



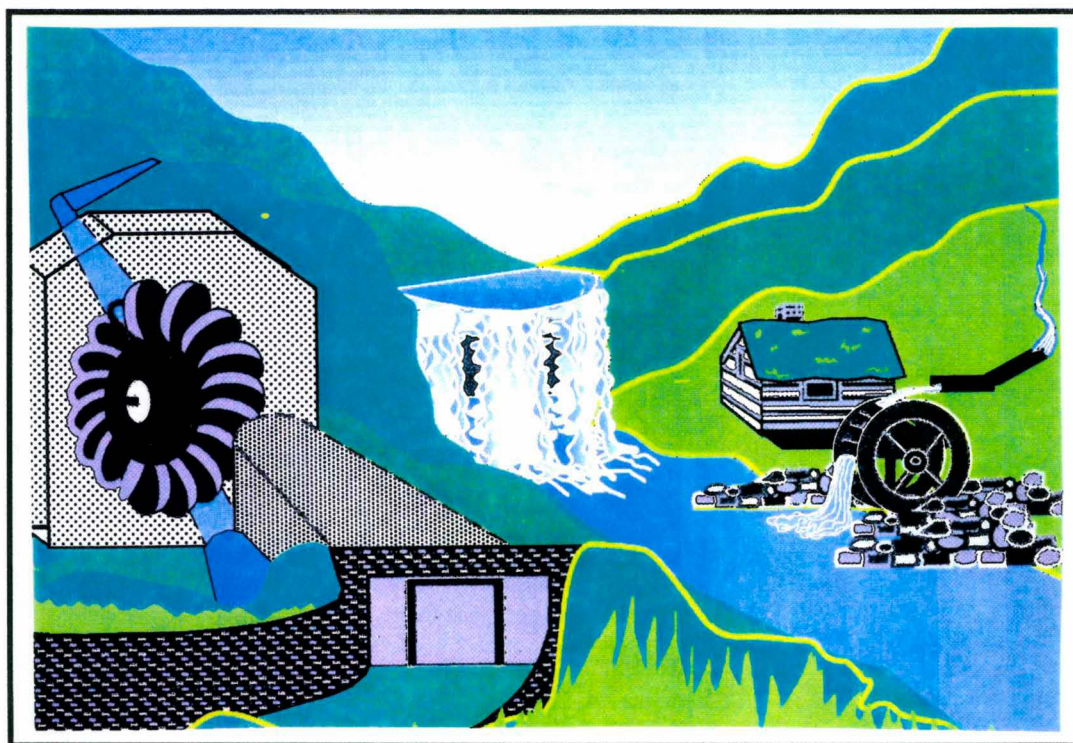
NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

Nr 37
1992

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

Status og muligheter fremover



ENERGIAVDELINGEN

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK
BIBLIOTEK

13/133
556(05)

~~N98~~

ex 2

Omslagsbilde: Tegnekantoret, NVE



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK
BIBLIOTEK

Tittel: OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK. STATUS OG MULIGHETER FRAMOVER	Publikasjon: 37
Forfatter(e)/saksbehandler(e) Svein Rudnå, Asker og Bærum Kraftselskap, Erik Fleischer, Berdal Strømme A/S, Marit L. Fossdal, Vassdragsregulantenenes Forening, Knut Vik, Buskerud Energi A/S, Ivar Elstad, Nybro-Bjerck A/S og Hallvard Stensby, NVE.	Dato: 07.12.1992
	ISBN nr: 82-410-0181-9 ISSN nr: 0802-2569

Sammendrag

Rapporten inngår i en serie som omhandler opprusting/utvidelse av vannkraftverk. Rapporten tar for seg den tekniske siden ved vannkraftverk, og omhandler både bygningstekniske arbeider og maskin-/elektrotekniske installasjoner. En kort gjennomgang av generalplanlegging og hydrologiske forhold inngår også.

Rapporten gir status over dagens situasjon og omtaler muligheter i tiden framover.

Abstract

This report is included in a publication series dealing with uprating/refurbishing of hydropower plants. The report deals with technical aspects, such as civil works and electro-/mechanical installations. A brief summary of feasibility studies and hydrological aspects is also included.

The report presents the current status and future possibilities.

Emneord/Subject Terms

Opprusting/Upgrading
Status, muligheter/Status, possibilities

Ansvarlig underskrift

Erling Diesen
Vassdrags- og
energidirektør

NVE

OPPRUSTING OG UTVIDELSE

AV VANNKRAFTANLEGG

Status og muligheter fremover

September 1992

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTANLEGG

Status og muligheter fremover.

INNHOOLD	SIDE
INTRODUKSJON	
OPPSUMMERING	1
1. INNLEDNING	3
2. RAMMEBETINGELSER FOR ENERGIUTNYTTELSE OG UTBYGGING	6
2.1 Priser og kostnader	6
2.2 Teknologi og samfunn	11
3. MULIGHETENE TIL Å UTNYTTE ENERGIEN I DAGENS VASSDRAG PÅ EN BEDRE MÅTE	14
3.1 Generalplanlegging	14
3.2 Planlegging av opprusting og utvidelser	15
3.3 Vannvei	16
3.4 Maskinteknikk	29
3.5 Elektroteknikk	43
3.6 Tilstandskontroll	50
4. MULIGHETER FOR NY TEKNOLOGI FREMOVER	52
4.1 Planlegging av opprusting og utvidelser	53
4.2 Bygg- /anleggsteknikk	54
4.3 Maskinteknikk	56
4.4 Elektroinstallasjonen	62
5. SLUTTKOMMENTAR	63
VEDLEGG 1: Beskrivelse av modeller som kan benyttes til utbyggingsplanlegging	64
VEDLEGG 2: Forklaring av programnavn, forkortelser etc.	66

INTRODUKSJON

Prosjektet "Opprusting og utvidelse av vannkraftverk" (o/u-prosjektet) har pågått siden 1986 og vil bli fullført med sluttrapport i løpet av 1992. Som et ledd i o/u-prosjektet ble det i november 1991 arrangert en konferanse på Rjukan der forskjellige sider ved opprusting og utvidelse av vannkraftverk ble tatt opp. Denne rapporten omhandler den tekniske siden og er laget på grunnlag av forarbeidene til innlegg på konferansen av en tverrfaglig gruppe:

Narit Lundteigen Fossdal, hydrolog, VR
Ivar Elstad, sivilingeniør maskin, Nybro-Bjerck as
Erik Fleischer, sivilingeniør bygg, Berdal-Strømme A/S
Knut Vik, sivilingeniør elkraft, Buskerud Energi A/S
Svein Rudnå, sivilingeniør maskin, Asker og Bærum
Kraftselskap

Sistnevnte har vært prosjektansvarlig og redaktør.

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTANLEGG

Status og muligheter fremover.

OPPSUMMERING

Hva kan jeg gjøre når det gjelder opprusting av mitt anlegg?

Finnes det teknologiske muligheter som ikke er utnyttet?

Generelt kan en si at norske vannkraftverk utnytter den tilgjengelige energien godt. Men for mange anleggs vedkommende er det både teknisk og økonomisk mulig å utnytte ressursene bedre enn de gjøres i dag, ved opprustingstiltak av forskjellig slag, og der en også tar i bruk ny teknologi.

Ved forskjellige opprustingstiltak er det mulig å hente konkurransedyktig ny energi ut av dagens system, i sum antatt å være ca 3,5 TWh.

Det er mange muligheter, eieren av kraftverket bør stille seg spørsmål, som f.eks.:

*** Er det lønnsomt å redusere tap i vannveien?**

Her kan det ligge store muligheter til øket utnyttelse, særlig om anlegget har lang tunnel og er bygget før 1960.

Da var det andre økonomiske rammebetingelser enn i dag: Energien er nå forholdsvis mer verdt samtidig som sprengningskostnader er blitt vesentlig lavere. Dette gir et større "økonomisk tverrsnitt" i vannveien.

Det kan være mange måter å øke tverrsnittet på, noe en må vurdere i hvert enkelt tilfelle ut fra flere forhold. Det lønner seg sikkert å ta kontakt med rådgivere med relevant erfaring.

For enkelte anlegg kan optimal reduksjon av vannveitap, ved tiltak i tunnel og rør, dreie seg om så mye som opp til 6% av dagens produksjon.

Sett for landet som helhet antar en at det er mulig å redusere vannveittap tilsvarende 0,5 - 1% av samlet årsproduksjon, dvs inntil ca 1 TWh.

*** Kan jeg få mer ut av turbinene i min kraftstasjon?**

Nøkkelord før en kan svare på spørsmålet er:

Tilstandsvurdering!

Her er det som regel ikke nok å inspisere turbinen, men også foreta målinger som kan påvise tilstand, særlig virkningsgrad.

Etter det kan en fastslå muligheter og begrensninger når det gjelder å øke ytelse, dvs slukeevne og virkningsgrad.

Det er selvsagt viktig å se dette i forhold til de hydrologiske forholdene og strategi for utnyttelse av ressursene. Avhengig av totaltilstand, installasjonsstørrelse i forhold til middelvannføring, antall aggregater etc. må en også vurdere andre alternativer enn opprusting, så som erstatning med nye aggregater eller ny kraftstasjon. Det siste er som regel vanskelig å få til å lønne seg, dersom en ikke også kan øke tilsiget gjennom å regulere flere nedbørfelt eller øke fallhøyde.

I all vurdering om opprusting/utvidelse av vannkraftanlegg er det svært viktig at en benytter riktigst hydrologisk grunnlag, utnytter de hjelpemidler som finnes i form av simuleringsmodeller, etc, og ikke minst gjør bruk av kompetanse og erfaring.

Avhengig av alder og turbintype kan det være store muligheter for lønnsom gevinst, også ved å ta i bruk ny teknologi.

Sett på landsbasis har en forsiktig regnet at det er et teknisk/økonomisk gevinstpotensiale på rundt 2 TWh ved opprustning av turbinparken.

Fordeling av turbin typer, midlere prosentvis forbedring og totalgevinst er antatt å være:

	Prod.andel %	Midlere %	Tot.gevinst %
-----	-----	-----	-----
Høytrykks francis	30	0,5	0,15
Francisturbiner førøvrige	35	3	1,05
Kaplan, rørturbiner	7	2	0,14
Peltonturbiner	28	2,5	0,70
-----	-----	-----	-----
			Sum ca 2%
			=====

*** Er det lønnsomt å skifte ut generatoren eller andre elektriske hovedkomponenter av den?**

Dersom generatoren er fra rundt 1960 eller eldre, så kan det være noe å hente ved omfattende tiltak som nye viklinger, ny blikk-pakke og nytt ventilasjonsanlegg. Generelt kan en si at elektroinstallasjonene har små tap, og det er lite å hente utover de tiltak ved generator som er nevnt. Det kan ofte være lønnsomt å gjøre mer enn bare omvikling. Det kan dreie seg om en effektivitetsøkning på rundt 1%, kanskje mer.

