrerer hvordan vannføringen vil kunne fordele seg over året.



Eksempel på vannføring over året for to nærliggende målestasjoner

Måleserien vil til slutt gi gode opplysninger om hvordan vannføringen fordeler seg over året.

Utbygger kan selv sette opp skala for vannstandsmåling og foreta daglig manuell avlesning. Hvis man går for selvregistrerende stasjon (med logger), som er det beste, kan denne bygges og betjenes av utbygger, men det må nevnes at dette må gjøres ordentlig siden gode måledata er avhengig av en kvalitetsmessig god stasjon.

I alle tilfeller bør NVE, Hydrologisk avdeling kontaktes for råd i forbindelse med valg av målested, bygging av målestasjonen, utførelse av eventuelle vannføringsmålinger og viderebehandling av data.

3.2. Bruk av hydrologiske modeller

Enten det finnes målinger i vassdraget som skal utbygges eller om det må benyttes data fra et representativt vassdrag, kreves en lang dataserie som grunnlag for de hydrologiske beregningene. Beregninger bør foretas på serier med minst 30 år med data. Dataserier kan forlenges ved hjelp av korrelasjonsberegninger mot annen, lengre, representativ måleserie med overlappende måleperiode.

Alternativt er det mulig å forlenge serier ved å benytte en hydrologisk modell. Man må finne en klimastasjon som man antar er representativ for sammenligningsfeltet. Det kalibreres så en modell ved hjelp av klimadata og de vannføringsdata en har, samt de opplysninger man har om feltet (feltets høydefordeling, effektiv sjøprosent, osv.). Størrelser som er relatert til markvann, fordampning etc. bestemmes deretter. Videre lages kunstige serier ved å kun benytte klimadata fra den perioden man ønsker å forlenge serien med. Hvis kalibreringen ikke er tilfredsstillende, vil de beregnede vannføringsdata med døgnoppløsing være beheftet med stor usikkerhet.

Hvis man ikke kan finne en tilfredsstillende sammenligningsstasjon er det mulig å utarbeide en modell for det aktuelle feltet man ønsker å analysere. En slik modell vil være meget usikker, siden man ikke har historiske vannføringsdata for å validere modellen. Skulle man anvende en slik modell, ville man måtte gjøre grundige undersøkelser i det aktuelle feltet for å samle inn nødvendige inngangsdata i modellen. En slik tilnærming for å få oversikt over vannføringen i feltet er ikke å anbefale, og en bør da heller utføre direkte målinger først, som beskrevet i kap. 3.1.5. Man kan kun benytte disse data direkte til videre analyser, hvis en måler over en tilstrekkelig periode slik som nevnt i 3.1.5, eller eventuelt til å kalibrere/validere en hydrologisk modell for forlengelse slik som nevnt i forrige avsnitt.

3.3. Bruk av vannføringsdata; varighetskurve og lavvannføring.

Når det er kjent hvordan vannføringen fordeler seg over året i aktuelt felt er det viktig å få oversikt over forventet energiproduksjon. Kraftverket må disponere vannet i feltet etter som avrenningen varierer med årstiden, og således bestemme anleggets slukeevne og nedre grense. Slike opplysninger fås gjennom en varighetskurve. Varighetskurven viser hvor stor andel av tiden (dvs. av hele måleseriens lengde) vannføringen har vært høyere enn en viss verdi. Alle de daglige vannføringene i måleserien er sortert fra høyeste til laveste verdi, jf. figuren nedenfor. Målingene må ha foregått over en del år før varighetskurven kan benyttes med tilstrekkelig pålitelighet.

Ved hjelp av varighetskurven kan man også estimere hvor mye vann som vil gå tapt, eventuelt hvor stor del av tiden kraftverket kan kjøres, utfra valg av maskinstørrelse.

I bilag 5.1 er det gitt et eksempel på en varighetskurve. I kapittel 5.3 er bruken av denne grundig beskrevet. Kapittel 4 og 5 beskriver hvordan varighetskurven kan benyttes til produksjonsberegning.

3.4. Regulering og oppdemning

Innholdet i kapittel 3 er basert på at vassdraget forblir uregulert. Hvis man bygger en konstruksjon som demmer opp og gir mulighet til å magasinere vannet før inntaket til kraftverket vil man påvirke den naturlige avrenningen. Om man planlegger å benytte en demning for å regulere vannføringen, kan innholdet i kapittel 4 sees på som å gjelde for avrenningen *inn* i magasinet. Det er da snakk om en mindre konstruksjon, siden en meget omfattende magasinering vil kunne påvirke hydrologien i selve feltet.

3.5. Beregning av alminnelig lavvannføring

Ved vurdering av konsesjonsplikt er det viktig å ha opplysninger om lavvannføringen fra det feltet som planlegges utbygd. Lavvannsperioden defineres som den eller de periodene av året hvor tilsiget er under middelvannføringen. I de fleste vassdrag opptrer de laveste vannføringene i vinterhalvåret. Unntagelser er enkelte felt langs kysten hvor det kan være store vannføringer om vinteren og lavvannsperioder om sommeren.

Som mål på lavvannføring benyttes svært ofte begrepet *alminnelig lavvannføring*. Alminnelig lavvannføring må oppgis på meldingsskjemaet til NVE. Definisjonen på denne er:

> Hvert års 365 døgnmiddelvannføringer sorters fra størst til minst. Fra hvert års sorterte serie tas døgnmiddelvannføring nummer 350 ut. Alle 350-døgnmiddelvannføringene danner en ny serie som sorteres fra størst til minst. Fra denne serien fjernes den laveste tredjedelen. Alminnelig lavvannføring er den gjenværende laveste verdien.

Alminnelig lavvannføring er komplisert å beregne uten egnet programvare.

Om man har målinger i det feltet som man ønsker å bygge ut (kap. 3.1.1), kan man gjøre denne beregningen direkte på den målte serien, eventuelt forlenge serien (kap. 3.2) hvis måleserien er kort. Eventuelt kan man benytte observasjonene fra lavvannsperioden til å finne en skaleringsfaktor mellom den aktuelle stasjonen og en referansestasjon. Serien bør være minst 10 år, helst 30 år. Programmet E-tabell i NVEs Start-system er egnet til å beregne alminnelig lavvannføring fra observerte data.

Om det ikke finnes målinger i det feltet som ønskes utbygd, kan alminnelig lavvannføring beregnes på bakgrunn av feltkarakteristika som beskrevet i NVE Publikasjon nr V 14-1988 ”Analyse av lavvannføringer” og NVE Rapport Miljøbasert vannføring nr 1-2002 ”Lavvannføring – estimering og konsesjonsgrunnlag”. Programmet LAVVANN i NVEs Start-system er egnet til å beregne alminnelig lavvannføring fra feltkarakteristika. I tillegg bør det benyttes en representativ stasjon (kap. 3.1.2) som sammenligningsgrunnlag for alminnelig lavvannføring beregnet fra feltkarakteristika. For å representere feltet som ønskes utbygd, skaleres alminnelig lavvannføring beregnet for referansestasjonen med en faktor som tilsvarer forskjellen i feltareal. Det er viktig at tilsigsserier og regulerte serier ikke benyttes. Datakvaliteten må sjekkes, fordi vannføringskurven kan ha dårlig kvalitet for små vannføringer ved at vannstandsloggerne ikke klarer å registrere variasjoner ved lave vannstander.

Valg av referansestasjon er svært viktig for resultatet. Viktige parametre for lavvann er feltareal, effektiv sjøprosent og middelvannføring. En bør også forsikre seg om at geologi- og løsmasseforholdene er noenlunde de samme. Det er viktig at det velges en referansestasjon med samme hydrologiske regime.

Om beregningene er basert kun på hydrologiske modeller eller utelukkende på avrenningskart (kap. 3.1.3) vil man vanskelig kunne få noe godt estimat på alminnelig lavvannføring.

3.6. Risiko

Det er viktig å være oppmerksom på hvilken risiko for produksjon og økonomi som er knyttet til det hydrologiske grunnlaget. Mange faktorer er allerede nevnt, så som

- usikkerhet ved bruk av et isohydatkart generelt
- usikkerhet knyttet til bruk av representativt nedbørfelt
- usikkerhet knyttet til små felts hydrologi spesielt
- variasjon i avløpet over året og fra år til år
- flere tørre år på rad
- usikkerhet knyttet til målinger av små vannføringer

I felt uten eksisterende måledata kan direkte målinger av vannføringen i det aktuelle utbyggingsfeltet i noen år redusere usikkerheten i de hydrologiske beregningene.

4 ENERGI FRA VANNKRAFT

Vannkraftproduksjon/energiproduksjon er utnyttelse av stillingsenergien (potensielle energi) i vannet, ikke hastigheten i elven. Utfordringen er å utnytte denne energien uten at vannet får unødig fart, for med økt hastighet øker falltapet (først og fremst friksjonstapet i røret) og utnyttelsen reduseres.

Effekt/ytelse:

Definisjon: Arbeid pr. tidsenhet
Enhet: Watt (W)

1000 watt = 1 kW
1000 kW = 1 MW

Effekt/ytelse (kW) $N = g \cdot \eta \cdot Q\ (m^3/s) \cdot H_n\ (m)$

g = tyngdens akselerasjon = 9,81 m/s^2

η = samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator. Settes for eksempel virkningsgraden lik 0,90 for turbinen ved full vannføring, 0,95 for generatoren og 0,99 for transformatoren, fås samlet 0,90 · 0,95 · 0,995 = 0,846

NB! Turbinvirkningsgraden er avhengig turbintype. For små standardturbiner og særlig mikroturbiner vil turbinvirkningsgraden også være leverandøravhengig, slik at virkningsgraden kan være betydelig lavere enn i eksemplet ovenfor.

Q = maksimal vannføring gjennom turbinen også kalt slukeevne, enhet: m^3/s

H_n = netto fallhøyde = brutto fallhøyde minus falltap/friksjon i vannveien ved maks vannføring, enhet: m

En enkel formel for effekt blir da:
Effekt/ytelse (kW) $N = 8{,}3 \cdot Q \cdot H_n$

Energi

Definisjon: Arbeid / Produksjon
Enhet: kWh

1000 kWh = 1 MWh
1000 MWh = 1 GWh
1000 GWh = 1 TWh

Energiproduksjon = $\frac{\eta \cdot g \cdot V(mill.m^3) \cdot Hn}{3600} = \frac{V \cdot Hn}{K_p}$

V = Samlet midlere tilløp til turbinen(e) over et år, enhet: m^3

$Kp = \frac{3600}{\eta \cdot 9{,}81}$

η = Gjennomsnittlig virkningsgrad for turbin, generator og transformator i løpet av året.

For aggregat med gjennomsnittlig totalvirkningsgrad på for eksempel 0,82 fås Kp = 447.
Gjennomsnittlig virkningsgrad for et kraftverk uten magasin vil normalt være lavere enn verdien ved qmax. Virkningsgraden må vurderes fra tilfelle til tilfelle). En enkel formel for produksjon blir da:

$$\underline{\text{Energiproduksjon (GWh)}} = \frac{V(mill.m^3) \cdot Hn(m)}{447}$$

5 PRODUKSJONSBEREGNING

5.1 Generelt

Beregning av energiproduksjonen henger nøye sammen med det hydrologiske grunnlaget, se kapittel 3. Hvor mye vann som er tilgjengelig ved inntaket og hvordan dette fordeler seg over året og fra år til år, må vurderes på så godt grunnlag som mulig. De andre hoveddataene for produksjonsberegningen er høydeforskjell mellom inntak- og utløpssted (Brutto fallhøyde), eventuelt magasin - enten regulerbart eller ren flomdemping uten regulering - turbinens slukeevne og virkningsgrad og dimensjon på tilløpsrør (eventuelt tunnel eller kanal). I Kapittel 4 er det vist hvordan energiproduksjonen beregnes når fallhøyde og disponibel vann-mengde er bestemt.

Det kan pekes på tre aktuelle måter eller nivåer å beregne energiproduksjon på:

- En første grov vurdering som gjøres uten spesielle beregningsverktøy
- Beregning på grunnlag av bearbeidede hydrologiske data, for eksempel fra NVE
- Driftssimuleringer

Nedenfor er beskrevet framgangsmåte og vist eksempler på disse tre metodene.

5.2 En første grov vurdering

Etter at man på et så godt grunnlag som mulig har estimert eller beregnet hvilket tilløp som kan forventes til inntaket pr. år i gjennomsnitt over en årrekke, antas sannsynlig slukeevne (m^3/s) for turbinen. Ofte refereres tilløpet til den hydrologiske normalperioden 1961-90. Tilløpsdata for denne perioden er publisert av NVE.

Dersom kraftverket ligger i et vassdrag som ikke er vernet, viser erfaringer at man som et første anslag kan legge til grunn en slukeevne tilsvarende om lag 1,5 ganger gjennomsnittsvassføringen i vassdraget.

Neste trinn er å bedømme hvor mye vann som renner forbi inntaket når tilløpet er større enn slukeevnen. Er slukeevnen rundt 1,5 ganger middelvassføringen, vil flomtapet typisk kunne være i størrelsesorden 30 % av tilløpet dersom vassdraget er uregulert. Vann vil også gå tapt når tilløpet er for lite til at kraftverket kan kjøres, for eksempel kan det tapes 5-10 % av tilløpet avhengig av turbintype. Utnyttes bare en liten del av middelvassføringen vil dette tapet være lite, men flomtapet blir stort.

Med utgangspunkt i disponibel fallhøyde og midlere tilløp til inntaket vil nå produksjonen kunne beregnes.

Eksempel 5.2.1:

Midlere tilløp:	0,75 m^3/s; dette tilsvarer 0,75 · 31,536 (mill. sek pr. år) = 23,6 mill. m^3/år
Magasin:	0
Netto fallhøyde:	100 m
Turbinslukeevne:	1,5 · middel = 1,5 · 0,75 = 1,125 m^3/s
Samlet vanntap:	35 % dvs. 0,35 · 23,6 = 8,3 mill. m^3
Netto nyttbart:	23,6 - 8,3 = 15,3 mill. m^3

Gjennomsnittlig samlet virkningsgrad for turbin og generator: Antatt til 80 %

Påregnelig energiproduksjon: (15,3 mill. m^3 · 100 m · 9,81 · 0,80) / 3600 = 3,3 GWh pr. år

Aggregatytelse: 1,125 · 100 · 9,81 · 0,85 = 938 kW
(Virkningsgraden ved qmax er her antatt å være høyere enn gjennomsnittlig virkningsgrad; 0,85 mot 0,80)

5.3 Energiproduksjon basert på bearbeidede hydrologiske data

Beregning av energiproduksjon basert på bearbeidede hydrologiske data forutsetter tilgang på data for det aktuelle nedbørfeltet, og som er bearbeidet på en slik måte at man kan lese ut av tabeller eller kurver hvor stort flomtapet og tapet ved stans av kraftverket vil være på grunn av for lite tilløp. Dette er data som er målt ved en målestasjon (vannmerke) som ikke nødvendigvis behøver å ligge i samme vassdrag som kraftverket, men hvor måleverdiene kan regnes å ville variere med tiden på noenlunde samme måte som ved kraftverks-inntaket. Blant annet vil det være mulig å bestille slike data fra NVE for vannmerker NVE har i sitt arkiv, jf. kapittel 3 om hydrologi.

Slike data kan framstilles både i tabell og kurveform og for deler av året, for eksempel delt på vinter- og sommer. I bilag 5.1 er det vist varighetskurve som eksempel på slik dokumentasjon. På den vertikale aksen er vist vassføring i % av middelvassføringen ved vannmerket. På den horisontale aksen er vist tiden i % av periodens totale lengde. Siden resultatene her angis i %, kan verdiene benyttes andre steder enn for vannmerket der målingene har foregått, for eksempel for et kraftverksinntak hvor de hydrologiske forholdene er tilstrekkelig likeartede med vannmerket. Omregning til m^3 eller m^3/s kan deretter gjøres ut fra kraftverksinntakets tilløpsdata.

Eksempel 5.3.1- bruk av kurvene:

Kurve 1 er en varighetskurve som viser hvor lenge en angitt vassføring har vart. Går man inn på varighets-kurven på 150 % for vassføring, leses av 22 % på den horisontale aksen. Dette betyr at vassføringen har vært 1,5 ganger middelvassføringen eller mer i 22 % av tiden. Hvis kurven gjelder for ett år, tilsvarer dette ca. 80 døgn. Resten av tiden har vassføringen vært lavere.

For kurve 2 viser horisontalaksen hvor stor del av det totale avløpet som kan utnyttes ved en valgt slukeevne for turbinen. Ved slukeevne 150 % leses av ca. 72 %. Det betyr at en turbin som er dimensjonert for 1,5 ganger middelvassføringen, kan sluke unna 72 % av den totale vannmengden som kommer til inntaket. Denne verdien må imidlertid korrigeres for tapt vann i den tiden turbinen må stå på grunn av at tilløpet er for lite. Til dette kan man bruke kurve 3.

Kurve 3 (Integralet under vassføringskurven) viser hvor stor del av det totale avløpet (volumet) som er kommet ved en bestemt vassføring i elva eller ved lavere vassføringer. Ved 150 % kan leses av ca. 38 %. Det betyr at 38 % av avløpet har kommet ved vassføringer lik eller lavere enn 1,5 ganger middelvassføringen og følgelig 62 % ved høyere vassføringer. Dersom man har en Francisturbin som ikke kan kjøres lavere enn for eksempel 35 % av maksimal slukeevne, blir beregning av nyttbar vannmengde slik:

Forutsetninger:

Midlere tilløp i perioden (for eksempel årsmiddel): 0,75 m^3/s =	23,6 mill. m^3 pr. år
Valgt slukeevne 150 %, dvs 1,5 · 0,75 =	1,125 m^3/s
Magasin:	0
Slukt ved 150 %; kurve 2, gir 72 % dvs 0,72 · 23,6 =	17,0 mill. m^3

Tap pga. for lite tilløp:
Laveste nyttbare vassføring er 35 % av 150 % dvs 0,35 · 150 = ca. 50 % av middelvassføringen.

Avlesing på kurve 3 for vassføring 50 % gir at ca. 14 % av totaltilløpet er kommet ved den angitte grensen for nyttbar vassføring eller ved lavere vassføringer (som selvsagt heller ikke er nyttbare).

Dette gir ikke nyttbart: 0,14 · 23,6 =	3,3 mill. m^3
Netto nyttbart. 17,0 - 3,3 =	**13,7 mill. m^3**

Produksjon ved 100 m netto fallhøyde og virkningsgrad 80 %: 13,7 · 100 · 9,81 · 0,80/3600 = **3,0 GWh**
Installasjon ved virkningsgrad ved fullast på 85 %: 1,125 · 100 · 9,81 · 0,85 = **938 kW**

Dempingsmagasin

Når tilløpet er større enn turbinslukeevnen, vil vann renne forbi inntaket dersom vannet ikke kan lagres. Hvis det er mulig å anlegge et dempingsmagasin, for eksempel ved at den øverste delen av inntaksbassenget holdes nedtappet, vil dette redusere vanntapet selv om magasinet ikke kan manøvreres som et ordinært reguleringsmagasin. Virkningen av et dempingsmagasin er vist på Bilag 5.2. I første kolonne er turbin-slukeevnen angitt i % av middelvassføringen ved inntaket. I de neste kolonnene er angitt tapt vann i % av totalt tilløp i perioden som funksjon av dempingsmagasinets størrelse som også er angitt i % av årstilløpet.

Eksempel 5.3.2 – Data som i eksempel 5.3.1

For turbinslukeevne 150 % blir tapet ca. 23 % uten dempingsmagasin (kolonne 2), ca. 14,8 % for 2,5 % magasin (kolonne 3), ca. 11 % for 5 % (kolonne 4) osv. Forskjellen i utnyttelse mellom å ha for eksempel 5 % magasin og ingenting er 23 - 11 = 12 % av årstilløpet som tilsvarer 0,12 · 23,6 = 2,8 mill. m^3. For det aktuelle fallet på 100 m utgjør dette:

$$2{,}8 \cdot 100 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}80 / 3600 = \underline{0{,}61 \text{ GWh/år}}$$

Bruk av varighetskurve og korreksjon for varierende virkningsgrad og falltap

Et kraftverk som kjøres uten reguleringsmagasin, vil få stor variasjon i ytelse etter som vassføringen varierer. Dette medfører også at maskinvirkningsgraden, først og fremst for turbinen, og falltap i vannveien også vil variere en del. Hvis man vil ta hensyn til disse variasjonene, kan man bruke varighetskurven til å beregne produksjonen som vist i eksempel 5.3.3 nedenfor.

Eksempel 5.3.3 - Data som i eksempel 5.2.1

I nedenstående tabelloppsett (som kan regnes for hånd eller settes opp som et regneark) er vist hvordan man kan dele opp varighetskurven i passe tidsintervall. I hvert intervall er det tilgjengelig en bestemt vassføring som kurven viser. For denne vassføringen kan så falltapet i rør/tunnel beregnes, og netto fallhøyde bestemmes. Dersom man videre har tilgjengelig en virkningsgradskurve (eller -tabell) for aggregatet, kan man for hvert intervall for vassføring ta ut aktuell, gjennomsnittlig virkningsgrad. Produksjonen i det aktuelle tidsintervallet med tilhørende vassføring kan dermed beregnes på en mer nøyaktig måte enn ved antatt netto fallhøyde og antatt gjennomsnittlig virkningsgrad.

I tabelloppsettet er det valgt intervaller for hver 25 % av middelvassføringen; for middelvassføring 0,75 m^3/s tilsvarer dette 0,1875 m^3/s. Tiden denne vassføringen er tilgjengelig, vil variere for hvert intervall slik varighetskurven viser.

Intervall	Dager % /antall	Gj.snitt. vassf. % /m^3/s	Vannmengde mill. m^3	Brutto fall m	Falltap m	Netto fall m	Virkn.grad %	Produksjon GWh
1	22/80	150/1,125	7,776	100	2,00	98,00	85,0	1,765
2	5,3/19	137/1,03	1,718	100	1,67	98,33	85,5	0,394
3	4,5/16	112/0,84	1,190	100	1,15	98,85	86,0	0,276
4	5,3/19	87/0,65	1,084	100	0,70	99,30	85,0	0,249
5	10,5/38	62/0,47	1,543	100	0,20	99,80	82,0	0,344
Sum								**3,0**

5.4 Driftsimuleringer

Å simulere driften av et kraftverk betyr å etterligne en tenkt kjøring eller drift av kraftverket døgn for døgn (eller for lengre perioder) gjennom en årrekke avhengig av hvor mange år man har tilløpsdata for kraftverket. Dette skjer ved at det lages en matematisk modell av kraftverket med alle dets komponenter (Hydrologi, magasin, slukeevne, fallhøyde, vannvei, virkningsgrad mm.). Den matematiske modellen omformes så til et EDB-program, og som deretter foretar den tenkte kjøringen av kraftverket.

Et simuleringsprogram er en oppskrift som består av en rekke "beskjeder" for hvordan kraftverket skal kjøres avhengig av hvordan situasjonen utvikler seg fra døgn til døgn, for eksempel når det gjelder tilløpet. Målet med en simulering er i første rekke å beregne produksjonen for et gitt sett av de nevnte komponentene ovenfor. Andre interessante "svar" fra en simulering kan være fyllingsvariasjonen i magasinene gjennom året, variasjonen i vassføring på berørte elvestrekninger nedenfor mm.

Det mest kompliserte ved en driftsimulering er å legge en strategi for hvordan magasinene skal tappes. I prinsippet skal dette skje slik at det økonomiske resultatet blir best mulig. Det gås ikke nærmere inn på hvordan dette kan gjøres, men det finnes ulike måter med mer eller mindre komplisert teori bak.

For små kraftverk vil det for de fleste praktiske behov kunne være to aktuelle forutsetninger:

- Tilfelle 1 Kraftverket har ikke magasin
- Tilfele 2 Kraftverket har ett eller et par mindre magasin som bare utgjør en liten del av årstilløpet og som i simuleringen styres etter antatte forutsetninger om hvordan fyllingen skal være gjennom året.

Tilfelle 1
I dette tilfellet holder programmet kontroll med hvor mye vann som kommer til inntaket hvert døgn (evt. en annen periode) og sørger for å utnytte dette til kraftproduksjon. Er tilsiget større enn turbinslukeevnen, registreres flomtap. Er tilsiget mindre enn det turbinen kan utnytte, registreres hele tilløpet som tap.

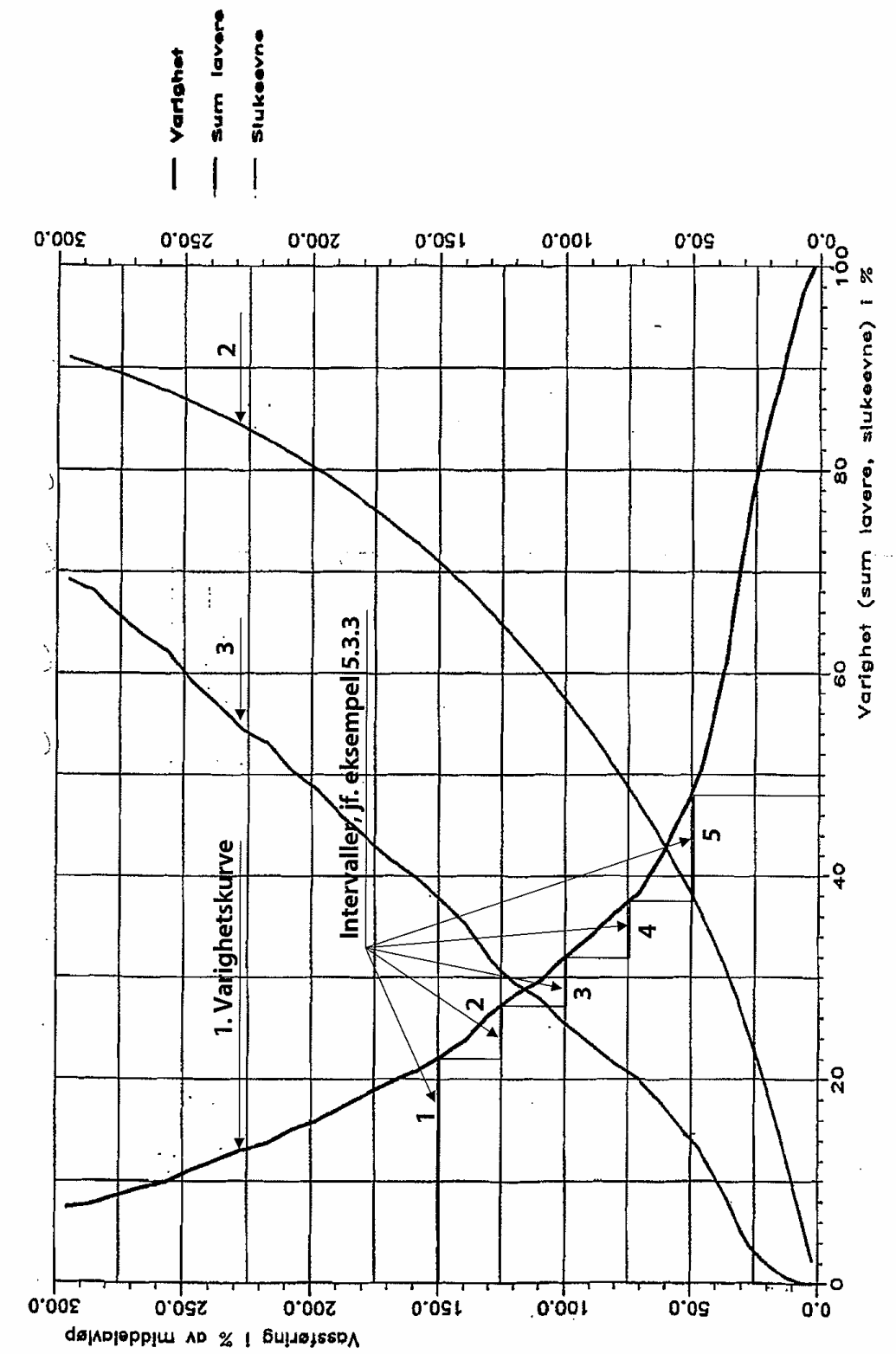
Så langt gjør ikke programmet noe annet enn det man kan få ut av de hydrologiske dataene som beskrevet under kapittel 5.3. Forbedringen som ligger i å simulere driften på denne måten, er at man kan beregne falltap i vannveien og maskinvirkningsgrad for hvert døgn som funksjon av turbinvassføringen (tilløpet). I beregningen under kapittel 5.3 er man henvist til å anslå en gjennomsnittsverdi for disse størrelsene. I tillegg til opplysning om produksjonen vil man også kunne dokumentere hvordan restvassføringen på den utbygde fallstrekningen vil bli.

Tilfelle 2
Når kraftverket har magasin, må tappingen fra magasinene styres etter angitte kriterier. Som nevnt ovenfor bør disse kriteriene ideelt sett være basert på økonomiske forutsetninger. For et lite kraftverk med små magasiner vil det som regel være tilstrekkelig å anta hvordan magasinfyllingen bør variere gjennom året. En normal forutsetning vil kunne være at magasinene skal tappes ned før vårflommen kommer, eller foran en annen årstid hvor det erfaringsmessig er høye tilløp. Foran en lavvannsperiode, for eksempel vinteren, bør magasinene på tilsvarende måte normalt være oppfylt. Disse kriteriene som også kalles styrekurver eller tappekurver for magasinet, inngår som inngangsdata i simuleringsprogrammet. Ved å prøve seg litt fram vil man lett kunne finne den formen på styrekurvene som gir den høyeste produksjonen.

Det finnes en rekke driftsimuleringsprogrammer som er utviklet for ulike formål og som er mer eller mindre tidkrevende og kompliserte å bruke. Program av den typen som er beskrevet ovenfor og som vil dekke behovet i de aller fleste tilfeller for de kraftverkene som beskrives her, er imidlertid enkle og rimelige i bruk. Når hoveddataene er på plass, først og fremst det hydrologiske grunnlaget, vil man på en mye enklere måte enn for de andre metodene som er beskrevet, kunne undersøke virkningen for produksjonen ved å variere de andre faktorene, så som for eksempel slukeevne, rørdiameter, fallutnyttelse, restriksjoner (minstevassføring), m.m.

Slike beregninger vil normalt måtte utføres av rådgivere som har erfaring og passende regneverktøy til disposisjon. Ved hjelp av enkle simuleringsprogram som beskrevet ovenfor vil en erfaren person i løpet av en dag eller to kunne teste ut virkningen og beregne produksjonen for alternative sett av data som er av interesse å undersøke.

Bilag 5.1
Varighetskurve



Bilag 5.2
Dempningsmagasin

xvar

YE

INNLEST GJENNOMSNITTLIG D GNAVL P = .90 MILL. M3

BEREGNET GJENNOMSNITTLIG]RSAVL\P = 28.40 MILL. M3 = .90 M3/SEK
(74]R MED DATA)

I F\LGENDE TABELL ER GJENNOMSNITTSVERDIENE FOR HVER PROSENTSATS AV KAPASITET OG VOLUM REGNET UT

KAPASITET AV BEKKEINNTAKET I % AV GJENN.]RLIG VANNF.	GJENN. TAPT VANN (I % AV GJENN.]RSAVL\P) MED FORSKJELLIGE MAGASINST\RRELSER (I % AV GJENN.]RSAVL\P) .0%	2.5%	5.0%	10.0%	20.0%
20%	81.5	80.2	80.0	79.9	79.8
40%	67.1	63.0	61.4	60.2	59.9
60%	55.6	49.8	47.2	43.3	40.2
80%	46.0	39.0	36.0	31.3	23.6
100%	38.0	30.2	26.9	22.0	13.5
120%	31.3	23.0	19.6	14.6	7.0
140%	25.7	17.1	13.8	9.0	3.2
160%	21.2	12.5	9.3	5.3	1.2
180%	17.4	8.9	5.9	2.8	.3
200%	14.4	6.2	3.6	1.2	.0
220%	11.9	4.2	2.1	.5	.0
240%	9.8	2.8	1.2	.1	.0
260%	8.1	1.9	.6	.1	.0
280%	6.7	1.3	.3	.0	.0
300%	5.6	.8	.2	.0	.0
320%	4.7	.5	.1	.0	.0
340%	3.9	.4	.0	.0	.0
360%	3.3	.2	.0	.0	.0
380%	2.8	.2	.0	.0	.0
400%	2.4	.1	.0	.0	.0
420%	2.0	.1	.0	.0	.0
440%	1.7	.1	.0	.0	.0
460%	1.5	.1	.0	.0	.0
480%	1.3	.1	.0	.0	.0
500%	1.1	.0	.0	.0	.0
520%	1.0	.0	.0	.0	.0
540%	.9	.0	.0	.0	.0
560%	.8	.0	.0	.0	.0
580%	.7	.0	.0	.0	.0
600%	.6	.0	.0	.0	.0
620%	.6	.0	.0	.0	.0
640%	.5	.0	.0	.0	.0
660%	.4	.0	.0	.0	.0
680%	.4	.0	.0	.0	.0
700%	.4	.0	.0	.0	.0
720%	.3	.0	.0	.0	.0
740%	.3	.0	.0	.0	.0
760%	.3	.0	.0	.0	.0
780%	.2	.0	.0	.0	.0
800%	.2	.0	.0	.0	.0
820%	.2	.0	.0	.0	.0
840%	.2	.0	.0	.0	.0
860%	.2	.0	.0	.0	.0
880%	.2	.0	.0	.0	.0
900%	.2	.0	.0	.0	.0
920%	.1	.0	.0	.0	.0
940%	.1	.0	.0	.0	.0
960%	.1	.0	.0	.0	.0
980%	.1	.0	.0	.0	.0
1000%	.1	.0	.0	.0	.0

****
V A R I G H E T S K U R V E R
****

GJSN. SUM VINTER,SOMMER OG R (MM3): 9.22 19.17 28.40

1 TEST P] INNLESTE DATA: UTSKRIFT AV INNGANGSARRAYETS F\RSTE OG SISTE LINJE

.08 .09 .08 .07 .08 .07 .07 .06 .06

Page 1

6 ØKONOMI FOR KRAFTVERK

6.1 Generelt

For å komme frem til hvilke prosjektalternativer som er økonomiske, bør en først gjøre noen forenklede analyser for å grovsortere. Mer detaljerte analyser utføres for de utvalgte alternativene. Detaljerte overslag over byggekostnader og driftsutgifter med endelig finansiering utføres for valgte prosjekter før endelig investeringsbeslutning tas.

En økonomisk analyse av et vannkraftprosjekt trenger datainformasjon på inntekts- og utgiftsiden.

Inntektene vil være resultatet av beregning av energiproduksjon og antagelse om energipriser i fremtiden, eller alternativkostnaden ved å måtte kjøpe kraften i markedet.

Utgiftene vil være kapitalkostnader på investeringen, fremtidige drift- og vedlikeholdsutgifter, skatter og avgifter og nett-tariffer.