For å kunne gjøre gode beslutninger, anbefales det at ekspertise kobles inn, de som vil kunne fortelle om muligheter på grunnlag av tilstandskontroll.

Det antas at et realiserbart potensiale på landsbasis kan dreie seg om inntil ca 0,5 TWh.

Kontrollanlegg blir etter hvert umoderne, og mangler den funksjonalitet som kreves, samt at driftssikkerheten etter hvert blir uakseptabelt lav. Disse forhold tilsier at kontrollanlegg bør skiftes ut etter 15-20 år.

1. INNLEDNING

Grunnlag.

Midlere kraftproduksjon i norske vannkraftanlegg var i 1990 ca. 108 TWh. Den har økt ca 12 til 35 TWh i hvert 10-år etter krigen, med den klart største økningen i 60-åra. Dette betyr at nær halvparten av totalproduksjonen kommer fra "nye" anlegg, anlegg som er yngre enn 25 år.

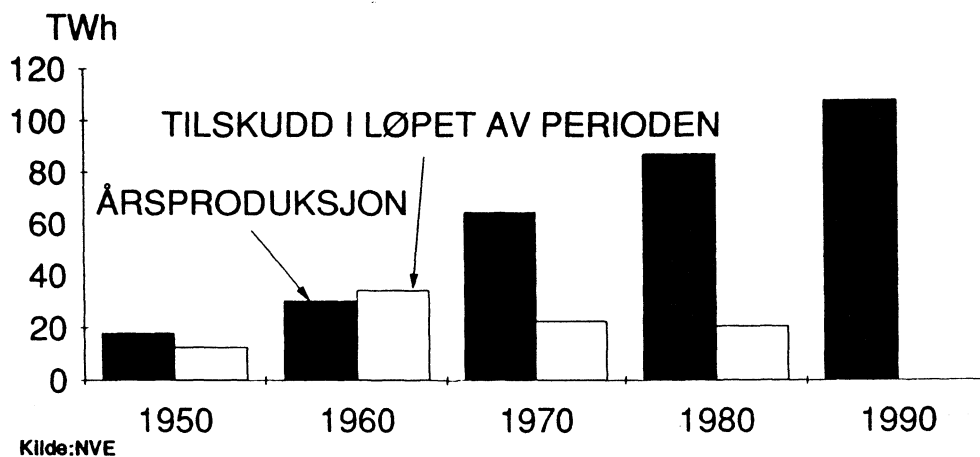


Fig.1. Midlere årsproduksjon 1959 - 1990

For de 532 kraftanleggene i Norge med total installasjon over 1 MW, får en, når en fordeler produksjonen i forhold til brutto fallhøyde:

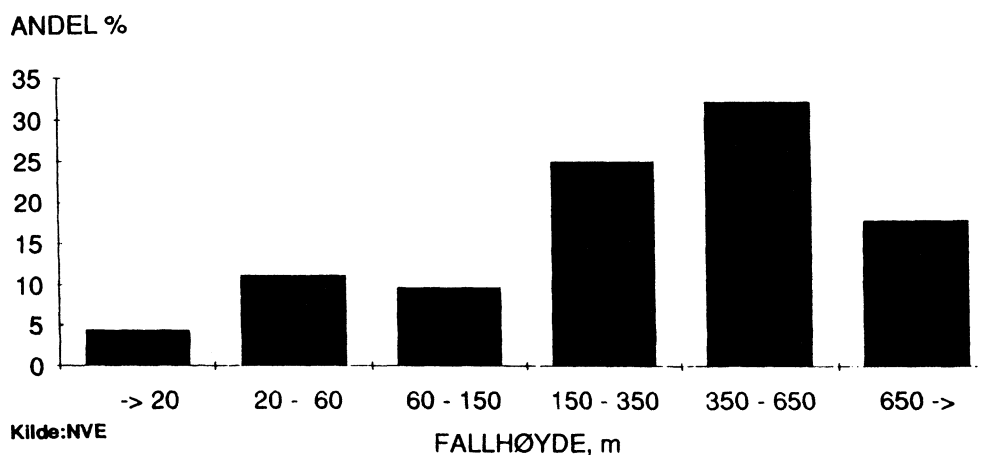
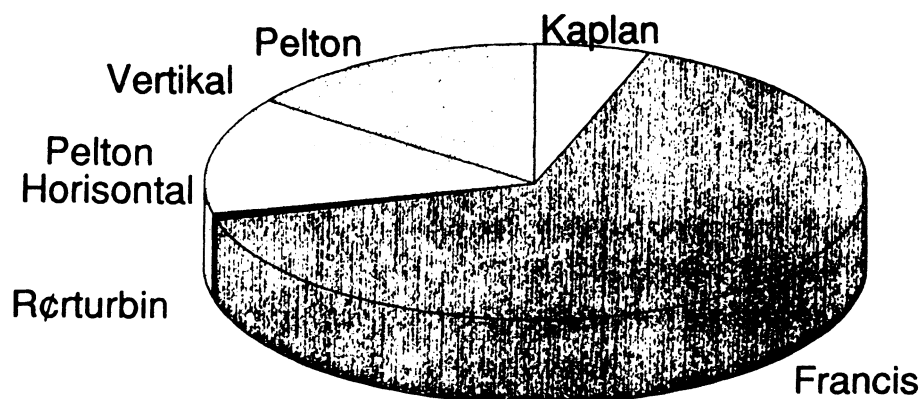


Fig.2. Produksjon og fallhøyde.

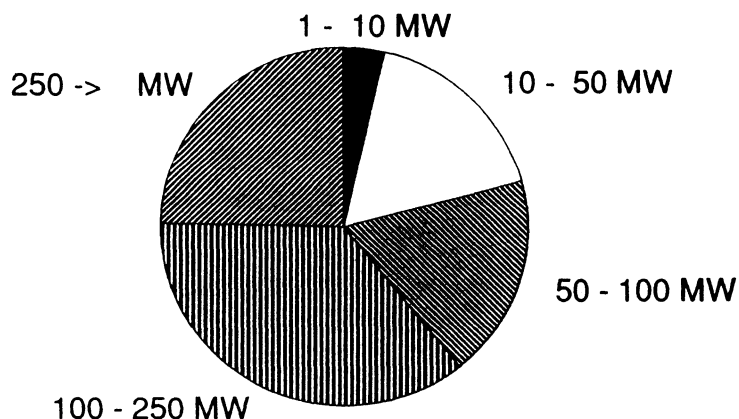
Den dominerende kraftproduksjonen i Norge foregår ved relativt høye fall. Dette belyses også hvis en deler opp i turbintyper, der Francisturbiner står for ca 65 %:



Kilde:NVE

Fig.3. Produksjon og turbintyper.

Deler en opp produksjonen etter installasjonsstørrelsen, ser en, som naturlig er, at installasjoner 50 - 250 MW står for det meste:



Kilde:NVE

Fig.4. Produksjon og installasjonsstørrelse.

I tillegg kan det nevnes at halvparten av alle anlegg, med ca 2/3 av totalproduksjonen er anlegg uten "lengre" turbinrør (stål, GUP), enten lavtrykksanlegg med direkte inntak i dam eller anlegg med trykktunneler.

Disse produksjonsforholdene kan sammen med øvrige opplysninger danne et grunnlag for en vurdering av dagens situasjon. Det som er interessant her, er det totale bildet og ikke tilstanden til enkeltkraftverk. Selv om energiutnyttelsen i en rekke eldre, gjerne mindre kraftanlegg er dårlig, er ikke dette nødvendigvis et uttrykk for tilstanden generelt.

I samme forbindelse kan driftssikkerheten av utstyret nevnes. Den best tilgjengelige driftsstatistikken har en fra Samkjøringen, hvor det eksempelvis fremkommer at for turbiner tilknyttet hovednettet er det ca. 6 utilsiktede driftsavbrudd pr. 100 turbiner/år. Gjennomsnittlig driftsstans pga turbinfeil alene er

ca. 5 timer/100 turbiner/år. Ser en på aggregatet, turbin/generator under ett, er det ca. 18 utilsiktede driftsavbrudd pr. 100 aggregater/år, tilsvarende ca. 1 døgn stans pr. aggregat/år. Selv om det synes lite, utgjør det på landsbasis likevel ca. 100 GWh årlig.

Denne statistikken tar imidlertid ikke med produksjonstap pga. planlagte driftsstanser, revisjonsarbeider etc. En rekke anlegg har såvidt små magasiner at disse driftstapene på landsbasis overstiger produksjonstapene pga. feil, uten at en har sikre statistikker.

Effektive kraftverk er ikke bare kraftverk som er energieffektive, men som har få planlagte og få ikke planlagte driftsavbrudd!

Stort potensiale i O/U - prosjektene.

Norsk vannkraft representerer i dag en betydelig verdiskapning, rundt 5 % av vårt brutto nasjonalprodukt.

Det har vært involvert en rekke aktører i vannkraftutbyggingen. Disse har gjennom årene utført sine oppdrag profesjonelt og med resultater som har hatt og har meget stor verdi og nytte for samfunnet, ut fra de forutsetninger og rammebetingelser som til enhver tid har ligget til grunn.

Flere viktige rammebetingelser er imidlertid vesentlig endret i løpet av årene. Det gjelder både teknikk, økonomi, samfunn og politikk.

Det er kjent at det over noen 10-år har skjedd teknologiutvikling innen flere fag. Dette har påvirket utbyggingskostnadene, foruten at det har gitt muligheter til bedre energiutnyttelse. Økonomiske betingelser som inflasjon og renter er heller ikke stabile rammer. I samfunn og politikk er mange synspunkter som har hatt betydning for vannkraftutnyttelse skiftet gjennom årene. Slik er det mange forhold som kan bety at mange verk i dag ikke er optimale.

Gjennom O/U-prosjektet er det påvist at det er et betydelig teknisk/økonomisk gevinstpotensiale ved å modernisere, ruste opp og utvide mange av kraftverkene.

Dette gjelder særlig de kraftverk som er bygget under begynnelsen av eller tidlig i den mest ekspansive industri- og energiutbygging fastlands-Norge har sett. Slike verk har derfor i dag en alder som nærmer seg 40 år. Som kjent har dette vært satt som den økonomiske levetiden for vannkraftanleggene.

Nedenfor er beskrevet status og fremtidige muligheter innenfor vannkraftteknikk når det gjelder effektiv utnyttelse av denne fornybare naturressursen.

Det vil ikke være mulig å gjennomgå alle tekniske sider ved norske vannkraftanlegg, som har betydning når temaet er opprustings-/utvidelses- muligheter, men de mest vesentlige hovedtrekk blir berørt.

2. RAMMEBETINGELSER FOR UTBYGGING

De viktigste rammebetingelser som har vært bestemmende for dimensjoneringen og dermed utnyttelsen av vassdragene, er energipriser og utbyggingskostnader. Dvs.: Energipris/verdi av tap, utbyggingskostnader med marginale utbyggingspriser, finansiering og markedsforhold.

Med dimensjonering menes her utnyttelse av fallhøyde, nedbørfelt, magasin størrelse samt turbinenes maksimalvannforbruk i forhold til vassdragets naturlige årsmiddelvannføring.

Men også teknologisk og samfunnsmessig utvikling og miljøhensyn, har i stor grad bestemt løsninger og dermed også graden av utnyttelse av tilgjengelig energi fra naturens side.

Forventet økonomisk levetid er også en faktor som må tas hensyn til ved dimensjoneringen.

2.1 ENERGIPRISER OG UTBYGGINGSKOSTNADER.

Høye markedspriser gir stor verdi på tap i systemet og vil gjøre det lønnsomt med større investeringer, dvs høyere utnyttelsesgrad av vassdraget. Et øket kostnadsnivå - for investeringer eller kapital - vil redusere utnyttelsesgraden.

Vi bør vel regne med at de gamle anleggene fikk en dimensjonering som var riktig ut fra rammebetingelsene den gang anlegget ble bygget. Hvor mye rammebetingelser for teknisk/økonomisk optimal dimensjonering av vannveier, slukeevne og tekniske installasjoner fra plantidspunkt til i dag er endret, er avgjørende for om anlegget eller deler av det er et lønnsomt opprustingsprosjekt eller ikke.

Figur 5 viser relativt hvordan statkraftpris og tunnelkostnad (ca 20 m²), har utviklet seg over tid sett i forhold til konsumprisindeksen.

Grunnet en rivende teknologisk utvikling er tunnelkostnader relativt sett blitt rimeligere, særlig markert gjelder dette for de siste 10 årene. Sprengningspriser forventes fortsatt å holde seg på et relativt lavt nivå frem mot år 2000 grunnet stor konkurranse i et marked med overkapasitet.

Energiprisene forventes å øke ytterligere i forhold til konsumprisindeksen, særlig i perioden 1995 - 2000.

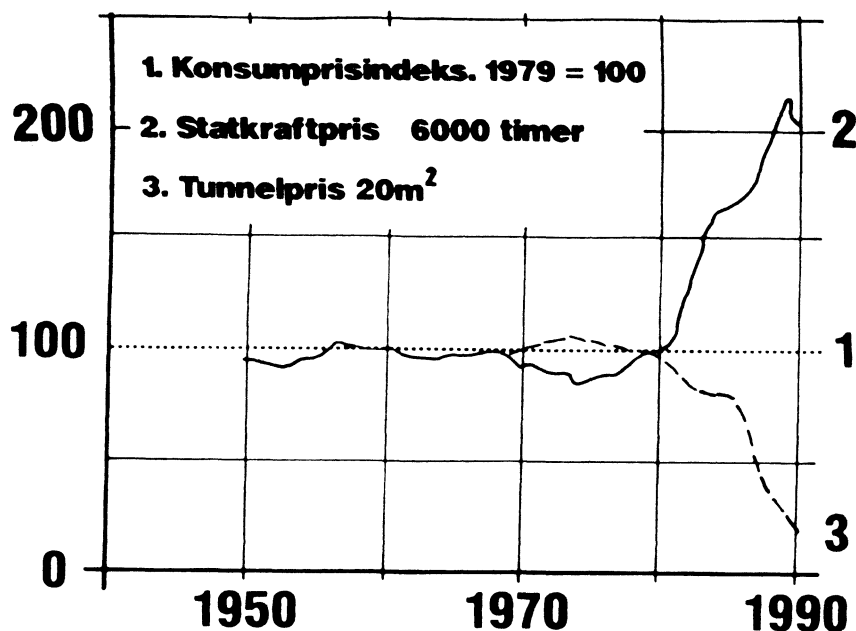


Fig. 5. Prisutvikling for energi og tunnelarbeider

I spørsmål om energipris nevnes også diskusjonene om mulige økninger av miljøavgifter på energibruk basert på kull, olje eller gass. Innen EF er dette i dag svært aktuelt, og forslag som nå er under diskusjon kan i år 2000 gi følgende kostnadsøkninger på energi:

-fra gass:	+20 %
-fra olje:	+30 %
-fra kull:	+60 %.

Uansett vårt forhold til EF vil et europeisk energiprisnivå påvirke vårt eget. O/U-prosjekter som er gunstige i dag, vil derfor etter all sannsynlighet bli mer og mer lønnsomme!

Ved optimalisering av vannveier har en i hele etterkrigstiden benyttet en såkalt samfunnsøkonomisk beregning, dvs at en har benyttet den til enhver tid gjeldende kalkulasjonsrente bestemt av Finansdepartementet. Kalkulasjonsrenten var tidligere 10 %, men har nå lenge vært 7 %. Selv om det før reelt sett var billigere å låne tidligere enn i dag, benyttes i dag en lavere kalkulasjonsrente ved optimalisering av slike installasjoner.

Faktorene energipris, strossepris og kalkulasjonsrente har alle endret seg i en slik retning at det hadde vært riktig å øke vannveitverrsnittene dersom anleggene ble planlagt i dag. Den maksimale vannhastigheten i riktig optimaliserte tunneltverrsnitt er nå ca 1 m/s mens eldre tunneler kan ha vannhastigheter på 2 - 3 m/s.

Tunneler med vannhastigheter over 2 m/s vil derfor kunne være lønnsomme opprustingsprosjekter i dag, dersom ikke andre forhold tilsier helt andre løsninger og utvidelser for bedre utnyttelse av vassdraget. Aldersmessig finner en hastigheter over 2 m/s i anlegg bygget før ca 1960. Eksempler på lønnsomme prosjekter er Bardufoss kraftverk i Troms og Kaggefoss kraftverk i Hallingdalsvassdraget.

Ved økonomisk dimensjonering av andre komponenter som har innflytelse på falltapet, f.eks rørdiameter D, vil en i prinsippet komme ut med en funksjon av investeringskostnader, rente, energiverdi, virkningsgrad og kubisk middelvannføring, det hele opphøyet i en potens som er $1/7$:

$$D = c * ((f(1/k) * f(1/r) * S(f(p * n * Q^3)))^{1/7}.$$

hvor D = økonomisk riktig rørdiameter

c = en konstant

$f(1/k)$ = funksjon av de direkte investeringene, k.

$f(1/r)$ = funksjon av kalkulasjonsrenten, r.

$S(f(p * n * Q^3))$ = funksjon av kraftpris * virkningsgrad * det kubiske middel av vannføringen.

Ved eksempelvis 30 % feil i antatt investeringskostnad, rentenivå eller kraftpris får en pga. $1/7$ eksponenten bare 3.8 % feil i diameteren, eller 7.8 % feil i "økonomisk hastighet". Det som har vesentlig betydning i regnestykket er "kubisk middelvannføring", hvor 30 % feil gir 12 % feil i diameter eller 25 % feil i "økonomisk hastighet".

Hvis en i tillegg hadde tegnet opp typiske kurver for økonomisk dimensjonering av denne type, ville de hatt en steil gradient mot små dimensjoner, men svak gradient mot større dimensjoner. Så langt en kjenner til, har en alltid forsøkt å dimensjonere litt "romslig", ut fra den erkjennelse at en da er mindre følsom for variasjoner i utgangsdataene.

Ser en forøvrig på forholdet mellom kraftverdi dividert med investeringskostnader for rør, og rentenivået, så har dette ikke endret seg dramatisk siden 60-årene.

Med ord betyr dette at det ikke er usannsynlig at maskintekniske komponenter dimensjonert for mange år siden har rimelige dimensjoner også idag, under forutsetning at kjørestrategi og disponibel vannmengde totalt er uendret.

På maskin- og elektrosiden har priser i større grad enn for byggteknikk vært preget av konjunkturedringer utenfor landets grenser. Og dels har kostnader økt fordi en har hatt kvalitetshevninger, f.eks økt bruk av rustfritt materiale.

Fra oversikter over ulike kontraktspriser for Francisturbiner dimensjonert for midlere trykk virker det som det var relativt høye kostnader i begynnelsen av -50 årene (Koreakrigen) og i overgangen mellom -70 og 80 årene pga utbyggings-boomen. I de siste 10 årene har det vært en synkende tendens.

Fig. 6 viser relativt denne prisutviklingen, i forhold til statkraftpris og konsumprisindeks.

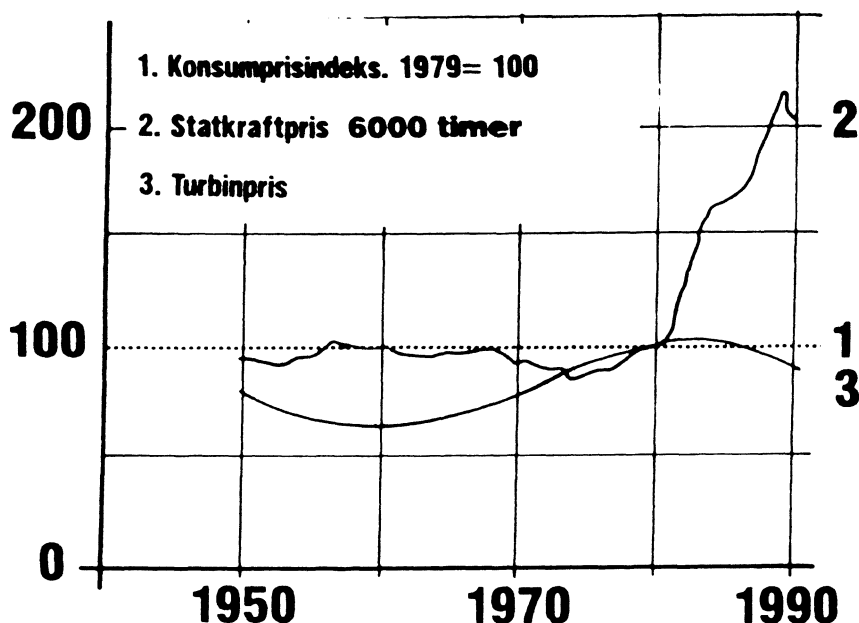


Fig. 6 Prisutvikling for turbiner

Forøvrig er den langsiktige tendensen at kostnadene har øket noe mere enn konsumprisindeksen. Samtidig indikerer imidlertid tallene en viss langsiktig rasjonaliseringsgevinst da kostnadene synker svakt i forhold til en kombinasjon av lønns- og materialindeksene. Prissammenligning over så lang tid er forøvrig, spesielt med denne turbintypen, vanskelig, da en eksempelvis også har hatt en overgang til rustfritt hjul, rustfrie ledeflater og en øket bruk av kuleventiler istedet for spjeldventiler.