Det er av stor betydning for inntektene/utgiftene og alternativkostnadene hvor stor kraftverkets ytelse og energiproduksjon vil være, hvilken andel av produksjonen som vil gå til eget forbruk og hvordan linje-tilknytningen er, fordi:

- eget forbruk belastes ikke med merverdiavgift hvis salget er mindre enn 20 % av energiproduksjonen og verdien av energiproduksjonen totalt er verdt mindre enn kr 30 000 pr år
- forbrukeravgift ikke skal betales hvis generatorytelsen er under 100 kVA
- kraftverk med ytelse under 1500 kVA ikke skal betale naturressursskatt og grunnrenteskatt
- ingen nettkostnader hvis eget forbruk ikke går via lokalnettet

Kapitalkostnadene er gitt ved kostnadsoverslaget og finansieringsbetingelsene. Slike beregninger kan utføres med inflasjon i både kostnader, dvs nominell rente (bankrente) og inntekter. Alternativt kan beregningene utføres i faste kostnader, dvs basert på realrente (nominell rente minus inflasjon), og med inntekter i et fast prisnivå.

Dersom vannkraft kan antas å ville få høyere pris som fornybar energi i fremtiden i forhold til andre kostnader (realverdistigning), bør dette tas hensyn til.

For grove analyser er det enklest å utføre slike beregninger i faste priser uten inflasjon, mens en endelig bedriftøkonomisk analyse tilslutt utføres med antatt inflasjon og endelige finansieringsbetingelser.

Drift- og vedlikeholdskostnader er kjent fra erfaringstall eller kan beregnes ut fra det aktuelle driftsopplegget som forutsettes.

For kraftverk som yter under 1000 naturhestekrefter, trengs ikke konsesjon etter Industrikonsesjonsloven. Det betyr at det ikke er hjemfall til staten etter 60 års konsesjonstid for slike anlegg.

(Regjeringen har ute på høring et lovutkast hvor grensen er foreslått hevet til 4000 naturhestekrefter).

6.2 Grov økonomisk analyse for valg av alternativ og investeringsgrenser

Grove analyser er nødvendig i starten på prosessen for å sortere ut alternativer. Hovedkostnadene vil være:

- Utbyggingskostnader
- Kapitalkostnader
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Skatter og avgifter
- Nettavgifter

Utbyggingskostnadene vil grovt fordele seg i % på hovedelementer som angitt nedenfor, men er selvsagt sterkt prosjektavhengig:

	%
Veiadkomst til stasjon og inntak	1
Dam og inntak	3-5
Vannvei	10-15
Turbin, turbinstyring, ventil etc	20-30
Generator, kontroll- og apparatanlegg, transformator	15-25
Kraftstasjonsbygning	2-5
Linjetilknytning	5-15
Adm., kontrakter og planlegging, detaljering, byggeledelse	7-10
Fallrettigheter, eventuelt	2-5

Skal energiproduksjonen vesentlig gå til salg, vil markedsprisen på kraft være styrende for investeringen. Ved dagens kraftpris uten forbrukeravgift og merverdiavgift mellom 15 og 20 øre/kWh vil en investering på ca. 2 kr pr. kWh kunne forsvares med realrente på ca 5- 7 %, men da som et tak for investeringen.

For å sikre investeringen mot uforutsette kostnader, tørre perioder eller lave energipriser, spesielt de første årene, bør imidlertid utbyggingskostnadene være lavere enn dette av hensyn til likviditeten i starten. Noen steder på Vestlandet og steder med tilsvarende gunstige naturlige forhold er det mulig å finne prosjekter med utbyggingspris mellom 1,00 og 1,50 kr/kWh.

Dersom kraften skal gå til eget forbruk og en kan spare både merverdiavgift på 24 % og forbrukeravgift på 9,3 øre/kWh dersom kriteriene som gjelder for fritak fra disse avgiftene er oppfylt, kan investeringsgrensen legges høyere. Hvis en i tillegg heller ikke trenger transport på det lokale energiverks nett, vil en utbygger spare ytterligere 15-20 øre/kWh pluss merverdiavgift. Investeringsgrensen kan da heves ytterligere.

Se Bilag 2 for en grov økonomisk analyse .

Hoveddimensjonene for kraftverket, så som slukeevne for turbin, vannveidimensjon, høyde på dam etc. bestemmes ved en økonomisk optimaliseringsberegning. For de grove overslagene kan en imidlertid benytte seg av noen erfaringstall om hva riktige dimensjoner i størrelsesorden vil være.

For turbinens slukeevne kan en som tommelfingerregel benytte ca 1,5 x midlere vannføring i elven dersom den ikke er regulert. Diameter på tilløpsrør kan dimensjoneres for en maks hastighet på ca. 4 m/sek. For borhull vil hastigheten ligge lavere, f.eks 2 m/sek. Hvis det er aktuelt med sprengte tunneler, vil minste-tverrsnittet som kan sprenges normalt være tilstrekkelig stort for småkraftverk.

Overføringer fra nabofelt
Hvilke felt det vil lønne seg å ta med i en utbygging, kan ofte være en problemstilling ved planlegging av et kraftverk, lite eller stort. Overføring av vann fra et felt kan utføres ved hjelp av kanal, nedgravd rør eller tunnel.

Eksempel 1 viser beregning av investeringsgrensen ved overføring fra et nytt felt til kraftverket:

Et nedbørfelt på 1 km^2 med tilsig lik 50 l/s · km^2 som kan utnyttes over et fall på 100 meter, vil gi følgende produksjon:

Nedbørfelt	1 km^2	
Tilsig	50 l /s · km^2	
Fall	100 m	
Produksjon	(0,050 · 31,54 mill. sekund · 100) / 447 =	0,35 GWh
Etter 20 % flomtap		0,28 GWh
Verdi pr år ved kraftpris 15 øre/kWh:	0,28 · 0,15 øre/kWh =	kr 42 000
Nåverdi av energiproduksjonen:	12,41· 42 000 =	**kr 521 220**
	(Nåverdifaktor = 12,41 ved 7 % p.a. rente, 30 års energiproduksjon)	

Investeringsgrensen er kr 521 220 pr km^2 nedbørfelt med de angitte forutsetningene Dersom kraften skal gå til eget forbruk, kan verdien på kraften og investeringsgrensen kanskje settes til det 3-dobbelte. Eksemplet viser en nåverdiberegning, og sier ingenting om likviditetssituasjonen de første årene.

Hvor stor del av fallet i elven er det økonomisk å utnytte?

Eksempel 2 viser utnyttelse av et tilleggsfall i en elv:

Nedbørfelt	20 km^2
Tilsig	50 l/s km^2
Middelavløp	20 · 0,050 = 1,0 m^3/s
Slukeevne	2 m^3/s
Antatt flomtap	20 %
Gjennomsnittlig kraftpris	18 øre/kWh
Levetid?	30 år
Kapitaliseringsrente	7 % p.a.

Flytting av stasjonen 100 m lenger ned i elven gir 3 m mer fall

Økt produksjon etter flomtap: (0,050 l/s/km^2 · 0,80 · 20 km^2 · 31,54 mill. sek · 3 m) / 447 = 0,169 GWh

Nåverdi ved 7 % p.a. rente og 30 år: 0,169 · 12,41 · 0,18 = 0,378 mill kr.

Hvis kostnaden ved å forlenge vannveien og øke installasjonen for 3 m høyere fall er mindre enn kr 378 000, vil det ut fra de valgte kriterier være lønnsomt å flytte stasjonen lenger ned. Sjekk med alternativ rente og energipris.

Investeringsgrense: kr 378 000 for 100 m lengre vannvei eller 3 780 kr/m inklusive kostnad for installasjonsøkningen.

Hvis valgt vannvei koster mindre enn kr 3 780 pr. meter og andre kostnadsendringer ved flyttingen vil være minimale, vil en ytterligere utnyttelse av elven være økonomisk. Kostnaden til elektromekanisk utstyr vil ha en fallende marginalkostnad med økende fallhøyde.

6.3 Inntektsberegning

Energiproduksjon beregnes som vist i kapittel 5.

Verdien av energiproduksjonen bestemmes av de kraftpriser en ser fremover, og hvor det er vanlig å tenke i prisbaner. Alle prognoser ser for seg økende priser på elektrisitet. I et markedsbasert system som Energiloven av 1991 etablerte i Norge, er hovedregelen at ingen investerer før markedsprisen betaler for den nye investeringen. En ny kWh som i volum vil bety noe i kraftbalansen i det nordiske markedet, vil komme fra termiske anlegg. Med rensing vil slik produksjon koste 20 øre/kWh ++. Dette betyr at når markedet kommer i balanse vil alle kraftprodusenter få den prisen. Usikkerheter er gasspris, rensekostnader og verdi av utslippstillatelser for CO_2. Alle prognoser for Europa ser for seg et stigende importbehov av gass til EU som vil presse prisen opp. I tillegg får en store svingninger i kraftprisen pga. store variasjoner på rundt +/- 25 % i tilsiget til vannkraftverkene i det nordiske markedet, selv om de termiske produsentene i den senere tid har blitt flinkere til å tilpasse seg varierende vannmengder.

Ut fra dette kan en slutte at når det blir balanse i markedet, vil kraftprisen stige til godt over 20 øre/kWh i snitt over året, med høyest pris om vinteren.

En ordning med grønne sertifikater for ny fornybar kraft vil antagelig bli etablert i Norge i nær fremtid. Sverige etablerte sitt sertifikatsystem fra 1.mai 2003 for all ny fornybar kraft produsert i Sverige. Norge vil antagelig få et tilsvarende system fra tidligst 2005. Sertifikatene kan selges til kraftleverandørene for 10-20 øre /kWh og vil forbedre økonomien i prosjektene vesentlig.

6.4 Økonomisk optimalisering av anleggsdeler

Når en har silt ut det beste prosjektalternativet, bør dette optimaliseres økonomisk for å kunne foreta et bedre kostnadsoverslag basert på de investeringskriterier en har valgt.

Målet med optimaliseringen er å bestemme økonomisk riktig dimensjon på damhøyden, vannveien og turbinaggregatets kapasitet. Når merkostnaden ved å øke dimensjonen er lik nåverdien av den merinntekten en dermed får, er anleggsdelen økonomisk riktig dimensjonert. En slik beregning kan utføres med et dataprogram/regneark eller grafisk. Den siste metoden gir en god oversikt og forståelse av økonomien i prosjektet.

Se Bilag 1 for beskrivelse av grafisk optimalisering av slukeevnen for et småkraftverk.

6.5 Skatter

Reglene for beskatning av kraftverk ble endret med virkning fra skatteåret 1997 og medførte til dels store forandringer sammenlignet med tidligere. Kort oppsummert gjelder i dag følgende bestemmelser og skatteformer:

- **Skatt på overskudd** er en skatt som gjelder for *foretaket,* dvs at skattbar inntekt beregnes samlet for eierens virksomhet, ikke for hvert enkelt kraftverk hvis han eier flere. Beskatningen vil henge sammen med hvordan virksomheten er organisert. Et kraftverk i mikroklassen på en gård vil kunne gå inn som en del av gårds- eller skogsdriften, såkalt stedbunden næring, slik at inntekten beskattes under ett. Man må også være oppmerksom på at fordelen ved uttak til eget forbruk kan være skattepliktig.

  Litt større kraftverk vil normalt organiseres som egne foretak, eventuelt som aksjeselskap og bli beskattet etter de regler som gjelder for den aktuelle selskapsformen

- **Skatt på grunnrente** er en ny skatteform for kraftverk som er innført for å skattlegge *meravkastningen* som forutsettes å oppstå ved utnyttelse av en naturressurs i produksjonen. Kraftverk med generatorytelse under 1500 kVA (ca. 1350 kW turbinytelse) betaler ikke

grunnrenteskatt. Grunnrenteinntekten beregnes etter bestemte regler som ikke gås nærmere inn på her. Negativ grunnrenteinntekt framføres med renter til neste års skatteregnskap

- **Naturressursskatt** er en kWh-avgift på 1,3 øre/kWh, 1,1 øre til kommunen og 0,2 øre til fylkeskommunen. Skattesatsen første året er en sjuendedel av full verdi på 1,3 øre/kWh og trappes opp med en sjuendedel pr. år til full sats etter 7 år.
  Kraftverk med generatorytelse under 1500 kVA betaler ikke naturressursskatt. Skatten kan kreves trukket fra i den delen av overskuddsskatten som går til staten (fellesskatten). Dersom fellesskatten dermed blir negativ, framføres overskytende naturressursskatt med rente til neste år.

- **Formuesskatt.** Her er skatteplikten avhengig av organisasjonsform. De fleste eiere av kraftverk betaler ikke formuesskatt, f. eks. aksjeselskaper. For enkeltmannsforetak der kraftproduksjon er en del av virksomheten, må betales formuesskatt basert på takst også for den delen av formuen som ligger i kraftverket. Det er egne regler for hvordan taksten beregnes. For kraftverk under bygging settes formuesverdien lik investert kapital pr. 1. januar i ligningsåret. Det er ingen nedre grense for kraftverksstørrelse. Har kraftverket lavere generatorytelse enn 10 MVA, ca. 9 MW, settes taksten til skattemessig (nedskrevet) verdi. Dette vil være tilfelle for mini/mikro-kraftverk

- **Eiendomsskatt.** I de kommuner som har innført eiendomsskatt, betales e-skatt basert på formuestaksten for anlegget (Definert som "Verk og bruk"). Høyeste sats er 7 promille av taksten. Eiendomsskatteloven inneholder en bestemmelse om at eiendom som blir drevet som gards- eller skogbruk, helt eller delvis kan fritas for eiendomsskatt

- Sammendrag:

Inntektsskatt:	Betales etter skattesats på 28 %
Grunnrenteskatt:	Gjelder for kraftverk større enn 1500 kVA (ca 1350 kW). Negativ grunnrenteinntekt framføres med rente
Naturressursskatt:	Betales for kraftverk større enn 1500 kVA; sats 1,3 øre/kWh etter 7 år. Skatten trekkes fra i den delen av inntektsskatten som går til til staten (fellesskatten). Negativ skatt framføres med rente
Formuesskatt:	Skatteplikten er avhengig av selskapsform. Takseringsreglene er forenklet for kraftverk som er mindre enn 10 MVA (Taksten er lik skattemessig verdi)
Eiendomsskatt:	Eiendomsskatt er ikke innført i alle kommuner. Skatten betales på grunnlag av formuestaksten; fritak kan bli gitt hvis virksomheten drives som gards- eller skogbruk

6.6 Endelig økonomisk analyse av valgt prosjekt

For å utføre den endelige økonomiske analysen av prosjektet trengs følgende:

Fremtidige netto inntekter (brutto inntekter minus utgifter) over levetiden. Inntekter og utgifter angis i inflaterte kroner.

- Prisbaner for fremtidige kraftpriser fastlegges; helst en konkret kraftprisavtale med en kraftkjøper med avtalt pris pr kWh over året og regulering over tid. Slike avtaler er det ikke lett å få for flere år. I dagens marked varierer prisen sterkt over året. For økonomien i prosjektet er det derfor viktig at en får lagt inn en realistisk prisvariasjon med priser for hver måned.

- Beregning av energiproduksjonen basert på best mulige avløpsdata og helst noen års vassføringsmålinger slik at produksjonen kan beregnes over året for hver måned. Energiproduksjonen angis for middels år, tørre år og våte år. Driftstid må vurderes fordi noe energiproduksjon vil gå tapt pga. planlagt vedlikehold og noe pga. uforutsett driftsstans. Middelproduksjonen for hver måned benyttes i beregning av nåverdien av fremtidige brutto inntekter, mens de våte og tørre årene benyttes i en følsomhetsberegning.

- Eget forbruk over året antas, og kWh-verdi i forhold til pris for alternativt kjøp av tilsvarende volum, med eller uten forbruker- og merverdiavgift, beregnes.

- Brutto inntekt for hver måned og år beregnes for ulike prisbaner for å finne følsomheten i prosjektet.
- Drift- og vedlikeholdskostnader estimeres. Et planlagt konkret driftsopplegg med avtalte kostnader for personer med reiseutgifter etc. Vedlikeholdskostnader fra erfaring med små kraftverk er normalt på 1-2 øre/kWh. Det vil dekke rutinemessig drifts- og vedlikehold, men kostnader til rehabilitering av anlegget etter 20-30 år kommer i tillegg..
- Skatter og eventuelle avgifter bør diskuteres og avklares med myndighetene
- Nettleie etter avtale med det lokale nettselskap inngås

Investeringer

- Totale investeringer basert på klargjorte kontrakter for hele kraftverket fastlegges. Kostnader for eventuell kraftlinje frem til lokalt nett eller forbruker inkluderes.
- Administrative kostnader bedømmes. Her inkluderes nødvendig byggeledelse og kontroll av utførelsen, eventuelt med assistanse fra rådgivende ingeniør eller annet fagpersonell. Juridisk hjelp med eiendomsforhold eller fallrettigheter kan være nødvendig
- Tilknytningsavgifter til nett og eventuelt kloakk
- Eventuelt anleggsbidrag for nettet
- Eventuelle avgifter til kommunen for tillatelser etter plan- og bygningsloven
- Byggelånskostnader frem til produksjonsstart
- Eventuell betaling for fallrettigheter

For å bestemme økonomien i prosjektet kan en beregne internrenten eller netto nåverdi for en gitt rente.

Internrenten er den renten som gjør nåverdien av fremtidige inntekter og utgifter i løpet av den valgte levetiden (30 år) lik summen av alle investeringer inklusive renter i byggetiden. Internrenten bør være større enn kapitalkostnadene (renter og avdrag) i %.
All merverdiavgift som er betalt vil bli tilbakebetalt fra staten. Avgiften må regnes med i likviditetsbudsjettet i byggefasen.

Normalt for et vannkraftanlegg vil en i nåverdiberegningen bruke inntekter fra 40 års drift selv om den økonomiske levetiden vil være vesentlig lengre, men ved nåverdimetoden vil inntekter utover 40 år ha liten verdi i dag ved bruk av 7-10 % kapitaliseringsrenterente.
For de minste småkraftverkene er imidlertid erfaringen den at den økonomiske levetiden kanskje ikke er så lang. Andelen bygg og fjellarbeider med meget lang levetid vil være vesentlig mindre enn for store kraftverk slik at det er riktigere å regne med en kortere levetid for små kraftverk. Her er det foreslått 30 års levetid da en god del av det elektromekaniske utstyret da må skiftes ut.

Dersom den beregnede internrenten uten inflasjon og etter skatt er høyere enn 5-7 %, bør prosjektets økonomi være tilfredsstillende hvis en har likviditet til også å klare tørre år.

Likviditeten kontrolleres for en årrekke framover i tid ved å liste opp inntekter og utgifter inklusive avdrag, og hvor inntekten varierer fra våte til tørre år for å sikre at en også i tørre år har likviditet i prosjektet. Enkelte banker har tilpasset finansieringen slik at avdragene kan variere med inntektene.

Skattbar inntekt beregnes som verdien av solgt energiproduksjon, minus driftskostnader, nettleie, renteutgifter (ikke avdrag) og avskrivninger. For mindre gårdskraftverk vil regnskapet for gårdsdrift og kraftverksdrift kunne slås sammen.

Generelle avskrivningsreglene for kraftverk er :

67 år lineær avskriving for bygg og anlegg
40 år lineær avskriving for maskin og generator
5 % pr. år saldoavskriving for elektro forøvrig

Se bilag 6.3 med eksempel på en økonomisk analyse.

Følsomhet
Som nevnt ovenfor vil det være usikkerhet om størrelsen på flere av parameterne i regnestykket. En bør derfor beregne hvilke konsekvenser det vil få for prosjektet hvis de viktigste parameterne blir større eller mindre. Spesielt vil det være viktig å finne ut for hvilke verdier prosjektet vil være direkte ulønnsomt.
En beregner internrenten dvs. avkastningen på kapitalen for varierende verdier av de viktigste parameterne. Disse vil være:

- utbyggingskostnad
- fremtidig kraftpris
- produksjonen / tilsiget
- egen utnyttelse av kraften.

Produksjonsavhengige skatter og avgifter bør være inkludert i beregningene.
Internrenten må så sammenlignes med den lånerenten er har avtalt med banken.

Bilag 6.1
Optimalisering av vannveier vist ved grafisk metode

Se Figur 6.1.

Vannvei
Vannveien kan utføres med rør (stål, støpejern, glassfiber, polyetylen, tre, betong), tunnel (sprengt ellet boret) eller kanal (i jord eller fjell).

For å demonstrere hvordan en optimaliserer en vannvei er det her valgt et rør, som er den oftest benyttede vannveitype for små kraftverk.

Å optimalisere rørdiameteren for en gitt slukeevne betyr å bestemme den diameter hvor kostnaden ved den siste økningen av diameteren er lik nåverdien av fremtidige inntekter og utgifter på grunn av denne utvidelsen. Dette betyr at når optimal diameter er bestemt, vil en ytterligere økning koste mer enn verdien av kraften som vinnes inn, og ved en reduksjon vil kostnadsbesparelsen være mindre enn tapet pga. redusert energiproduksjon.

Beregning av nåverdien av fremtidig inntekt forutsetter valg av avkastningskrav (kalkulasjonsrente) og en fremtidig energipris. For begge kriterier bør en benytte flere verdier for å se følsomheten i dimensjoneringen for endring av kriteriene. For kalkulasjonsrente bør en i dag velge i området 5-7 % p.a. Som energipris må en anta en prisbane i fremtiden med utgangspunkt i dagens markedspris og med en eventuell realprisstigning fremover. For praktisk beregning bør en benytte nåverdien av prisbanen for sommer- og vinterpris eller en pris måned for måned over året. Når en kjenner sin egen produksjonsfordeling over året, kan en regne ut en midlere pris som benyttes i beregningen.

Midlere energipris bør i dag ligge mellom 15-20 øre/kWh, men en langsiktig energipris bør i snitt ligge over 20 øre/kWh.

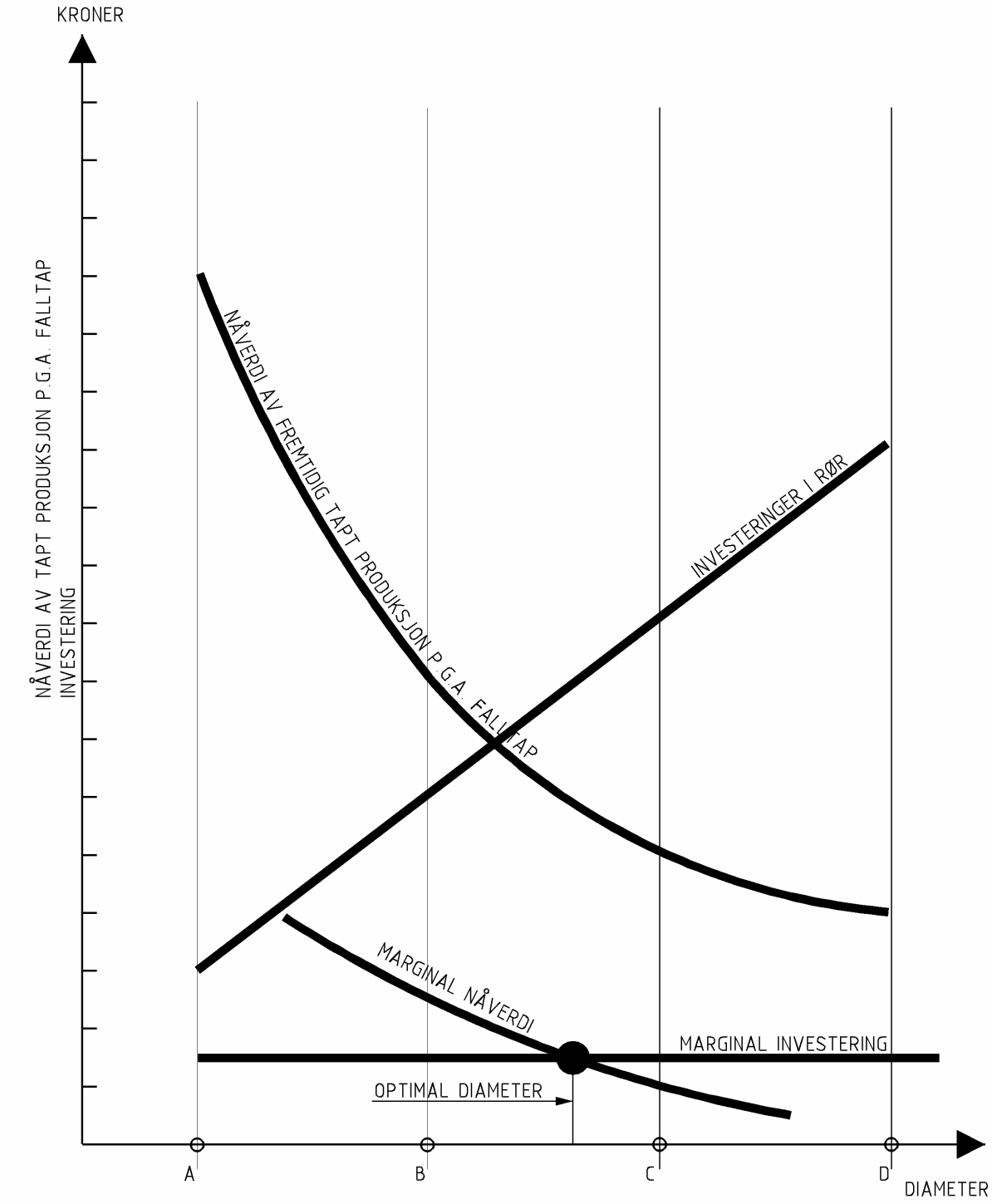
Fremgangsmåte:

- Velg ut 4 diametre hvor hastigheten i røret varierer mellom 2 og 4 m/s
- For hver diameter regnes ut alle kostnader som er avhengig av diameteren, inklusive eventuell rørbruddsventil, alle byggetekniske kostnader, alle påslag som marginal rigg og renter i byggetiden
- Beregn den marginale kostnaden for hvert trinn ved å øke diameteren.
- Kostnadskurven for røret tegnes opp på et ark med diameter på x-aksen og kostnader på y.aksen.
- Marginalkostnadene ved å øke diameteren fra den ene til andre, tredje og fjerde tegnes opp midt i mellom hver av diameterne. Med 4 diametre får en 3 marginale verdier. Da kan en trekke en kurve for marginale kostnader.
- For hver diameter beregnes falltapet i røret med den fordelingen over året som tappestrategien eller varighetskurven tilsier. Falltapet multiplisert med vannmengden gir tapt produksjon for hver periode over året, og tapt verdi fås ved å multiplisere med kraftprisen for perioden. Dette kan gjøres ved å dele opp arealet på varighetskurven i perioder over året med fast tapping og beregne verdien over året av tapt produksjon pga falltap og redusert virkningsgrad for ulike utnyttelser av kapasiteten.
- På samme kurveark som kostnadene tegnes opp for hver diameter nåverdien av tapt produksjon pga. falltapet. Ved økende diameter vil tapet falle.
- Midt i mellom disse verdiene tegnes opp det midlere tapet ved å gå fra den ene diameteren til den andre. Da får en tre verdier som gir kurven for det marginale tap.

- Der denne kurven skjærer kurven for marginale investeringer får en den økonomisk optimale diameteren for den valgte slukeevnen.
- Ved å endre energiprisen eller renten opp eller ned vil den marginale tapskurven flyttes opp eller ned og skjæringspunktet med den marginale kostnadskurven vil flyttes til høyre eller til venstre med nye optimalpunkter. Følsomheten av endringer i forutsetningene kan en på denne måten lett se på det grafiske bildet.

I stedet for å utføre beregningene for hånd med et regneark som beskrevet ovenfor, kan produksjons- og optimaliseringsberegninger utføres med et simuleringsprogram. Et slikt program er tilgjengelig hos rådgivende ingeniører / konsulenter. Ved simulering vil beregningene kunne utføres raskere og en vil lett kunne endre inngangsdata, men det viktigste arbeidet, valg av optimaliseringskriterier, vil være det samme.

Figur 6.1
Optimalisering av rørdiameter
Prinsippskisse



Bilag 6.2
Grov økonomisk analyse

Kraftverk: **Aggregat : 0,8 MW**
Fall 100 m
Produksjon 3 GWh

Investering	**kr**
Administrasjon og planlegging fra skisse til ferdig kraftverk	400.000,00
Målestasjon i elva	15.000,00
Investering	
Inntak	100.000,00
Dam	250.000,00
Vannvei	1.000.000,00
Kraftstasjon, bygg	300.000,00
Elektromekanisk pakke	1.835.000,00
Veg	100.000,00
Nett	20.000,00
Renter i byggetiden	165.000,00
Total investering, ekskl. mva	**4185.000,00**

Utbyggingspris 4.185.000 / 3.000.000 = 1,4 kr/kWh

Bilag 6.3
Økonomisk analyse

Brutto inntekter	Mnd	Prod. GWh	kraftpris kr/kWh	alt. pris	inntekt kr	alt. inntekt kr
	jan	0,02	0,25	0,18	5 000,00	3 600,00
	febr	0,02	0,25	0,18	5 000,00	3 600,00
	mar	0,2	0,18	0,17	36 000,00	34 000,00
	apr	0,5	0,15	0,16	75 000,00	80 000,00
	mai	0,5	0,15	0,15	75 000,00	75 000,00
	juni	0,5	0,15	0,14	75 000,00	70 000,00
	juli	0,4	0,15	0,14	60 000,00	56 000,00
	aug	0,4	0,15	0,15	60 000,00	60 000,00
	sept	0,2	0,18	0,15	36 000,00	30 000,00
	okt	0,2	0,2	0,16	40 000,00	32 000,00
	nov	0,05	0,2	0,16	10 000,00	8 000,00
	des	0,02	0,2	0,17	4 000,00	3 400,00
	totalt	3,01			481 000,00	455 600,00

Investeringer, 0.8 MW, 100 m fall

		kr
Egen adm.		50 000,00
Planlegging fra skisse til ferdig kraftverk		350 000,00
Målestasjon i elva		15 000,00
Investering		
	Inntak	100 000,00
	Dam	250 000,00
	Vannvei	1 000 000,00
	Kraftstasjon, bygg	300 000,00
	Elektromekanisk pakke	1 835 000,00
	Veg	100 000,00
	Nett, anleggsbidrag	20 000,00
	Renter i byggetiden	165 000,00
	Total invest, ekskl.mva	4 185 000,00

Gjennomsnittlig kraftpris: 4185000/3010000= 1.39 kr/kWh
Drift- og vedlikehold : 3 øre/kWh gir kr 90 000 i årlige utgifter

Intern rente: 30 år : (481 000 - 90 000)* R =4 185 000

R = 10.7 som nåverdifaktor gir ca 8.5 % i internrente
Med 20 % lavere produksjon blir internrenten 5.5 %
Med alt. pris blir internrenten 8 %
Med 20 % lavere produksjon og alt. kraftpris blir internrenten 5 %

Nåverdi, 30 år , 7 %	12.409 * (481 000 - 90 000) = 4 851 919	(12.409 er nåverdifaktoren)
Investering	4 185 000	(se rentetabeller)
Netto nåverdi	+ 666 919	

7 TEKNISK PLANLEGGING AV KRAFTVERK

Teknisk planlegging av et kraftverkprosjekt starter med å kartlegge mulige alternative plasseringer av inntak og utløp for kraftverket. Normalt bør en undersøke flere alternativer med grove skisser og overslag før en velger endelig sted for mer detaljert planlegging.

Planlegging av et kraftverk har både en teknisk og en økonomisk side og begge er like viktige.

Forutsetninger for en god teknisk-økonomisk planlegging er følgende:

- miljøkrav bør være kjent før endelige tekniske planer, som krav til minstevannføring fra dammen, adkomstforhold, linjetracé etc.
- et godt kart i målestokk 1:500 eller 1:1000 for området, eller 1:5000 for området og med detaljkart for damsted og kraftstasjon
- nøyaktig vannmengde med fordeling over året, helst fra måling i egen elv
- kjenner grunnforholdene for damsted, rørtrasé og kraftstasjon
- god kjennskap til is- og flomforhold i elven og spesielt hvor inntaket er tenkt plassert, men også for stasjonen slik at den ikke drukner under flom.
- oversikt over eiendommer som kan bli berørt av utbyggingen eller som bør tas hensyn til i utformingen av prosjektet
- et godt prisgrunnlag for optimalisering av hovedkomponentene. Et dårlig grunnlag kan føre til at en velger feil dimensjon på utstyret, og som igjen kan føre til revisjoner av planer eller svekket økonomi i prosjektet hvis feilen ikke blir oppdaget i tide.
- dammer, luker og vannvei (rør, tunneler etc.) må vurderes i forhold til hvilke konsekvenser eventuell svikt eller brudd kan innebære. Kan det innebære fare for mennesker, miljø og eiendom kommer anlegget inn under virkeområdet til forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg (sikkerhetsforskriften). Da er det krav om at planleggingen skal skje av en NVE-godkjent ingeniør. Anlegg som ikke kommer innunder sikkerhetsforskriftens virkeområde, vil være underlagt plan- og bygningsloven (pbl), og som administreres av kommunene. Planlegging av sistnevnte anlegg trenger godkjennelse av kommunen eller en sentral pbl-godkjennelse.

Ved ethvert prosjekt følger det en viss risiko i bygge- og driftsfasen. En god plan bør derfor kartlegge alle risikoelementer ved prosjektet og en vurdering av prosjektøkonomiens følsomhet for disse.

7.1 Dam og inntak

Dam og inntak må planlegges i sammenheng, men de behøver ikke å bygges sammen i en felles konstruksjon. Inntaket kan ligge i et vann hvor dammen nødvendigvis må ligge ved utløpet, mens inntaket legges der det er gunstigst for vannveien til stasjonen. Med inntak i elv vil det oftest være riktig å plassere dam og inntak i felles konstruksjon.

7.1.1 Dam

Dammens viktigste funksjon for små kraftverk er å etablere et mindre basseng/overvannsspeil foran kraftverksinntaket slik at :

- inntaket med varegrind blir godt dykket for is og rask
- vannhastigheten foran inntaket blir redusert.

- Hvis vannet får en rolig strøm med lav hastighet < 0,6 m/s fram til varegrinden, kan isen legge seg og en unngår åpent vann. En vil derved redusere faren for at sarr i elva føres fram til grinda. Et lengre parti med islagt vannspeil foran inntaket er derfor en fordel.
- Dammen bør ikke legges rett nedstrøms et fall/stryk som produserer sarr, men helst på toppen av stryket hvor elven renner rolig.
- Med lav hastighet vil det være lettere å unngå skjevstrømning gjennom varegrinda som gir bakevjer/luftvirvler som kan føre luft inn i tilløpet etc. Skjevstrømning vil føre til at falltapet over grinda øker og at den blir vanskeligere å renske pga. høy hastighet der hvor rasket har satt seg.
- Eventuelle sedimenter i elva legger seg i bassenget og senere kan spyles ut. Partikkelstørrelsen vil bestemme nødvendig hastighet gjennom bassenget.

  Et separat sedimentkammer for turbinvannet kan være fornuftig i stedet for å rense alt vannet i elven. Dette må avveies i hvert enkelt tilfelle med mengden av sedimenter og hvor lang periode det føres med sedimenter i elva.

- en får tilstrekkelig overflateareal til at vannstandsregulatoren for turbinen kan fungere tilfredsstillende.

For øvrig vises det til rapport utarbeidet i regi av NVE om grunne inntak.