For generatorer tyder det på liten endring i prisnivå i dag i forhold til for 20 år siden.

Selv om det ikke er samme forhold for maskin- og elektroinstallasjoner som for bygg, viser det seg at en del anlegg eldre enn ca 15 år i dag kan være langt fra optimale. Dvs. at det i vannkraftanlegg er tap som det koster mindre å utnytte enn å skaffe ny kraft. Særlig gjelder dette vannveien, men det kan også gjelde maskineriet.

Sålenge det var en forutsetning at en i optimaliseringsanalyser benyttet NVE's langtidsgrensekostnad (LGK), samt departementets bestemmelse om kalkulasjonsrente, var det rimelig enkelt å sette rammebetingelsene for den økonomiske optimaliseringen av kraftverk. Det var følgelig også rimelig enkelt å vurdere hvorvidt et eldre anlegg fremdeles var teknisk/økonomisk tilfredsstillende.

Dette bildet er langt mer usikkert i dag da det er en viss uenighet om hvilke energipriser som skal legges til grunn og som skal brukes til å verdsette tap. Det blir brukt priser fra kortsiktig markedspris til kraftpris ved nyutbygging. Uenigheten

kan skyldes det store kraftoverskuddet de siste årene pga. unormalt store tilsig/lave temperaturer samt usikkerhet i en tilvenningsperiode etter ny energilov.

Med normale tilsigs- og temperaturforhold og et strammere energimarked vil det lettere bli enighet om hvilken verdi tapene bør ha.

I et marked i rimelig balanse bør kostnad for ny kraft legges til grunn for verdiberegningen av økt fastkraft ved opprusting eller utvidelse av et anlegg.

Hvorvidt et kraftanlegg i dag utnytter ressursene på en teknisk/økonomisk optimal måte, vurderes også ut fra andre faktorer, så som enkeltverkenes kraftbalanse og økonomiske situasjon. Som ved all annen planlegging blir det de økonomiske realiteter som bestemmer hvor langt en kan gå i opprustning eller utvidelse.

Ved optimalisering og dimensjonering av kraftanlegg har en - som nevnt ovenfor - i hele etterkrigstiden benyttet en såkalt samfunnsøkonomisk beregning fastlagt av myndighetene og med et svært høyt realrentenivå. Det har da vært nødvendig med lang tidshorisont for å oppnå lønnsomhet.

En opplever altså i dag en større usikkerhet enn noen gang på dette området, og med klare konflikter mellom samfunns- og bedriftsøkonomiske kriterier.

Hvorvidt en slik konflikt kan bli ytterligere forsterket som følge av den nye energiloven, er vanskelig å spå. Men det er neppe tvil om at løsninger med kortsiktige gevinster som kan blokkere for mer helhetlige utbygginger, på lang sikt vil kunne være dårlig samfunnsøkonomi. Det vil kunne bli resultatet om en legger for kort sikt til grunn i balanseprinsippet som den nye loven legger opp til.

2.2 TEKNOLOGI OG SAMFUNN

Status for teknologisk utvikling setter alltid begrensninger og vil være ytre rammebetingelser for de løsninger som til enhver tid blir valgt og godheten av dem.

Flere hovedtrekk i den teknologiske utviklingen bare i vår tid har hatt stor betydning for energiutnyttelsen. Det gjelder for alle fagfeltene.

Eksempler er tunnel- og bergteknologien som har utviklet seg enormt og gir mulighet til helt nye løsninger. Figurene 7 og 8 illustrerer teknologisk utvikling innen tunneldriving over en lengre periode: Tunneldriving i m/skift og bormeter/time/operatør.

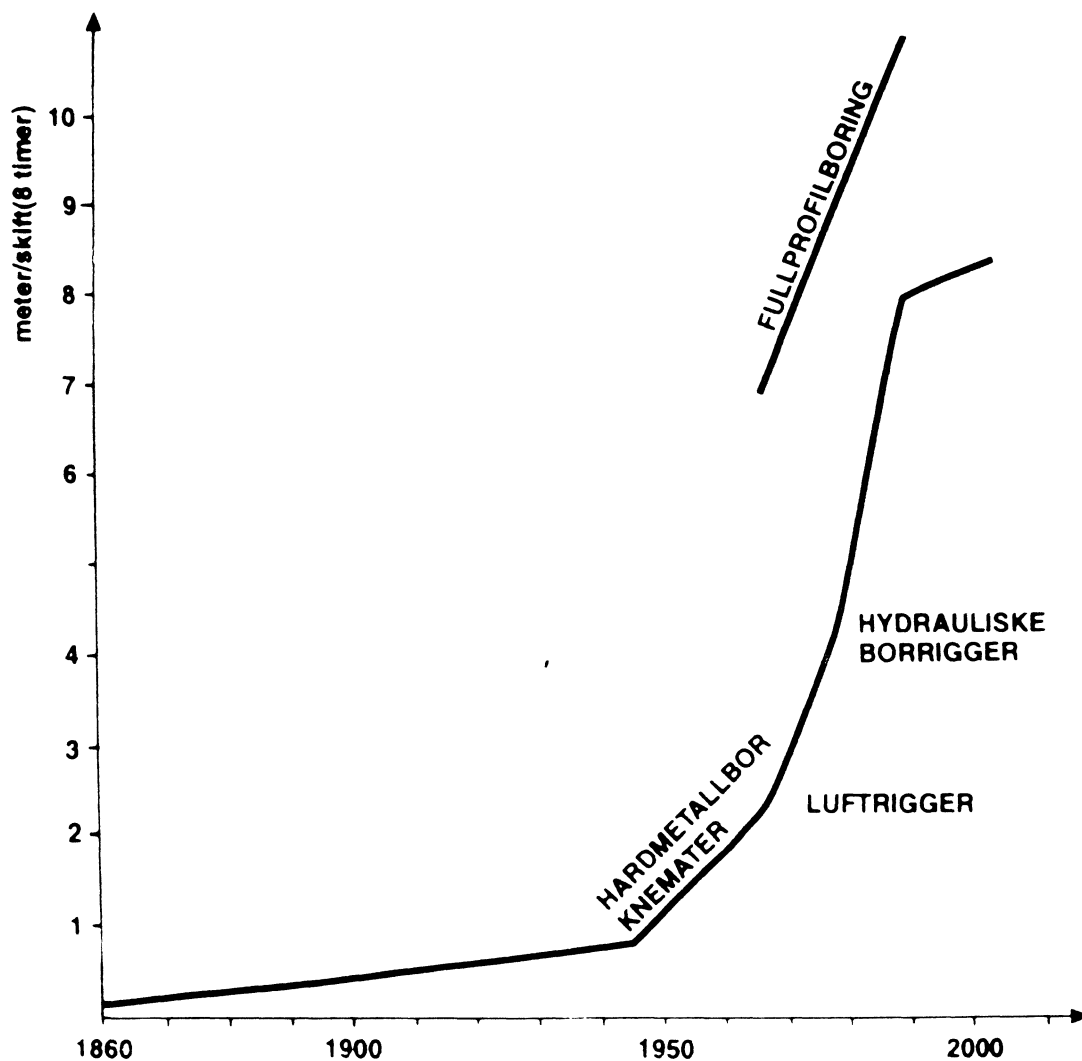


Fig. 7 Utvikling innen tunneldriving 1860 - 1990

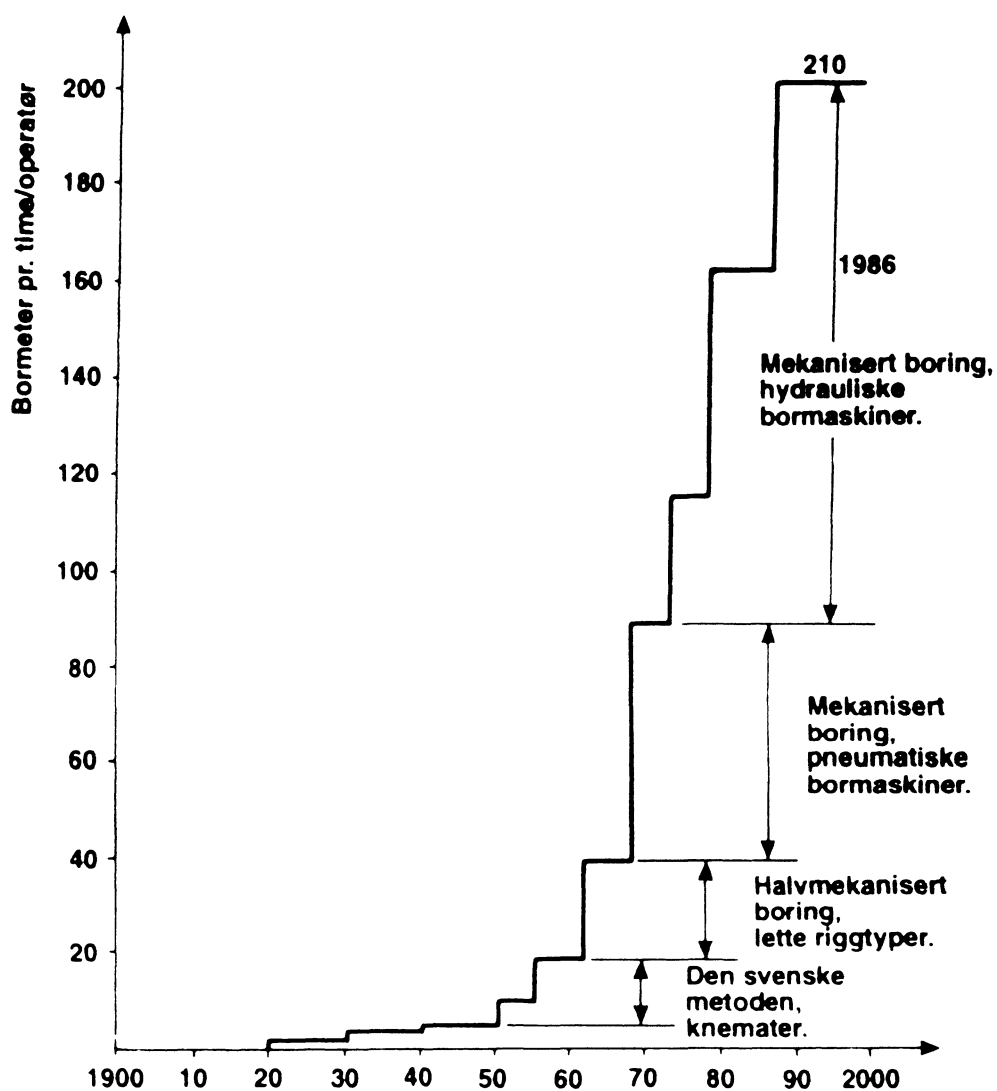


Fig. 8 Utvikling av fjellboring gjennom 100 år

Og det kan gjelde på maskinsiden der utvikling av høytrykks Francisturbiner har gjort det mulig å erstatte Pelton-turbiner med den langt mer effektive Francisturbinen.

På generatorsiden kan nevnes at bruk av helt nye materialer til isolasjon kombinert med mer effektiv kjøling, og bedre materialer i blikk, har ført til såvel øket virkningsgrad som forlenget levetid.

Teknologisk utvikling over siste 20 - 40 år, slik eksemplene ovenfor beskriver, sammen med at dimensjoneringsforutsetningene er endret, gjør at eldre anlegg i dag kan ha et gevinstpotensiale ved opprusting som det er økonomisk lønnsomt å ta ut.

Det er også nærliggende å tenke på hvordan markedsbetingelser og driftsforutsetninger endrer vesentlige rammebetingelser. For det første er en del eldre kraftverk bygget i en tid uten mulighet for utveksling av kraft. Dermed er de dimensjonert ut fra et fastkraftbehov som kunne være mindre enn vassdragets fastkraftpotensiale. Videre hadde tilfeldigkraften, særlig den rene flomkraften, liten eller ingen verdi.

Noe av den fastkraftgevinsten kraftutvekslingen gir, forutsetter at det i stor grad legges opp til effektkjøring ved de anlegg som har større magasiner. Dette er ikke mulig for flere av de eldre industriverkene idet de kan være dimensjonert for brukstider på 7000 timer og mer. For disse kan det følgelig være store gevinster ved såvel øket vannveitverrsnitt som øket ytelse.

Med helt andre markedsforutsetninger i dag enn på plantidspunktet, og ikke minst en forventet fortsatt økt markedsorientering som følge av ny energilov, vil det være store potensialer såvel for bedre energiutnyttelse som for økt effekt ved en rekke av landets kraftverk.

3. MULIGHETEENE TIL Å UTNYTTE ENERGIEN I DAGENS VASSDRAG PÅ EN BEDRE MÅTE.

3.1 GENERALPLANLEGGING.

De første kraftverkene som ble bygget utnyttet oftest konsentrerte fall i elven. Det ga de billigste løsningene. Slukeevnen ble begrenset til fastkraften i vassdraget, dvs. vanligvis noe under middelvannføringen og begrenset av det lokale markedet da det var få linjer for utveksling av kraft. De fleste kraftverkene fra før 1950-60 årene ble bygget ut på denne måten. Etter en rivende utvikling av tunnelteknologi og samkjøring av kraftverkene, har planleggerne fått en helt annen mulighet til å utnytte hele energipotensialet i vassdraget. Se fig. 7 og 8.

Innen tunnelteknologien har utviklingen av stadig bedre maskiner med fullprofilmaskiner som siste trinn i utviklingen, gitt utbyggerne inndrifter på 8 - 10 meter tunnel pr. skift, samtidig som prisen relativt sett har gått nedover.

Vesentlig for utviklingen av tunnelteknologien har vært fremveksten av et nytt fagområde, nemlig ingeniørgeologi. Ingeniørgeologien har gitt oss bedre viten om fjellets egenskaper, har utviklet bedre analysemetoder for bestemmelse av spenninger i fjellet og ikke minst utviklet bedre og mer fleksible sikringsmetoder for tunneler og bergrom.

Denne kompetanse har gitt oss muligheter til å sprengte tunneler med minimale sikringsarbeider. Råsprengte trykksjakter som kan tåle opp til 1000 m vanntrykk var før ikke mulig, men erstatter nå delvis dyrere løsninger med innstøpte eller frittliggende stålrør. Store underjordiske kraftverkshaller gir også fordeler fremfor kraftstasjoner i dagen. Ingeniørgeologien har også bidratt vesentlig til å utvikle luftputekammeret til erstatning for svingesjaktene. Det har gitt planleggerne enda større muligheter til å utnytte hele fallhøyden.

Med relativt sett billigere tunneler enn før, kan det nå være mulig å utnytte nedslagsfeltet bedre.

Med utbyggingen av et landsomfattende kraftlinjenett og med kraftlinjer og kraftkabler til våre naboland, er markedsforholdene vesentlig endret. Hele kraftpotensialet i nedslagsfeltet, fast og tilfeldig kraft, bør kunne utbygges så langt det er økonomisk optimalt og miljømessig akseptabelt.

Et fremtidig nytt produkt kan være effekt til våre nærmeste naboer, Danmark og Sverige. Effekt fra norske høytrykksanlegg med ikke for lange tunneler, er vesentlig billigere enn effekt fra termiske anlegg.

Ved opprusting av kraftverk fra før 1950-60 bør en derfor se på muligheter til og konsekvenser av bedre utnyttelse av nedslagsfelt og fallhøyde, før en vurderer opprusting av de enkelte deler av det gamle verket. Et godt eksempel på dette er de nye kraftutbyggingsplanene i Sauda hvor kraftproduksjonen kan økes med 116 % fra 1062 GWh til 2300 GWh.

For Tokkeutbyggingen derimot, som ble bygget ut i 1950-60 årene med en omfattende utnyttelse av vassdraget, er det lite å vinne på utvidelser. Her er det kun de enkelte komponenter i prosjektet som kan forbedres, som f.eks. strossing av vannveiene, bedre hydraulisk utforming av inntak, bekkeinntak etc.

En overordnet generalplan for økonomisk optimal utnyttelse av energiresursene i området må derfor utarbeides før en vedtar hvordan et eldre kraftverk skal opprustes.

Det bør utarbeides flere scenarier med lang tidshorisont (30 - 40 år):

- Fortsatt drift med dagens løsning
- Øket produksjon
- Øket effektinstallasjon
- Reduksjon av tap i vannvei og maskineri
- Andre tiltak som reduserer kostnader.

Konsekvensvurdering sammen med økonomiske analyser gir grunnlag for beslutning og valg av fremtidsrettet løsning.

3.2 PLANLEGGING AV OPPRUSTING OG UTVIDELSER.

Ved simuleringer i forbindelse med planlegging av opprustning og utvidelser er både kvaliteten av det hydrologiske materialet og kvaliteten på simuleringsmodellene av betydning for resultatene. Betydningen av disse forholdene er kanskje enda større ved planlegging av opprustning og utvidelser enn ved nyanlegg, idet det her ofte er marginaler som vurderes.

3.2.1 Hydrologisk grunnlag

Å benytte et riktig hydrologisk grunnlag ved planlegging og dimensjonering av vannkraftanlegg er første forutsetning for å utnytte energien optimalt. Med riktig hydrologisk grunnlag menes dataserier som er representative for det felt de skal beskrive og at tidsoppløsningen er tilpasset den aktuelle problemstillingen.

Representative serier oppnås på f.eks. følgende måte (Forkortelser for programmer, modeller og metoder se vedlegg 2):

- 1) Observerte måleserier i området kvalitetssjekkes (programmet KOFOT og andre) og eventuelt rettes opp.
- 2) Tilsigsserier beregnes så nøyaktig som mulig, kvalitets-sjekkes og eventuelt korrigeres.
- 3) Det foretas vurdering av om måleseriene er representative for de aktuelle feltene (programmet KOFOT og andre).
- 4) Hvis det kun finnes en kort måleserie for det aktuelle feltet, kan denne utvides ved hjelp av følgende metoder:
 - * skalering mot lang nærliggende måleserie med variable skaleringsfaktorer over året (omfordeling i programmet KOFOT).
 - * EOF-metoden (programmet KOFOT).

- * regresjon mot nærliggende serier (programmet KOFOT)
 - * HBV-modell.
 - * enkel skalering mot lang måleserie som er representativ for feltet.
- 5) Hvis det ikke finnes måleserie for det aktuelle feltet, kan tilsigsserie beregnes ved følgende metoder:
- * skalering mot nærliggende representativ serie
 - * HBV-modell med parametre satt fra nærliggende felt

Ved planleggingen av mange verk er det trolig benyttet tilsigsserier av dårlig kvalitet og serier som ikke er representative for det aktuelle felt. Ikke representative serier eller serier med for lav tidsoppløsning kan medføre feil totalvolum, feil fordeling mellom sommer- og vinterkraft og feilvurdering av flomtap. Dette kan igjen føre til gal dimensjonering av vannveier og installasjon og feilaktige verdier for produksjon og økonomi.

3.2.2 Utbyggingsplanlegging

Stort sett finnes de nødvendige kunnskapene om de fysiske forholdene beskrevet i tilsigsserier, tapsberegninger, virkningsgradsbeskrivelser, lastfordeling, etc. i dag. Videre er det utviklet en rekke modeller som gir realistiske simuleringer av produksjonen; f.eks.:

- * VANSIMTAP OG SAMKJØRINGSMODELLEN
- * ENMAG
- * SESONGPLAN

Modellene er nærmere beskrevet i vedlegg 1.

Følgelig finnes det idag teknologi som kan benyttes til å dimensjonere installasjoner og vannveier og således sikre optimale løsninger.

Modellene er imidlertid lite brukervennlige og det kreves erfaring med modellene for å kunne utnytte dem fullt ut. Ofte benyttes også modeller med for lav tidsoppløsning. Ved produksjonsberegninger og dimensjoneringsberegninger i raske felt med liten regulering kan ukesoppløsning gi feilaktig resultat.

3.3 VANNVEI

3.3.1. Reduserte falltap.

Dersom en ved opprusting av et eldre kraftverk ikke står overfor en større endring av totalløsningen, vil de største gevinster på byggeteknisk side være ved å redusere falltapet i vannveiene. Dette kan gjøres på flere måter:

- a) Strosse gamle tunneler.

Den metode som klart vil redusere falltapet raskest og billigst hvis ikke de geologiske forhold er spesielt dårlige, vil være å strosse/ utvide eksisterende tunnel. Strossing krever selvfølgelig driftstans og avhengig av magasineringsforhold og slukeevne,

derfor også tapt produksjon. Strossingen kan fordeles over flere sesonger for å hindre produksjonstap. I dagens anleggsmarked er det små ekstrakostnader ved å dele arbeidet på denne måten. Et slikt arbeidsopplegg vil være meget aktuelt for noe lengre tunneler og/eller der en har liten reguleringsprosent.

Hvor mye vil det være økonomisk forsvarlig å strosse med dagens energipriser og anleggskostnader?