Med inntak i mindre vann bør mulighetene for regulering undersøkes slik at en kan:

- redusere flomtapet under mindre regnvær
- tilpasse produksjonen til eget forbruk over døgnet uten tap av vann

Dammer generelt

NVE fører tilsyn med planlegging, bygging og drift av dammer. NVE ga i år 2000 ut revidert Sikkerhetshåndbok for vassdragsanlegg, som inneholder bl.a. følgende dokumenter:

- Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg
- Forskrift om klassifisering av vassdragsanlegg
- Forskrift om kvalifikasjoner hos den som forestår planlegging, bygging og drift av vassdragsanlegg
- Retningslinjer for planlegging og bygging
- Retningslinjer for tilsyn og revurdering av vassdragsanlegg

Forskrifter og retningslinjer finnes på Internett under www.nve.no. I tillegg til ovennevnte dokumenter finnes der

- Skjema for prosjektbeskrivelse (skal sendes NVE ved oppstart av planlegging)
- Retningslinje for flomberegninger
- Retningslinje for flomløp
- Retningslinje for betongdammer
- Forskrift om internkontroll for å oppfylle lov om vassdrag og grunnvann

Ytterligere retningslinjer vil bli utgitt etter hvert som de foreligger, bl.a. retningslinje for fyllingsdammer og retningslinje for murdammer.

I tillegg gjelder fortsatt retningslinjer for bl.a. stenge- og tappeorganer og rør i Sikkerhetshåndbok for vassdragsanlegg fra 1996 inntil nye retningslinjer foreligger.

Dammer er klassifisert ut fra bruddkonsekvenser hvor følgende kriterier gjelder:

Bruddkonsekvenser		Klasse
Betegnelse	Skadepotensial Antall boligenheter	
Store	> 20	3
Middels	1 - 20	2
Små	0	1

Ved brudd som fører til skade på riks- og fylkesveier og jernbanelinjer settes klassen ikke lavere enn 2. NVE skal godkjenne dammens klasse. Videre skal det fremlegges nødvendig dokumentasjon av planleggingen for NVE, som skal godkjenne vesentlige deler av planmaterialet, jf. sikkerhetsforskriften.

Damtyper

Den mest vanlige damtypen for små kraftverk vil være betong gravitasjonsdam fundamentert på fjell. For lave dammer < 5 m på fjell vil denne typen være billigst. Dammen vil her være en del av flomløpet, mens en fyllingsdam må ha eget flomløp.

Andre fundamenteringsforhold, lokale materialer og adkomstforhold kan kreve at andre damtyper som fyllingsdam med morenetetning, mindre betong hvelvdam, trebukkedam, trekistedam etc. også blir vurdert. Eksisterende gamle fløtningdammer utført som steinkistedammer eller murt steindam kan benyttes. De må vanligvis opprustes med støp av en oppstrøms armert frontplate.

Flomløp

Dammen må kunne avlede en flom uten skade og slik at topp av dam eller lukehus ikke blir satt under vann. For en betongdam på fjell vil flomløpet normalt være over dammen. Flomløpet må plasseres slik at energien i vannet på avløpsiden kan tas opp av fjellet uten å grave i løsmasser og slik at fundamenteringen av dammen ikke blir berørt.

Flomkapasitet (omtrentlig): $Q_{\text{dim}} = 2{,}0 \cdot B \cdot H_0^{1{,}5}$ [m^3/s]

hvor: Q_{dim} - Flomkapasitet [m^3/s]
B - Overløpsbredde [m]
H_0 - Overløpshøyde (vannstand over terskel) [m]

Dimensjonerende flom vil være Q_{1000} (gjentaksintervall 1000 år) for dammer i bruddkonsekvensklasse 2 og 3. For dammer i bruddkonsekvensklasse 1 vil Q_{500} (gjentaksintervall 500 år) være dimensjonerende.

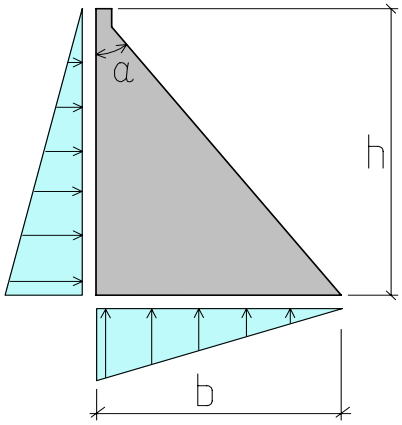
Det kreves godkjenning fra NVE for hvilke flomløp som kan tas med i beregning av flomavledningskapasitet

Dimensjonering av dammen for stabilitet

(For mer detaljert beskrivelse av krav til dimensjonering, se "Retningslinjer for betongdammer" under paragraf 4.8 i Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg)

Velting
Sikkerheten mot velting om nedstrøms tå eller i et hvert horisontalsnitt må beregnes, og den må være større enn 1,4. Sikkerheten beregnes ved å finne hvilke krefter som vil virke veltende ved omdreining om nedstrøms tå av dammen og hvilke krefter som vil virke i mot.

Kreftene på en gravitasjonsdam i betong vil være :



Poretrykket

Veltende:

- Vanntrykket mot den vertikale oppstrømsiden ved HRV (høyeste regulerte vannstand) eller ved høyeste flomvannstand.
- Poretrykket under dammen ved HRV og flom
- Istrykket på oppstrømsside i topp av dam ved HRV

Stabiliserende:

- Egenvekten av betongen
- Eventuelle boltekrefter

Gliding:
Sikkerheten mot glidning kontrolleres ved å påvise at horisontalkreftene kan overføres fra konstruksjonen til fundamentet.
Sikkerheten = Netto vertikalkraft på glideplanet * friksjonskoeffisient / horisontalkreftene i glideplanet.
Sikkerheten skal være større enn 1,5.
Netto vertikalkraft er lik vekten av dammen minus poretrykket under dammen.

For et grovt overslag kan en regne med at en betongdam med vertikal vannside, 1 m bred på toppen og en skrå luftside med helning 0,8 horisontalt og 1,0 vertikalt normalt vil være stabil med ca 1 m overløp over dammen dersom den er fundamentert på harde bergarter med ru overflate.

Tømmeorgan

Inntaksbassenget foran dammen må kunne tømmes for rask og sedimenter fra tid til annen i tillegg til at dammen kan ha behov for å bli tørrlagt for reparasjon. Dammen bør derfor utføres med et tømmeorgan som kan være et bunntappeløp med glideluke eller skyvespjeldventil, alternativt bjelkestengsel eller nålestengsel i aluminium eller impregnert plank.

Sikre minstevannføring

Ved konsesjonsbehandlingen kan utbygger bli pålagt å slippe minstevannføring, kanskje med varierende størrelse over året. Dammen må da utstyres med et tappeorgan som kan regulere dette nær uavhengig av vannstanden i bassenget. Tappeorganet må være slik anordnet at det ikke tømmer bassenget når naturlig tilsig er mindre enn minstevannføringen. Det kan gi problemer om vinteren ved at isflak legger seg mot inntaket og stenger det. Som tappeorgan kan benyttes tappeventil, bunntappeluke etc.

Når det tillates utbygging uten konsesjonsbehandling, skal alminnelig lavvannføring være tilbake i den elvestrekningen som berøres av utbyggingen.

7.1.2 Inntak

Inntakets viktigste funksjon er med minst mulig falltap å:

- få vannet inn i vannveien uten at rask, sarr eller is føres med som kan tilstoppe turbinen eller sedimenter som kan slite på turbinen

- kunne stenge av mot inntaket for tørrlegging av vannveien

Inntaket utstyres derfor med en varegrind og et stengeorgan, vanligvis en luke eller i noen tilfeller en ventil. Inntaket må plasseres riktig i forhold til strømningen slik at rasket vil gå over flomløpet i flomperioder og ikke mot inntaket slik at det blir tettet igjen. En elv med mye rask, isgang og sedimenttransport bør studeres nøye før endelig utforming og plassering. Generelt plasseres inntaket i forhold til vannveitraseen slik at vannveien blir billigst mulig.

Inntaket utføres i betong under lukehusgulv, mens lukehuset over gulv for plassering av lukeopptrekk og styring kan utføres i andre materialer som passer best i det lokale miljø.

Se også NVE- rapport om "Grunne inntak"

Varegrind

For å hindre større gjenstander som greiner, kvist og stein i å komme inn i vannveien installeres en varegrind i inntaket for å unngå skader på utstyr som ventil, turbin etc. Varegrinda dimensjoneres for et gitt differansetrykk for å motstå delvis gjentetting av mose, løv etc. Varegrinda må videre dimensjoneres og konstrueres slik at det ikke oppstår resonans og dermed vibrasjoner i konstruksjonen som kan forårsake skader på grinda.

Varegrinda plasseres med tilstrekkelig dykking i forhold til vannspeilet i inntaksbassenget for å unngå isproblemer og sarrdannelse. Videre bør terskelen til varegrinda løftes opp fra elvebunnen slik at ikke sedimenttransporten langs elvebunnen kommer inn i inntaket.

Varegrinda utføres slik at den gir minst mulig falltap. Lysåpningen mellom grindstavene skal ikke være større enn at varegrinda holder tilbake gjenstander som kan kile seg fast i turbinen når ledeapparat står i ca 80 % åpen stilling.

For små kraftverk velges gjerne grindareal som gir en brutto hastighet på vannet rundt 0,5 - 0,8 m/s inn i grindtverrsnittet. Lave hastigheter forenkler også renskingen av grinda.

For elvekraftverk av en viss størrelse hvor det i perioder av året kan være mye tilførsel av mose, løv etc, kan det være aktuelt å installere en automatisk drevet grindrensker for rensking av varegrinda.

7.1.3 Luker

I forbindelse med dammer og inntak kan det være aktuelt å installere manøvrerbare luker for forskjellige formål. Det kan skilles mellom tre hovedgrupper:

- Flomluker for avledning av vann
  - overflateluker i dam
  - bunnluker i dam
- Inntaksluker for avstenging av vannvei mot inntaksmagasin
- Sugerørsluker for avstengning mot undervannet

Behovet for luker må vurderes for de enkelte anlegg ut fra krav til flomavledning, nedtapping av magasin, avstengning av vannvei mot magasin i gitte situasjoner etc.

Generelt gjelder det for luker at de skal være solide og pålitelige konstruksjoner under alle driftsforhold. Luke med tilhørende utstyr må utføres og plasseres slik at hensynet til funksjons- og driftssikkerhet og tilgjengelighet for inspeksjon og vedlikehold blir ivaretatt.

Manøvreringsspill skal ha kapasitet som sikrer manøvrering av luka under alle forhold ut fra de funksjonskrav som er satt.

Luker som kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde, skal dimensjoneres i henhold til krav gitt i forskriften. Luker i dammer innenfor sikkerhetsforskriftens virkeområde har samme klasse som dammens klasse og sikkerhetsforskriftens krav gjelder tilsvarende. Luker som ikke er knyttet til dammer og andre stengeorganer i vannveien kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde dersom de har bruddkonsekvenser som innebærer farer for mennesker, miljø og eiendom og skal klassifiseres i forhold til konsekvensene.

Luketyper

Nedenfor er det angitt typiske luker som er aktuelle for små vannkraftanlegg:

- **Glideluke**
  Glideluker benyttes ofte som tappeluker i dammer og overføringer, men benyttes også som inntaksluke for avstengning mot inntaksmagasin. Videre benyttes glideluker som sugerørsluke for avstengning mot undervannet i kraftstasjoner som er dykket. Glideluker er egnet som tappeluker ved at de kan stå i mellomstillinger og regulere tappemengden.

  Glidelukene er utstyrt med glidelister, ofte i messing eller bronse, som glir mot en rustfri anleggsflate i føringene. Lukebladet kan være utført som bjelkekonstruksjon eller en massiv plate. Som tetning brukes gummiprofiler.

- **Rulleluke**
  Rulleluker benyttes hovedsaklig som inntaksluker i kraftverksinntak, og blir gjerne benyttet der det er behov for en nødstengefunksjon. En rulleluke skal kunne lukkes ved egen tyngde, dvs. uten hjelp av lukespillet med full vannføring gjennom lukeløpet. En rulleluke er beregnet for å stå enten fullt åpen eller stengt, og er derfor lite egnet for å stå i mellomstillinger som tappeluke.

  Større rulleluker er som regel utført som bjelkekonstruksjon, mens de mindre utføres av massive plater. Slike luker er utstyrt med hjul/ruller slik at friksjonskraften mot lukking blir så liten at luka går ned. Som tetning brukes gummiprofiler.

I tillegg til ovennevnte luketyper kan også segmentluke og eventuelt klappeluke være aktuelle luketyper for elvekraftverk av en viss størrelse i forbindelse med flomavledning over dam og regulering av vannstanden i et magasin.

Manøvreringsspill for luker kan enten være mekaniske eller hydrauliske. Hydrauliske spill er den typen som er mest benyttet. Hydraulisk utstyr er i stor grad standardisert, slik at deler er lett tilgjengelige. Videre er de tekniske løsningene som oftest svært pålitelige og robuste nok til å tåle drift selv ved svært lave temperaturer. Hydrauliske spill har sin fordel for luker som skal åpne/stenge ved egen tyngde uten krafttilførsel i en nødsituasjon.

Mekaniske spill som skruespill er også robuste løsninger som i mange tilfeller er alternativ til hydrauliske spill.

7.2 Vannvei

Vannveien skal føre vannet fra inntaket og ned til kraftstasjonen på billigste måte totalt sett. Det betyr at summen av investeringer og nåverdien av framtidige falltap i vannveien skal være minst mulig. Små investeringer gir store friksjonstap og vice versa. Å finne dimensjonen på vannveien med den minste totalkostnaden kalles optimalisering.

I valget av type vannvei er det ikke bare investeringskostnader som må vurderes, men også vedlikeholds-kostnader, konsekvenser ved et brudd, fare for skade fra ras og frysing av vannveien (røret) ved driftstans om vinteren.

Aktuelle vannveityper kan være:

- rør i stål, støpejern, glassfiber, plast, tre, betong
- tunnel, sprengt eller boret
- kanal i fjell eller i løsmasse

Vannveien kan være en kombinasjon av alle disse typene.

Vannveien må kunne stenges med ventil eller luke i inntaket. For rør bør det være ventil med rørbruddsfunksjon. Videre må røret kunne stenges med ventil foran turbinen. For små kraftverk med kort vannvei kan ventil foran turbinen i noen tilfeller sløyfes, slik at man kun har avstengning i inntaket.

For rørgater som kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde kreves det at vannveien på en sikker måte skal kunne stenges ved alle tenkelige vannføringer. For anlegg i bruddkonsekvensklasse 2 og 3 skal stengeorgan ha **automatisk virkende stengeanordning** ved eventuelt rørbrudd og lignende.

7.2.1 Tilløpsrør

Generelt

Rørene kan enten legges frittliggende i dagen, graves helt eller delvis ned, eller i kombinasjon av ovennevnte. For begge leggemetodene stilles det i prinsippet samme krav ved dimensjonering for innvendig vanntrykk.

Frittliggende rør er lett tilgjengelige for inspeksjon og vedlikehold, mens nedgravde rør er vanskelig tilgjengelige på utsiden.

For mindre rørdiametere hvor man ikke kan gå eller krype gjennom røret må det anordnes muligheter med jevne mellomrom langs rørgaten for tilgang for innvendig inspeksjon av røret.

Valg av leggemetode avgjøres av lokale forhold. Frittliggende rør legges fortrinnsvis der hvor fundamenter kan settes direkte på fjell. Frittliggende rør krever fundamenter og forankringsklosser for å ta opp krefter fra røret, noe som krever god kjennskap til grunnforholdene på stedet og stiller krav til detaljprosjektering og utførelse på anlegg.

Nedgravde rør er gunstig hvor rørtraséen består av så vidt dype løsmasser at røret i det vesentligste kan graves ned uten behov for sprenging. Et slikt inngrep vil være mindre synlig i terrenget i tillegg til at nedgravde rør er gunstig vinterstid med tanke på frostproblemer. For nedgravde rør kreves det god drenering og omfyllingsmasser som ikke skader røret.

I oppstrøms ende av et tilløpsrør må det anordnes et lufterør eller en lufteventil for å sikre inn- og utlufting ved henholdsvis tømming og vannfylling av tilløpsrøret.

I kraftstasjonen må det for frittliggende rør anordnes opplegg for frosttapping vinterstid for ikke å risikere at røret fryser når kraftverket står.

Rør som kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde skal dimensjoneres i henhold til krav gitt i forskriften. Frittliggende, nedgravde og innstøpte rør kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde

dersom de har bruddkonsekvenser som innebærer farer for mennesker, miljø og eiendom og skal klassifiseres i forhold til konsekvensene.

Rørtyper

Ved store dimensjoner kombinert med høye trykk er kun stål egnet som rørmateriale. Ved lavere trykk eller mindre dimensjoner har man valget mellom ulike rørmaterialer, som alle har forskjellige krav til skjøtemetode og fundamentering. Nedenfor er det listet opp en sammenstilling av rørtyper som benyttes:

	Stålrør	**Duktile støpejernsrør**	**Glassfiberrør (GUP-rør)**	**Trerør**	**Plastrør (PE-rør)**
Bruks-område	Stålrør er det mest vanlige, og benyttes ved alle vanntrykk, men primært ved høyere vanntrykk.	Duktile støpe-jernsrør er ofte et alternativ til stålrør.	Glassfiberrør kan være et alternativ til stålrør, og benyttes opp til 250 m trykk.	Trerør benyttes ved større diametre og vanntrykk opp til ca 60 m.	Benyttes for små dimensjoner ved mindre vass-dragsanlegg i bruddkonse-kvensklasse 1.
	For begrensninger i bruksområde for de enkelte rørtyper se pkt. 7.2.1.3 nedenfor.				
Utførelse	Stålrør kan i utgangspunktet leveres i alle rørlengder, men leveres ofte i 6 eller 12 m lengder. Som alternativ til sveising av rør-skjøter på anlegg benyttes i noen tilfeller strekkfaste eller ikke-strekk-faste koblinger. Utføres med ekspansjonsbokser ved forankrings-klosser for å ta opp aksiell bevegelse pga. temperatur- og trykkvariasjoner. Nedgravde rør utsyres gjerne med inspeksjonmulighet med jevne mellom-rom langs røret.	Rørene leveres i standard trykk-klasser og standard lengder som kobles sammen med ikke-strekkfaste muffekoblinger. Standardlengder er 6 og 7 m avhengig av rørleverandør. Med ikke-strekk-faste koblinger må frittliggende rørgater utføres med fastfunda-ment for hver rørlengde.	Leveres i standard lengder og trykk-klasser som kobles sammen med ikke-strekkfaste muffe-koblinger. Standardlengder er hhv. 6 og 12 m avhengig av rørleverandør. Glassfiberrør skal leveres inn-knekkingssikre. Med ikke-strekk-faste koblinger må frittliggende rørgater utføres med fastfundament for hver rørlengde.	Trerør tåler lite undertrykk før de klapper sammen. Rørtrasé og luft-innslippings-organ må derfor velges slik at det ikke oppstår undertrykk langs noen del av traséen.	Leveres enten i kveil for de minste diamet-rene eller som faste lengder som sveises på anlegg. Rørene leveres i standard trykklasser. Plastrør skal leveres inn-knekkingssikre.
Funda-mentering	Frittliggende på fundamenter og nedgravd i grøft. Der forholdene ligger til rette vil nedgravde rør være det billigste. Fundamentavstand kan velges opp til 12 m der forhold-ene tillater det.	Frittliggende på fundamenter og nedgravd i grøft. Benyttes ofte som nedgravd rør. Fundamentav-stand for fritt-liggende rør 6 eller 7 m avhengig av rørlengder.	Frittliggende på fundamenter og nedgravd. Der forholdene ligger til rette vil nedgravde rør være det billigste. Fundamentavstand frittliggende rør 6 eller 9 m avhengig av rørlengder.	Trerør legges kontinuerlig og frittliggende på fundamenter. Trerør krever relativt tett med fundamenter, avtand 3-4 m. Fundamentav-stand beregnes i hvert tilfelle.	Plastrør egner seg best for legging i grøft.

	Stålrør	Duktile støpejernsrør	Glassfiberrør (GUP-rør)	Trerør	Plastrør (PE-rør)
Vedlikehold	Alle rørtyper skal i utgangspunktet være tilnærmet vedlikeholdsfrie de første 20 til 30 driftsårene.				
	Krever sandblåsing og maling inn- og utvendig. For nedgravde rør kreves ekstra korrosjonsbehandling utvendig, f.eks. behandling med polyethylen o.l.	Duktile støpejernsrør blir gjerne skiftet ut når de er modne for vedlikehold.	Koblinger og fundamenter vil etter hvert kreve noe vedlikehold.	Trerør vil etter hvert kreve relativt mye vedlikehold over tid.	Plastrør blir gjerne skiftet ut når de er modne for vedlikehold.

I tillegg til ovennevnte rørtyper har det også i en viss grad blitt benyttet forspente betongrør for lavere trykk. Slike rør egner seg best for legging i grøft eller innstøping.

Bruksområde

Avhengig av de ulike rørmaterialenes egenskaper er det begrensninger på hvor rørene bør brukes avhengig av bruddkonsekvensklasse og trykk/diameterområde.

Rørets relative påkjenning karakteriseres ved $P \cdot D$, hvor

P = største innvendige trykk, MPa (1 MPa tilsvarer 100 m vanntrykk)
D = innvendig diameter, m

For de ulike rørmaterialer og bruksområder benyttes ofte $P \cdot D \leq k$, hvor k kan finnes av nedenstående tabell for ovennevnte rørtyper.

Legging	**Frittliggende**			**Nedgravd**		
Bruddkonsekvensklasse	**3**	**2**	**1**	**3**	**2**	**1**
Stålrør	Ubegrenset	Ubegrenset	Ubegrenset	Ubegrenset	Ubegrenset	Ubegrenset
Duktile støpejernsrør	Nei	k = 1,0	k = 1,6	k = 2,0	k = 2,5	k = 3,5
Glassfiberrør	Nei	k = 1,6	k = 2,0	k = 1,6	k = 2,0	k = 2,5
Trerør	Nei	Nei	P < 0,6	Nei	Nei	Nei

Ovennevnte begrensninger for de forskjellige rørmaterialene er hentet fra forslag til Retningslinje for rør og tverrslagsporter som vil inngå i Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg.

For gitte bruksområder kan det være koblinger/rørforbindelser som er begrensende for tillatt bruk.

Dimensjonering av rør

I tilløpsrør oppstår det falltap som øker med vannhastigheten i røret som følge av friksjon mellom vann og rørvegg. Ettersom en vannturbin utnytter vannets trykkenergi, er det om å gjøre at minst mulig av energien tapes i røret.

For en bestemt vannmengde påvirkes trykktapet av tre faktorer:

- Rørets lengde
- Rørets innvendige diameter

- Rørets innvendige flate (ruhet)

Rørdiameteren beregnes på grunnlag av gjennomsnittlig turbinvannføring over året. Valg av rørdiameter er en avveining mellom rørkostnader og falltap i røret. Optimal rørdiameter bestemmes ved å beregne hvilken diameter som har den minste sum av rørkostnad og nåverdi av framtidige falltapskostnader.

Rørdiameter: $D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{C_{maks} \cdot \pi}}$ [m]

hvor: Q - Turbinens slukeevne [m^3/s]

C_{maks} - Maksimal vannhastighet $= \frac{Q}{A}$ [m/s]

A - Rørtverrsnitt [m^2]

π - 3,1415 [-]

Hastigheten i et rør etter optimalisering vil ligge i størrelsesorden mellom 2 - 4 m/s basert på gjennomsnittlig turbinvannføring.

For rørgater med høyt trykk kan det være økonomisk å øke diameteren øverst hvor trykket er lavest. Røret kan slik sett deles inn i trykkområder med hver sin optimale diameter.

Lengden på røret er avhengig av traséen som velges fra inntaket og ned til kraftstasjonen. I utgangspunktet bør det velges en trasè som gir kortest mulig rørlengde, og hvor det samtidig er lett å legge røret. Ved fastlegging av rørlengden må det tas hensyn til ujevnheter i terrenget og omveier som må tas fra inntaket og ned til kraftstasjonen.

Friksjonstapet i et rør er som nevnt bestemt av rørets lengde, diameter og ruheten i rørveggen.

Friksjonstap: $h_{tap} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g}$ [m]

hvor: λ - Friksjonskoeffisient [-]

L - Rørlengde [m]

D - Rørdiameter [m]

C - Vannhastighet [m/s]

g - Tyngdens akselerasjon [9,81 m/s^2]

Friksjonskoeffisienten for rør er avhengig av rørmaterialets overflateruhet og diameter og hastighet på vannet i røret.

Nedenfor er det angitt friksjonskoeffisienter for forskjellige rør for grove overslag. Friksjonskoeffisienten avtar med avtagende hastighet i røret.

Rørtype	**Friksjonskoeffisient**
Stålrør, nymalt	Størrelsesorden 0,015
Duktile støpejernsrør	Størrelsesorden 0,016
Trerør	Størrelsesorden 0,030
Glassfiberrør	Størrelsesorden 0,015

For å bestemme type rør og rørkostnad må man bestemme det maksimale trykket røret skal dimensjoneres for. Ved lastavslag eller -påslag, dvs. ved lukking eller åpning av turbinens ledeapparat, oppstår det trykkvariasjoner i tilløpet. Under ellers like forhold øker trykkvariasjonene med økende rørlengde og vannhastighet. Trykkvariasjonen er sammen med fallhøyden bestemmende for fastlegging av dimensjonerende trykk for tilløpsrøret.

Maksimal trykkstigning for rør ved fallhøyder over ca 200 m kan settes til i størrelsesorden 10 % av brutto fallhøyde for overslagsberegninger. For rør ved lavere trykk kan maksimal trykkstigning settes til i størrelsesorden 15 - 20 %.

Fastlegging av lukketiden til turbinens ledeapparat er en avveining mellom trykkvariasjoner i vannveien og turtallsstigning for turbinaggregatet. Rask lukketid gir store trykkvariasjoner og liten turtallsstigning, mens lang lukketid gir lave trykkvariasjoner og stor turtallsstigning.

For Pelton turbiner med såkalt deflektor, som bøyer av vannstrålen ved et turbinavslag kan trykkvariasjonene i tilløpet minimaliseres ved å sette lang lukketid på nålene.

7.2.2 Tunnel

Tunnel kan også benyttes for små kraftverk, men da helst ved større vannføringer. Korte tunneler, 5-600 m lange, kan dersom forholdene ligger til rette, konkurrere med stålrør med diameter fra ø1,0 m og oppover. Slike tunneler kan drives med lite utstyr, såkalt "last og bær" utstyr. Minstetverrsnittet vil ligge på ca 10-12 m^2. Da kan den totale meterprisen komme på 5-6000 kr/m hvis fjellet er normalt bra. Prisen dekker sprengning, fjellsikring og tilrigging. Hvis en i tillegg tar hensyn til at tunnelen ikke fryser om vinteren, har lave vedlikeholdskostnader, ikke er utsatt for rasfare fra snø og is samt har lavere friksjonstap enn rør, så kan tunnel være et gunstig alternativ. Korte tunneler kan også utføres ved boring til omtrent samme pris pr. m.

Forutsetning for bruk av tunnel er at den kan ta det innvendige vanntrykket uten stålforing. Tunnelen må imidlertid ha en betongpropp med overgang til rør. Betongproppen må plasseres et godt stykke inn i fjellet hvor fjelloverdekningen gir fjellspenninger som overstiger vanntrykket med en akseptabel sikkerhetsfaktor.

Lengre tunneler som trenger et minstetverrsnitt på 18-20 m^2 og hvor den totale prisen fort kan komme opp i kr 10 000 pr m er neppe aktuelle for små kraftverk.

Falltapet for tunneler beregnes etter følgende formel:

Friksjonstap: $$h_{tap} = \frac{L \cdot Q^2}{M^2 \cdot A^2 \cdot R^{4/3}}$$ [m]

hvor	Q	- Turbinvannføring	[m^3/s]
	L	- Lengden på tunnelen	[m]
	M	- Manning friksjonskoeffisient, ca 33	[-]
	A	- Tunnel tverrsnittet	[m^2]
	R	- Hydraulisk radius = A/O	[m]
	O	- Våt omkrets	[m]

Tunneler som kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde skal dimensjoneres i henhold til krav gitt i forskriften. Tunneler kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde dersom de har bruddkonsekvenser som innebærer farer for mennesker, miljø og eiendom og skal klassifiseres i forhold til konsekvensene.

7.2.3 Kanal

Kanal benyttes for små kraftverk, både på tilløpssiden, men mest vanlig i avløpet fra stasjonen og ut i elva eller vannet/havet. Kanalen må ligge med svakt fall tilsvarende fallet i energilinja, dvs. at hvis kanalen eksempelvis har et falltap på 10 cm over en 100 m lengde må kanalen ha et tilsvarende fall over den samme lengden. Helningen bør legges slik at vannhastigheten ikke overstiger ca 1 m/s. Høyere hastighet gir uøkonomisk falltap og erosjonsproblemer. De stedlige forhold vil være bestemmende for hva som er mulig å få til og hva som er totalt sett riktig fallforhold.

Kanal kan være en billig vannvei også på tilløpssiden dersom den ligger i tette masser slik at en slipper foring med betong i bunn og sider. Den kan også lett utføres av utbygger selv. Hvis topografien og klimaforholdene ligger til rette for det, kan det være en billig måte å føre vannet frem til et gunstig sted hvor det kan tas ned i en rørgate. I vurderingen må en ta spesielt hensyn til forholdene om vinteren. Er det mulig å holde kanalen oppe under alle vinterforhold og under kortere driftsstans?

Falltapet i kanaler kan beregnes etter samme formel som for tunneler. Mannings tallet for grove overslag vil ligge mellom 25-30 for henholdsvis løsmasse og sprengte kanaler.

Ved å benytte kanal må det tas spesielle hensyn til flomforhold, avledning av bølger ved turbinavslag etc.

Kanaler som kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde skal dimensjoneres i henhold til krav gitt i forskriften. Kanaler kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde dersom de har bruddkonsekvenser som innebærer farer for mennesker, miljø og eiendom og skal klassifiseres i forhold til konsekvensene.

7.2.4 Ventiler

Ventilens oppgave er å stenge av vannveien for vannstrømning. Alt avhengig av dimensjoner, belastninger, funksjons- og sikkerhetskrav og pris velges den mest hensiktsmessige ventiltype til sitt formål.

Dersom kraftverket har en lengre rørgate kan det være hensiktsmessig å ha ventil på to steder langs tilløpsrøret:

- **Stengeventil foran turbinen**
  En slik ventil stenges når turbinen står, og kan ha følgende formål:
  - Unngå stående trykk på ledeapparat ved store fallhøyder for å hindre at lekkasjevann fra ledeapparatet skader turbinen. Lekkasjevannet kan være tilstrekkelig til at turbinen holdes i rotasjon.
  - Tilgang til turbinen for inspeksjon uten å måtte tømme tilløpet.

- **Ventil i øvre ende av tilløpsrøret**
  En slik ventil er ofte utstyrt med rørbruddsutløser for automatisk lukking, og kan ha følgende formål:
  - Avstengning av vannvei ved inspeksjoner og reparasjoner på rørgaten.
  - Nødavstengning av vannvei ved for stor vannføring i røret som følge av et rørbrudd.

Aktuelle ventiltyper:

- Spjeldventil - fallhøyder inntil ca 200 m
- Kuleventil - fallhøyder over ca 200 m

Ventilen er ofte utstyrt med et oljehydraulisk manøvreringspådrag. Ventilen åpnes med oljetrykk, "henger" i åpen stilling på oljetrykket under drift, og lukker ofte ved hjelp av et fallodd.

Ventiler som kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde skal dimensjoneres i henhold til krav gitt i forskriften. Ventiler kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde dersom de har bruddkonsekvenser som innebærer farer for mennesker, miljø og eiendom og skal klassifiseres i forhold til konsekvensene.

7.3 Kraftstasjon, bygg

Kraftstasjonsbygningens viktigste funksjoner vil være:

1. Oppta vanntrykket som virker på turbinen eller ventilen når den er stengt.

2. Fundamentere turbin, generator og sugerør og ta opp de krefter som disse påfører fundamentet slik at utstyret ikke forskyver seg og ikke vibrerer.
3. Skape et innemiljø for det elektromekaniske utstyret som er tørt, ikke for varmt under produksjon og ikke for kaldt under driftsstans (ventilering sommerstid og oppvarming vinterstid)
4. Sikre utstyret mot flom i elven
5. Isolere for støy i forhold til naboer

Bygningen bør i tillegg gis en form og farge som er estetisk, og som passer inn i det lokale miljøet.

Funksjon 1 løses best med å støpe fundamentet for stasjonen i betong med en slik tyngde og slik plassert i terrenget at fundamentet kan ta opp vanntrykket, normalt en horisontal kraft. Denne kraften er betydelig. For eksempel virker det en horisontal kraft på 100 tonn på en stengt ventil foran turbinen med diameter ø0,8 m når vanntrykket er 200 m. Fundamentet bør derfor helst legges på fjell, men kan også fundamenteres på løsmasse med tilstrekkelig bæreevne. For å oppta den horisontale kraften bør betongfundamentet graves ned slik at det blir tilstrekkelig motfylling. På fjell bør det sprenges ut en god fortanning under sålen eller legge fundamentet mot en god fjellhammer.

Hvis fundamentet legges på en flat såle og vanntrykket skal opptas ved friksjon vil det medgå betydelig betong, spesielt på løsmasser hvor friksjonskoeffisienten er 0,4-0,5. En ru fjelloverflate har til sammenligning en koeffisient på 0,8. Når vanntrykket står mot turbinen og ikke ventilen, vil horisontalkraften bli en annen avhengig av størrelsen på turbintrommen. Denne kraften oppgis av turbinleverandøren.

Funksjon 2 løses best med et fundament i armert betong. Armeringen må ta opp interne krefter fra utstyret slik at ikke riss eller sprekker oppstår, og betongen må ha tilstrekkelig tyngde til at utstyret ikke vibrerer.

Funksjon 3 løses ved å bygge et isolert bygg over gulv som er værbestandig. Det må ha tilstrekkelig ventilasjonsåpninger med vifter til å transportere all tapsvarmen ut under drift og ventilene må kunne stenges under stans, spesielt om vinteren. Normalt tap fra en luftkjølt generator vil være 5-6 % avhengig av størrelse. En 100 kW generator vil avgi ca 6000 watt, en betydelig varmekilde for et lite rom. Temperaturen bør ikke komme over 35 grader.
Ved driftsstans om vinteren er det viktig at temperaturen helst holdes over 5-10 grader for ikke å skade det elektriske utstyret.
For mindre anlegg kan bygningen være uisolert hvis elektronikkskap er laget for å tåle mindre driftsstans. Transformatoren bør monteres utenfor bygget og bak et nettinggjerde. Større transformatorer som er oljeisolerte må stå på fundamenter over en oljegruve som kan ta opp oljelekkasjer.

Funksjon 4 løses ved at flomvannstanden ved stasjonen klarlegges. En 100 års eller 1000 års flom bør beregnes og deretter bestemmes hvilken risiko en vil ta. Det gjøres ved å veie kostnader ved bedre sikring mot de eventuelle skader som vil oppstå hvis en høy flom skulle inntreffe. Sikring betyr normalt å løfte høyden på maskinsalgulvet og se til at det ikke er åpninger inn under dette nivået. Ved flom blir bygningen også på grunn av høyere vannstand utsatt for oppdriftskrefter. Under ugunstige forhold kan disse løfte bygningen. En bør derfor kontrollere at bygning med eller uten utstyr veier mer enn oppdriften. De fleste små kraftverk er tørroppstilt med sugehøyde slik at maskinsalgulvet allerede ligger godt over normal vannstanden. Derved er det noe å gå på under flom.

Funksjon 5 løses best ved en usjenerende lokalisering av kraftstasjonen i forhold til naboer. Studer støyspredningen før plassering. Bruk terrengformasjoner og vegetasjon som skjerming eller bygg skjermer. og velg mest mulig støydempende byggemateriale og plasser åpninger og vifter for ventilasjon vekk fra naboer.

7.4 Turbiner

7.4.1 Generelt

Vannturbinene omdanner vannets energi til mekanisk energi på en roterende aksling. En tradisjonell inndeling av turbiner skiller mellom:

- **Partialturbiner** (fristråleturbin), dvs. turbiner med pådrag på bare en del av løpehjulets omkrets, for eksempel **Pelton** turbiner.

  Maksimalt turtall for partialturbiner er kun avhengig av vannføring og fallhøyde. Maksimalt turtall velges så høyt at man ikke risikerer såkalte dråpeslagstæringer på løpehjulet.

- **Fullturbiner**, dvs. turbiner hvor løpehjulet drives på hele omkretsen og alle kanaler til enhver tid er fylt med vann med ett eller annet trykknivå, som **Francis** og **Kaplan** turbiner.

  For fullturbiner er også vannføring og fallhøyde viktig for turtallet, men her må det i tillegg tas hensyn til trykknivået inne i turbinen. Iht. Bernoulli's ligning vil trykket synke når hastigheten øker, og ved for lavt trykk vil vannet begynne å koke ved den aktuelle temperatur og dampblærer vil bli dannet, dvs. at turbinen kaviterer. Der dampblærene "klapper" sammen igjen vil det være store lokale belastninger som kan tære på materialet, såkalte kavitasjonsskader.

7.4.2 Turbintyper

De forskjellige turbintyper har forskjellige egenskaper og bruksområder. De vanligste turbintyper er:

- **Pelton turbin**
  Pelton turbiner brukes ved liten vannføring i forhold til fallhøyden. Pelton turbinen har et overgangsområde som overlapper Francis turbinen. Overgangsområdet er leverandøravhengig.

  Vannet i en Pelton turbin ledes gjennom en eller flere dyser som strømmer inn på skovlene til det roterende løpehjulet som fri vannstråle. Når vannstrålen treffer en skovl bøyes strålen av slik at det overføres en impuls som gir rotasjon av hjulet. Dysene er regulerbare for regulering av vannmengden inn på løpehjulet.

  Pelton turbiner kan være utstyrt med opp til 6 dyser. Flere dyser gir bedre mulighet for kjøring på dellast slik at tilgjengelig vannmengde utnyttes bedre.

  Pelton turbiner kan være enten horisontalt eller vertikalt oppstilt. Horisontale turbiner har 1 eller 2 dyser, mens vertikale turbiner har flere dyser, ofte 4, 5 eller 6 dyser.

  Pelton turbiner krever frispeil-avløp. For å sikre tilstrekkelig lufttilførsel rundt løpehjulet er det viktig at løpehjulet er plassert med tilstrekkelig høyde over undervannet.

- **Francis turbin**
  Francis turbinen er den vanligste og brukes ved middels vannføringer i forhold til fallhøyde. Francis turbinen dekker området mellom Pelton og Kaplan turbinen. Overgangsområdene mot Pelton og Kaplan turbinene er leverandøravhengig.

  Vannet i en Francis turbin ledes inn via en spiraltromme som fordeler vannet jevnt på ledeskovlene og videre til løpehjulet. Ledeskovlene er regulerbare for regulering av vannmengden inn på det roterende løpehjulets skovler. Etter løpehjulet kommer vannet inn i sugerøret som tjener til at høydeforskjellen mellom turbinen og undervannet blir utnyttet. Det betyr at sugehøyden utgjør en viktig del av den energiforvandlingen som finner sted mellom innløpet og utløpet av løpehjulet.

En Francis turbin utføres som regel med turbintromme i stål.

Francis turbiner kan enten være horisontalt eller vertikalt oppstilt. For å minimalisere byggekostnadene er små kraftverk som regel lagt ut med horisontal turbin. Turbinen er da lagt ut med sugehøyde slik at utstyret er tørroppstilt i forhold til undervannet, dvs. at kraftverket er selvdrenerende. Større turbiner er stort sett vertikalt oppstilt og lagt ut med dykking i forhold til undervannet.

De fleste små Francis aggregatene utføres med løpehjulet direkte koblet til generatorakselen.

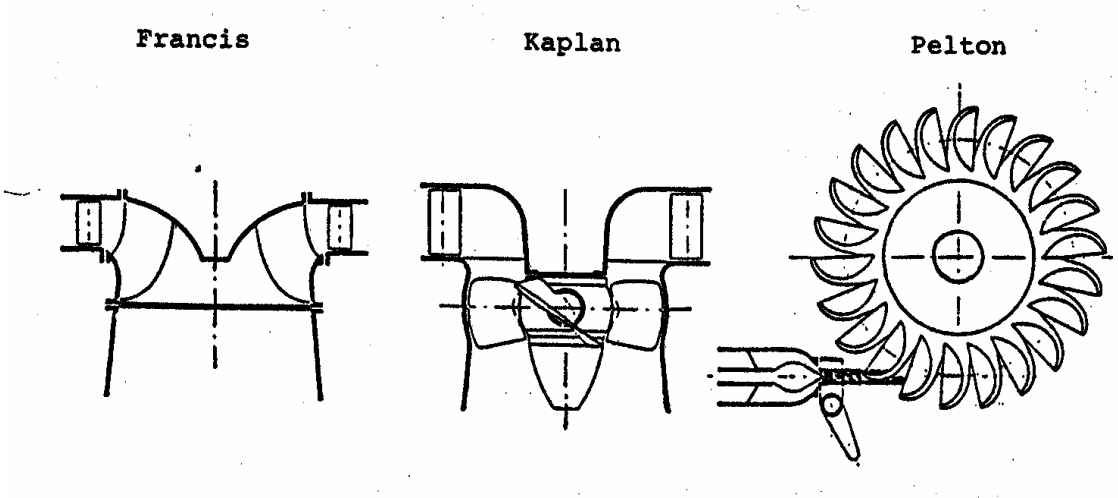
- **Kaplan turbin**
  Kaplan turbinen brukes for store vannføringer i forhold til fallhøyde. Kaplan turbinen har et overgangsområde som overlapper Francis turbinen. Overgangsområdet er leverandøravhengig.

  Kaplan turbinen er til en viss grad lik Francis turbinen i utforming når det gjelder spiraltromme og ledeapparat, og hvor energiuttaket i prinsippet skjer på samme måte. Kaplan turbinen skiller seg imidlertid fra Francis turbinen ved at den har et løpehjul formet som en propell med vridbare skovler, noe som gir god virkningsgrad ved variasjon i vannføring og fallhøyde. Dette gjør Kaplan turbinen egnet i elver uten magasin der vannføring og fallhøyde varierer mye over året.

  En Kaplan turbin med regulerbart ledeapparat og regulerbare løpehjulsskovler som beskrevet ovenfor kalles dobbeltregulert. Ved liten variasjon i vannføring og med kjøring mot et stivt nett kan en enkeltregulert Kaplan turbin med faste ledeskovler og regulerbare løpehjulsskovler være et alternativ.

  Kaplan turbinen utføres med turbintromme i stål eller betong, eller en kombinasjon av disse avhengig av fallhøyden.

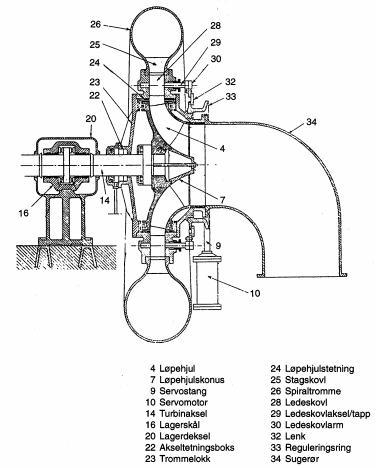
  En tradisjonell Kaplan turbin har vertikal oppstilling. Varianter av Kaplan turbinen er rørturbin (Bulb turbin) og S-turbin, sistnevnte en enkelt-regulert Kaplan turbin. I tillegg finnes andre varianter av Kaplan turbinen som er utviklet hos forskjellige leverandører.



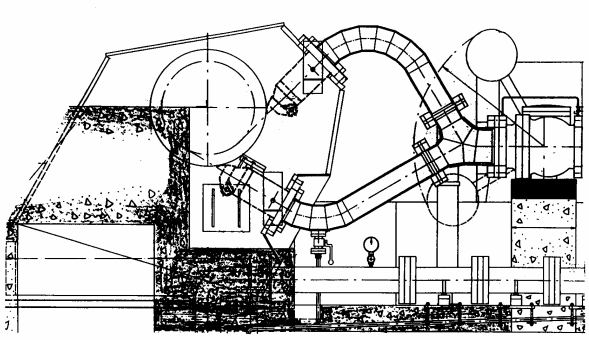
I tillegg til ovennevnte turbintyper finnes det andre som Crossflow turbin (tverrstrømsturbin), beregnet for store vannføringer og lav fallhøyde. Crossflow turbinen overlapper deler av bruksområdet til Kaplan, Francis og Pelton turbiner.

Videre er det utviklet en såkalt Plateturbin for kraftanlegg under 1 MW, og som dekker et stort fallhøydeområde. Plateturbinen er en forenklet Francis turbin som er utviklet rundt høyskole- og forskningsmiljøet i Trondheim.

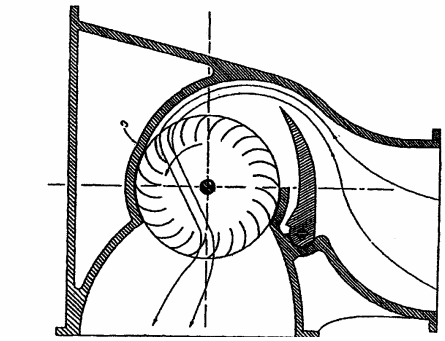
Eksempler på snitt av typiske turbiner



Horisontal Francis turbin



Horisontal Pelton turbin



Crossflow turbin (Tverrstrømsturbin)

7.4.3 Turbinvalg

Fastlegging av turbinstørrelse

Karakteristiske naturgitte parametere for turbinytelsen er først og fremst vannføring og fallhøyde. Turbinytelsen er uttrykt ved følgende formel:

Turbinytelse: $P_t = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta$ [W]

hvor:	ρ	- Vannets tetthet	[1000 kg/m^3]
	g	- Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s^2]
	Q	- Turbinvannføring	[m^3/s]
	H_n	- Netto fallhøyde	[m]
	η	- Turbinvirkningsgrad	[-]

For beregning av avgitt effekt fra generator og eventuelt transformator må virkningsgraden for disse også tas med i betraktning i formelen ovenfor. Dersom det benyttes gir mellom turbin og generator må det også tas hensyn til tap i dette.

Pelton turbiner plasseres så lavt ned mot undervannet som praktisk mulig for å utnytte fallhøyden maksimalt. Avstanden fra turbinsenter til undervann vil representere et tap, men det må tas hensyn til oppstuving i undervannet under drift og i flomsituasjoner, slik at undervannet ikke stiger for langt opp under løpehjulet.

For Francis og Kaplan turbiner vil fallhøyden fra turbinsenter og ned til undervannet, sugehøyden, uttrykkes som et "sug" eller undertrykk. Det må her tas hensyn til at undertrykket ikke blir for stort slik at det er fare for kavitasjon. Sugehøyden er derfor viktig for fastsettelse av turbinens omløpstall.

Ettersom det er sammenheng mellom omløpstall og maksimal tillatt sugehøyde må høyt omløpstall i mange tilfeller kompenseres med lavere sugehøyde, dvs. at turbinen må plasseres lavere mot undervannet. For større maskiner må man ofte dykke turbinen, dvs. plassere løpehjulet lavere enn undervannsnivået av hensyn til kavitasjon.

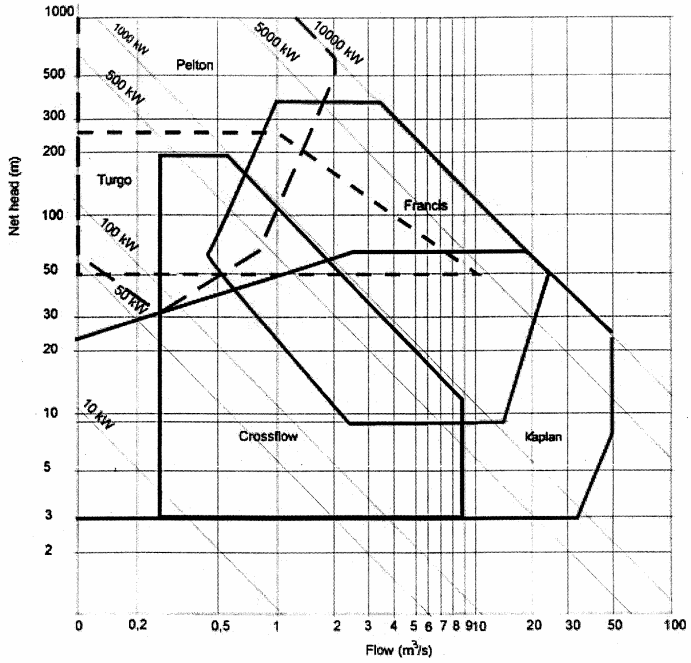
Generelt kan det sies at man vil forsøke å plassere turbinen så lavt som mulig i forhold til undervannet. For Pelton anlegg gjøres dette for å oppnå maksimal utnyttelse av fallhøyden, og for Francis og Kaplan anlegg for å kunne få så høyt turtall som mulig uten risiko for kavitasjon.

Fastlegging av turbintype

Det er viktig å velge den turbintypen som egner seg best for hvert enkelt kraftverk. Dette for å få en best mulig utnyttelse av vannføring og fallhøyde. Generelt kan man si at turbinvalget er bestemt av følgende 3 faktorer:

- Fallhøyde [m]
- Vannføring [m^3/s]
- Turtall [o/min]

Nedenfor er et kurveoppsett som viser typisk eksempel på inndeling av turbintyper etter vannføring og fallhøyde.



Inndelingen av turbintyper som vist kan variere noe fra leverandør til leverandør.

I kurveoppsettet over framkommer ikke turtallet som en funksjon ved valg av turbintype. Turbinens turtall er en vesentlig størrelse som er med på å bestemme de fysiske dimensjonene til turbin og generator. Videre er turtallet også med på å bestemme de bygningsmessige arbeidene med tanke på plassering av turbinen i forhold til undervannet som beskrevet nedenfor.

I områder hvor turbintyper overlapper hverandre vil valget være bestemt av en økonomisk optimalisering av pris for de aktuelle turbintypene og årlig energiproduksjon basert på virkningsgradskurvene til turbintypene. Ettersom prisen for de enkelte turbintyper er turtallsavhengige må det også tas hensyn til generatorprisen.

7.4.4 Turtall

Dersom turbinen må konstrueres for lavere turtall tilpasses generatorens turtall ofte med et gear eller reimdrift. For ytelser opp mot 500 til 600 kW er reimdrift anvendelig.

For Francis og Kaplan turbiner er turtallet bestemt av maksimalt tillatt periferihastighet på løpehjulets avløpside. Dersom slike turbiner legges ut med for høy periferihastighet risikerer man kavitasjonsproblemer i tillegg til vibrasjoner, slitasje etc.

For Pelton turbiner er faren for dråpeslagstæringer bestemmende for valg av turtall. Dersom en Pelton turbin legges ut med for høyt turtall vil man risikere dråpeslagstæringer på løpehjulet.

Plassering av en fullturbin i forhold til undervannet henger som nevnt sammen med valg av turtall. Høyt turtall må i mange tilfeller kompenseres med lavere sugehøyde, dvs. at turbinen må plasseres lavere ned mot undervannet. For turbiner som er dykket betyr det at turbinen må plasseres dypere i forhold til undervannet. Dette av hensyn til kavitasjon i turbinen.

For å få et kompakt og dermed lett og billig maskineri tilstrebes det å få turtallet så høyt som mulig. For mini- og mikrokraftverk leveres ofte turbinaggregater med standard generator på 750 o/min. For småkraftverk opp mot rundt 5000 kW leveres ofte standardgeneratorer med turtall i området 500 til 750 o/min. For småkraftverk er det sjeldent at det benyttes turtall på 1500 o/min.

For kraftstasjoner med lavt fall kan turbinens turtall bli relativt lavt. Dette gir generatorer som kan bli uforholdsmessig store og dyre. I slike tilfeller vil ofte en løsning være å sette inn et gir mellom turbin og generator for å øke turtallet på generatoren. På denne måten kan det benyttes en standard generator som er langt mindre og tilsvarende billigere i innkjøp.

Et gir har begrenset levetid og representerer et virkningsgradstap. For horisontale installasjoner under cirka 5-600 kW kan det være en enkel løsning å benytte reimoverføring. Generatorer med høyt turtall har normalt bedre virkningsgrad enn de som går sakte. Dette kan ofte kompensere for tapene med gir eller reimdrift.

7.4.5 Virkningsgrad

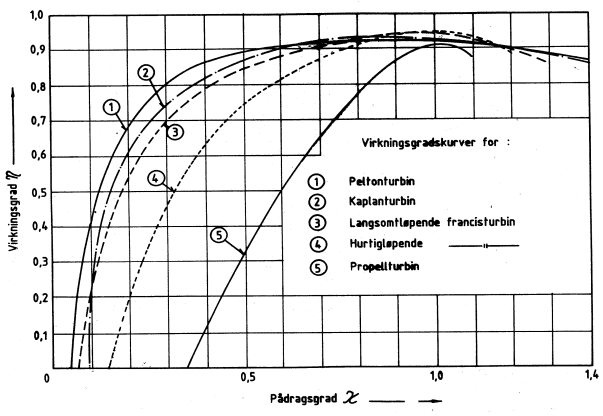
I en turbin vil det alltid være et visst tap i form av friksjonstap, strømningstap etc. Turbinvirkningsgraden defineres som forholdet mellom utnyttet effekt og nyttbar effekt. Utnyttet effekt tilsvarer den effekt man får ut på turbinakselen.

Turbinvirkningsgrad: $$\eta_{turb} = \frac{P_{utnyttet}}{P_{nyttbar}} = \frac{P_{aksel}}{P_{nyttbar}} \qquad [-]$$

Virkningsgraden for en turbin ligger i størrelsesorden fra 85 % til 95 % i bestpunktet avhengig av turbintype og fallhøyde. Videre er virkningsgradskurvens form avhengig av turbintype. En fullregulert Kaplan turbin og en fler-dyset Pelton turbin har flat virkningsgradkurve med relativt høy virkningsgrad på del-last. Francis turbinen har spissere kurveform med lavere virkningsgrad på del-last.

For turbiner under ca 200-300 kW kan virkningsgraden være lavere enn antydet ovenfor da disse ofte vil ha en relativt enkel og standardisert utførelse sammenlignet med "skreddersydd" utførelse.

Nedenfor er vist en sammenstilling av typiske virkningsgradkrurver for forskjellige turbintyper for å illustrere hvordan forløpet er fra del-last og opp til fullast.



Virkningsgradskurver

7.4.6 Styring og regulering

Nedenfor er det listet opp aktuelle reguleringsformer for en turbin. Reguleringsformen er bestemt av flere forhold ut fra krav til egenforsyning av kraften på eget nett, lokale nettforhold etc.

- Frekvensregulering
  - kjøring på eget isolert nett
  - lasten reguleres etter frekvensendringen ved lastendring i nettet
- Vannstandsregulering
  - samkjøring med det lokale nettet
  - lasten reguleres etter vannstanden i inntaket i samkjøring med et stivt nett
- Lastregulering
  - samkjøring med det lokale nettet
  - lasten reguleres etter eget ønske i samkjøring med et stivt nett

I førstnevnte tilfelle med frekvensregulering kreves det en relativt avansert turbinstyring for å kunne håndtere lastendringer på et isolert nett. For de to siste tilfellene kreves det en enklere turbinstyring.

Ved frekvensregulering på eget nett stilles det krav til svingmasse i maskineriet av hensyn til stabilitetskrav i vannveien og krav til maksimalt tillatt turtallsstigning ved lastavslag. Turbinens svingmasse er ofte liten i forhold til svingmassen i generatoren. Ofte vil det være nødvendig å bygge på et eget svinghjul på maskineriet for å oppnå tilstrekkelig svingmasse. Dette gir økt vekt og stiller større krav til dimensjonering av lagre etc.

Ved drift mot det lokale nettet kan det også være aktuelt med svinghjul dersom tilløpet har en lengde og et tverrsnitt som gjør at man må ta hensyn til trykk- og turtallsvariasjoner. Et slikt krav må verifiseres ved dynamiske beregninger av hele systemet.

7.4.7 Ruseturtall

Rusing får man når generatoren faller ut av nettet når turbinen går med fullt åpent ledeapparat. Forholdet mellom ruseturtall og det nominelle turtallet kalles rusetall. Rusetallet er bestemmende for dimensjonering av bl.a. turbin- og generatorlagre og rotor i generatoren.

Ved rusing vil energien i vannet gå med til å dekke de hydrauliske tapene (støttap) og friksjonstap i turbinen.

Nedenfor er angitt rusetall for de forskjellige turbintypene. Økende fallhøyde gir økende rusetall.

Turbintype	Rusetall
Pelton	1,8
Francis	1,5 - 2,2
Kaplan	2,3 - 2,8

På grunn av Pelton turbinens konstruksjon er rusetallet tilnærmet uavhengig av fallhøyden.

Francis turbiner med stor fallhøyde har et ruseturtall som ligger rundt 50% over nominelt turtall. Francis turbiner med lav fallhøyde ruser med ca det dobbelte av nominelt turtall. Denne tendensen fortsetter for Kaplan turbiner med enda lavere fallhøyde. Rusetallene for Kaplan oppgis med løpehjulets reguleringsmekanisme ute av funksjon, dvs. "off-cam" rusing.

7.4.8 Fordeler og ulemper ved de forskjellige turbintyper

Nedenfor er det listet opp noen typiske fordeler og ulemper ved forannevnte turbintyper hvor de er sammenlignbare med hverandre med tanke på fallhøyde og vannføring. Disse punktene må ikke sees på som absolutte da de kan variere med turbinstørrelse, fallhøyde etc. Videre er det i mikro- og miniturbinmarkedet utviklet standardprodukter som kan gi et annet prisforhold mellom turbintypene.

Turbintype	Fordeler/Ulemper
Francis turbin	• Billigere enn Pelton • Høyere turtall enn Pelton (billigere generator) • Spissere vikningsgradkurve enn Pelton som gir lavere virkningsgrad på del-last • Belastbar ned til rundt 30-40 % last
Pelton turbin	• Flat virkningsgradskurve • Belastbar ned mot tomgangsvannføring, 4 - 5% av slukeevnen • Lett tilgjengelig ved reparasjoner og skifte av løpehjul. Velegnet der sandslitasje er et problem • Ingen problemer med trykk- og turtallstigning ved bruk av deflektor
Kaplan turbin	• Høyere turtall enn Francis (billigere generator) • Kan kjøres ned til mot 20 % last, for små maskiner enda lenger ned • Vikningsgradkurve vesentlig flatere enn for Francis, noe som gir høyere virkningsgrad på del-last • Toppvirkningsgrad normalt lavere enn for Francis • Større krav til dykking enn Francis • Dyrere enn Francis • Mindre krav til dykking av løpehjulet enn rørturbin, men sugerøret må dypere pga. vertikal utførelse
Rørturbin	• Som for Kaplan, men mer kompakte dimensjoner • Krever større dykking av løpehjulet • Innløp og utløp må være i samme akse
S-turbin	• Standardturbiner lave i pris i forhold til Kaplan • Noe dårligere virkningsgrad enn Kaplan
Cross-Flow turbin	• Standardturbin, lav i pris i forhold til Kaplan • Kan kjøres med store vannføringsvariasjoner • Relativt dårlig virkningsgrad • Begrenset bruk ved variasjoner i undervannstand

7.4.9 Momenter ved valg av utstyr

Ved valg av utstyr og leverandør er det viktig å ha fokus på følgende momenter som vil være avgjørende for et driftssikkert anlegg:

- Enkle og mekanisk robuste og gjennomprøvde løsninger som gir lave driftskostnader, lange vedlikeholdsintervaller og lang levetid. I denne sammenheng har også maksimal sikkerhet for personell og utstyr vesentlig betydning.
- Driftstrategi - enhver alarm er kritisk, slik at anlegget skal gå til stopp ved uregelmessigheter
- Oppstart etter stans som skyldes uregelmessigheter skal skje lokalt
- Fokus på effekt - virkningsgrad er ikke like viktig for små som for store anlegg
- Rusekrefter og aksialkrefter fra turbin - danner grunnlaget for bl.a. dimensjonering av turbin- og generatorlagre (styre- og bærelagre)
- Systemkontroll - ved valg av turbin og generator er det viktig at en kompetent person kontrollerer anlegget for øvrig, slik at inntak, vannvei etc. blir riktig dimensjonert i forhold til turbinstørrelse, trykkstigning, eventuelle stabilitetskrav, etc.

Det er viktig å være oppmerksom på at utstyr og løsninger som i utgangspunktet er billige, i lengden ofte kan vise seg å bli dyre løsninger. Det kan derfor lønne seg å søke uavhengige råd ved valg av tekniske løsninger og utarbeidelse av kravspesifikasjon på utstyret før det inngås avtale med en leverandør.

7.4.10 Hjelpeutstyr

Kjølevannsanlegg

Kraftverk med generatorer under ca 2000 kW er ofte utført for luftkjøling. For kraftverk med større generatorer vil man ofte ha vannkjøling. I slike tilfeller installeres kjølevannsanlegg som skal forsyne de enkelte kjølerne med tilstrekkelig kjølevann. For vannkjølte maskiner kan det være krav til at kjølevannstilførsel skal være uavhengig av driftsmodus som stillstand, start, tomgang, rusing etc. Oppbygging, tekniske løsninger og valg av komponenter varierer fra anlegg til anlegg, og er bl.a. avhengig av turbintype, størrelse, tilgjengelig plass etc.

De enheter som kan ha behov for vannkjøling kan være:

- Generator
- Lagre, spesielt bære- eller trustlager
- Turbinens oljetrykkanlegg, vanligvis bare ved frekvensregulator
- Transformator, dersom den er plassert innendørs
- Akseltetningsboks, hvor vannet også vil ha en smørende effekt

For lavtrykksanlegg med Kaplan turbin kan man hente kjølevannet direkte fra turbinens trykkside, som kan være uttak på turbintromma. Kjølevannet ledes via filtre til de enkelte kjølerne og ut i turbinavløpet. Ved de laveste fallhøydene må kjølevannsanlegget utstyres med pumpe for å oppnå tilstrekkelig trykk på kjølevannet.

For Francis anlegg ved større fallhøyder benyttes ofte lekkasjevannet fra øvre spalt i turbinen som kjølevann. I et slikt tilfelle er spalteklaringen liten og fungerer som filter. Kjølevannet fordeles til de enkelte kjølerne enten direkte fra spalten eller via et kjølevannsbasseng. Avløpsvannet føres tilbake til undervannet.

For Pelton anlegg hentes kjølevannet ofte fra undervannet der vannet pumpes opp til en kjølevannstank. Fra kjølevannstanken fordeles vannet til de enkelte kjølerne. Avløpsvannet føres tilbake til undervannet.

De systemene som er beskrevet ovenfor er åpne kjølevannssystemer hvor driftsvannet er rimelig rent slik at det kan benyttes direkte til kjøling. Ved forurenset driftsvann kan det være aktuelt med et lukket kjølevannssystem der kjølevannet tilføres fra andre kilder og sirkuleres i en lukket krets slik at det hele tiden brukes om igjen.

For de mindre anleggene er det ofte tilstrekkelig med luftkjøling av utstyret.

Lense- og tømmeanlegg

Et lenseanlegg skal holde kraftstasjonen tørr, og benyttes i kraftstasjoner som er dykket i forhold til undervannet for å evakuere lekkasjevann fra ulike steder. Anlegget skal fungere automatisk og fullstendig uavhengig av aggregatets driftsmodus. For kraftstasjoner der undervannsnivået ligger lavere enn de forskjellig kildene til lekkasjevann, forenkles systemet betydelig ved at alt "vanlig" lekkasjevann føres direkte ut i rør til avløpet fra turbinen.

I tillegg til lenseanlegget har man et tømmeanlegg for å kunne tømme turbin og vannvei.

Kran

For små kraftverk velges det ofte forenklede løsninger med tanke på løfteinnretninger i kraftstasjonen. For stasjoner hvor adkomsten er lagt til rette tas gjerne største montasjeløft med mobilkran. Løfteinnretningen i stasjonen er da gjerne en mindre kran med tilstrekkelig løftekapasitet for deler som kan være aktuelle å demontere i forbindelse med vedlikehold.

7.5 Generator

7.5.1 Generatortyper

Det finnes to hovedtyper av generatorer:

1. Synkrongenerator og
2. Asynkrongenerator.

Den vesentligste forskjellen på disse er at synkrongeneratoren er selvmagnetiserende og kan dermed forsyne et isolert nettverk, mens en asynkrongenerator (som i realiteten er en motor) trekker nødvendig reaktiv effekt fra nettet for å kunne produsere aktiv energi. Asynkrone maskiner kan derfor ikke benyttes på isolert nett, da de er avhengige av å kunne få magnetiseringsstrøm fra nettet.

For mikro- og minikraftverk opp til ca. 1000 kW installert effekt og med nettforbindelse kan en med fordel benytte asynkron generator. Med asynkron generator kan en bygge kontrollanlegg som er enklere å operere siden en verken trenger turtallsregulering, spenningsregulering eller synkroniseringsautomatikk.

Dersom startstrømmen for anlegget blir for stor bør det installeres en kapasitiv kompensasjonsenhet for å redusere startstrømmen og det reaktive elektriske forbruket til stasjonen. Startstrømmen vil typisk ligge 6-9 ganger høyere enn nominell strøm for generatoren på full last.

For generatorytelser over 1000 kVA kan det med fordel benyttes synkronmaskiner siden prisforskjellen for tilleggsfunksjonene på kontrollsiden begynner å bli mindre merkbare. Fordelen med et synkronanlegg er at det selv kan produsere, regulere og balansere ut den reaktive effekten. Det er derfor ikke nødvendig å installere separat utstyr for reaktiv kompensering.

For generatorer på separat nett (isolert nett) må det alltid velges synkrongenerator.

Synkrongenerator	Asynkrongenerator
• Utpregede poler	• Enkel og billig rotorkonstruksjon uten separate poler
• Magnetiseringsutstyr	• Intet utstyr da magnetiseringseffekten trekkes fra nettet
• Med spenningsregulering kan den regulere reaktiv effekt i nettet, enten ved å produsere eller trekke reaktiv effekt fra nettet.	• Ingen regulering. Denne trekker reaktiv effekt fra nettet og kan således forårsake uakseptable spenningsfall i nettet når de plasseres på steder med svakt nett.
• Kan benyttes på isolert nett	• Avhengig av sterkt samkjøringsnett som er egnet for å kunne avgi reaktiv effekt til generatoren.
• Synkroniseringsutstyr	• Ingen synkronisering, men høy innkoplingsstrøm med tilsvarende spenningsfall i nettet. Innkoplingsstrømmen ligger normalt 6-9 ganger nominell fullaststrøm.
• Alle ytelser	• Ytelser under 1 MW (i praksis)

7.5.2 Horisontal eller vertikal maskin

Det leveres både horisontale og vertikale generatorer. Det vil normalt være turbintypen og ytelsen som bestemmer om det må installeres en vertikalmaskin eller en horisontalmaskin.

Både vertikale og horisontale maskiner må ha et bærelager for å oppta de hydrauliske kreftene fra turbinen. For vertikale maskiner blir imidlertid bærelageret vesentlig større fordi det også skal ta opp vekta av generatorens rotor samt turbinens løpehjul. Et vertikalt aggregat blir cirka 5% dyrere enn et horisontalt aggregat. De ekstra kostnadene ligger vesentlig på bærelageret, men også oppbyggingsmessige forhold kan virke inn.

7.5.3 Valg av generatorytelse

Generatorenes totale ytelse må dimensjoneres for å tåle den maksimale ytelsen som turbinen kan gi. For vannkraftmaskiner er dette gitt ved turbinytelsen i kilowatt (kW).

Turbinens transiente ruseturtall (maksimalt turtall) er også avgjørende for generatorens mekaniske og elektriske dimensjonering.

Den maksimale ytelsen som turbinen kan gi, vil variere med fallhøyden. Dette kan avvike en del fra den nominelle ytelsen da turbinen er definert i forhold til nominell fallhøyde og nominell slukeevne. Vannføringen vil variere med åpningen på ledeapparatet og fallhøyden. Turbinleverandøren oppgir maksimal turbinytelse ut fra de fallhøyder, som kan være aktuelle for turbinen, og samtidig oppgis maksimalt turtall ved lastavslag, hvor transielt turtall (maksimalt mulig turtall) blir oppgitt.

Generatorytelsen oppgis som to størrelser:

- aktiv effekt i kilowatt (kW)
- nominell effekt i kilovoltampere (kVA)
- reaktiv produksjonskapasitet (kVAr) også kalt blindeffekt

A. *Aktiv effekt* er den effekt (energi/tidsenhet) som generatoren overfører fra turbinen til nettet, og som kommer kundene til gode i form av lys, varme, motordrifter, etc.

B. *Reaktiv effekt* er den energien som det trengs for å bygge opp magnetfeltene i generatoren. Den kan sammenliknes med energien i ei spent fjær. Denne energien forbrukes ikke, men leveres tilbake til nettet når magnetfeltene reduseres til null. I et vekselstrømssystem svinger magnetfeltene mellom positive og negative verdier med 50 perioder per sekund, derav 50 Hz. Dette resulterer i en svingning av energi mellom generator og nett. som kalles for reaktiv effekt. Den reaktive effekten arter seg slik at strømmen som flyter i generatoren blir større enn om det bare hadde gått aktiv effekt. Den reaktive effekten har derfor følgende innvirkninger på generering og drifting av elektrisitetsnett:

    - Fordi strømmen øker, vil de elektriske tapene i lederne også øke. De viktigste punktene med hensyn til dette er generatorer, transformatorer og kraftledninger.

    - Reaktiv effekt forårsaker relativt store spenningsfall. Retningen på spenningsfallet følger retningen på den reaktive effekten. Så, dersom man kan regulere den reaktive effekten kan man også holde spenningen i nettet på et ønsket nivå ved hjelp av dette.

Den aktive effekten velges ut fra turbinytelsen. Generatorens reaktive produksjonsevne fremkommer av generatorens cosφ. Ofte legges denne i området 0.9 for små standardiserte maskiner.