Et typisk eldre høytrykksanlegg med:

Brukstid	5600 t
Fordeling vintervann/sommervann	0.8/0.2
Vannhastighet v/maks. slukeevne	2,0 m/sek.
Tappestrategi:	

- Vintervann (1/10-30/4, 5088 timer) kjøres ut med $q = q_{\max}$ i perioder med høye strømpriser
- Sommervann (1/5-30/9, 3672 timer) kjøres ut med $q = 0,6 q_{\max}$

Ruhet før/etter stross, $M = 33/36$
 Falltap beregnes etter Mannings formel ($M = \text{Mannings tall}$)

$$h_f = \frac{Q^2 \cdot L}{M^2 \cdot R^{4/3} \cdot F^2}$$

Q =	kubisk middelvannføring m ³ /s
-	Energiprisalternativer idag
	lavpris sommer/vinter 10/20 øre/Kwh
	høypris sommer/vinter 15/30 " "
	ingen verdi for effektøkning
-	Tunneltverrsnitt før stross 10 m ²
-	Nåverdiberegning 7 % 40 år
-	Marginale strossekostnader pr. meter tunnel:
.	strossepris 100 kr/m ³
.	sikring kr 25,-
.	avgifter og finansiering kr 15,-
.	rigg kr 10,-
	Totalt kr. 150,- pr m ³

Optimalt tverrsnitt vil bli som vist i figur 9 med tverrsnittsøkning til 21 m² og 24 m² for lav og høy energipris.

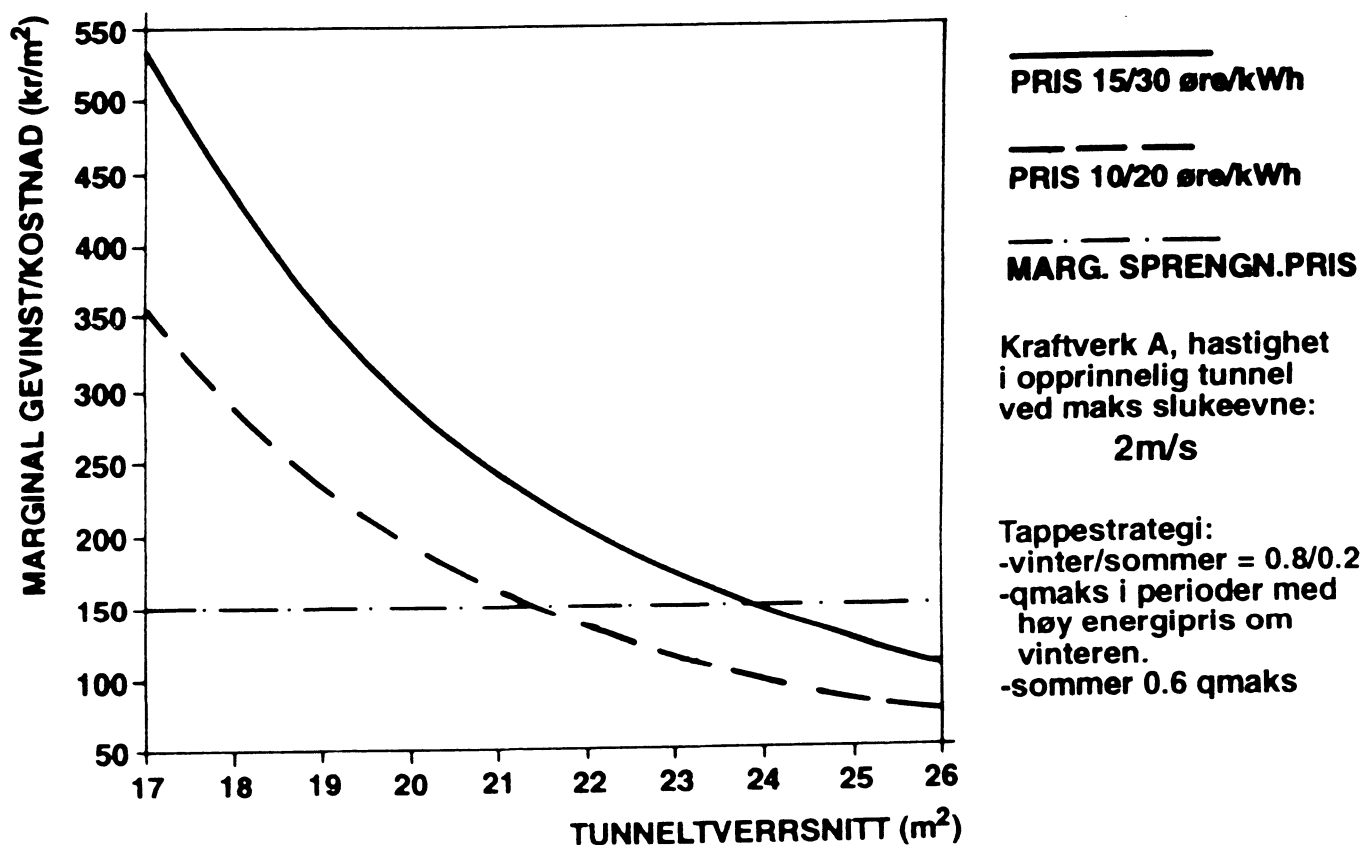


Fig. 9 Utvidelse fra 10m² (strossing) optimalt tverrsnitt

For et typisk høytrykksanlegg med 3000 -5000 m lang tunnel vil en ha følgende faste kostnader pr. meter tunnel:

Rigg	kr 900,-
Tverrslag, porter, etc.	kr 200,-
Byggeledelse, prosjektering	kr 300,-
Avgifter og byggelånrenter	<u>kr 400,-</u>
Totalt	<u>kr 1.800,-</u>

Dersom en klarer å fordele strossing på flere sesonger og derved unngå produksjonstap, viser fig. 10 at utbyggingskostnadene ligger mellom 1,0 og 1,1 kr/kWh. Strossing av slike tunneler er derfor meget gunstig.

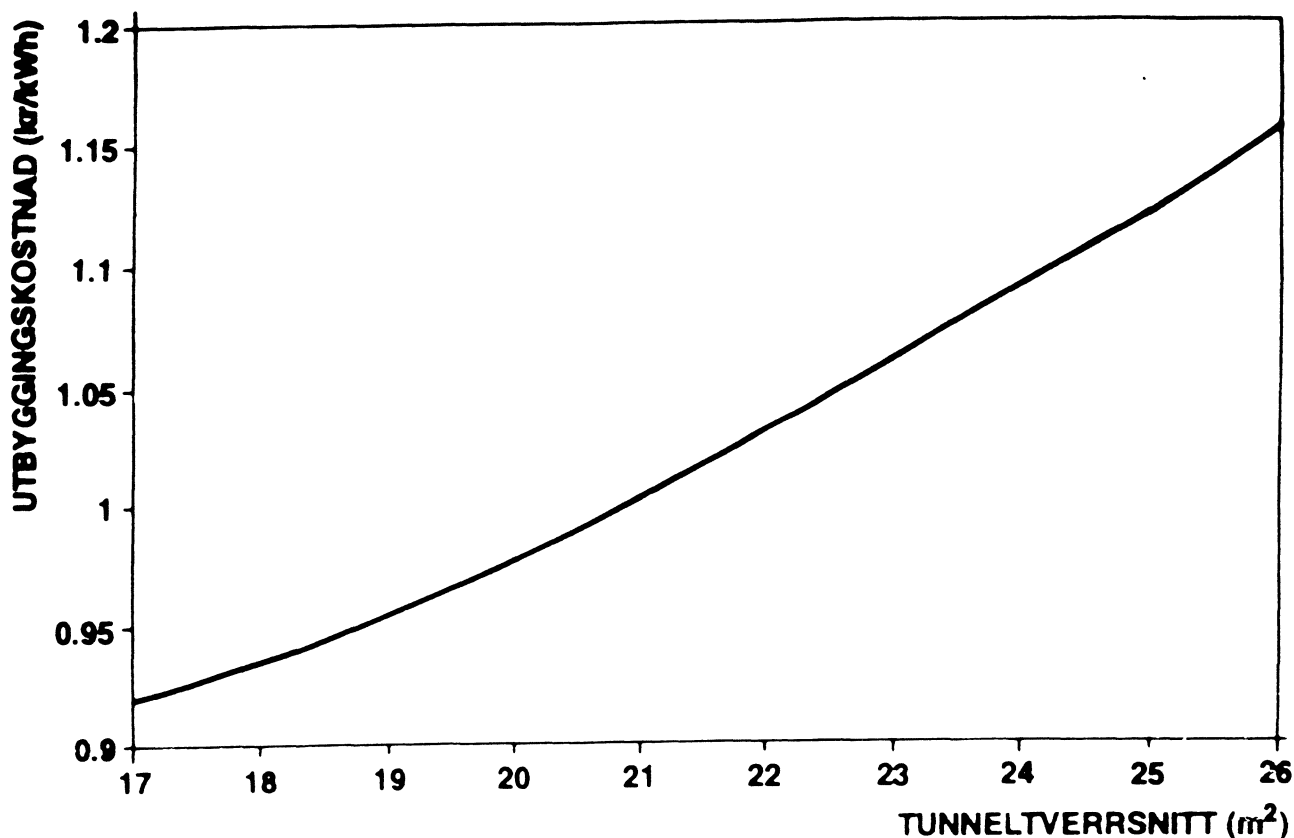


Fig. 10 Utvidelse fra 10m² (strossing) Utbyggingskostnad

For kraftverk med større tunneltverrsnitt, 20 og 30 m² og med de samme forutsetningene, øker utbyggingskostnadene til henholdsvis kr 1,15 og kr 1,25.

For mange typiske kraftverktunneler fra 1960- og 70-årene ga dimensjoneringsforutsetningene et noe større tverrsnitt og derved en noe lavere maksimalhastighet enn for tidligere anlegg som i eksempelet ovenfor. Med maks. hastighet lik 1,5 m/s og de samme forutsetninger som ovenfor, blir falltapsreduksjonen vesentlig mindre. Nytt optimalt tverrsnitt blir noe mindre, men utbyggingskostnaden er fortsatt interessant, ca. 2,2 kr/kWh under forutsetning av at en ikke taper noe produksjonsvann.