Det er kVA tallet som best representerer den fysiske dimensjoneringen av generatoren, og følgelig også byggekostnadene. For en asynkron generator er det et nesten konstant forhold mellom kW og kVA, med en viss variasjon avhengig av konstruksjon, som igjen er leverandøravhengig. For synkrongeneratorer kan

forholdet variere noe med hvordan man ønsker å operere generatoren med hensyn til reaktiv effekt. Hvis man kjører med liten reaktiv effekt (cos φ >0,9) er kVA/kW = 1,11. Ved større reaktiv effekt (cos φ < 0,8) er kVA/kW = 1,25.

Det er forholdene i nettet som avgjør hvordan man skal forholde seg med hensyn til reaktiv effekt. Man bør derfor relativt tidlig i prosessen ta kontakt med nettselskapet og få klarlagt hvilke begrensninger som nettet setter for kjøring av stasjonen. Mest vanlig er at man ikke får tilkoplet asynkronmaskiner over en viss størrelse, uten at det innføres startstrømbegrensning og kompensering av reaktiv effekt.

Normalt vil netteier ha underskudd på reaktiv effekt i nettet, og vil være glad for innmating fra en synkrongenerator. Dersom kraftverket ligger på enden av ei lang linje, kan det imidlertid oppstå for høy spenning når kraften mates inn mot sentrum. I slike situasjoner må synkrongeneratorer undermagnetiseres slik at den drar reaktiv effekt ut av nettet, og derved motvirker denne spenningssituasjonen. Noen generatorer (spesielt de med høyt turtall) kan ha problemer med å levere last når de er undermagnetisert. Krav til undermagnetisert drift bør derfor spesifiseres dersom denne problemstillingen er aktuell.

For enhver leveranse av synkrongeneratorer bør leverandøren også levere et kapasitetsdiagram som viser hvilke kombinasjoner av kW og kVAr man kan operere generatoren.

Et par definisjoner av hhv. aktiv og reaktiv effekt (populistisk, ikke vitenskapelig forklaring):

7.5.4 Frekvens

Alle generatorer i Norge drives med en nettfrekvens på 50 hertz (Hz). Det vil si at det genereres en spenning, som veksler fra positiv til negativ og tilbake til positiv 50 ganger i sekundet. I en del land benyttes det også 60 Hz. Tidligere ble det også benyttet likespenning som strømforsyning, men dette er ikke aktuelt lenger i dag da det ikke leveres standard utstyr som kan benytte en slik energikilde. Likestrøm benyttes kun som spesialleveranser til spesielle formål.

7.5.5 Poltall

Generatorene genererer en spenning på 50 Hz. Polene på rotoren magnetiserer og induserer en spenningssekvens for hver gang den passerer viklingene. For å få til nettfrekvens på 50 Hz må derfor 50 poler passere hver vikling hvert sekund. Siden rotorene kan bygges med forskjellig antall poler får dette en innvirkning på hvor stort omdreiningshastighet eller turtall som maskinen blir gående med.

Formelen for generatorens turtall er som følger: $n = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{p}$ [o/min] (omdreininger per minutt).

hvor n - turtall [o/min]
p - poltall

Av dette kan vi utlede følgende normerte omdreiningshastigheter for 50 Hz generatorer:

2 poler =>	3000 o/min
4 poler =>	1500 o/min
6 poler =>	1000 o/min
8 poler =>	750 o/min
10 poler =>	675 o/min
12 poler =>	500 o/min
16 poler=>	375 o/min
20 poler=>	300 o/min
etc.	

7.5.6 Kjøling

Generatorer for mini-, mikroanlegg og til dels småkraftanlegg vil bli levert med luftkjøling. Dette er arrangert ved at det er innsatt en viftering som sitter direkte på de roterende delene inne i maskinen og som trekker kjøleluften inn gjennom en forgitret del av statorhuset. For større maskiner kan det også være aktuelt å bruke vannkjøling.

Kjøleluften kan med fordel benyttes til å varme opp stasjonen, men det vil være perioder da tapene i generatoren overstiger varmebehovet slik at det bør installeres et ventilasjonssystem som kan trekke ut overskuddsvarmen. Ved større maskiner bør maskinen ventileres direkte ut, for å kunne holde lufthastighetene innendørs nede på et rimelig nivå.

7.5.7 Rusing

Dersom generatoren produserer for full ytelse og den blir koplet vekk fra kraftmottakeren (nettet) vil maskinen reagere med å øke hastigheten. Dette kalles for rusing og den maksimale hastigheten maskinen vil oppnå er avhengig av hvilken turbin den er tilknyttet.

For ruseturtall for de forskjellige turbintyper vises det til kapittel 7.4.3.6.

Det er viktig at den generatoren som installeres tåler de fysiske påkjenningene den blir utsatt for når den går i rusing. Ovennevnte ruseturtall er langt over hva elektriske maskiner normalt dimensjoneres for, slik at for vannkraftanlegg er det viktig å spesifisere et ruseturtall i en forespørsel.

7.5.8 Lagre og levetider

Det er to hovedtyper av lagre:

- glidelager
- rullelager eller kulelager

For mikro- og minimaskiner blir det nesten uten unntak levert rullelagre på grunn av pris, mens glidelagre er vanlig for større maskiner (over 1-2 000 kW).

Lavfriksjonslagre kan enten være rullelager eller kulelager. I kulelagre benyttes herdede stål kuler som ruller rundt i lageret. I rullelagre benyttes det ruller som også ruller rundt i lageret. For begge disse to typer av lagre må det regelmessig tilsettes smørefett. Levetiden på slike lager er begrenset og dersom det ikke foreligger spesifikke krav i forespørselen så tilbys ofte lagre med kun 40 000 timers driftstid. For et mindre pristillegg kan det bestilles lagre med en beregnet levetid på 100 000 timer.

Glidelagre er noe mer kostbare, men til gjengjeld er de tilnærmet uslitelige. Disse lagrene benytter seg av en smøreolje som de bevegelige delene trekker med seg og lager en oljefilm til beskyttelse mot riving mellom metallflatene. Ved store maskiner med tilsvarende store krefter vil det da også utvikle seg varme som opptaes i oljen. Dette kan medfører en høy oljetemperatur og dersom denne blir for høy kan oljen eventuelt kjøles ned på forskjellige måter, hovedsakelig med bruk av varmevekslere mot vann. Det kan være en fordel å bore opp hull for framtidig kjøling av lagrene allerede ved fabrikasjonen.

For de fleste generatorlagre til små-, mini- og mikrokraftverk sitter turbinhjulet festet og derved også opplagret direkte på generatorakselen. Dette medføre økede påkjenninger for generatorens lager som det må tas hensyn til ved bestilling. Tilleggskreftene fra turbinen må beregnes av turbinkonstruktøren både med hensyn til aksiale krefter og radielle krefter. Det er viktig at lagrene blir dimensjonert for disse tilleggslastene. De hydraulisk tilleggskreftene fra turbinen er også avhengig av turbintyper og følgende kan sies generelt om dette:

Turbintype	Hydraulisk aksialkraft
Pelton	liten/ingen
Francis	moderat/stor
Kaplan	stor

De fleste leverandører tilbyr gjerne generatorer uten å oppgi beregnet levetid for lageret. For vannkraftanlegg anbefales det levetid på 100 000 timer for lagre. Dersom maskinen blir gående hele året (8760 timer) tilsvarer dette en levetid på generatoren på litt over 11 år. For de fleste uregulerte vassdrag vil nok driftstiden være lavere, for eksempel nærmere 50% som gir en levetid på cirka 20 år.

Med denne begrensede levetiden bør det påses at det er rimelig enkelt å skifte lagrene slik at denne operasjonen ikke stopper maskinen for lengre perioder. Pass på å skifte lagrene i tide slik at lagerhavari unngås. Lagerhavari, som ikke oppdages i tide, kan gi alvorlige sekundærskader på aggregatet så som; vibrasjoner, subbing av stator og rotor, gløding av aksel og lagerhus utvendig.

De fleste generatorleverandører krever at lagrene skal smøres en gang for hver driftsmåned.

7.5.9 Isolasjonsklasser

Levetiden til generatorviklingene er sterkt avhengig av de påkjenninger som isolasjonen får i forhold til hva den er planlagt for. Ved høyere temperaturpåkjenninger degenereres isolasjonen raskere, slik at selve isolasjonsevnen blir redusert og svekket. Det vil derfor være fordelaktig at maskinene ikke blir operert med for høye temperaturer spesielt over lengre tid.

Det finnes internasjonale organisasjoner som International Electrical Commission (IEC) og International Standard Organisation (ISO) som har laget mange standarder for blant annet elektriske maskiner. Når det gjelder isolasjonsklasser for generatorer har IEC laget en standard som definerer hvilken temperaturøkning maskinen og viklingene skal tåle.

Isolasjonsklassene definerer den maksimale temperaturen isolasjonen kan utsettes for uten at det oppstår vesentlig forringelser av forventet levetid. Normene for elektriske maskiner forutsetter at kjøleluften holder maksimalt 40 °C og angir maksimalt tillatt temperaturstigning for maskinen for ikke å overstige maksimal temperatur for isolasjonen. Hvis kjølelufta har lavere temperatur enn 40 °C, så er dette gunstig for isolasjonenes levetid. Dersom man tillater en høyere temperaturstigning (høyere isolasjonsklasse), vil maskinen bli mer kompakt og billigere. Men høyere temperatur betyr mer tap og kortere levetid. Derfor er det i praksis sjelden at generatorer er lagt ut for maksimal temperaturstigning. Man bør også tenke på at en stor temperaturstigning også innebærer større varmeutvidelse. Dette kan være med på å gi økt mekanisk slitasje på generatorer, som starter og stopper ofte.

Tabell med IEC - klasser for isolasjon

Klasse	**A**	**E**	**B**	**F**	**H**
Temperaturklasse (°C)	105	120	130	155	180
Termisk marginal (°C)	5	5	10	10	15
Maksimal temperaturøkning (°C)	60	75	80	105	125
Maksimal tillatt omgivelsestemperatur (°C)	40	40	40	40	40

For vannkraftanlegg ønsker en gjerne en lang forventet levetid. Det er derfor vanlig å bestille generatorer som er designet for en eller flere klasser høyere enn den som den skal benyttes for. Ved å designe maskinen slik får man en maskin som har en elektrisk installasjon med lengre forventet levetid.

Som en konservativ anbefaling kan generatoren bestilles med en isolasjonsklasse F (105 °C temperaturstigning), mens en kun godkjenner en temperaturstigning i henhold til klasse B (80 °C temperaturstigning).

7.5.10 Temperaturovervåkning

Siden temperaturen er vesentlig for viklingenes levetid og derved også generatorens levetid, er det viktig å overvåke denne. Det er normalt å sette inn et par temperaturfølere i hver fase for viklingene for å overvåke viklingstemperaturen. I tillegg bør en også sette inn temperaturfølere i eller i nærheten av lagrene for å overvåke utviklingen av lagertemperaturen. Disse følerne vil normalt inngå direkte i kontrollanlegget og gi en alarm dersom temperaturen stiger over en gitt verdi. Dersom temperaturen fortsetter å stige og den passerer kritisk temperatur vil kontrollanlegget automatisk stoppe maskinen før det oppstår varige skader.

I slike tilfeller bør det avklares hva som forårsaket temperaturøkningen før en starter maskinen på nytt.

7.5.11 Generatortap og oppvarming

Alle generatorer har elektriske tap som består hovedsakelig av følgende elementer:

1. Tomgangstap
    a. Jerntap
    b. Ventilasjonstap, (konstant ved konstant turtall, men kan påvirkes av forurensing som hindrer luftsirkulasjon og skader på vifter)
    c. Strømtap i rotor

2. Belastningstap
    a. Statorvikling
    b. Tilleggstap (av forskjellige slag)
    c. Strømtap i rotor (øker med aktiv og reaktiv belastning)

De to første tapselementene er faste og uavhengige av ytelse. De to neste elementene er avhengige og proporsjonalt økende med ytelsen. En får derfor de største totale tapene ved full ytelse, mens de prosentvise tap derimot er størst ved tomgang.

Store generatorer med mange MVA ytelse kan ha virkningsgrader opp mot 99%, mens for småkraftverk og minikraftverk er det vanlig med 94-96 % virkningsgrad. Disse 4-6 % med tap vil medføre at det meste utvikler seg til varme som må ledes bort. Dette innebærer for en generator på 1 000 kW har et totalt tap på rundt 60 kW, og vil derfor også virke som en tilsvarende varmeovn inne i selve kraftstasjonen. Dette representerer en betydelig varme som må håndteres og kraftstasjonsbygningen må ventileres slik at denne varmen kan transporteres vekk.

7.5.12 Frekvensregulering på isolert nett

Dersom maskinen skal operere på et eget isolert nett vil det kun være denne maskinen som regulerer nettfrekvensen. Dersom det vil være store laster, i størrelsesorden 10% av installert effekt på generatoren, må en påse at det er tilstrekkelig svingemasse i det roterende utstyret, til å kunne holde en akseptable frekvens i forhold til de lastpåslag og lastavslag en kan forvente.

Dette forholdet kan beregnes, men er en komplisert beregning hvor det inngår relativt mange parametre. Det er derfor anbefalt å rådføre seg hos personer med erfaring på dette området.

Dersom planlagt maskin ikke blir stabil vil det kunne være en løsning å sette inn et svinghjul i maskinen slik at den totale svingemassen blir øket. Dette medfører at frekvensvariasjonene ved lastpåslag og lastavslag vil bli mindre enn uten svinghjul.

7.5.13 Giroverføringer

For kraftstasjoner med lavt fall blir omdreiningshastigheten for turbinene relativt lav. Dette gir mange poler på generatorens rotor for å kunne oppnå en frekvens på 50 Hz på en direktekoplet maskin. Slike generatorer blir både uforholdsmessig store og dyre. I slike tilfeller vil det ofte være en god løsning å sette inn et gir slik at turtallet på generatoren blir høyere. På denne måten kan det benyttes en standard generator som er langt mindre og tilsvarende billigere i innkjøp.

Det er verd å merke seg at alle girløsninger har begrenset levetid, og at de representerer et virkningsgradstap. For horisontale installasjoner under cirka 5-600 kW kan det være en enkel løsning å benytte en god gammeldags reimskive. Generatorer med høyt turtall har normalt bedre virkningsgrad enn de som går sakte. Dette kan ofte kompensere for de ekstra tapene som gir eller reimdrift medfører.

Den største ulempen ved gir er den reduserte driftssikkerheten dette medfører på grunn av slitasje og havaririsiko. Hvis det velges løsning med gir, så sørg for at dette er av god kvalitet og av anerkjent fabrikat. Husk dessuten at giret må være utformet for også å håndtere de aktuelle kreftene fra turbinen.

7.5.14 Miljøkrav

Alt elektrisk utstyr stiller krav til det miljøet som de skal funksjonere i. For generatorer er følgende faktorer avgjørende:

- Omgivelsestemperaturen skal i henhold til IEC ikke overstige 40 °C.
- De fleste mindre generatorer et luftkjølt ved at de blåser omgivelsesluft forbi stator og rotor. Dersom omgivelseslufta inneholder mye støv og partikler vil dette etter hvert sette seg fast inne i generatoren. Dette medfører så både svakere kjøling samt at det kan redusere maskinens isolasjonsmotstand. Dersom omgivelseslufta er mye forurenset bør luftinntaket utstyres med luftfilter.
- Dersom en generator har vært ute av drift lenge, kan isolasjonen ha absorbert fuktighet og derved ha blitt svekket. I slike tilfeller bør maskinen tørkes før den spenningsettes på nytt.
- Det finnes også miljøkrav relatert til støy, slik at generatoren ikke skal overstige en gitt desibel størrelse som blir målt i henhold til IEC's normer.
- Alle roterende og elektriske maskiner skal oppfylle gitte lover, forskrifter og retningslinjer med hensyn til personsikkerhet.

7.5.15 Spesifikasjoner og valgmuligheter

Følgende faktorer er vesentlige ved valg av generatorer:

- Det første valget blir å bestemme om en ønsker en asynkron- eller synkrongenerator. Dette valget er normalt gitt ut fra de driftsforhold som maskinen skal inn i. Det eneste kravet som er absolutt er at for isolert nett må en ha en synkrongenerator. Dersom generatorytelsen er over 5-600 kVA så bør en også vurdere en synkrongenerator.
- Generatorens driftsspenning må bestemmes. For mini- og mikromaskiner vil dette normalt bli valgt til 400 V.
- Generatorytelsen i kVA skal for synkronmaskin være større enn turbinytelsen i kW og forholdet er i størrelsesorden turbinytelse ganger 1,15 til 1,25. For asynkronmaskiner angis disse i kW, men med et krav til startstrømbegrensing og cos φ.
- Generatorens maksimale ruseturtall må beskrives og dette blir bestemt av maksimalt turtall for turbinen (se også ruseturtall for turbiner).

- Generatorens isolasjonsklasse bør defineres i forhold til IEC's ovennevnte tabell. For å forlenge levetiden anbefales det at maskinen er isolert i forhold til en høyere klasse enn maksimalt tillatt driftstemperatur (se anbefaling foran i dette kapittelet).
- For vannkraftgeneratorer bør en spesifisere en forventet lagerlevetid på minst 100 000 timer.
- Dersom en har spesielle behov med hensyn til plassering og arrangement kan en spesifisere hvor kabeltilkopling for henholdsvis kraftkabler og kontrollkabler skal gjøres.
- Generatorenes tap medfører varmeutvikling og for små kraftstasjoner kan dette innebære høye omgivelsestemperaturer. Selve stasjonsbygningen må derfor utformes m.h.t. nødvendig utlufting.
- Dersom maskinen skal operere på eget isolert nett må en påse at det er tilstrekkelig svingemasse til å kunne holde en akseptabel frekvens i forhold til de last på- og avslag en kan forvente.

Det er verd å merke seg at dersom en spesifiserer løsninger som ikke er standard fra leverandørene så må dette spesiallages, noe som raskt vil medføre betydelig høyere priser.

7.6 Apparat- og kontrollanlegg

7.6.1 Apparatanlegg

Definisjon av apparatanlegg

Apparatanlegget er den delen av kraftverket som bringer den produserte elektriske energien fra generatoren og frem til kraftnettet.

Viktige momenter i apparatanlegget

I forbindelse med valg av løsninger for apparatanlegg må følgende tekniske forhold vurderes:

- Nettforholdene på anleggsstedet
- Hvilke spenninger et tilgjengelige for tilkopling
- Har kraftnettet kapasitet for den aktuelle tilkopling
- Har netteieren tekniske krav for en tilkopling
- Krav til kostnader og avregning må sjekkes
- Krav til reaktiv kompensering må sjekkes dersom det benyttes en asynkron generator
- Forhold til eget forbruk og innmating på nettet må undersøkes
- Det må utarbeides et enlinjeskjema for det aktuelle anlegget
- Ansvarsrett for bygging og drift av høyspenningsanlegg (over 1 kV) som er konsesjonsbelagt, må avklares.

Hva inngår i et apparatanlegg

1. Koblingsutstyr på generatorspennigs nivå
    a. Effektbryter
    b. Strømtransformator
    c. Spenningstransformator
2. Krafttransformator 0,4/22 kV (ikke alltid)
3. Høyspenningsutstyr 22 kV (ikke alltid)
    a. Høyspenningsbryter (sikringslastskillebryter)
    b. Spenningstransformator
    c. Strømtransformator
    d. Lynavledere

Nøkkelparametre

For apparatanlegget gjelder følgende nøkkelparametre som en utbygger må vurdere:

1. Systemspenning. Dersom en har transformator så blir det automatisk to spenningsnivåer i anlegget, et lavspenningsanlegg og et høyspenningsanlegg.

2. Apparatanlegget må dimensjoneres for å tåle den maksimale strøm-belastningen anlegget kan bli utsatt for under vanlige driftssituasjoner samt ved verst tenkelige feilforløp.

Hovedkomponenter

a) Transformator

Dersom det er nødvendig med en transformator, vil denne være den viktigste hovedkomponenten i apparatanlegget sammen med effektbryteren.

Følgende nøkkeldata er viktige ved bestilling:

- Transformatoren dimensjoneres med en kapasitet minst tilsvarende generatorytelsen i kVA.
- Generatorens merkespenning (V) samt spenningens variasjonsområde (normalt +/- 5%)
- Spenning på utgående linje (normalt 11 eller 22 kV) i henhold til nettspenning på stedet.
- Innendørs eller utendørs plassering og utforming.
- Transformatoren forblir en komponent i anlegget eller frittstående f.eks. plassert i kiosk.
- Valg av tørrisolerte eller oljeisolert transformator.
- Temperaturovervåkning for hhv viklinger og eventuelt olje.
- Hvilke tap har transformatoren (tomgangstap og belastningstap).

Generatorer skaper alltid andre og tredjeharmoniske frekvenser som overføres til det kraftnettsystemet, som de forsyner. For å forhindre at disse når ut til distribusjonsnettet kan en av viklingene på transformatoren koples med en trekantvikling. Dette vil også forhindre at jordstrømmer overføres fra nettet og inn til ditt apparatanlegg.

Transformatoren bør da designes slik at trekantviklingen blir på høyspenningssiden (11 eller 22 kV) slik at vi får adgang til nullpunktet på 400 volt-siden og derved også fasespenninger med 230 volt uttak for lokal stasjonsforsyning.

Transformatoren bør utstyres med overspenningsavledere mellom hver fase og jord på høyspenningssiden.

Av personsikkerhetsmessige og også branntekniskmessige hensyn bør transformatoren plasseres i et separat og avlåst rom, hvor kun personer med høyspent driftssertifikat har adgang. Dette rommet kan enten være som et separat rom i selve kraftstasjonen, en transformatorkiosk, et spesielt inngjerdet område eller alternativt plassert oppe i høysenningsmaster. Som et alternativ kan pre-fabrikerte transformatorkiosker være en kostnadsbesparende løsning.

For oljeisolerte transformatorer over 1600 kVA kreves det i henhold til Forskrifter for Elektriske Forsyningsanlegg et arrangement, som kan samle opp oljen, dersom det skulle bli lekkasje fra transformatoren. Dersom det kan benyttes tørrisolerte transformatorer så unngås dette problemet.

Av prismessige hensyn og hensyn til erstatningstransformatorer, vil det være en fordel dersom det kan benyttes en vanlig distribusjonstransformator.

b) Effektbryter

Alle generatorer vil ha behov for en bryter eller en komponent som kan kople den fra kraftnettet, dersom det skulle oppstå en feil i generatoren eller på nettet. Denne komponenten må derfor da være kapabel til å bryte maksimal effekt som kan oppstå i systemet.

Det er viktig å beregne maksimal kortslutningsytelse slik at effektbryteren kan koble fra anlegget ved denne situasjonen samt at anlegget tåler de fysiske og termiske påkjenningene .

Dersom stasjonen har en betydelig installert effekt må det også vurderes om det bør bygges en koplingsstasjon.

c) Jordingsanlegg

En del elektriske apparater må jordes for å øke personsikkerheten mot berøringsspenninger i anlegget. Det er derfor viktig at stasjonen har et godt jordingsanlegg for å muliggjøre en sikker og god jording av de elektriske apparatene som krever dette. Jordingsforbindelsen vil bli avhengig av overgangsmotstanden til jordpotensialet på stasjonsstedet, som igjen er avhengig av grunnforholdene. Kvaliteten på dette må derfor måles ut ved montasje. IEC anbefaler at motstanden til jord ikke skal bør over 1 ohm. Dersom målt verdi skulle være høyere kan jordforbindelsen forbedres ved å sette ned ett eller flere jordspyd som tilkoples jordingsnettet.

Hva en bør passe på

Dersom spenningen på høyspenningssiden av transformatoren er over 1 kV blir denne delen av anlegget konsesjonsbelagt for utbygging, samt at det kreves personer med driftslederpapirer for å operere høyspenningsutstyret.

Det er viktig å beregne hvor stor den maksimale kortslutningsytelsen er slik at apparatanlegget med alle dets komponenter blir dimensjonert for å tåle dette.

Transformatoren bør ha en trekantkopling for å forhindre jordstrømmer, skjevbelastninger samt tredjeharmoniske svingninger å passere transformatoren.

7.6.2 Kontrollanlegg

Primærfunksjoner

Kontrollanlegget er "hjernen" i kraftverket og er det stedet hvor det meste av logiske funksjoner og automatikk er innebygd. En kan gjerne dele kontrollanlegget inn i følgende hovedgrupper:

- Indikering med instrumenter, stillingsvisning etc.
- Kontrollfunksjoner for manuell styring og regulering
- Vernfunksjoner for automatisk kontroll
- Feilmelding for varsling
- Hjelpeanlegg for å skaffe anleggskraft i form av vekselstrøm og likestrøm (batterispenning)

Selve kontrollanlegget består i dag av databaserte maskiner eller programmerbare logiske systemer (PLS), som plasseres i beskyttede metallskap. I tillegg finnes det følere ute i primæranlegget, som skaffer tilstrekkelig informasjon til at kontrollanlegget kan fungere.

Når det oppstår feil er det viktig at kraftverket tar sine forhåndsregler og opereres riktig, slik at eventuelle skader minimeres. Vi skiller hovedsakelig mellom mekaniske feil og elektriske feil der vernanlegget kontinuerlig overvåker og beskytter anlegget dersom det skulle oppstå en unormal situasjon.

- Av elektriske feil kan nevnes; overstrøm, overspenning, retureffekt, jordfeil, skjevlast etc.
- Av mekaniske feil kan nevnes; rusing, høy viklingstemperatur, høy lagertemperatur, rørbrudd etc.
- Alarmanlegget kan også overvåke stasjonen mht innbrudd, brann, frostsikring etc, men slike forløp vil dog bare medføre en alarm både lokalt og fjernt.

Prinsipper

Kontrollanlegg kan bygges etter flere vesentlige prinsipper som må avklares på et tidlig stadium i en utbygging. Disse er som følger:

- Kontrollanlegget må enten baseres på hvilestrøm- eller arbeidsstrømprinsippet.
- Kontrollanlegget må enten ha automatisk eller manuell start
- Det må velges om det skal være mulighet for fjernkontroll
- Det må bestemmesom det skal være en lokal kontrollmulighet ved hjelp av grafiske skjermer eller konvensjonelle styringstavler
- Skal de elektroniske vernfunksjonene være integrert i styringssystemet eller som separate og uavhengige enheter
- Hvordan skal forholdet til egenforsyning og innmating på nettet ordnes
- Det må utarbeides et enlinjeskjema som viser de prinsipielle hovedfunksjonene for anlegget samt hvordan vernfunksjonene skal funksjonere
- Dersom stasjonseieren ikke har høyspent driftssertifisering bør effektbryteren synkroniseres på lavspenningssiden av eventuell transformator slik at stasjonseieren kan få lov til å operere stasjonen selv uten sertifisering.
- Ansvarsforholdet i forbindelse med automatisk start må avklares overfor nettselskapet

Ubemannet automatisk drift

Med dagens høye lønnsnivåer samt den teknologi vi har for innsamling av data, logisk behandling av disse med tilhørende styring og reguleringsfunksjoner, er det naturlig å gjøre alle mindre kraftverk selvgående uten at det er nødvendig med daglig tilsyn. Med en effektiv kommunikasjon kan ethvert lite kraftverk hvor det minste avvik fra planlagt kjøremønster eller normaltilstand enkelt rapporteres til eier eller driftsansvarlig. Dette er nå blitt en vanlig driftsmodus, og vi kaller det for fjernkontroll.

En slik driftsform setter dog store krav til at datainnsamlingen foregår riktig, at kontrollfunksjonene er velfundert og fungerer riktig, når det måtte oppstå uventede driftssituasjoner. Det er spesielt viktig at kontrollanlegget stopper stasjonen ved definerte unormale situasjoner og at driftsansvarlig får nødvendig beskjed om dette umiddelbart. Dette skal da sikre at stasjonen ikke blir stående i en uheldig driftsmodus over lengre tid, slik at det oppstår unødvendig skade på utstyr eller omgivelser.

Driftsmodi

Det finnes noen hovedmodi for styring og kontroll av vannkraftstasjoner, og disse er som følger:

- *Nivåstyring:* Alle kraftverk, som er koplet til og mater inn på sentralnettet, vil kunne opereres med nivåstyring, slik at de produserer maksimalt med energi i henhold til tilsig representert ved nivået i inntaksmagasinet.
- *Effektstyring:* Enkelte stasjoner, med spesielle krav til fast levering av kraft, kan bli satt til å produsere med fast effekt.
- *Frekvensstyring:* Kraftverk på isolert nett må operere etter frekvensstyring for å kunne holde riktig frekvens. Denne må derfor holde tilnærmet konstant frekvens på 50 Hz, og får derfor frekvensstyring

som driftsmodus. Denne stasjonen vil på denne måten automatisk regulere inn den effekten som er nødvendig for å holde frekvensen stabil innenfor toleranseområdet på 50 Hz (+/- 2.5%).

- *Reaktiv regulering:* Enkelte nett kan ha spenningsproblemer eller ha andre stabilitetsproblemer. Det kan derfor være nødvendig at stasjonen opereres med reaktiv effekt som drifts modus, mens andre stasjoner må produsere aktiv effekt. Slike situasjoner er heller sjeldne, men forekommer.

Maskinvare (Hardware)

Med maskinvare mener vi her den prosessoren, som programvarelogikken installeres på, og som kan operere i automatisk modus. For små kraftverk anbefales det å benytte industri PC'er for programmerbar logisk styring (PLS). Generelt sett bør en søke å anskaffe mest mulig standard maskinvare, da dette har diverse fordeler som følger:

- Først og fremst bør slikt utstyr være godt utprøvd, slik at en med stor sikkerhet vet at PLS'en har de riktige egenskapene, som skal til for å gjøre alle oppgavene tilstrekkelig raskt under rådende miljømessige forhold.
- Den prosessoren som velges bør også ha et standardisert operativsystem hvor nyere versjoner automatisk støtter gamle programvareversjoner. På denne måten kan du eventuelt senere også bytte både maskinvare og operativsystem uten at du trenger å omprogrammere eller spesialtilpassede programvarelogikken.
- Det er en fordel at prosessoren er solgt i stort antall, da dette indikerer både akseptabel kvalitet samt at den er godt gjennomprøvd i forskjellige miljø.
- Det bør sikres at det blir levert reservedeler en del år inn i fremtiden. Den raske utviklingen innen datamaskiner og PLS'er, har medført en stor nyutvikling av maskiner og det har vært et problem å skaffe reservedeler til "gamle" maskiner selv etter kun et par års drift.
- De maskintypene som det er mange av på markedet vil også medføre at langt flere personer kan maskinen og dens operativsystem med programmer. Dette låser deg ikke kun til en leverandør eller i verste fall en person som kan programmeringen.

Miljøaspekter

Den prosessoren som skal styre stasjonens hovedmaskin, må plasseres etter gitte retningslinjer. Normalt vil leverandøren fortelle hvilke krav som stilles, men du bør likevel være oppmerksom på følgende krav:

- Prosessoren må plasseres i et metallkapslet kabinett.
- Dersom prosessoren ikke har et spesiell chassis må kabinettet kanskje ha en bestemt tetthetsklasse (se annet avsnitt under apparat og kontrollanlegg).
- Prosessoren krever at omgivelsestemperaturen skal ligge innenfor hhv øvre og nedre maksimaltemperatur.
- Prosessorer skal ikke utsettes for noen form for forurensing, det være seg, støv, vann etc.
- Prosessoren skal ikke være plassert slik at en eventuell vibrasjon fra hovedmaskineriet påvirker computeren.

Programvare (Software)

De fleste seriøse leverandører på markedet har egenutviklet generell programvare som i de aller fleste tilfeller vil kunne gjøre en fullgod jobb. Dette er da programvare, som er installert på flere tilsvarende anlegg, og som da har godt utprøvde funksjoner.

Dersom ditt prosjekt har spesielle elementer, som vil kreve en egen programmering, kan du enten kreve tilleggsfunksjoner eller helt ny programvare. En bør da være klar over at dette vil koste en del i tillegg.

Dersom du ønsker å installere et kontrollanlegg med spesialtilpassede funksjoner, er det viktig at du lager en god spesifikasjon slik som du ønsker det. Det er da viktig at beskrivelsen er en funksjonsspesifikasjon med krav til kvalitet snarere enn en detaljspesifikasjon. Dette er vesentlig for at leverandøren kan bruke sin kunnskap og sine standarder til å få et best mulig produkt innenfor de standarder og erfaringer som han allerede sitter inne med, uten at han trenger å gjøre store nye utviklingsarbeider.

Kildekoder

Alle dataprogrammer som leveres er opprinnelig programmert med kildekode. Det leveres derimot en kompilert versjon som ikke kan forandres av kjøperen. Skulle du få behov for å gjøre forandringer senere så er det kun leverandøren som har adgang til dette ved hjelp av kildekodene. De fleste leverandører er ikke interessert i å utlevere kildekodene til de programmene som de leverer. For deg som kunde og operatør av anlegget er det tilsvarende viktig at du nettopp får disse med på kjøpet. Det vil sikre deg at du kan ha kontroll over anlegget ditt selv om leverandøren skulle gå konkurs eller på annen måte ikke lenger blir tilgjengelig. Dessuten er det enkelte leverandører, som utnytter sin "monopol situasjon", ved at de vet at det kun er de som kan assistere deg dersom du skulle trenge hjelp på et senere tidspunkt.

Det er også viktig at du sikrer deg en fysisk utskrift av den logiske programmeringen i tillegg til en funksjonsbeskrivelse, slik at dersom prosessoren havarerer og det ikke lenger finnes reservedeler, kan du eventuelt gjenskape logikken med en annen prosessor og eventuelt en annen programvare.

Funksjoner og prinsipper

Ved valg av løsning og spesifisering av kontrollanlegget bør følgende tekniske forhold vurderes spesielt:

- Anlegget bør bygges med komplett automatisering slik at det kan være i drift med et minimum av tilsyn. Dette vesentlig på grunn av nødvendig og periodisk vedlikehold.
- For at anlegget skal kunne operere ubetjent må det inkluderes et minimum fjernkontroll anlegg, som kan varsle eier eller driftsansvarlig når noe skjer slik at vedkommende kan oppsøke stasjonen for å utføre nødvendige inngrep og/eller korrektive tiltak.
- Kontrollanlegg bør baseres på hvilestrømsprinsippet slik at det går automatisk til stopp dersom det skjer en feil i kontrollanlegget eller i strømforsyningen.
- Anlegget bør utstyres med helautomatisk start og gjenoppstart, dersom det har stoppet på grunn av for eksempel utfall av nettet.
- Dersom det ønskes lokal betjening, bør dette aktiveres via grafiske display eller konvensjonelle tavler.
- For mindre anlegg kan vernene bli integrert i styresystemet, mens for litt større anlegg kan det settes inn separate og uavhengige vernenheter.
- Anleggets forskjellige driftsmodi må defineres og integreres i kontrollanlegget.

Det vil alltid være nødvendig å gjøre anleggsspesifikke tilpasninger basert på de beslutninger som gjøres på valg av teknologi og funksjonalitet.

Dokumentasjon

Det er viktig at de forskjellige leveransene dokumenteres både mht beregninger, tegninger, konstruksjon og oppbygning, funksjonalitet, driftsbeskrivelser og vedlikeholdsbeskrivelser, for at eieren og operatøren skal kunne bruke utstyret riktig og sikkert over hele driftsperioden. På den annen side så koster det å lage dokumentasjon, så det vil være viktig å kreve et ballansert nivå på dokumentasjonen.