Med økende tverrsnitt, 20 og 40 m², økes utbyggingskostnadene til henholdsvis 2,25/2,35 og 2,40/2,50. Det en ser av disse regneeksemplene som samlet er vist i fig. 11, er at strossing er økonomisk lønnsomt for de fleste eldre tunneler. Det som gjenstår er å vurdere:

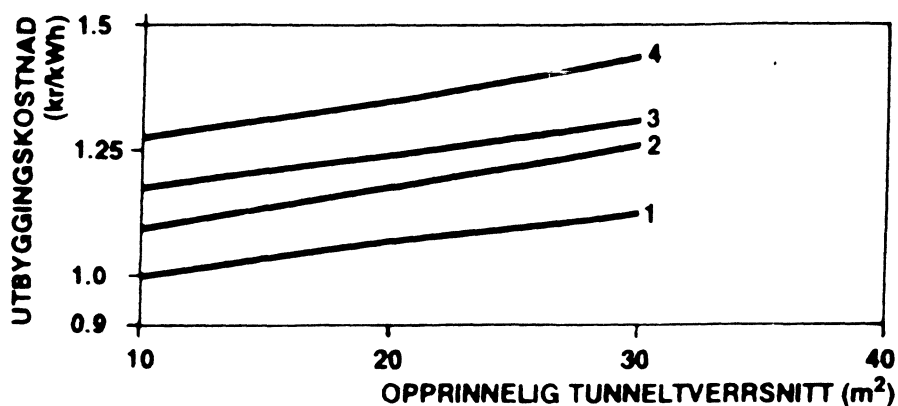
- Hvor lenge kraftverket kan stå uten produksjonstap.
- Hvor raskt kan strossearbeidet utføres.
- Er det mulig å fordele arbeidet på flere sesonger.
- Hva koster et eventuelt produksjonstap.

Produksjonstapet i en sommermåned for vårt eksempel (10 m^2 tunnel og $v_{\text{maks}} = 2 \text{ m/s}$), og dersom netto fallhøyde er 500 m, vil være 37 GWh, med tap på ca 3,7 Mkr og 5,5 Mkr med energiverdi på henholdsvis 10 og 15 øre/kWh.

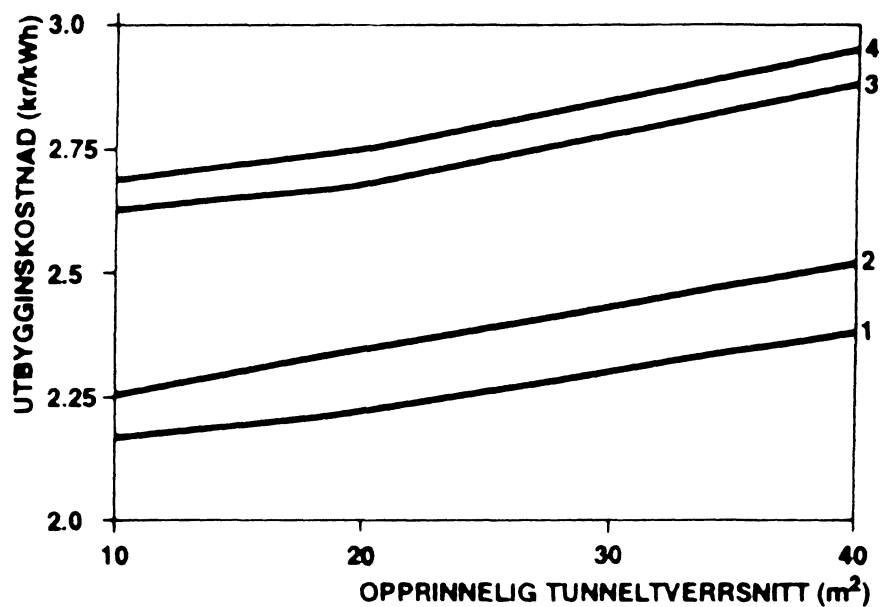
Dersom vannveien som skal strosses er 5000 m, får vi i vårt eksempel en produksjonsøkning pr. år på 18 GWh ved en optimal strossing. En måneds driftsstans med vanntap vil derfor koste ca. 0,2 hhv. 0,3 kr/kWh.

Selv uten økt slukeevne med nytt aggregat eller nytt løpehjul viser eksemplene ovenfor at det kan være god økonomi i strossing av vannveien. For prosjekter hvor det er økonomisk å øke slukeevnen vil selvfølgelig også inntjeningen ved strossing bli ennå bedre.

**KRAFTVERK KATEGORI A, HASTIGHET I OPPRINNELIG
TUNNEL VED MAKS. SLUKEEVNE: 2 m/s.**



**KRAFTVERK KATEGORI B, HASTIGHET I OPPRINNELIG
TUNNEL VED MAKS. SLUKEEVNE: 1.5 m/s**



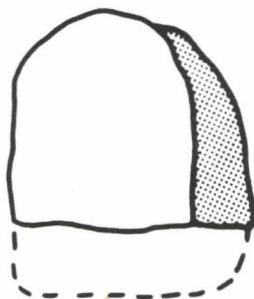
- | | | |
|---|---|---|
| 1. Lav energipris
10/20 øre/kWh
7%, 40 år | Tappestrategi
vinter/sommer
0.8/0.2 | qmaks i perioder
med høy energipris
sommer: 0.6 qmaks |
| 2. Høy energi pris
15/30 øre/kWh | — " — | — " — |
| 3. Lav energipris | Tappestrategi
0.8/0.2 | Beste virkningsgrad
0.9 qmaks i perioder
med høy energipris.
Sommer: 0.6 qmaks |
| 4. Høy energipris | — " — | — " — |

Fig. 11 Utvidelse ved strossing

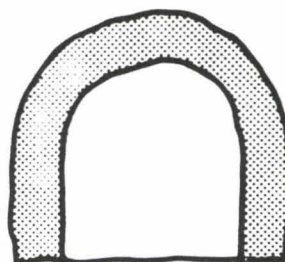
Strossemetoder

Utvidelse/strossing av et tunneltverrsnitt kan utføres på 3 ulike måter og i tillegg ved kombinasjoner av disse. Vi har sidestross, rundstross og bunnstross og ofte vil en kombinere en sidestross eller en rundstross med en bunnstross. Se fig. 12.

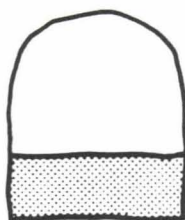
SIDESTROSS:



RUNDSTROSS:



BUNNSTROSS:



BORING OG LASTING

BORING



LASTING

Fig. 12 Strossemetoder

Sidestross egner seg best for store og middels store tverrsnitt. Fordelene ved sidestross er at en:

- får lavere sikringskostnader (unngår ny og bevarer eksisterende sikring i hengen).
- øker ikke høyden i store tunneler.
- kan fortsatt utnytte rekkevidden til en vanlig tunnelrigg

for både sprengning og forbedring av eksisterende sikring i hengen.

- får økt bredde for bedre lasteforhold i middelstore tunneler.

En ulempe ved sidestross kan være at en forbedrer bare halvparten av tunneloverflaten, med hensyn til ruhet. En kan kompensere ved å strosse et noe større tverrsnitt og antagelig komme rimeligere ut totalt sammenlignet med andre strossemetoder. Dette må vurderes i hvert tilfelle.

Rundstross er mest aktuelt for mindre tverrsnitt hvor en nødvendigvis må strosse både i vegg og heng for å få tilstrekkelig areal. Et alternativ kan være en sidestross og stross av hengen. Geologi og andre forhold vil være bestemmende for valget. Ved full rundstross vil en kunne forbedre ruheten for hele tunneloverflaten.

Bunnstross er en fordelaktig metode for store og middelstore tunneler da:

- eksisterende sikrings ikke blir skadet.
- pallsprengningen ved størrelse $> 10 \text{ m}^2$ og ved stenderboring med pallhøyde $> 3 \text{ m}$ gir gode sprengningsforhold, og derved lavere kostnader.
- en ved stenderboring kan foreta boring og opplasting parallelt, noe som gir økt strossehastighet. Dette krever imidlertid 2 adkomster for rasjonell drift, en for boring/lading og en for utlasting.

Liggerstross krever minimum 10 m^2 for gunstig utnyttelse av utstyret. For stenderstross må pallhøyden være minimum 3 m og eksisterende tunnel må være 3,5-4 m høyere enn høyden på strossen.

Ruhetsmessig vil en ikke oppnå noen forbedring av overflaten ved bunnstross.

Ved større tunneler bør bunnstross kombineres med sidestross for at ikke ferdig høyde skal bli for stor med uheldige virkninger for eventuell reparasjon/forsterkning av eksisterende sikring.

Til- og nedrigging for strossing er enkel og krever kort tid. Strossing over flere sesonger er derfor mulig uten store ekstrakostnader.

Strossehastighet/ukeinndrifter

Med sidestross og rundstross kan en regne med ca. 100 m/uke ved normale geologiske forhold og utvidet skiftordning.

For bunnstross hvor en får til gunstige adkomstforhold, boring og lading fra en ende og nesten kontinuerlig utlasting fra den andre enden av tunnelen, bør ukeinndriften komme opp i ca. 150 m.

Ruhet

Ved strossingen må det settes krav til jevnhet i ferdig fjell-overflate slik at også ruheten (Manningstall, M) kan forbedres i ny tunnel.

Med krav til:

- hullavstand for konturhullene
- borlengder
- maks. retningsavvik
- lading av konturhullene

bør en kunne oppnå en M for ny tunnel på ca. 36 for teoretisk tverrsnitt.

b) Parallell tunnel

Blir driftstapene for store ved strossing, vil alternativet være å sprengne en parallell tunnel og å foreta utslag til den gamle tunnelen i begge ender. Driftstansen blir da minimal, og en bør ikke få noe produksjonstap.

Å sprengne en helt ny tunnel vil normalt være en mer kostbar måte å øke tverrsnittet på. For et tilsvarende typisk høytrykksanlegg som eksempelet i kapittel 3.3.1 a og med de samme forutsetninger vil en ha følgende kostnader for tunneldrift og marginal strossepris:

Rigg	900,- kr/m	10 kr/m ³	*A
Sprengning	2.500,- "	100 "	*A
Sikring	625,- "	25 "	*A
Tverrslag, porter etc.	200,-		
Adm., planlegging	300,-		
Finansiering, avgifter	1.000,- "	15 "	*A
Totalt	5.525,- kr/m	150 kr/m ³	*A

(A = tunneltverrsnitt i m²)

Optimalt tverrsnitt for en ny parallell tunnel blir iflg. fig. 13: 15 m² til 18 m² (opprinnelig tunnel: 10 m², $v_{maks} = 2$ m/s).

Med faste kostnader inkludert, vil utbyggingskostnadene bli ca. kr 2,3 kr/kWh (se fig. 14). Med maksimal hastighet på 1,5 m/s og de samme forutsetninger som ovenfor, viser imidlertid beregningene at utbyggingskostnaden for ny tunnel blir på ca. 5-6 kr/kWh (se fig.15). For eldre tunneler i dette hastighetsområdet er det derfor idag ikke riktig å redusere falltapet ved å sprengne en parallell tunnel.