Det skal utarbeides anleggsdokumentasjon iht. NEK 321,322/1985 (IEC Publ.750/1082) samt NEK 144 (IEC Publ.617). (Alternativt kan også krav til dokumentasjon stilles i henhold til NS 5820: Dokumentasjon av utstyrsleveranser).

Følgende dokumentasjon er normalt for kraftverk:

A. Konstruksjonstegninger eller sluttdokumentasjon (As-built-Drawings):
    a. Tekniske beregninger
    b. Funksjonsplaner
    c. Alarm- og signallister for hhv lokalkontroll og fjernkontroll
    d. Arrangementstegninger
    e. Enlinjeskjema og vernoppkoplinger
    f. Forriglingstegninger og blokkskjema
    g. Programdokumentasjon
    h. Montasjetegninger med beskrivelse av apparat- og kontrollskap
    i. Komponent- og apparatspesifikasjoner med datablad og sertifikater
    j. Kabel- og termineringslister

B. Drifts og vedlikehold
    a. Prosedyrer for drift
    b. Vedlikeholdsinstrukser
    c. Reservedelslister

C. Prøveprotokoller

All dokumentasjon bør inneholde nødvendige kryssreferanser for funksjonsorientert og plassorientert merking.

Det bør benyttes anleggsmerking i henhold til NEK 321,322/1985 (IEC Publikasjon 750/1082) samt NEK 144/1988 (IEC 617). Driftsmerking utføres i henhold til anvisning av byggherren.

Sluttdokumentasjonen bør leveres innen en tidsbestemt periode etter at anlegget er levert og overtatt av kunden. Dersom dokumentasjonen foreligger på elektronisk format bør det leveres en elektronisk kopi også.

Spesielle vurderinger

Leverandører skifter raskt og det er ikke sikkert at din leverandør er i markedet den dagen anlegget svikter og du trenger nødvendig service. Det bør vurderes om en trenger å lære seg en del av teknologien eller at en har "kontroll" på andre som kan mestre dette. En bør i alle fall sikre seg kildekodene og en utskrift av disse slik at programlogikken kan gjenskapes eventuelt på en nyere maskin og med en annen programvare. Sørg alltid for å ha en kopi av programvaren lagret på et sikkert sted utenfor stasjonen.

Du bør vurdere om det finnes tilstrekkelig med reservedeler og om leverandøren kan og vil kunne levere dette i minst 10 år fremover.

Anlegge må lages driftsikkert slik at det automatisk går til stopp dersom det oppstår problemer med styringer, vern eller driftsautomatikk.

For fjernkontrollerte stasjoner må driftsansvarlig alltid kunne få beskjed dersom det oppstår en uvanlig driftssituasjon.

7.6.3 Måling og avregning

Hovedformålet med å bygge et lite kraftverk vil være å produsere energi for salg. For å kunne gjøre en økonomisk avregning med nettoperatøren er det nødvendig å kunne måle antall produserte kilowatt-timer som er levert til nettet. På samme måte, vil kraftverket i stillstandsperioder ha behov for å kjøpe strøm. Til dette trengs det måling både for den energien som kraftverket produserer samt også måling av den energien som kraftverket forbruker under stillstand.

Ved produksjonsanlegg er det alltid relativt store energimengder som omsettes og det er derfor viktig at energimålerne har en tilstrekkelig høy nøyaktighet. Det enkelte energiverk vil også sette strenge krav til denne type målere.

7.6.4 Fjernkontrollanlegg

SMS meldinger til mobiltelefon

Den enkleste form for fjernkontroll og kommunikasjon med kraftverket er ved hjelp av SMS meldinger til mobiltelefon. Ved å installere via GSM-modem kan kontrollanlegget enkelt programmeres slik at det ved gitte situasjoner feilsituasjoner sender predefinerte feilmeldinger til driftsansvarlig som bærer en mobil vakttelefon.

Dersom ansvarlig driftsleder, eller eventuelt andre, skulle ønske en status på stasjonen, kan han bare sende en statusforespørsel i form av en kodet tekstmelding til stasjonens GSM nummer og via GSM-modemet på et øyeblikk få i retur en predefinert statusmelding med aktuell status. En slik statusmelding kan for eksempel være:

Frekvens:	50 Hz	dette forteller om stasjonen går eller står
Spenning:	400 V	dette forteller om stasjonen er tilknyttet nettet
Effekt:	133 kW	dette forteller om stasjonen produserer energi
Vannhøyde:	130 m	dette forteller om stasjonen burde gå eller stå

Internettovervåkning

For de stasjonene, som er oppkoplet med en permanent telefonforbindelse, finnes det også standardiserte løsninger hvor signaler, kommandoer og feilmeldinger kan legges ut slik at stasjonene kan opereres via internettoppkoplingen.

En slik oppkopling kan gi mye informasjon på en enkel måte over lange avstander, men hastigheten på slike kommunikasjoner er relativt begrenset.

Fast oppkoplet forbindelse

De fleste større kraftprodusenter har ofte faste oppkoplete kommunikasjonslinjer mellom driftssentralen og alle kraftstasjonene. Slike nett er både komplekse og dyre og ikke særlig aktuelle for mini-, mikro og små kraftverk.

7.6.5 Hjelpeanlegg

Hjelpeanlegget er også gjerne definert under apparat- og kontrollanlegget. De funksjoner som vi betrakter å tilhøre hjelpeanlegget er som følger:

A. Stasjonsforsyning for hhv vekselstrøm og likestrøm
B. Ventilasjonsanlegg
C. Drenasjeanlegg

7.6.6 Hva en bør passe på

Isolasjonsklasser

For alle tavler og skap hvor det plasseres elektrisk og elektronisk utstyr bør det stilles krav til skapene med hensyn til utførelsen. IEC har standardisert dette og et normalt krav er IP 44 som er beregnet til å være sikkert mot vannsprut. Dersom utstyret også skal beskyttes mot støv så bør tetthetsklasse IP 54 benyttes. Disse klassene er forøvrig definert i publikasjon IEC 529 av 1989-11.

Jording

Et godt jordingsanlegg er viktig både for personsikkerhet og sikkerhet for utstyr. Ved normale tilstander uten noen form for feil i anleggene er dette ikke så viktig, men så snart det oppstår en jordfeil så er det avgjørende at vi har kontroll på hvor jordstrømmene går og hvor det bygger seg opp store potensialforskjeller. Slike jordstrømmer og potensialforskjeller representerer en fare for driftspersonalet ved at de kan risikere uventede strøm og spenningsstøt på steder der det normalt tidligere har vært trygt å berøre utstyret. Slike potensialer blir lett så kraftige at de kan være livsfarlige dersom jordingsanlegget ikke er gjort riktig. Store jordstrømmer og potensialforskjeller kan også være svært skadelig eller destruktivt spesielt for moderne styringssystemer som er basert på elektronikk. Nyere elektronikk er riktignok forbedret mht å motstå slike miljøer, men de er likevel basert på at jordingsanlegget er riktig utført.

Det er vanlig at leverandøren av apparat- og kontrollanlegget leverer jordingsanlegget for det enkelte anlegg. I denne sammenhengen skal han beregne og installere et jordingsanlegg som sikrer at berøringsspenninger på anleggsdeler ikke fører til skade på personer eller utstyr. Normalt deles jordingsanlegget opp i et nedgravd jordingsanlegg eller fundamentjording og et åpent jordingsanlegg.

Apparatleverandør utfører beregninger, beskriver installasjonen og leverer alt materiell jordingssystemet. Montasjen av åpent jordingssystem utføres normalt av apparatleverandøren, men dersom det blir et nedgravd jordingssystem utføres dette som oftest av byggkontraktøren.

Funksjonelle miljøkrav

Alt elektrisk utstyr har stiller normalt et krav til det miljøet som de skal funksjonere i. For generatorer er følgende faktorer avgjørende:

- Omgivelsestemperaturen skal ikke overstige 40 °C da dette forkorter levetiden. Anbefalt omgivelsestemperatur bør ikke overstige 35 °C.
- Kontrollanlegg er avhengig av luftfuktigheten ikke overstiger visse verdier. Leverandørene oppgir derfor maksimale verdier for luftfuktighet i forhold til gitte klasser.
- En bør passe på at elektronikkenheter ikke blir plassert slik at de blir eksponert for mye støv.

7.7 Kvalitet

I planlegging og bygging av kraftverk er det fra første dag av viktig å tenke kvalitet. En bør stille seg følgende spørsmål før en tar en avgjørelse om utbygging:

1. Hvilke faktorer er viktig å vurdere for å angi kvaliteten på det endelige kraftverk ?
2. Hvilken kvalitet er det på det utstyret som tilbys i markedet ?
3. Hvordan sikre at en får den kvaliteten en tror at en har kjøpt ?

Spørsmål 1: Hvilke faktorer er viktig å vurdere for å angi kvaliteten på det endelige kraftverk
Alle deler av anlegget må selvfølgelig fungere når anlegget har kommet i drift. De fleste deler kan lett repareres eller skiftes ut, men noen er det ikke mulig å gjøre noe med eller det vil være dyrt å korrigere for manglende kvalitet.

Faktorer som vil være vesentlig for kvaliteten på anlegget, og hva som kan gjøres for å sikre dette vil være:

- Hydrologien, størrelsen på det årlige tilsiget. Om mulig kontroller ved hjelp av målinger i vassdraget.
- Inntaket er som oftest det mest problematiske ved en utbygging. Det kan derfor lønne seg å konsultere en erfaren fagperson i forbindelse med planlegging av dette.

  Studer elva godt i planfasen og hvordan den oppfører seg i alle sesonger. Ta bilder fra vinter og flomperioder. Registrer spesielt forholdene for rask og sedimenttransport under flom og isgang i vårløsningen.
- Sikring av rørgaten mot snøras, jordras etc

  Studer miljøet i vannveitraséene godt hele året i hele planfasen. Ta bilder fra alle årstidene for å registrere forholdene. Det vil være til god hjelp for dine rådgivere.
- Turbin- og generatorlagre
  Rusekrefter og hydrauliske aksialkrefter inklusive vekt fra roterende deler i turbinen danner grunnlaget for dimensjonering av turbin- og generatorlagre. Det er derfor viktig at generatorleverandøren dimensjonerer sine lagre (styre- og bærelagre) på grunnlag av maksimale ruse- og aksialkrefter som oppgis av turbinleverandøren.

  For vannkraftverk er det normalt å forlange at lagre skal dimensjoneres for 100 000 timers drift.
- Rusing
  Rusing av et aggregatet (turbin og generator) er bestemt av turbinvalg og hvilke lukketider som legges inn for ledeapparat, alternativt nåler i turbinen. Turbinleverandøren må derfor oppgi maksimalt ruseturtall til generatorleverandør som underlag for dimensjonering av generatoren.

Spørsmål 2: Hvilken kvalitet er det på det utstyret som tilbys i markedet ?

- I mini- og mikroturbinmarkedet er det mange leverandører med til dels store variasjoner i pris og kvalitet. Utstyr som i utgangspunktet er billig i innkjøp vil ikke nødvendigvis være billig over tid dersom kvaliteten ikke er tilfredsstillende.

- Ved valg av leverandører er det viktig å innhente referanser på tilsvarende utstyr som er levert de siste årene.

- Avgjørende for utstyret er at det fungerer og yter som forutsatt, at drifts- og vedlikeholdsutgifter holdes på et minimum, og at levetiden er som forventet.

- En del leverandører har et relativt begrenset leveringsprogram. For å sikre riktig valg av utstyr er det derfor viktig at det stilles riktige krav til utstyr uavhengig av èn enkelt leverandørs

leveringsprogram. Avgjørende for utstyret er at det er riktig tilpasset anlegget med tanke på vannføring, fallhøyde, topografi, grunnforhold etc.

- Den som får det totale systemansvar i planleggingen må bestemme valg av utstyr.

Spørsmål 3: Hvordan sikre at en får den kvaliteten en tror at en har kjøpt ?

- Valg av utbyggingsmodell er viktig for å oppnå kvalitet i hele prosessen.
  Se Kapittel 12 - Utbyggingsmodeller

- Prosjektet anbefales å ha en systemansvarlig, som tar ansvar for at alle elementer i kraftverket er riktig dimensjonert ut fra tekniske- og økonomiske forutsetninger, med riktig utstyr i forhold til elvens avrenning. og de topografiske/geotekniske/geologiske forhold. Systemansvarlig vil gi uavhengig råd om valg av løsninger og leverandører.
- Slik markedet for tjenester og leverandører fungerer i dag, er det rådgivende ingeniørfirmaer og enkelte leverandører som kan ta totalt systemansvar, mens de fleste leverandørene i mini- og mikrokraftverkmarkedet tar totalansvar kun for sin del av leveransen.
- Valg av rådgivere og leverandører er derfor et viktig valg for kvaliteten. Sjekk derfor referanser fra nylig utførte oppdrag.
- De som har tatt på seg ansvar for hele eller deler av anlegget, må legge frem en kvalitetsikringsplan for gjennomføringen, og utbygger må selv kontrollere at dette blir brukt og fungerer i praksis. Be om dokumentasjon av viktige beregninger, f.eks. optimalisering av anleggsdeler.
- Enmannsfirmaer må ha avtale med et annet firma med samme kompetanse for å kunne tilfredsstille kravene i en kvalitetsplan med annen manns kontroll.
- Firmaene må forsikre sitt ansvar i kontrakten. Be om forsikringsbevis.
- De minste anleggene under 100 kW vil ikke ha økonomi til å dekke mye rådgiverhjelp, men noen timer som kan verifisere hoveddimensjonene og valg av utstyr kan være verd prisen siden få leverandører vil ta totalansvar. Der det ligger til rette for at flere grunneiere kan slå seg sammen, vil man kunne stå sterkere økonomisk til å dekke slik rådgiverhjelp.

8 KOSTNADSGRUNNLAG FOR SMÅ KRAFTVERK

Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg (50-5000 kW), Håndbok 2/2000, utgitt av NVE kan benyttes som et utgangspunktet for kostnadsoverslag for et kraftverkprosjekt.
Basisen for disse priskurvene er 1. januar 2000.

I mikro-, mini- og småkraftmarkedet er det imidlertid til dels store prisforskjeller på utstyrsiden, og hvor pris for turbin og generator, kontrollutrustning etc. avhenger av kvalitet, utstyrsomfang og hvor det er produsert. Ta derfor kontakt med leverandørene for dagens pris og be samtidig om referanselister for slikt utstyr.

9 FINANSIERING

9.1 Innledning

Alle finansinstitusjoner vil kunne se på hvor god økonomi det er i et prosjekt. De har som regel manglende eller ingen bakgrunn for å vurdere den teknisk/økonomiske kvaliteten på prosjektet, men vil kunne foreta en vurdering av de merkantile delene av prosjektet. Dette gjør de først og fremst for å minimalisere sin egen risiko ved å luke ut de prosjektene som har dårlig eller marginal lønnsomhet.

Som utbygger er det derfor viktig å presentere alle momenter slik at en nøytral utenforstående part kan vurdere om "drømmen" din virkelig holder hva du tror at den lover. Det kan være surt å få avslag på lån, men det er langt bedre enn å bli en evig gjeldsslave.

9.2 Långivers vurderinger

Når man skal søke om finansiering av et prosjekt bør man tenke på at det er to viktige områder som långiver vil vurdere.

1. Låntaker må ha en forsvarlig betjeningsevne og långiver trenger tilfredsstillende sikkerhet for lånet. For at en långiver skal kunne innvilge et lån er det viktig å ha en tilfredsstillende betjeningsevne.
2. Kreditverdighet vil gå på soliditeten til utbyggerne. Her er det viktig hvor stor egenkapitalen er i forhold til lånekapitalen. Jo flere deltakere det er blant utbyggerne dess bedre vil normalt kreditverdigheten være. Størrelsen på egenkapitalgraden avhenger av risikoen i prosjektet. Her vil også bankenes lokalkjennskap kunne påvirke vurderingene, men generelt sett vil långiver kreve en større egenkapital desto større han vurderer usikkerheten eller risikoen i prosjektet. Dette kan långiver dog kompensere ved å kreve en større egenkapital eller annen form for sikkerhet fra lånetakers side. Jo større egenkapitalen er, jo lavere blir belåningsgraden.
3. Det er viktig å kunne vise til et budsjett, som bygger på realistiske forutsetninger. I et slik arbeid bør man støtte seg på tilbudspriser for de vesentligste kostnadsfaktorene, kostnader ved tilsvarende eksisterende anlegg og annen ekspertise.

Utbyggere bør være klar over at de fleste långivere vil kunne kreve sidesikkerhet, dersom banken vurderer at det ikke er tilstrekkelig sikkerhet direkte i foretaket. Långiverne ønsker i liten grad å eksponere seg for risiko i forhold til låntakerne.

Videre bør en være klar over at långiverne kan stille krav om sidesikkerhet i form av kausjonsavgivelse eller pantsettelse av fast eiendom. Er ikke grunnen hvor fallrettigheter og installasjoner befinner seg utskilt fra hovedbruket, vil jo en pantsettelse omfatte hele eiendommen. Långiver risikerer da å få en konflikt med eventuelle tidligere panthavere med hensyn til prioriteten. Verdi av nye installasjoner vil jo gå inn i pantet til første panthaver. I slike tilfeller vil man kunne løse problemet med panthaveravtaler.

9.3 Finansiell vurdering av prosjektet

Når en tenker på å sikre seg finansiering til prosjektet, bør en ha laget en komplett beregning av hele prosjektet hvor alle betydelige faktorer inngår. Disse er som følger:

1. En nøyaktig produksjonsberegning hvor hydrologi, reell vannføringskurve, virkningsgrader, minstevannføring, etc. er tatt hensyn til. En bør også kunne si noe om usikkerheten for den beregningen en har gjennomført.
2. Det bør utarbeides en best mulig kostnadskalkyle hvor de fleste vesentlige kostnadselementer er basert på tilbud og/eller klarerte kontraktsutkast.
3. Det bør foreligge et utkast til kraftsalgsavtale hvor usikkerheten på inntektssiden er begrenset til de marginer som inntjeningen kan forsvare.

4. En bør også gjøre en finansiell analyse hvor det er tatt hensyn til:
   - Gjeldende avskrivningsregler
   - Gjeldende nettariffer
   - Gjeldende skatter og avgifter
5. En må passe på å få inn utgifter til leie eller kjøp av fallrettigheter dersom det er aktuelt.
6. En må huske på å ta med nødvendige kostnader til drift og vedlikehold.
7. En bør vurdere hvor mye egenkapital en kan legge i prosjektet og hvor stor avkastningsgrad en forventer på denne.
8. Med bakgrunn i ovenstående kan en beregne hvor lang nedbetalingstid prosjektet har. Dersom en sikrer seg en kraftsalgsavtale med fast pris for denne perioden, vil en vesentlig del av den totale prosjektrisikoen være betydelig redusert.

9.4 Selskapsformer og relatert ansvar

Ved enkelte prosjekter kan flere fallrettighetseiere være involvert. En løsning kan da være å gå sammen om prosjektet. I andre tilfelle kan det være fornuftig å inngå avtale med profesjonelle aktører om finansiering og utbygging.

Organisering av fallrettighetseiere
Norges Bondelag, Norges Skogeierforbund, Norskog, Foreninga for norske småkraftverk og Norges Vel har i fellesskap utarbeidet forslag til hvordan fallrettighetseiere bør organisere seg i forbindelse med mulig utbygging av vannfall. Forslaget vil omfatte intensjonsavtale om å undersøke om vannfallet kan utnyttes til produksjon av elektrisk kraft, og vedtekter for fallrettighetslag BA til bruk når vedtak om utbygging skal fattes. Det vil være veiledere til begge avtaleforslagene m.m.

Kraftverket kan etableres og eies ved flere ulike selskapsformer. Hovedforskjellen ved disse forskjellige selskapsformene er at de gir ulike former for risikoprofil både for eierne og for finanskilden(e). De forskjellige selskapsformer innebærer også forskjellige skattemessige varianter som en bør ta hensyn til i en total finansiell vurdering.

De mest vanlige selskapsformene er beskrevet nedenfor:

9.4.1 Aksjeselskap (AS)

For kraftverk av litt størrelse som mini- og småkraftverk er nok aksjeselskap (AS) den vanligste formen for selskapsdannelse innen bransjen og spesielt som private foretak hvor hvem som helst i prinsippet kan bli invitert til å delta på eiersiden. Ved å benytte et aksjeselskap vil en via Aksjeloven ha en vel definert organisasjonsform både mht eierskap, overdragelser og skatter (ref. Aksjeloven).

Det finnes dog en lovparagraf som setter enkelte begrensninger ved å benytte et AS som følger:

- For kraftverk med mer enn 1000 naturhestekrefter regulert kraft krever Norsk lov at AS utløser automatisk ervervsplikt for alle fallrettigheter for å få konsesjon eller tillatelse til å bygge ut. Unntaket er dersom et AS har minst 67% offentlig eierskap, kan fallrettighetene leies. Det må likevel innhentes en konsesjon for dette. Med offentlige institusjoner menes her Staten, fylkeskommunene, kommunen(e) eller andre offentlige etater. Det må her tillegges at et halvprivat E-verk oppfattes som privat i henhold til den andelen private eierinteresser som selskapet har.
- Kraftverk som er planlagt uten regulering, men som har mulighet for regulering over grensen på 1000 naturhestekrefter, kan også komme under ovennevnte bestemmelse.

For mini- og mikrokraftverk med ytelse under 1000 naturhestekrefter vil denne paragrafen ikke komme til anvendelse da installerte effekt er mindre enn ytelsesgrensen. For minikraftverk med en installert effekt over 1000 naturhestekrefter, kan regelen i ekstreme tilfeller bli gjeldende, men dette må vurderes er nesten hypotetisk.

For definisjon av naturhestekreftene ($P = H \cdot Q_{regulert} \cdot 13{,}33$) se kapittel 2. Dersom det ikke finnes regulering, benyttes alminnelig lavvassføring, oftest om lag 5-15 % av middelvassføringen.

9.4.2 Delt ansvar (DA)

Utbyggerne kan danne et Delt Ansvar (DA) selskap, og via et slikt selskapet reise nødvendig egenkapital og finansiering til å stå for hele utbyggingen.

Det er dog verdt å merke seg at å bygge et kraftverk ofte innebærer en betydelig investering på flere millioner kroner, og som ved et DA innebærer at alle eierne blir gjensidig ansvarlige for alt ansvar. Dersom noe alvorlig skulle skje, må de også stille opp nærmest som "kausjonister" for hverandre. Dette kan i ytterste konsekvens medføre at alle vil bli økonomisk ansvarlige, og følgelig kan alle formelt sett bli slått personlig konkurs dersom en tilstrekkelig stor skade skulle skje.

Den totale risikoen ved en kraftutbygging er kanskje ikke så stor, men dersom det skulle gå galt, så kan følgene bli meget store og alvorlige for deltakerne. Utbyggere bør vurdere dette nøye før en slik modell velges.

Skattemessig blir næringsinntekten for et DA selskap fordelt på andelshaverne og skattes derved som vanlig næringsinntekt.

9.4.3 Begrenset ansvar (BA)

Et BA er en selskapsform som hovedsakelig er likt et DA, men med den forskjell at den enkelte medeier kun er ansvarlig for den eierandel som han har i selskapet.

Skattemessig blir det tilsvarende som for et DA.

9.4.4 Ansvarlig selskap (ANS)

Et ANS er en selskapsform som hovedsakelig er likt et DA, men hvor ansvarsprinsippet i utgangspunktet er "en for alle og alle for en". Det spesielle ved et ANS er dog at det kan være bakenforliggende avtaler som regulerer ansvarsforholdet.

Skattemessig blir det tilsvarende som for et DA.

9.5 Finansieringskilder

Lånekapitalen kan skaffes fra ulike kilder, og vi kan nevne følgende finansieringsformer som har vært mye benyttet til utbygging av små kraftverk.

- *Statens Nærings- og Distriktsutviklingsfond (SND)*, forvalter en del midler som det kan søkes om og da i hovedsak til mikro- og minikraftverk. Erfaringene har vist at det er få som har fått innvilget slik støtte og beløpene er alltid begrenset. Hovedargumentet er at det ikke skaper arbeidsplasser ute i distriktene.
- Det finnes også *Bygdeutviklings midler (BU)* hvor det finnes begrensede midler på årlige budsjett. Disse blir administrert av SND. Bevilgningene har gått nedover i de senere år. Disse midlene bindes dog til rådgivning, forprosjektering og planleggingsarbeider for prosjekter, etablering av selskaper, etc. og vil normalt ikke bli innvilget til utbyggingsarbeider.
- *Landkreditt* er en kredittforening rettet mot landbruket. I forbindelse med at enkelte gårdbrukere ser et potensial i å etablere kraftverk, har det i enkelte tilfeller blitt tilbudt finansiering fra Landkreditt.
- *Kommersielle banklån* vil nok for de fleste være den mest aktuelle finansieringskilde, og da blir spørsmålene i kapittelet om "Lånegivers vurderinger" sentrale i en vurdering av om selskapet blir vurdert som kredittverdig.

- *Aksjekapital*. Dersom det er vanskelig å opprette tilstrekkelig egenkapital kan det være aktuelt å utstede aksjer, obligasjoner, eller andre verdipapirer som bidrar til at utbygger makter å skaffe den egenkapitalen som kreves for å inngå en tilstrekkelig finansieringspakke.
- *Egeninnsats*, er kanskje en av de vanligste former for finansiering, spesielt i de mindre prosjektene. Graden av egeninnsats vil variere sterkt med det enkelte prosjektets egenart og den enkelte utbyggers tid, evne, innsats, ressurser og muligheter.

9.6 Risikovurdering

I en utbygging av kraftverk vil det være mange elementer av risiko. Disse risikoelementer vil i varierende grad avgjøre hvor stor den totale risiko vil være i prosjektet. Følgende elementer vil normalt representere den største risikoen.

- *Hydrologi,* For økonomisk marginale prosjekter så er det viktig å sikre at det hydrologiske grunnlagsdataene er tilnærmet lik langtidsgjennomsnittet for aktuelt felt. Dersom en har benyttet NVE's isohydatkurver som eneste grunnlag så har de i utgangspunktet en standard usikkerhet på +/- 20%. Det sies også at dersom nedslagsfeltene er små så kan usikkerheten bli større. I tillegg må en være klar over feltets reguleringsgrad, slik at en vet hvordan vannføringskurven ser ut for å kunne gjøre en optimal produksjonsberegning og fastsettelse av installasjon.
- *Byggekostnadene* kan variere sterkt spesielt for inntak og rørgater. Det bør gjøres tilstrekkelige undersøkelser, gjerne med kontraktør til stede, slik at en tar tilstrekkelig høyde for hva byggekostnadene kan beløpe seg til.
- *Tekniske driftsproblemer,* er et problem, som en lett kan overse. Slike problemer kan relatere seg både til konsept feil, standard feil og spesielle tilfeldige feil og kan resultere i en kraftig reduksjon av inntjeningen for kortere eller lenger tid.
- *Likviditetsproblemer* kan lett oppstå, dersom en får problemer under byggingen, noe som gjerne medfører økede kostnader og senere idriftsettelse. Ved at kostnadene øker og inntektene kommer senere enn forventet kan man komme i en såkalt likviditetskrise og man kan faktisk risikere å gå konkurs med et prosjekt som i realiteten kan være godt.
- *Skadeverk av naturlig art eller som hærverk* kan forekomme på alle installasjoner. En bør derfor tenke igjennom dette for å gjøre en design som reduserer disse mulighetene til et minimum.
- *Kraftpriser*. Variasjonene i kraftprisen (spotprisen) over de siste årene har vært meget stor og det kan være lurt å inngå en avtale om fast pris på leveranse av strøm i en gitt periode. Dette vil kunne redusere prosjektets usikkerhet betydelig, men også være med på og begrense fortjenesten dersom kraftprisene skulle stige uforutsett mye.
- *Variasjon i lånerenten* er et element som spiller en mindre rolle, men denne er det lite vi kan påvirke. Det kan være mulig å binde renten, men da oppnår en ofte også en høyere rente enn den flytende renten i perioden.

Det er vesentlig å gjøre en risikovurdering der en kritisk gransker alle elementene som inngår i den totale prosjektøkonomien, slik at en finner hvor følsomt prosjektet er. Dersom en finner at prosjektet har for stor risiko, må en studere de elementer med størst risiko slik at disse reduseres, og slik at prosjektets totale risiko blir innenfor de økonomiske marginer som prosjektet har.

9.7 Byggelån

Fra prosjektet starter til kraftverket er satt i drift kreves det normalt et byggelån. Det er viktig å ta hensyn til dette da slike lån har en mye høyere lånerente, men så er til gjengjeld bruken langt mer fleksibel slik at en kan trekke direkte fra lånekontoen når en har betalingsbehov.

Når byggeperioden er ferdig, skal det foreligge en ferdigattest med sluttkontroll før byggelånet kan konverteres til den langsiktige lånefinansieringen. I sluttkontrollen skal anlegget være prøvekjørt.

9.8 Likviditet

Som del av hele finansieringspakken må en se på alle faktorer som berører prosjektet finansielt. Her bør en se spesielt på følgende faktorer

1) Det er meget viktig at det er sikret finansiering for hele prosjektet selv om prosjektet får uforutsette tilleggskostnader i byggeperioden.
2) Det er også viktig å ta hensyn til merverdiavgiften. Som regel beregnes prosjektets utbygningskostnad uten merverdiavgift (MVA). Når en skal kjøpe inn alle varer og tjenester derimot, må en også betale MVA for alle kjøp av utstyr og tjenester. Dette er midlertidige utgifter, som en kan trekke ifra i regnskapsbalansen senere, men pengene må utbetales først, og det må være tilstrekkelig høyde i finansieringen til å dekke disse midlertidige utleggene, før en kan få dette tilbake via momsoppgjøret. Det er dog knyttet noen betingelser for slike tilbakebetalinger som følger:
    - Ved en investering på over en million kan en søke Fylkesskattesjefen om å få bli registrert som momspliktig og derigjennom også få refundert momsutlegg.
    - Ved investeringer under en million må en først få en omsetning på et beløp som for tiden er 30 000 kroner før en får registrert sitt selskap som momspliktig.
3) Investeringsavgiften ble fjernet fra og med 1. januar 2001.

9.9 Lånesøknad

Ved en søknad om lån vil långiver alltid vurdere prosjektet med hensyn til hvilken betjeningsevne prosjektet har og til hvilken sikkerhet som finnes i de installasjoner som det er snakk om.

9.9.1 Verdivurdering og sikkerhet

Ved belåning må man som regel stille reelle verdier i pant. Dette kan gjelde selve anlegget, fast eiendom, fallrettigheter, driftstilbehør, installasjoner, etc.

Dersom man investerer i et kraftverk der arealene som benyttes ikke er etablert som eget foretak, vil hele eiendommen, som anlegget bygges under, normalt måtte pantsettes. Bygges det derimot et kraftverk og dette skilles ut med en egen eiendomsfortegnelse, er dette et eget objekt som kan pantsettes sammen med tilhørende rettigheter.

De fleste låneinstitusjoner vil kreve sikkerhet for de lån som bevilges. Sikkerhet kan stilles på flere måter, men fast eiendom representerer ofte en god sikkerhet. En utbygger kan stille med sikkerhet i egne eiendommer, men det er naturlig å få til en låneavtale der sikkerheten ligger i de installasjoner som blir bygget. Skulle ikke dette være nok, bør en vurdere å tilpasse egenkapitalen i prosjektet slik at långiver aksepterer en avtale. I denne sammenheng opereres det med flere begreper som følger:

1) Teknisk verdi, vil si den verdien det koster å bygge anlegget. Har anlegget vært i driften en stund vil den tekniske verdien bli redusert for eventuell elde og slitasje.
2) Forretningsverdi, en forrentningsverdi viser hvor stor gjeld dette prosjektet klarer å betjene. Isteden for å ta utgangspunkt i de kostnadene som er forbundet med prosjektet tas det her utgangspunkt i den økonomiske avkastningen som kapitaliseres.
3) Markedsverdi, er et tredje begrep som brukes. Denne verdien viser en antatt omsetningsverdi for pantet på takseringstidspunktet. Her vurderes etterspørsel opp mot tilbud i det markedet som eksisterer. Markedsverdien er normalt lik Forretningsverdien.
4) Låneverdi, for å ta høyde for eventuelle svingninger i årene etter takseringstidspunktet, fastsettes en låneverdi, som normalt ligger noe under markedsverdien.

9.9.2 Prosjekts økonomiske betjeningsevne

I en lånesøknad er det viktig å presentere prosjektet godt. Långiver vil vurdere seriøsiteten av prosjektet og han vil granske spesielt den forretningsmessige siden av prosjektet hvor den økonomiske betjeningsevnen vil være en avgjørende faktor.

På inntektssiden vil långiver granske alle faktorene som bidrar til inntjening og regne igjennom forretningsideen for å se hvilke økonomiske marginer som ligger til grunn for forretningsideen. Det primære kriteriet er om prosjektet makter å betjener lånet med renter og avdrag, fratrukket de løpende utgifter til drift, vedlikehold, samt betaling av skatter og avgifter.

For å verifisere prosjektets økonomiske betjeningsevne blir kostnadskalkylene vurdert for å se om foretningsideen virker rimelig. Det blir vurdert om alle faktorene er med, om det er riktige kvanta og om det er riktige prisvurderinger.

For alle vannkraftprosjekter kan hydrologien variere fra år til annet. Enkelte utbyggere har fått tilpasset sin avbetalingsavtale som en "tilsigsregulert" avtale hvor de betaler inn mye i de årene med stort tilsig og mindre i de årene med lavere tilsig.

9.9.3 Forsikring

Det å tegne en forsikring kan være et viktig bidrag til lå redusere prosjektets totale risiko. Riktignok vil dette koste noen kroner, men denne forsikringspremien bør ligge mellom 0,1 til 0,5% av hele investeringen. Et slikt beløp må prosjektet kunne tåle ellers vil det trolig være for marginalt til å burde realiseres.

Forsikringsordninger er viktig med hensyn på å redusere eiernes totale ansvar og risiko ved å begrense den totale økonomiske risiko prosjektet eksponerer eierne for.

Følgende forsikringer vil være aktuelle:

- **Ansvarsforsikring** til å dekke opp for følgeskader dersom installasjonen skulle bli ødelagt og forårsake skade på andre eller annen manns eiendom.

- **Skadeforsikring** for å dekke skade på egen installasjon,

- **Avbruddforsikring** for å dekke det inntektstapet en vil lide dersom anlegget skulle bli satt ut av produksjon over en bestemt periode. Varigheten av en avbruddforsikring må vurderes i forhold til den lengste gjenanskaffelsestiden og idriftsettelsestiden for kritiske komponenter.

- I byggeperioden bør en vurdere en **bygge- og anleggsforsikring** for å dekke opp for eventuelle ulykker i anleggsperioden. Dersom det engasjeres en Entreprenør så bør en her undersøke hvilke forsikringer denne har slik at en unngår å dobbeltforsikre seg.

9.9.4 Dokumentasjon

Når man sender en søknad om finansiering må man legge ved en del dokumentasjon. Nedenfor er det derfor opplistet en del dokumenter som långiver kan spørre om.

- Prosjektbeskrivelse av anlegget med kart, tegninger og eiendomsfortegnelse (skjøte). Beskrivelsen bør være utført av kvalifiserte fagfolk.
- Kostnadsoverslag med finansieringsplan
- Budsjett med dokumentasjon på at anlegget gir forutsatt kWh
- Det er viktig at nødvendig konsesjoner og tillatelser er gitt. Dette gjelder både vassdragskonsesjon og elektrisk konsesjon. Dersom det er gitt konsesjonsfritak må også dette dokumenteres.

- Byggetillatelse fra kommunen må dokumenteres.
- En eventuelt godkjent fradeling og/eller godkjente leiekontrakter skal også dokumenteres. Dette inkluderer eventuell leie av fallrettigheter. Er leiekontraktene på mer enn 10 år må det være gitt konsesjon.
- Alle avtaler som gir rett til fremføring av rørgater, kabler o.l. over annen manns eiendom må dokumenteres. Dette gjelder også adkomstmuligheter til anlegget via en vegrett.
- En oversikt over lånetaker(e). Dersom det er et selskap som er låntaker skal firmaattest, vedtekter og vedtak for låneopptaket vedlegges.
- Forsikringer

10 FORHOLD TIL LOVER OG REGLER - SAKSGANG

10.1 Generelt

I følge vannressursloven er det ikke tillatt å gjøre inngrep i vassdrag som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, uten tillatelse (konsesjon) etter lovens § 8. NVE avgjør om bygging av kraftverk trenger slik konsesjon eller ikke. Dersom konsesjon er nødvendig, må konsesjonssøknad sendes NVE. Utbyggingen må også avklares i forhold til kommuneplanens arealdel. For kraftverk vil videre energilovens bestemmelser om oppføring av elektriske anlegg gjelde. Det kan også være andre lover som utbyggingen må avklares i forhold til. Når planleggingen er kommet langt nok, og prosjektet er avklart med hensyn til rettigheter, lønnsomhet og gjennomføring for øvrig, må derfor tiltakshaver avklare utbyggingen i forhold til aktuelle lover og regler. Under er det gitt en summarisk oversikt over de mest alminnelige trinnene i saksgangen. Det vises også til NVEs faktaark ”Bygging av små kraftverk – sakshandsaming” (Fakta nr. 7/2002), ”Regler for inngrep i vassdrag” (Fakta nr. 3/2002) og NVEs veiledere 1/98 - "Konsesjonsbehandling av vassdragssaker" og 1/2002 - "Behandling etter vannressursloven m.v."
I medhold av vannressursloven er det, uavhengig av konsesjonsplikt, stilt sikkerhetskrav til vassdragsanlegg, deres eiere og planleggere og de som utfører dem. Disse kravene gjelder når anleggene er av en slik størrelse eller rommer et slikt vannvolum eller er utsatt for et slikt vanntrykk at de kan innebære en fare for mennesker miljø og eiendom, dersom de skulle svikte, uansett årsak. Sikkerhetskravene er gitt i forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg (sikkerhetsforskriften). Det er NVE som forvalter denne forskriften og det må foreligge en rekke godkjenninger før bygging av et slikt anlegg kan settes i gang.

10.2 Vurdering av konsesjonsplikten etter vannressursloven

Dersom det ikke er sikkert at utbyggingen berører nevneverdige allmenne interesser og trenger konsesjon etter vannressursloven, må NVE avgjøre konsesjonsplikten. Tiltakshaver må da sende en skriftlig orientering om planene til NVE. En orientering om hvilke opplysninger som NVE trenger for å vurdere konsesjonsplikten, sammen med et meldingsskjema, er vist i kap. 10.12. Det er virkningene på de allmenne interessene (interesser nyttet til vassdragsmiljøet, landskap, friluftsliv o.l., se kap 11) som skal vurderes. Det er derfor viktig at orienteringen gir en beskrivelse av disse virkningene.

NVE avgjør konsesjonsplikten i samråd med fylkesmannen og kommunen. NVE kan gi nærmere vilkår for konsesjonsfritak. Samtidig blir det avklart om tiltaket krever tillatelse fra fylkesmannen etter lakse- og innlandsfiskloven.

I praksis vil alle kraftverk med installasjon over 1 MW være konsesjonspliktige. Det samme gjelder for utbyggingsprosjekter som vil ta i bruk alminnelig lavvassføring i vassdrag. Tiltakshavere for slike kraftverk bør sende konsesjonssøknad til NVE (se pkt. 10.3) uten først å be om å få avgjort konsesjonsplikten. Dette vil spare tid og ressurser både for tiltakshaver og myndighetene.

10.3 Søknad om tillatelse (konsesjon) for utbygging etter vannressursloven

Alle vassdragstiltak som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser må ha tillatelse (konsesjon) etter vannressursloven. Dersom NVE har avgjort at det trengs slik konsesjon (se pkt. 10.2), eller dersom det på forhånd er klart at prosjektet berører så store allmenne interesser at det trenger konsesjon, må tiltakshaver sende konsesjonssøknad til NVE. Utkast til søknad sendes først NVE som vil melde tilbake om eventuelle behov for supplerende opplysninger eller endringer av søknaden. NVEs veileder 1/2002 til vannressursloven omhandler bl.a. krav til søknader for vassdragstiltak generelt, men også forholdet til andre lover. Veilederen kan fås hos NVE eller leses på NVEs internettsider.

Også i konsesjonssøknaden er det viktig å gi opplysninger om miljøvirkningene av tiltaket, og beskrivelse av tiltak som skal tilgodese miljøet, se kap. 11.

10.4 Forholdet til plan- og bygningsloven

Plan- og bygningsloven (pbl) styrer og samordner areal- og ressursbruken i kommunen. Kommunen må derfor kontaktes for å få avklart tiltaket i forhold til arealplaner for området. Kommunen avgjør om det trengs planendring eller reguleringsplan for prosjektet, eller om det kan gis dispensasjon eller bare melding. Dette avhenger både av prosjektets omfang og karakter.

Utbyggingsprosjekter som er gitt konsesjon etter vannressursloven, vassdragsreguleringsloven, industrikonsesjonsloven eller energiloven, er unntatt fra byggesaksbehandling. Hvis utbyggingen ikke er konsesjonspliktig, må kommunen behandle tiltaket som byggesak etter pbl.

Etter pbl skal det utarbeides konsekvensutredning for prosjektet dersom produksjonen er større enn 40 GWh pr. år eller ved investering (unntatt elektriske komponenter) over 50 mill. kr. Utredningsprogram fastsettes av NVE og forelegges Miljøverndepartementet.

10.5 Verneplan for vassdrag

Stortinget har vedtatt vern av en rekke vassdrag mot kraftutbygging. For utbygging i vernede vassdrag gjelder strengere regler for utbygging enn for andre vassdrag. For det første vurderes konsesjonsplikten strengere. Videre kan bare utbygging som berører allmenne interesser i så liten grad at det ikke trengs tillatelse (konsesjon) etter vannressursloven, gjennomføres. Dette kan også gjelde mindre utvidelser av eksisterende kraftverk. NVE kan gi nærmere vilkår for slikt konsesjonsfritak.

Utbygging som berører allmenne interesser i en slik grad at det kreves konsesjon etter vannressursloven, vil altså ikke kunne gjennomføres. Slike søknader vil derfor automatisk bli avslått. I praksis gjelder dette bl.a. alle prosjekter som planlegger å ta i bruk alminnelig lavvassføring.

(NVE har foreslått å myke opp denne regelen. Dette vil bli avgjort i forbindelse med Stortingets behandling av supplering av verneplanen).

10.6 Samla plan for vassdrag

Samla Plan er en nasjonal plan som omfatter det meste av gjenstående utbyggingsprosjekter i landet over en viss størrelse. De enkelte prosjektene er plassert i to kategorier etter konfliktgrad og økonomi. Prosjekter i kategori I kan det søkes om utbyggingstillatelse for, mens kategori II-prosjektene må utstå eller omarbeides for å fylle kriteriene til kategori I.

Mange små kraftverksprosjekter vil ikke være behandlet i Samla plan. Hvis ytelsen er over 1 MW eller produksjonen større enn 5 GWh, og prosjektet trenger utbyggingstillatelse som omtalt under 10.3, må prosjektet avklares i Samla plan for vassdrag og plasseres i kategori I for at det skal kunne søkes om utbyggingstillatelse. NVE organiserer saksbehandlingen og må gis orientering om prosjektplanene og så vidt mulig også konsekvenser for allmenne interesser så langt dette er kjent. Hvis utbyggingstillatelse/konsesjon ikke er nødvendig, trengs heller ikke Samla Plan behandling.

Fra myndighetenes side blir det lagt vekt på at mini- og mikrokraftverk ikke legger hindringer i veien for utbygging av større Samla plan prosjekt.

10.7 Fallrettigheter - ervervskonsesjon

Det forutsettes at utbygger eier fallrettighetene. Hvis så ikke er tilfelle, og fallet må erverves, må det søkes om konsesjon på ervervet etter industrikonsesjonsloven (ervervsloven) dersom utbyggingen "ved regulering" gir mer enn 1000 naturhestekrefter (Nat.hk). Denne grensen er foreslått hevet til 4000 nat.hk. Ytelsen i nat.hk beregnes med utgangspunkt i fallhøyden og den regulerte vassføringen reguleringen gir grunnlag for ved jevn tapping over året. (Nat.hk = $13{,}33 \cdot H_{Brutto} \cdot q_{reg}$)

Eksempelvis må den regulerte vassføringen være 1,5 m^3/s dersom fallhøyden er 50 m; 0,75 m^3/s ved fallhøyde 100 m osv, før grensen på 1000 nat.hk nås. Det er sjelden at små kraftverk i mikro/mini-klassen har stor nok regulering til at denne grenseverdien overskrides.

10.8 Konsesjon etter vassdragsreguleringsloven

Loven gjelder for vannkraftprosjekter over en viss størrelse, og som vil endre vassdragets vassføring ved reguleringer og/eller overføringer. Dersom vassføringen kan reguleres slik at det vinnes inn minst 500 nat.hk ved reguleringen (Eller 3000 nat.hk i hele vassdraget), eller hvor årlig produksjon er over 40 GWh, trenger utbyggingen konsesjon etter vassdragsreguleringsloven. Det gjelder andre og mer omfattende regler for saksbehandling i et slikt tilfelle enn i forbindelse med utbyggingstillatelse etter vannressursloven. NVEs veileder 1/98 beskriver saksbehandlingen nærmere.

10.9 Anleggskonsesjon etter energiloven

Er spenningen på anlegget over 1000 Volt, er tiltaket konsesjonspliktig etter energiloven. Grensen gjelder for vekselstrøm. For likestrøm er grensen 1500 Volt. I slike tilfeller må det sendes egen søknad til NVE om anleggskonsesjon. Dersom det også skal søkes om konsesjon etter vassdragslovgivningen, vil de to søknadene mest praktisk kunne utformes som ett dokument hvor søknad om anleggskonsesjon for eksempel inngår som et kapittel i en samlet søknad.

10.10 Annet aktuelt lovverk

Utbyggingsplanene vil i mange tilfeller også bli behandlet etter andre lover, eksempelvis

- Oreigningsloven
  Normalt vil en utbygger ordne forholdet til andre rettighetshavere ved minnelige ordninger. Går ikke dette, kan det søkes om ekspropriasjon etter oreigningsloven idet vannressursloven ikke gir slik rett. Betingelsen for ekspropriasjon er at inngrepet "tvillaust er til meir gagn enn skade".

- Kulturminneloven
  Kulturminneloven har bestemmelser om automatisk fredete kulturminner og andre bestemmelser som kan ha betydning for vassdragtiltak. Tiltakshaver må forvisse seg om at utbyggingen ikke berører fredete kulturminner. Kulturminneloven forvaltes regionalt av fylkeskommunen, med unntak av samiske kulturminner som forvaltes av sametinget. Forholdet til kulturminner blir som regel avklart gjennom den kommunale behandlingen.

- Forurensingsloven

- Lakse- og innlandsfiskeloven

10.11 Saksgang - oppsummering

Oppsummert vil gangen i saksbehandlingen for små kraftverk typisk kunne være slik:

- Rettighetsforhold avklares av tiltakshaver
- Forholdet til arealplaner for området, og nødvendig behandling i forhold til dem, avklares med kommunen
- Spørsmål om vurdering av konsesjonsplikt etter vannressursloven sendes NVE. NVE avgjør spørsmålet i samråd med fylkesmannen
- Dersom det ikke trengs konsesjon etter vannressursloven: Byggesaksbehandling i kommunen etter plan- og bygningsloven. Søknad til NVE om bruddkonsevensklassifisering av vassdragsanleggene for å avgjøre om sikkerhetsforskriften kommer til anvendelse
- Dersom det kreves konsesjon: Konsesjonssøknad sendes NVE. NVE avklarer om utbyggingen krever konsesjon etter vassdragsreguleringsloven.
- For prosjekter over 1 MW eller 5 GWh avklares samtidig forholdet til Samla plan for vassdrag.
- Spørsmålet om behov for konsesjon etter energiloven avklares av NVE. Eventuell søknad sendes

- NVE behandler konsesjonssøknaden etter vannressursloven og energiloven
- Søknad til NVE om bruddkonsevensklassifisering av vassdragsanleggene for å avgjøre om sikkerhetsforskriften kommer til anvendelse

10.12 Skjema for vurdering av konsesjonsplikt – bygging av små kraftverk.

Nødvendige opplysninger for NVEs vurdering av konsesjonsplikt ved bygging av små kraftverk er gitt i skjema med tilhørende veiledning under.

Norges vassdrags- og energidirektorat
NVE

Bygging av små kraftverk

Vurdering av konsesjonsplikt for mikro- og mini- og småkraftverk – behov for informasjon om kraftanlegget og tilhørende elektrisk anlegg.

1. Opplysninger om kraftverket – utfylling av skjema

Tiltakshaver har ansvar for å informere NVE om tiltak i vassdrag som kan være konsesjonspliktige etter vannressursloven. Dersom et tiltak vil være til skade eller ulempe for allmenne interesser må tiltaket ha konsesjon etter loven. Søknad om konsesjon sendes NVE. Opplysninger om hva søknaden skal inneholde, saksgang med videre, finnes i NVE sin veileder "Behandling etter vannressursloven m.v. av vassdragstiltak og tiltak som kan påvirke vassdrag og grunnvann" (NVE veileder 1/2002, se kap. 4).

Dersom det ikke er opplagt at et tiltak må ha konsesjon, kan tiltakshaver be NVE vurdere om tiltaket er konsesjonspliktig. Tiltakshaver må da sende en melding til NVE med tilstrekkelige opplysninger. NVE har utarbeidet et eget meldingsskjema for dette, se vedlagt skjema.

En melding om bygging av små kraftverk skal i tillegg til utfylt skjema inneholde følgende:

- Kart 1:50 000 (M 711) og 1:5 000 (økonomisk kartverk der det eksisterer) med inntegnet nedbørfelt og alle deler av utbyggingen og hjelpeanleggene som følger av utbyggingen.
- Hydrologisk grunnlag: Beregnet alminnelig lavvannføring og varighetskurve (må skaffes fra hydrologisk konsulent). Dersom det ikke er årssikker vannføring, må dette dokumenteres.
- En beskrivelse av prosjektet og prosjektets virkninger. Følgende punkter beskrives:
  - Eierforhold (fallrettigheter, grunnrettigheter)
  - Nettilknytning (lengde/spenningsnivå)
  - Områdets geografi, helst illustrert med foto (terreng, grunnforhold, vegetasjon, utmark/innmark, bebyggelse, og lignende)
  - Vannveien, tegninger/skisser (inntak, tilløpsrør, avløp fra stasjonen)
  - Andre anlegg som følger av utbyggingen (veier, bruer og lignende)
  - Mønster for kjøring av kraftverket (sesong, start/stopp)
  - Eventuelle eksisterende anlegg
  - Virkninger for fisk og utøvelse av fiske på den utbygde strekning og nedstrøms kraftverket
  - Friluftsliv
  - Eventuell andre utbyggingsalternativer
  - Eventuelle kjente kulturminner
  - Eventuelle kjente verneverdier (kommunen eller fylkesmannen kan gi opplysninger)

Meldingen sendes i tre eksemplarer til NVE sitt regionkontor, se vedlagte adresseliste. Det kan være en fordel å kontakte NVE før innsending av meldingen for å avklare om den inneholder tilstrekkelige opplysninger.

2. Opplysninger om elektriske anlegg – utfylling av skjema

Anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med høy spenning kan ikke bygges eller drives uten konsesjon, jf. §3-1 i energiloven av 29.06.1991 nr. 50. Konsesjonsplikten utløses dersom en eller flere komponenter av tiltaket har en spenning over 1000 volt vekselstrøm/1500 volt likestrøm, jf. §3-1 i forskrift til energiloven av 07.12.1990 nr. 959. For eksempel innebærer dette at hele anlegget må konsesjonsbehandles dersom transformatoren skal omforme strøm til spenning over 1 kV i tilkoplingspunktet til kraftledningsnettet. Det er også konsesjonsplikt ved ombygging eller utvidelse av slike anlegg.

Områdekonsesjon kan gis for bygging og drift av anlegg for fordeling av elektrisk energi opp til 22 kV innen et avgrenset geografisk område. Områdekonsesjonen gjelder kun for distribusjonsanlegg. Elektriske anlegg tilknyttet kraftverket, herunder også ledning/jordkabel som skal føre kraft ut fra kraftverket, betegnes imidlertid som produksjonsanlegg, og kan derfor ikke bygges innen rammen av de lokale e- verks områdekonsesjon. For produksjonsanlegg må det altså søkes om egen anleggskonsesjon (se vedlagte skjema for elektriske anlegg).

Norges vassdrags- og energidirektorat
NVE

Meldingsskjema for vurdering av konsesjonsplikt etter vannressursloven for bygging av små kraftverk

(Sendes i tre eksemplarer til NVEs regionkontor, se vedlagt adresseliste)

Tiltakshaver/Eier(e) (navn/selskapsform):			
Adresse:			
Prosjektets navn:			
Bekk/elv/vassdrag:	Kommune:		
Kontaktperson(er) (navn/adresse/telefon):			
Konsulent og/eller leverandører:			
Berører prosjektet vernet område og/eller vernet vassdrag, ev. hvilket:			
Berører prosjektet et Samla plan - prosjekt, ev. hvilket:			
Har det vært kontakt/inngått avtale med lokalt elverk, ev. hvilket:			
Er det reguleringsmagasin i prosjektet? Hvis ja, beskriv på vedlegg.			
Inntaksmagasinets volum		m^3	
Inntaksdammens høyde		m	
Nedbørfeltets størrelse (skal være inntegnet på M711-kart)		km^2	
Feltets middelavrenning (ovenfor inntaket til kraftstasjonen)		$l/s/km^2$	
Middelvannføring ved inntaket		l/s	
Kraftstasjonens maksimale driftsvannføring		l/s	
Kraftstasjonens minste driftsvannføring		l/s	
Alminnelig lavvannføring		l/s	
Planlagt minstevannføring på berørt elvestrekning		l/s	
Rørledning (lengde, diameter, skal være inntegnet på kart)	Diameter:	Lengde: m	
Inntaket på kote: Avløpet på kote:	Brutto fallhøyde:	m	
Maksimal ytelse		kW	
Driftstid		timer/år	
Anslått midlere årsproduksjon		GWh/år	
Antall vedlegg som følger skjemaet		stk	

Sted:..... Dato:.....Underskrift:.....

Norges vassdrags- og energidirektorat

NVE

Elektriske anlegg i forbindelse med bygging av små kraftverk

Navn og adresse på driftsansvarlig (den som skal ha driftsansvaret for de elektriske anleggene), dvs. hvem som kan tildeles elektrisk konsesjon:----------

---

Navn på e- verk som er lokal områdekonsesjonær: ----------

Planlagte elektriske anlegg:

Kraftledning(er)

Fra	Til	Lengde (km)	Spenning (kV)	Tverrsnitt

Jordkabel

Fra	Til	Lengde (km)	Spenning (kV)	Tverrsnitt

Kraftstasjon

Beliggenhet	Maks. effekt (W)	Midlere årlig produksjon

Generator(er)

Generator	Merkeeffekt/ytelse MVA)	Spenning (V)

Transformator(er)

Transformator	Ytelse (MVA)	Omsetningsforhold (V)

Kort beskrivelse av virkninger for allmenne og private interesser: ----------

---

Kart over anleggets plassering og trasé for kabel/kraftledning vedlegges.

10.13 Adresser

NVE - Vannressursavdelingen
Middelthunsgt. 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo
Telefon: 22 95 93 31 Telefaks: 22 95 90 02

NVE - Region Nord (dekker Nordland nord for Saltfjellet (inkl. Rødøy kommune), Troms, Finnmark og Svalbard)
Kongensgt. 14-18
Postboks 394
8501 Narvik
Telefon: 76 92 33 50 Telefaks: 76 92 33 51

NVE - Region Midt-Norge (dekker Nordmøre, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Helgeland)
Trekanten, Vestre Rosten 81
7075 Tiller
Telefon: 72 89 50 00 Telefaks: 72 89 50 20

NVE - Region Vest (dekker Hordaland, Sogn og Fjordane, Sunnmøre og Romsdal)
Naustdalsv. 1 B
Postboks 53
6801 Førde
Telefon: 57 83 36 50 Telefaks: 57 83 36 51

NVE - Region Sør (dekker Buskerud, Vestfold, Telemark, Aust-Agder, Vest-Agder og Rogaland)
Anton Jensens gt 5
Postboks 2124
3103 Tønsberg
Telefon: 33 37 23 00 Telefaks: 33 37 23 05

NVE - Region Øst (dekker Østfold, Oslo, Akershus, Hedmark og Oppland)
Vangsveien 73
Postboks 4223
2307 Hamar
Telefon: 62 53 63 50 Telefaks: 62 53 63 51

11 MILJØ

Miljøkonsekvensene er vesentlige når NVE skal vurdere om et mikro-, mini- eller småkraftverk er konsesjonspliktig eller ikke etter vannressursloven, og ved behandling av konsesjonssøknad. Det er utbyggers ansvar å framskaffe informasjon om natur og interesser knyttet til vassdraget, og synliggjøre mulige miljøvirkninger av det planlagte tiltaket. Et godt miljøfaglig grunnlag bør framskaffes tidlig i planprosessen for å sikre et godt beslutningsgrunnlag og gode miljømessige løsninger ved eventuell utbygging. Det skal framgå av utbyggingsplanene hvordan hensynet til miljøet er tenkt ivaretatt.

Dersom det må søkes om konsesjon for et tiltak, kreves en omtale av miljøkonsekvensene i søknaden etter opplegg beskrevet i **NVE's veileder 1/2002.** Miljøvirkningene av tiltaket tillegges vesentlig vekt ved avgjørelse av konsesjonsspørsmålet, og det er derfor viktig at det er tilstrekkelig belyst. Dersom det ikke uten videre kan fastslås hvilke miljøkonsekvenser en utbygging vil medføre basert på eksisterende materiale, kan det bli nødvendig for tiltakshaver å få hjelp av innleid fagkunnskap. At det kan søkes om konsesjon for et tiltak er ikke ensbetydende med at tillatelse vil bli gitt. Konsesjon kan bare gis dersom fordelene med tiltaket overstiger ulempene for allmenne og private interesser.

Miljøkonsekvensene av mikro-, mini- og småkraftverk er i hovedsak knyttet til omfanget av utbyggingen og til redusert vassføring på fallstrekningen. Virkningene av disse to faktorene på naturmiljø, friluftsliv, landskapsbilde og kulturmiljø er sentrale når det gjelder å beskrive og vurdere miljøkonsekvensene. Det er derfor viktig at en melding/søknad inneholder beskrivelse av de hydrologiske forholdene etter en eventuell bygging, samt tegninger som viser inntaksarrangementet, framføring av rørtrasé, kraftstasjonens beliggenhet, eventuelle veier og kraftledninger.

I hovedsak vil konsekvensvurderinger være knyttet til det enkelte tiltak og virkningene av dette. I de tilfeller der et vassdrag allerede er påvirket av flere inngrep, vil NVE's saksbehandling i tillegg innbefatte en helhetlig vurdering av summen av virkningene av inngrepene i vassdraget.

I det følgende gis en oversikt over typiske konfliktområder i forbindelse med bygging av små kraftverk. Disse må vies oppmerksomhet allerede ved planleggingens start. For mer utfyllende informasjon om miljøkonsekvenser av små kraftverk og tiltak som kan gi bedre miljø- og landskapstilpassede anlegg, henvises det til **NVE's rapport 8/1999.**

Naturmiljø
Samspillet mellom vann og land gir en spesielt rik og variert flora og fauna sammen med omkringliggende naturmiljø. Potensielle konfliktområder som bør vies oppmerksomhet er:

- Konsekvenser for fiskebestander og vassdragstilknyttede fugler som f.eks. fossekallen.
- Konsekvenser for biologisk mangfold, dvs. viktige naturtyper eller arter, med vekt på sårbare og truede arter (rødlistearter).
- Konsekvenser for vernede eller verneverdige naturområder, sårbare naturområder, eller nøkkelområder for planter og dyr.
- Konsekvenser for naturmiljøets eventuelle urørte preg.

Friluftsliv
Vann og vassdrag har en særlig rekreasjonsverdi. De kan by på store landskapsopplevelser og ulike aktiviteter. Potensielle konfliktområder som bør vies oppmerksomhet er:

- Konsekvenser for attraktive fiske- og badeplasser.
- Konsekvenser for friluftslivsarealet og tilgjengeligheten til nærrekreasjonsområder og større naturområder.
- Konsekvenser for opplevelsen av et område. Området karakter sammen med utseendet på anlegget, støy og annen forurensing kan forringe opplevelsen av et område.

- Konsekvenser for muligheten til å drive ulike typer naturbasert friluftsliv eller utendørs fritidsaktiviteter i nærmiljøet.

Landskapsbildet

Det er ofte store landskapsverdier knyttet til vann og vassdrag. Vann og vassdrag kan utgjøre landskapselementer av spesiell verdi for opplevelsen av landskapet. Anleggsomfanget, men også utføringen av tiltakene, har mye å si for tilpasningen til landskapet. Det gjelder utforming og plassering av stasjonsbygg, framføring av rørgater, veier, utforming av inntaksarrangement og framføring av kraftledning. Potensielle konfliktområder som bør vies oppmerksomhet er:

- Konsekvenser for vassdraget og vassdragets eventuelle urørte preg.
- Konsekvenser for landskapsområder som er beskyttet gjennom lover og retningslinjer.
- Konsekvenser for det totale landskapsrommet og viktige landskapselementer som f.eks. daler, fosser, stryk.

Kulturmiljø og kulturminner

Kulturmiljø og kulturminner er ikke fornybare ressurser. Med kulturminner menes alle spor etter menneskelig virksomhet i vårt fysiske miljø. Kulturminner fra før 1537 er automatisk fredet med en sikringssone på 5 meter. Kulturminner fra nyere tid kan ha stor verdi som historiske dokument. Med kulturmiljø menes områder hvor kulturminner inngår i en større helhet eller sammenheng. Naturelementer som fosser, stryk, gjel og bergknauser kan i seg selv også representere minner, fordi det ofte er knyttet historier, sagn eller myter til slike elementer. Potensielle konfliktområder som bør vies oppmerksomhet er:

- Konsekvenser for kulturminner og kulturmiljøer som er fredet iht. kulturminneloven eller regulerte spesialområder med bevaring som formål.
- Konsekvenser for automatisk fredede kulturminner, eller kulturminner under vann.

Miljøtilpasning av små kraftverk

I det følgende omtales forhold som kan vurderes for å bedre miljøtilpassningen av små kraftverk.

Rørgate:

- Å grave ned røret er i de fleste tilfeller det beste for landskapet, i hvert fall på lang sikt.
- Rør i dagen kan være bedre enn nedgraving i bratt og ulendt terreng og tett skogsterreng, hvor skadene etter anleggsarbeid kan bli store.
- Ved nedgraving bør rørgaten/traséen være så smal som mulig. Erfaringen har vist at rørgaten i mange tilfeller virker unødvendig stor i forhold til rørdiameter.
- Ved rør i dagen bør fargen på røret tilpasses omgivelsene. Mørke farger er ofte best.
- Traséen bør tilpasses terrenget, ikke omvendt.

Veier:

- Skjæringer og fyllinger ved veibygging bør unngås så langt som råd. Veitraséer bør følge terrengformasjonene.
- Skjæringer og fyllinger kan gjøres mindre synlige hvis terrenget blir arrondert og tilsådd, og en rydder for utstående røtter. Bevaring av eksisterende trær er viktig. En aktiv etablering av vegetasjon kan fremskynde landskapstilpasningen.
- Tilbakeføring av vei etter anleggsperioden bør vurderes.
- Alternativt til veibygging er bruk av helikopter i anleggsfasen.

Dam og inntak:

- Plastring av betongdam kan bedre det visuelle inntrykk.
- Løsmasseterskel kan være et godt alternativ til betongdam.
- Damhøyden kan i mange tilfeller reduseres uten at det går ut over driftssikkerheten ved anlegget. Høyden på en dam har stor betydning for virkningene på landskapet.
- En gjennomtenkt plassering kan redusere de landskapsmessige virkningene av dammen.
- Dam i forbindelse med naturlige kulper er ofte gunstig og kan redusere behovet for eventuell støping og sprenging.

Kraftstasjon:

- Det er viktig at kraftstasjonen tilpasses bygningsmiljøet i området og gis en enkel arkitektur som harmonerer med bruken av bygget.
- Kraftstasjonens plassering er viktig for det visuelle inntrykket og må derfor vurderes nøye.

Her kan du få informasjon om relevante tema for planlegging av små kraftverk

- Direktoratet for naturforvaltning
- Fylkesmannens miljøvernavdeling
- Fylkeskommune og kommune
- Riksantikvaren
- Samla plan for vassdrag
- Verneplan for vassdrag
- Diverse nettsteder:
  - www.dep.no/md/
  - www.dirnat.no
  - www.fylkesmannen.no
  - www.miljoreferanser.no
  - www.miljostatus.no
  - www.riksantikvaren.no
  - www.statkart.no/arealis/
  - www.vanninfo.no

Når det skal tas standpunkt til om det må søkes om utbyggingstillatelse etter vannressursloven for kraftverk i den størrelsen det her er snakk om, vil det gjerne være konsekvenser for miljø og samfunn ved utbyggingen som betinger søknad. Det er derfor nødvendig at NVE best mulig orienteres om kjente og antatte virkninger ved en utbygging for å kunne ta standpunkt til søknadsspørsmålet, og dersom søknad kreves, må konsekvensene beskrives i søknaden.

I opplysningene som skal legges ved registreringsskjemaet som vist i kapittel 10, er det allerede listet opp noen temaer som må vies oppmerksomhet. De mest typiske konfliktområdene er slike som oppstår på grunn av tørrlegging av elvestrekninger, så som

- konsekvenser for fisk
- friluftsliv og fiske
- landskapspåvirkning
- konsekvenser for truede arter (rødlistearter) som er avhengige av vann. Dette kan være både dyr og planter
- fossekall
- påvirkning av kulturminner ved tørrlegging eller anleggsarbeid
- vassforsyning

Dersom det ikke uten videre kan slås fast hvilke konsekvenser utbyggingen vil få, for eksempel ut fra kunnskap fra annen kartlegging som har vært foretatt, for eksempel i vernede vassdrag eller vassdrag som

har vært kartlagt i forbindelse med Samla Plan, kan det bli nødvendig å avklare slike spørsmål ved hjelp av innleid fagkunnskap.

For mini- og mikrokraftverk er gjerne miljøkonsekvensene knyttet til anleggsomfanget og redusert vassføring på utbyggingsstrekningen. Utførelsen er derfor viktig. Dette gjelder utforming av anlegg i dagen så som kraftstasjonsbygg og inntakskonstruksjoner, videre framføring av veier, rørgater og kraftledninger som må gis en god tilpassing til landskapet.

Vassføringsreduksjon og inntakskonstruksjoner vil normalt ha konsekvenser for fiskeoppgang og det biologiske mangfoldet for øvrig i elva, se også lista ovenfor. Det vil normalt måtte dokumenteres hvordan vassføringsforholdene etter utbygging blir.

12 UTBYGGINGSMODELLER

Valg av utbyggingsmodell er viktig for å oppnå et godt resultat, teknisk som økonomisk.

- Hvem skal planlegge kraftverket?
- Hvem skal bygge det?
- Skal en forespørre flere eller skal en forhandle bare med en?
- Hva slags kontrakt, en samlet eller flere enkeltkontrakter?
- Kan en leverandør planlegge og levere alt med totalansvar?
- Hva slags aktører finnes det i markedet?

Her er mange spørsmål.

Et utgangspunkt kan være: Hvilke tilbud finnes i markedet på mitt utstyr?

På utstyrsiden er tilbudet delt i 2 grupperinger, de over ca 3-400 kW og de under som leverer mini- og mikromaskiner. Alle leverer full pakke for elektromaskin og tar systemansvar for det, men ingen av leverandørene leverer vannvei og bygg og tar ansvar for totalsystemet med inntak og vannvei, med riktig valg av turbin i forhold til varighetskurve eller riktig størrelse på turbinen i forhold vannmengden. Med andre ord, ingen av utstyrleverandørene tar i utgangspunktet teknisk totalansvar og optimaliserer størrelsen på utstyret ut fra dine kriterier. Ingen av dem er uavhengig av eget utstyr.

I markedet finnes det uavhengige rådgivende ingeniører (konsulenter), 3-5 firmaer og noen enmanns firmaer, som alle er uavhengig av utstyrsleverandørene. De kan planlegge ut fra dine egne ønsker og kriterier og kan ta totalt systemansvar for kraftverket.

Enkelte større entreprenører har deltatt i dette markedet med totalentrepriser, men da for prosjekter helst over 2-3 MW, og interessen er ikke stor for prosjekter uten tunnel. De har ikke planleggingskompetanse innen vannkraft og må kjøpe den av rådgivende ingeniør.
Utbyggere med totalleveranse og fremtidig driftsansvar har de siste årene startet opp i markedet.

Slik markedet ser ut i dag kan en tenke seg følgende utbyggingsmodeller:

Modell A Klassisk modell

En trinnvis beskrivelse:

1. En skisse av prosjektet fra en potensiell utbygger basert på denne veileder og annen informasjon
2. Verifisering av planene og eventuell omarbeiding av en rådgivende ingeniør/konsulent
3. Konsesjon avklares med NVE og kommunen
4. En rådgivende ingeniør/konsulent hjelper utbygger med å lage enkle forespørselsdokumenter på leveranse av komplett elektromekanisk pakke som krever at leverandøren tar systemansvar for elektromekanisk utstyr og ansvar for kvalitet og levering til rett tid med en fast pris
5. Forespørseldokument for prising av dam, inntak, vannvei (rør, kanal, tunnel) og stasjonsbygning utarbeides og sendes ut til entreprenører, helst lokale.
   Konsulent tar ansvar for planene og totalt systemansvar for kraftverket.

   For alle bygningstekniske arbeider har ikke entreprenørene egen prosjekteringskompetanse for utarbeidelse av arbeidstegninger, men de kan bruke en godkjent rådgiver/konsulent som underleverandør.

   Utbygger kan også velge å la sin egen konsulent utføre detaljberegninger og arbeidstegninger for en fast pris.

6. Alle forespørslene bør for slike små arbeider legge opp til tilbud med fast pris uten regulering for mengder eller prisregulering i byggetiden.
7. De arbeider som utbygger selv kan utføre holdes utenom.
8. Tilbud fra leverandører og entreprenører
9. Evaluering og valg av leverandør og entreprenør sammen med konsulenten
10. Hvis tilbudene enkeltvis og samlet har en akseptabel pris utarbeides kontrakter basert på forespørseldokumentene og tilbudene
11. Byggingen kan starte når alle detaljplaner er godkjent av NVE og kommunen
12. For elektromekanisk utstyr utfører leverandørene alle beregninger og tegninger.
13. Kvalitetsikring av arbeidene.
    Alle de utførende må ha et kvalitetsikringssystem som fungerer. Det betyr i praksis at alle arbeider, beregninger, tegninger, utførelse i verksted og på anlegget skal ha egenkontroll og annen manns kontroll. En-manns firmaer som kan være konsulent for entreprenør eller utbygger må samarbeide med et annet firma for kontrollarbeidet.
14. Utbygger bør følge opp dette arbeidet ved å få seg forelagt signerte kontrollplaner og følge opp på anlegget ved egenkontroll. Der han føler at han trenger hjelp bør han for eksempel benytte sin konsulent.
15. Ved ferdigstillelse etter at utstyret har hatt en godkjent prøveperiode overtar utbygger kraftverket.
16. Garantiperioden er normalt 2 år for alle kontraktene.

Modell B Totalentreprisekontrakt etter konkurranse

1. Følger Modell A til og med pt. 8 og får inn tilbud fra flere totalentreprenører
2. Kontrakten kan ledes av byggentreprenøren eller leverandøren av elektromekanisk utstyr, alt avhengig av hvem som har den største delen av kontrakten.
3. Utbygger kontrollerer utførelsen med eventuell hjelp av sin rådgivende ingeniør

Modell C Totalentreprisekontrakt etter forhandling

1. Følger Modell A til og med pkt. 3 eller 7 og går i forhandling med en totalentreprenør/leverandør.

   Hvis en er sikker på at prisen etter kun forhandling er akseptabel, kan dette være et alternativ, men anbefales ikke.
2. Når en slik modell benyttes utfører ofte entreprenøren all planlegging og utarbeidelse av kontrakt. Avhengig av størrelsen på kraftverket bør det kreves at totalentreprenøren benytter seg av godkjent rådgivende ingeniør. Utbygger trenger da hjelp av en egen rådgivende ingeniør for kontroll av planer og kontraktbetingelser
3. Utbygger kontrollerer utførelsen med eventuell hjelp av sin rådgivende ingeniør

Modell D Konsulentstyrt totalentreprise

1. Følger Modell A til og med pkt. 3
2. Rådgivende ingeniør gir fastpris tilbud på følgende arbeider:
   - Totalt systemansvar
   - Utarbeidelse av forespørsel på alle leveransene
   - Evaluerer tilbud
   - Utarbeider kontrakter

- Kontrakter tegnes mellom entreprenører/leverandører og utbygger
- Styring, koordinering og kontroll av kontrakter med leverandører og entreprenører
- Planlegging, detaljering og utarbeidelse av arbeidstegninger for byggearbeider
- Oppfølging av utstyrproduksjon i verksted
- Byggeplasskontroll
- Idriftsettelse og overtakelse
- Ansvar for at planer blir godkjent av NVE og kommunale myndigheter

Modell E Utbygger og totalleverandør med driftsansvar

Utbygger med total leveranse og fremtidig driftsansvar. I samarbeid med grunneier planlegges, finansieres, bygges og drives små kraftverk. Langsiktige samarbeidskontrakter mellom grunneier og utbygger settes opp. Etter en hvis tid vil grunneier overta hele eierskapet til kraftverket.

13 LEVERANDØRER AV TJENESTER OG UTSTYR

13.1 Leverandører av rådgivingstjenester

Nedenfor er det listet opp kjente leverandører av rådgivningstjenester. For å kunne ta et uavhengig systemansvar kreves det tverrfaglig kompetanse innen maskin-, elektro- og vassdragsteknikk.

Leverandører	Adresse	Geografisk område	Tjenester
Norconsult AS	Vestfjordgaten 4 1338 Sandvika Telefon 67 57 10 00 Telefaks 67 54 45 76 www.norconsult.no	Hele landet	Tverrfaglige rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk, ingeniørgeologi, bygg- og anleggsteknikk og maskin- og elektroteknisk utstyr
NVK/Multiconsult AS	Holtevegen 5 Postboks 280 1401 Ski Telefon 64 85 55 00 Telefaks 64 85 55 55 www.vandbygningskontoret.no	Hele landet	Tverrfaglige rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk, geologi, bygg- og anleggsteknikk og maskin- og elektroteknisk utstyr
Statkraft Grøner AS	Fornebuveien 11 Postboks 400 1327 Lysaker Telefon 67 12 80 00 Telefaks 67 12 58 40 www.statkraftgroner.no	Hele landet	Tverrfaglige rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk, ingeniørgeologi, bygg- og anleggsteknikk og maskin- og elektroteknisk utstyr
Barlindhaug Consult AS	Sjølundveien 2 9291 Tromsø www.barlindhaug.no	Nord-Norge	Rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk, geologi og bygg- og anleggsteknikk
BKK Rådgivning AS	Kokstadveien 37 Postboks 7050 5020 Bergen www.bkk.no	Hele landet	Rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk, og bygg- og anleggsteknikk
Ing. Hermod Seim	6823 SANDANE Telefon 57 86 61 28 Telefaks 57 86 61 36 E-post: herseim@online.no	Vestlandet	Rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk og bygg- og anleggsteknikk
E-CO Tech as	Postboks 22 Økern 0510 OSLO Telefon 23 12 80 00 Telefaks 23 12 81 00 www.e-cotech.no		Rådgivning, planlegging og prosjektering innen bl.a. vannkraft. Heleid datterselskap av energiselskapet E-CO Eenergi.
Sollid Prosjektering AS	c/o Trondheim Energiverk AS Sluppenveien 6 7005 TRONDHEIM Tlf 73 96 12 12 Kontakt: Knut Sollid		Rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk og bygg- og anleggsteknikk. Samarbeider med Småkraft AS.
Siv.ing. Signar Bendiksen	6876 SKJOLDEN Tlf 57 68 15 46 / 901 78 161		Rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk og bygg- og anleggsteknikk
Mikrokraft A.s	Øvre Sandvikvei 25 4016 STAVANGER Tlf 51 58 04 92 Telefaks 51 58 20 42 www.mikrokraft.no		Har som kjerneområder drift av egne kraftverk, salg av utstyr og komplette kraftverk, salg og omsetning av strøm, konsulenttjenester etc.

Leverandører	Adresse	Geografisk område	Tjenester
AT CONSULT AS	Postoboks 714 8509 NARVIK Tlf 76 96 56 80 Telefaks 76 96 56 99 Kontakt: Børge Klingan	Nord-Norge	Rådgivningstjenester innen vassdragsteknikk og bygg- og anleggsteknikk.

13.2 Leverandører av utstyr

Nedenfor er det listet opp kjente leverandører av utstyr.

Utstyrleverandører	Adresse	Leveringsprogram
BNTurbin a.s	Vendla 90 1315 NESØYA Tlf 66 84 71 09 / Faks 66 84 79 22 Kontakt: Bjarne Nereng	Standard Kaplan, Francis og Pelton turbiner fra 300 kW til 3 MW. Leverer komplett aggregatutrustning sammen med andre leverandører.
Voith Siemens Hydro Power Generation AS	Markedsføring og salg 7493 TRONDHEIM Tlf 73 95 92 55 / Faks 73 95 91 62 www.vs-hydro.no Kontakt: Øyvind Holm/Knut Noren	Alle turbintyper fra rundt 500 kW og oppover. Leverer komplett aggregatutrustning.
VA TECH Møller Energi AS	Bergermoen 3520 JEVNAKER Tlf 61 31 52 00 / Faks 61 31 28 46 www.moller.energi.no Kontakt: Ole Johnny Winther	Alle turbintyper fra rundt 500 kW og oppover. Leverer komplett aggregatutrustning.
Spetals Verk AS	2145 GALTERUD Tlf 62 96 76 90 / Faks 62 96 72 03 Kontakt: Roy Jonassen	Francis og Pelton turbiner opp til ca 1000 kW. Leverer komplett aggregatutrustning.
GE Energy (Norway) AS	Postboks 125 2027 KJELLER Tlf 63 82 31 00 / Faks 63 82 40 01 www.gepower.com Kontakt: Tore Knutsen	Alle turbintyper fra rundt 1000 kW og oppover. Leverer komplett aggregatutrustning.
a/s Regulator	Postboks 80, Kokstad 5863 BERGEN Tlf 55 22 82 02 / Faks 55 22 98 40 Kontakt: Aage Raatræ aage@regulator-as.no	Francis- og Peltonturbiner. Leverer komplett aggregatutrustning.
Alstom Power Norway AS	Postboks 456, Brakerøya 3002 DRAMMEN Tlf 32 24 70 00 / Faks 32 24 70 04 www.power.alstom.com Kontakt: Børre Helgesen	Alle turbintyper fra rundt 500 kW og oppover. Leverer komplett aggregatutrustning.
Hydroenergi Kjell Joa a.s	Postboks 516, Brakerøya 3002 DRAMMEN Tlf 32 89 69 10 / Faks 32 89 69 11 Kontakt: Kjell Joa	Alle turbintyper fra rundt 100 kW og opp til rundt 5 MW. Leverer komplett aggregatutrustning.
Small Turbine Partner AS	Postboks 8, Postterminal 7491 TRONDHEIM Tlf 73 55 18 59 / Faks 73 55 18 70 www.turbinepartner.no Kontakt: Åshild Rian	Plateturbin (forenklet Francis turbin) opp til 1000 kW.

Utstyrleverandører	Adresse	Leveringsprogram
Fossing Tresliperi AS	Fossing 3790 Helle Tlf 35 98 81 27 / Faks 35 98 87 58 Kontakt: Ulf Andreassen	Turbiner fra 0.05 til 350 kW. Leverer komplett aggregatutrustning.
Rør og Vannteknikk AS	Brattliveien 6 7725 STEINKJER Tlf 74 16 34 53 / Faks 74 16 45 15 www.rovas.no	Prosjektering av mikro- og minikraftverk med utarbeidelse av meldinger/konsesjonssøknader og detaljplaner til NVE.
Div. utstyrsleverandører	www.sparenergi.no	
Div. utstyrsleverandører	www.kraftverk.net	

13.3 Andre aktører

Nedenfor er det listet andre aktører i småkraftmarkedet.

Andre aktører	Adresse	Tjenester
Småkraft AS	Postboks 7050 5020 BERGEN Tlf 55 12 73 20 Faks 55 12 73 21 www.smaakraft.no Kontakt: Rein Husebø	Totalleverandør av mini- og småkraftverk mellom 0,1 og 10 MW, og med årsproduksjon over 3-4 GWh. Konseptet består i å bidra til å fullfinansiere, bygge og drive kraftverk sammen med grunneiere.
Foreningen for norske småkraftverk	www.smakraftverk.com	Interessegruppe for eiere av småkraftverk. Gir veiledning i forbindelse med etablering og drift av småkraftverk
Enviro Energi ASA	Postboks 6938 St. Olavs Plass 0130 OSLO Telefon 22 98 03 80 Telefaks 22 36 04 82 www.enviro-energi.no	Tilbyr markedsføring og omsetning av fornybar energi og grønne sertifikater på det europeiske markedet, samt rådgivining og prosjektutvikling av fornybar energi i Norge.
SKM Energy Consulting AS	Postboks 2739 Solli 0204 OSLO Telefon 22 47 14 70 Telefaks 22 47 14 71 www.skm.no	Tilbyr rådgivnings- og konsulenttjenester i forbindelse med pris- og markedsanalyser, nettanalyser og tarrifering, risikostyring, verdivurdering, omstilling, kjøp og salg av everk etc.
HydroPool	Kjellstadveien 5 3400 LIER Telefon 32 24 26 90 Telefaks 85 03 25 34 www.hydropool.no	Tilbyr grunneiere og eiere av eksisterende kraftverk totalløsninger for nyanlegg og moderniseringer i effektområdet 0,5 til 5 MW. Tilbyr kunnskap om offentlig saksbehandling, prosjektledelse, finansiering og energiomsetning.
Vannkraftlaboratoriet, NTNU	Institutt for Termisk Energi og Vannkraft Alfred Getz vei 4 7491 TRONDHEIM Telefon 73 59 82 57 Telefaks 73 59 38 54 E-post: ole.g.dahlhaug@tev.ntnu.no	Kontrollaboratorium med testrigg for leverandører og kjøpere av turbin og generator til småkraftverk begrenset oppad til følgende: Trykk: 100 m Volumstrøm: 1 m^3/s Effekt: 550 kW Utfører virkningsgradstester i tillegg til evt. kavitasjonstester og rusningstester. Laboratoriet utsteder nøytralt sertifikat for turbiner som testes.

14 NETTAVTALE

14.1 Innledning

Intensjonen med regelverket er at nettet skal være et spleiselag, hvor de ulike brukerne betaler sin del av de ulike kostnadene avhengig av i hvor stor grad de belaster nettet.

Regelverket har gitt rom for fortolkning, og det er store forskjeller på hvordan lovverket praktiseres og hvor mye erfaringer nettselskapene har i å håndtere småkraftverk. Det er derfor viktig å ha en god kommunikasjon med nettselskapet.

14.2 Gjeldende regler

14.2.1 Tilknytningsavgift

Det fremgår av energilovens § 3-3 at områdekonsesjonæren har leveringsplikt. Leveringsplikt er også å forstå slik at områdekonsesjonærene har tilknytningsplikt. Denne plikten gjelder imidlertid bare forbrukerne eller uttakskundene, og ikke kraftprodusentene. Den som ønsker å bygge et kraftverk kan derfor ikke, som en forbrukskunde, kreve at nettselskapet bygger nettet fram til kraftverket. Dette innebærer at kraftverket vil være ansvarlig for bygging og drift av det anlegget som må bygges for å kunne mate produksjonen inn i nettet og som er spesifikt for kraftverket. Nettselskapet kan imidlertid ikke nekte å la en kraftprodusent knytte seg til eksisterende nett, gitt at nettet har tilstrekkelig ledig overføringskapasitet.

14.2.2 Konsesjon

Bygging og drift av nettanlegg med spenning over 1000 V vekselspenning (og eventuelt 1500 V likespenning) er konsesjonspliktig, jf. både energilovens og energilovforskriftens §3-1. Distribusjonsnettselskapene har områdekonsesjon, som gir selskapet "fullmakt" til å bygge og operere nettanlegget med spenning opp til og med 22 kV. For andre enn områdekonsesjonæren, som skal bygge og drive et høyspenningsanlegg, kreves det anleggskonsesjon. Normalt bygges høyspenningsanlegg for tilknytning av mikro-, mini og småkraftverk innenfor nettselskapets områdekonsesjon. Eiendomsretten til dette anlegget reguleres ikke av NVE.

14.2.3 Produksjonsrelaterte anlegg

Produksjonsrelaterte nettanlegg er regulert spesielt av § 17-2 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Det framgår bl.a. her at kostnadene forbundet med nettanlegg, der krafttransporten skjer enveis fra kraftverket til nærmeste utvekslingssted i nettet mv., skal ikke inngå i tariffgrunnlaget for ordinære uttak. Kostnader i slike nettanlegg skal fullt ut dekkes av produsenten.

14.2.4 Betalinger til nettselskap

Nettselskapet kan kreve at kraftverket dekker inn til 100% av investeringskostnadene for å bli tilknyttet eksisterende nett (tilknytningskostnader/engangsbetaling) og må i tillegg betale for den løpende bruken av nettet (årlige betalinger).

Engangsbetalinger:

Når nye kunder ønsker å bli tilknyttet nettet kan nettselskapet innkreve et tilknytningsgebyr og/eller et anleggsbidrag. Disse engangsbetalingene reguleres av forskrift av 12. mars 1999 nr. 302 om kontroll av nettvirksomhet, jf. spesielt § 17-4 og 17-5.

Når nettselskapet benytter både tilknytningsgebyr og anleggsbidrag, må nettselskapet trekke fra tilknytningsgebyret i beregningen av anleggsbidraget. For kostbare tilknytninger innebærer dette vanligvis at tilknytningsgebyr ikke innkreves og kan utelates fra betraktningen.

Med bakgrunn i bestemmelsen om leverings-/tilknytningsplikt og produksjonsrelaterte nettanlegg, kan det imidlertid stilles spørsmål om bestemmelsen har særlig relevans for tilknytning av kraftverk.

Årlige betalinger:

Tariffutformingen for innmating i nettet er spesielt omtalt i kapittel 16 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Innmatingstariffen består som hovedregel av to tariffledd: energiledd og andre tariffledd.

Energileddet skal fastsettes lik den marginale tapskostnaden ved innmatingen. En tommelfingerregel sier at marginaltapet tilsvarer to ganger det faktiske tapet. Energileddet vil være positivt når innmatingen fører til en relativ økning av det absolutte nettapet. Dette vil typisk være situasjonen i et systemmessig underskuddsområde. Omvendt er energileddet negativt når innmatingen fører til reduserte nettap, dvs. at kraftprodusenten får betalt per innmatet kWh. For innmating i distribusjonsnett i 2002 er energileddet i størrelsesorden +/- 1,0 øre/kWh.

Andre tariffledd er tariffledd som skal dekke den del av kostnadene som ikke dekkes gjennom det marginalbaserte energileddet. Siden de skal dekke en restkostnad kalles disse ofte for residuale tariffledd. Energiledd, som settes lik den marginale tapskostnaden, vil kunne dekke en liten del av de faste kostnadene i nettet. Derfor tarifferes alle nettkunder andre tariffledd.

På grunn av ønsket om å harmonisere innmatingstariffene med bl.a. Sverige, og at residualleddene ikke skal stimulere til utfasing av generatorkapasitet, er tarifferinga av kraftverk endret og avviker fra uttakstariffen ved at effektledd som hovedregel ikke skal benyttes. Dette innebærer at for kraftverk skal avregningsgrunnlaget baseres på midlere årsproduksjon, jf. kapittel 16 i forskriften. Satsen i sentralnettet skal være retningsgivende for innmating på lavere nettnivå. For 2003 er denne satt til 0,75 øre/kWh.

14.2.5 Reaktiv effekt

Reaktiv effekt reguleres av § 17-3 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Denne bestemmelsen gir nettselskapene anledning til å måle og avregne kunden for sine uttak av reaktiv effekt. Tariffen for reaktive uttak kan settes så høyt at det lønner seg for kunden å installere kompenseringsutstyr.

15 KRAFTSALGSAVTALE

Alle kraftverk har behov for en strukturert omsetning av den kraften som blir produsert. Dette gjelder spesielt for kraftverk som er knyttet til distribusjonsnettet, men kan også gjelde dersom det er andre kjøpere inne i bildet også for isolerte distribusjonsnett. Siden kraftmarkedet ble deregulert på begynnelsen av 1990-tallet har kraftprisen variert en god del igjennom disse årene og spesielt mye innenfor enkelte år.

Dersom en ser på den totale risikoen ved et kraftprosjekt vil en se at kraftens omsetningsform vil representere store utslag avhengig av hvilke tariffer en legger til grunn. Det finnes flere former for omsetningsavtaler, men som et hovedprinsipp gjelder følgende:

A) Salg på spotmarkedet
B) Fastprisavtale
C) Detaljomsetning
D) Eget forbruk

Når en vurderer disse to omsetningsformene må en for alternativ A) ta hensyn til de prissvingningene som spotmarkedet innebærer. Kraftprisen har i løpet av de siste årene svingt fra en nedre grense på 5-6 øre og opp mot 1 krone per kilowatt time. En kan beregne hva gjennomsnittsprisen har vært for de siste årene og på denne måten anta hvilke inntekter en slik salgsform vil kunne generere. Vet salg til spotmarkedet må en innrapportere en bestemt mengde energi per tidsintervall som spotmarkedsoperatøren NordPool da kan akseptere. Dette er relativt arbeidskrevende og er lite relevant for kraftverk i den skala vi her snakker om.

Når det gjelder alternativ B) må en finne en kraftkjøper som er villig til å påta seg et kraftkjøp til en avtalt pris. I dette tilfelle kan kjøper eventuelt kreve både en minimums- og en maksimums levering. Selger må i hvert enkelt tilfelle vurdere om dette kan være gunstig for ham. Normalt vil mikro-, mini- og småkraftverk selge all kraft som genereres (i kWh) til en avtalt enhetspris.

For å redusere den totale økonomiske risiko for en utbygging anbefales det anbefales å sikre seg med en fast kraftsalgsavtale hvor prisen er bestemt. Dette innebærer at en kan "tape" dersom kraftprisen skulle forbli høyere enn den fastprisavtalen som en inngår, men til gjengjeld har man forutsigbarhet med garantert pris for kraften dersom kraftmarkedet skulle forbli lavt.

Eiere av små kraftverk kan som alternativ C) selge energi direkte til andre forbrukere enten direkte eller igjennom kraftnettet. For å kunne forestå og administrere slike transaksjoner kreves det imidlertid at en innhenter en egen omsetningskonsesjon.

Alternativ D) er normalt den mest lukkurative måten å nytte kraften på da en på denne måten unngår linjeleien fra nettselskapet. Dersom installert generatorytelse er under 100 kVA er det fritak for el-avgift til eget forbruk. Dersom totalt kraftsalg er under kr 30 000 og representerer minst 80% av kraftproduksjonen blir selskapet ikke merverdiavgiftspliktig. Småkraftverkseiere kan også få tilgang direkte til kraftomsetningsbørsen NordPool, men dette er såvidt kostbart at det ikke vil være lønnsomt.

15.1 Omsetningskonsesjon

Konsesjonsordningen for omsetning av elektrisk energi er hjemlet i *energiloven av 29. juni 1990 nr. 50* og har som formål å være et virkemiddel til å ivareta kundens interesser. Alle enheter som forestår omsetning av elektrisk energi eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon (overføringsnett), må ha omsetningskonsesjon.

I henhold til *energilovforskriften av 7. desember 1990 nr. 959 § 4-2* a) er grendeverk som ikke har høyspenningsanlegg unntatt konsesjonsplikt. Disse er normalt små og med en så liten mottakergruppe at behovet for kontroll gjennom en omsetningskkonsesjon ikke er tilstede. Mikro- og minikraftverk faller i

mange tilfeller inn under dette unntaket, da kraften kun selges til kunder som er tilknyttet et begrenset privat lavspentnett. Mange velger også å selge overskuddskraften til det e-verket som kraftverket er tilknyttet. For mikro- og minikraftverk, som ønsker å være i kraftmarkedet og selge kraft til kunder hvor som helst i landet, vil derimot likestilles med ordinære kraftleverandører. Dette har sammenheng med behovet for måling og avregning av kraft som blir levert til kundene.

Imidlertid kan enheter hvor den konsesjonspliktige virksomheten er av *begrenset omfang* meddeles konsesjon på *forenklede vilkår,* jfr. § 4-2, 3. ledd i energilovforskriften. Konsesjon på forenklede vilkår innebærer at bestemmelser i energilovens § 4-4 a) ikke kommer til anvendelse.

16 KONTRAKT MED ENTREPRENØRER OG LEVERANDØRER

Før utarbeidelse av kontrakter må utbygger bestemme valg av utbyggingsmodell, se kapitel 12
Uavhengig av modellvalg må det lages kontrakter for hvert hovedfag, byggearbeider og elektromekanisk utstyr, i separate kontrakter eller satt sammen til en felles kontrakt.

16.1 Byggearbeider

Kontrakten bør innholde:

1. Kontraktdokument
   - Kontraktsum
   - Spesielle kontraktbetingelser
   - Ferdigstillelse, frister
   - Oppgjør
   - Sikkerhetsstillelse av partene
   - Forsikring av arbeidet og ansvar

2. Alminnelige kontraktbestemmelser om utførelse av bygg- og anleggsarbeider Norsk Standard 3430 med eventuelle tilleggsbestemmelser blir ofte brukt til dette formål.

3. Spesielle kontraktbestemmelser

4. Beskrivelse av prosjektet med:
   - Beliggenhet og adkomstforhold
   - Forhold på byggeplassen
     - Klimatiske forhold
     - Fjellforhold
     - Vannstand og vannføringsforhold
     - Kart
     - Fremdriftplaner og leveringsfrister
   - Beskrivelse av prosjektet med kvalitets og funksjonskrav
     - Adkomstveger
     - Riggområder
     - Anleggsdeler

5. Administrative bestemmelser
   - Prosjektets organisering
     - Byggherren
     - Eventuell rådgiver
     - Entrepriseform
     - Entreprenørens organisasjon
   - Rutiner og organisering
     - Kvalitetsikring
     - Vern og sikkerhet
     - Miljø og forurensing
     - Rapportering
     - Møter
     - Planlegging
     - Sluttdokumentasjon

6. Tekniske bestemmelser

   Norsk Standard 3420 med tilleggstekster benyttes til å beskrive kvalitetskrav til utførelsen og til å definere mengdetekster og regler for oppmåling av mengder.

   Arbeidstegninger kan utføres av utbyggers rådgiver/konsulent eller av entreprenøren med sin konsulent

7. Mengdelister med enhetspriser

   Hvis utbygger med sin rådgiver utarbeider planene i forespørselen, kan mengder oppgis, men bare til orienterende opplysning. Entreprenøren må selv kontrollere mengdene og ta ansvar de.

   Tilbudet bør gis med utfylte enhetspriser, men kontrakter for små kraftverk bør baseres på fast pris slik at entreprenøren er ansvarlig for totalkostnaden uavhengig av utførte mengder og uten regulering av enhetsprisene i byggeperioden.

   For totalentrepriser der entreprenøren har ansvaret for planleggingen og detaljeringen bør utbygger be om mengdelister i tilbudet som en støtte i evalueringen av tilbudet, uten at dette fratar entreprenøren ansvaret for mengdene.

8. Tegninger

   Anbudstegninger i målestokk 1:5000, 1:200, 1:100 som viser de godkjente planer utarbeidet av utbygger eventuelt med sin konsulent eller for totalentrepriser utarbeidet av entreprenøren. Tegningene må være så detaljerte at de viser hva som skal bygges og at de sammen med beskrivelsen under arbeidets gang ikke er tvil om hva som er inkludert i kontrakten.

   Kontrakten må ha bestemmelser som sier hvem som skal utarbeide detaljerte arbeidstegninger i målestokk 1:50 og hvilke faglige krav som stilles til de som utarbeider tegningene

9. Eventuell annen informasjon

   Geologiske / geotekniske forhold, profiler, kart

16.2 Elektromekanisk utstyr

Kontrakten bør innholde:

1. Avtaledokument
   - Spesifisering av leveringsomfang
   - Kontraktsum
   - Spesielle kontraktbetingelser
   - Leveringsfrister, idriftsettelse, overtakelse
   - Betalingsterminer, sluttoppgjør
   - Sikkerhetsstillelse av partene
   - Nødvendige forsikringer av leveransen fram til overtakelse
   - Garantitid (2 år er vanlig i vannkraftbransjen)

2. For elektromekanisk utstyr for større anlegg benyttes som oftest Avtaledokument basert på "Alminnelige kontraktbetingelser for levering og montering av elektrisk og maskinelt utstyr" (AKB/1988) med tilleggsbestemmelser.

3. Kravspesifikasjon
    - Leveringsomfang
    - Designkriterier
        - Vannstander
        - Vannføringsforhold
        - Fallhøyde
        - Turbinens slukeevne
        - Driftsforhold
    - Funksjonskrav
    - Kvalitetskrav
    - Fundamentering
    - Reservedeler
    - Tekniske garantier
        - Turbin- og generatorytelse
        - Virkningsgrad
        - Kavitasjonsgaranti
        - Trykkstigning
        - Rusing
    - Dokumentasjon
        - Tegninger
        - Beregninger
        - Materialsertifikater
    - Drifts- og vedlikeholdsinstruks
      Instruksen bør fortrinnsvis være på norsk, og skal inneholde prosedyrer for betjening av utstyret og anbefalte vedlikeholdspunkter med forslag til intervall.

      Tilstrekkelig tegningunderlag for å kunne utføre anbefalt vedlikehold skal inngå i instruksen. Videre skal datablader og øvrig teknisk underlag på levert utstyr og reservedeler inklusive eventuelle sertifikater inngå.

17 OVERTAKELSE

I forbindelse med idriftsettelse og overtakelse av et anlegg er det viktig å få verifisert at anleggsdeler og utstyr fungerer som forutsatt, og at turbinaggregatet yter det som er garantert i kontrakt. En overtakelse forutsetter derfor at det finnes en kontrakt med krav til kvalitet og ytelse og hvordan dette skal dokumenteres ved overtakelsen.

I forkant av idriftsettelsen anbefales det at kjøper ber leverandøren og den som har systemansvar for hele anlegget om et gjennomarbeidet prøveprogram, hvor det klart framgår hvilke målinger og registreringer som skal foretas for verifisering av de krav og garantier som er gitt i kontrakt.

Dersom det avdekkes mangler ved anleggsdeler og utstyr i forbindelse med idriftsettelsen, er det viktig at dette blir protokollført i en overtakelsesprotokoll. I en slik protokoll skal alle mangler påføres, og det skal avtales tidspunkt for utbedring av disse. Overtakelsesprotokollen skal være et omforent dokument som underskrives av kjøper, leverandør og systemansvarlig.

18 DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Et vannkraftverk representerer en stor investering. For å oppnå et funksjonsdyktig og driftsikkert anlegg er det derfor viktig at det stilles riktige krav til design og utførelse av de enkelte anleggsdeler, og at det velges utstyr av god kvalitet som er tilpasset det enkelte anlegg. Det er avgjørende for kraftverkets økonomi at anlegget fungerer som forutsatt, slik at drift- og vedlikeholdskostnader holdes på et minimum og levetiden for utstyr blir som forventet.

Med vedlikehold menes rutinemessig vedlikehold etter et oppsatt program. Når et anlegg er satt i drift bør det utarbeides tilsynsrutiner med regelmessig inspeksjon og funksjonsprøving av utstyr i dam, inntak, vannvei og kraftstasjon. Utstyr i kraftstasjonen vil normalt bli kontrollert og ettersett i forbindelse med den daglige drift. Det bør imidlertid være rutiner for regelmessig ettersyn en gang i måneden. For dam, inntak og vannvei bør det være rutiner for kontroll og funksjonsprøving et par ganger i året, og hvor anleggsdeler og utstyr vies spesiell oppmerksomhet i flomperioder og kuldeperioder.

For kraftverk som sliter med driftsproblemer har dette ofte sin årsak i inntak som ikke fungerer som tilsiktet. Dersom inntaket har en plassering og utforming som gir ugunstige strømningsforhold kan dette medføre betydelig energitap og dermed økonomiske tap for kraftverket. Inntak som er plaget med isproblemer og sarrdannelse som hindrer manøvrering av luker, tetter igjen varegrinder etc. kan medføre lengre driftsstanser i vinterhalvåret. Et annet problem kan være sandtilførsel som sliter på turbinutstyret. For å oppnå et funksjonsdyktig inntak stilles det derfor krav til design og utførelse.

For særlig elvekraftverk vil det i perioder av året være mye tilførsel av kvist, løv etc. I disse periodene må det påregnes en viss arbeidsinnsats med behov for hyppig rensk av varegrinder for å hindre at de tettes igjen.

Dersom det installeres enkelt, robust og gjennomprøvd utstyr i kraftstasjonen bør man i utgangspunktet ha et anlegg med lave driftskostnader. For en turbin er det viktig å forsikre seg om at denne er lagt ut forsiktig med god sikkerhet mot utmatting og kavitasjon.

Generelt må det forventes at det leverte utstyret ikke skal kreve mer enn normalt vedlikehold for slikt utstyr de første 20 driftsårene. Etter hvert som alderen øker på utstyret må det påregnes økende vedlikeholdsbehov.

Som del av kontrakten på utstyrleveransen er det viktig at det følger med en gjennomarbeidet drifts- og vedlikeholdsinstruks som inneholder tilstrekkelig beskrivelse og dokumentasjon for daglig drift og vedlikehold.

Etter et visst antall år må det for å opprettholde driftsikkerheten påregnes en mer omfattende rehabilitering av anleggsdeler eller en total utskiftning av deler hvis den økonomiske levetiden for delen er utgått.

Forventet teknisk levetid for anleggsdeler vil være avhengig av kvaliteten på utstyret. For mikrokraftverk med aggregater av enkel "standard hyllevare" må det påregnes betydelig kortere levetid enn for større kraftverk med mer kvalitetsmessige og "skreddersydde" løsninger.

Med teknisk levetid menes den tid en utstyrdel rent teknisk kan fungere uavhengig om det er mer økonomisk å skifte ut delen med en mer effektiv del.

Med økonomisk levetid menes tidspunktet for når det lønner seg å skifte ut en del fordi den nye delen har bedre vikningsgrad, fungerer bedre slik at en utskifting vil være lønnsom.

19 HENVISNINGER TIL LOVER, FORKSRIFTER ETC.

Henvisninger	web adresse
Energiloven	www.nve.no
Vannressursloven m/veileder (1/2002)	www.nve.no
Vassdragsreguleringsloven m/veileder	www.nve.no
Industrikonsesjonsloven	www.nve.no
Plan- og bygningsloven	www.nve.no
Behandling av mini-/mikrokraftverk i NVE	www.nve.no
Regler for inngrep i vassdrag??	www.nve.no
Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg	www.nve.no
Forvaltning av vernede vassdrag, Mars 1995	www.nve.no
Konsesjonsbehandling av vannkraftsaker, Publ. 1/98	www.nve.no
Miljøkonsekvenser av mini- og mikrokraftverk, Publ. 8/1999	www.nve.no

20 HENVISNINGER TIL FAGLITTERATUR, FORENINGER ETC.

Henvisninger	web adresse
Foreningen for norske småkraftverk	www.smakraftverk.com
Laymans Guidebook (engelsk) Ligger under web-siden til Foreningen for norske småkraftverk	www.smakraftverk.com
Kraftjournalen - Energiportalen i Norden Diverse om vannkraft, organisasjoner, rådgivere, kraftsalg etc.	www.energiportalen.com
Microhydro web portal	www.microhydropower.net
Startside alternativenergi, enøkprodukter og tjenester	www.sparenergi.no
Energisenteret, energibransjens informasjonssenter	www.eis.no
Energibransjens leverandørtorg	www.energi-nett.no
Uavhengig analyse og nyhetstjeneste	www.kraftnytt.no
Kokebok	www.kraftverk.net/kokebok
Kraftnytt*Nytt*.no Uavhengig analyse og nyhetstjeneste	www.nmk.bygland.com

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Veilederserien i 2003

Nr. 1 Torbjørn Sneve (red.): Natur-, miljø- og landskapsmessige forhold ved vassdragsanlegg. Natur- og miljøveileder (40 s.)

Nr. 2 Norconsult/NVE: Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk (128 s.)