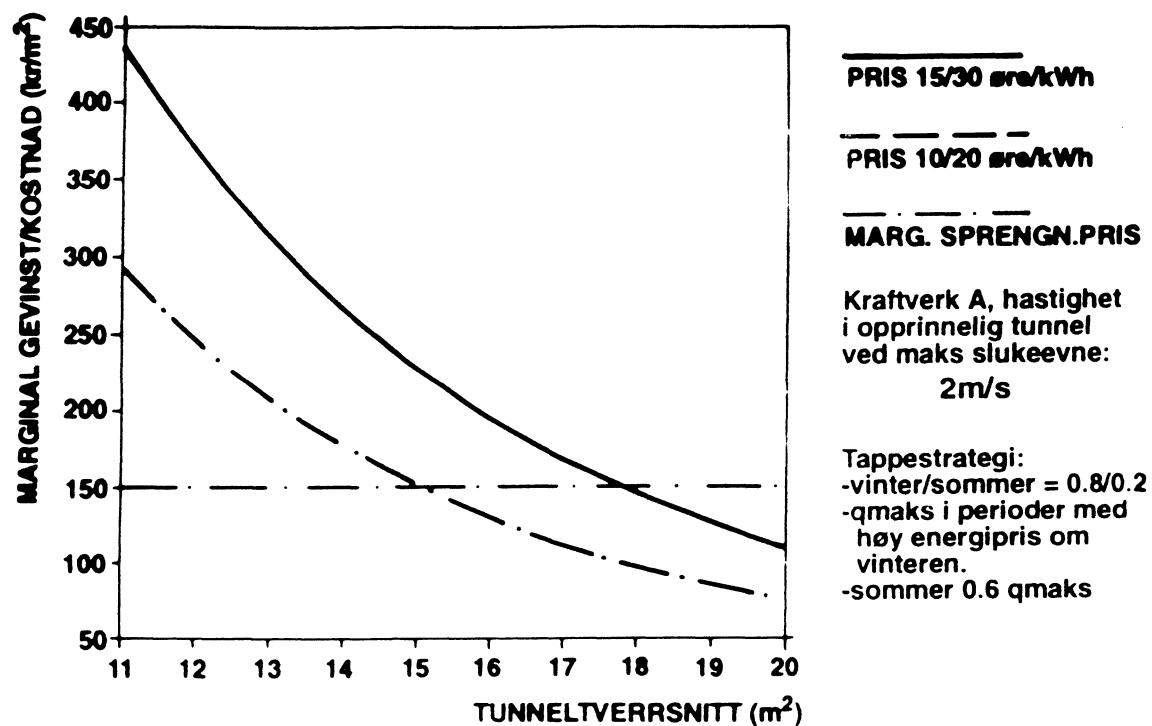


Fig. 13 Utvidelse: Parallelltunnel optimalt tunneltverrsnitt ved opprinnelig tverrsnitt på 10m²

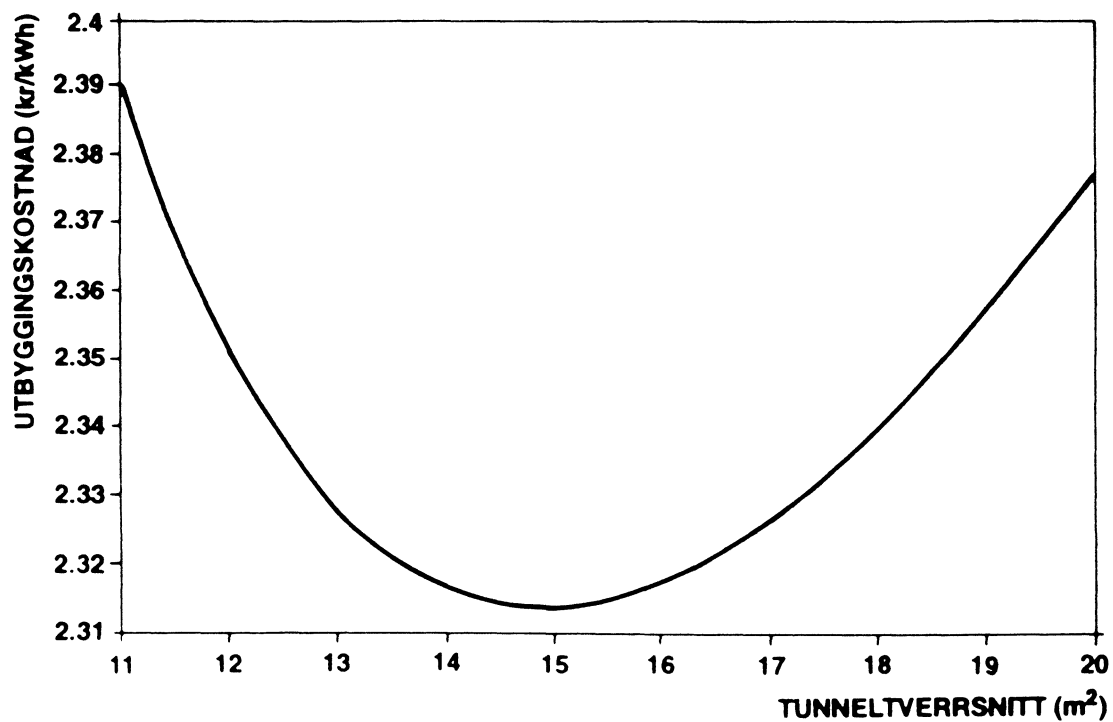
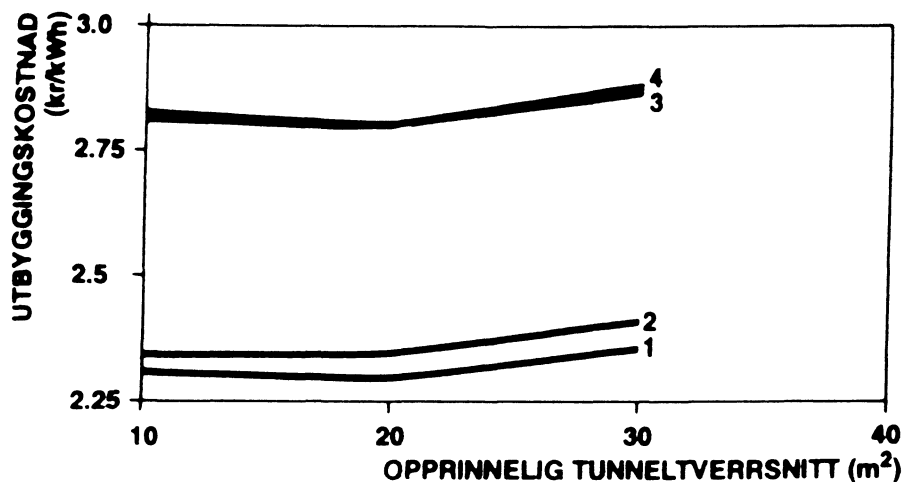


Fig. 14 Utvidelse fra 10m² (parallelltunnel) Utbyggingskostnad

**KRAFTVERK KATEGORI A, HASTIGHET I OPPRINNELIG
TUNNEL VED MAKS. SLUKEEVNE: 2 m/s**



**KRAFTVERK KATEGORI B, HASTIGHET I OPPRINNELIG
TUNNEL VED MAKS SLUKEEVNE: 1.5 m/s**

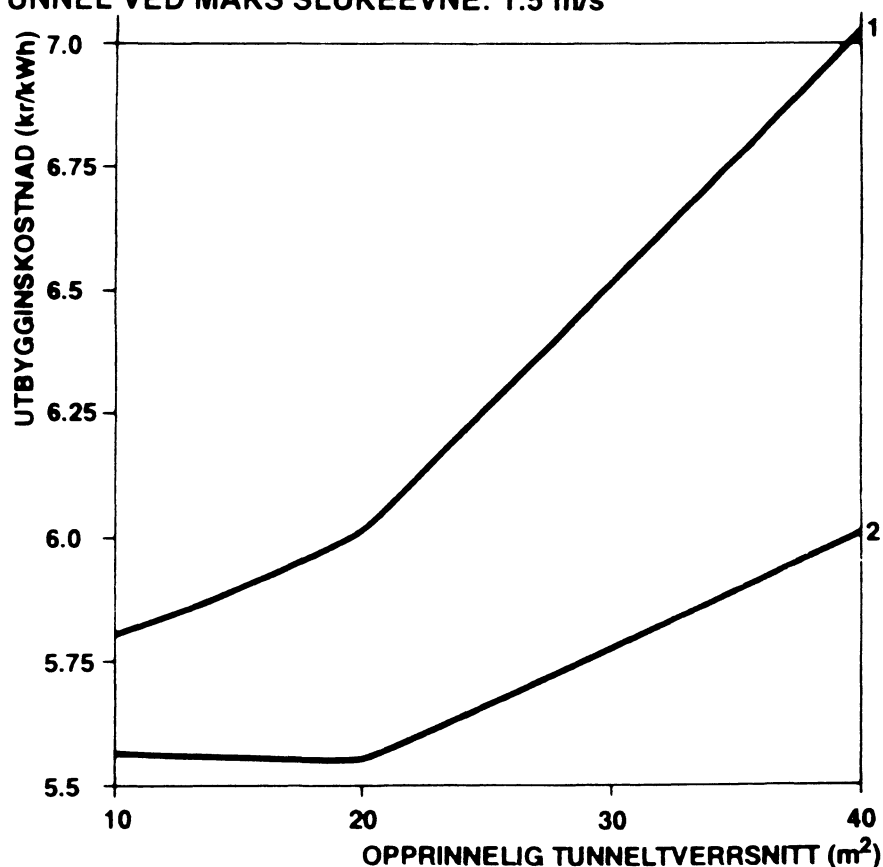


Fig. 15 Sprengning av parallelltunnel
Forklaring av alt. 1-4, se fig.11

c) Glatting av bunnsåle med asfalt eller betong

Reduksjon av ruheten i tunnelen ved utstøping av sålen, med asfalt eller betong, er dokumentert ved endel målinger. Ved utstøping av sålen med en finkornet asfalt øker Mannings tall med 5-6 til ca. 40 i en ellers råsprengt tunnel. Dersom maksimalhastigheten i tunnelen er 1,5 m/s, er det tilstrekkelig med 8 cm asfalttykkelse (ca. 100 kr/m²). Økes hastigheten til 2 m/s, er det nødvendig med 15 cm tykk asfalt.

Glatting med asfalt er en relativt rimelig metode, men den reduserer falltapet marginalt, slik at det vil være behov for ytterligere tiltak.

d) Rensk av nedfall i tunneler

Mange gamle tunneler har antagelig flere større eller mindre ras som kan gi betydelig falltap. Falltapet ved et ras kan være vanskelig å oppdage dersom en ikke over tid har fulgt nøyaktig med i falltapsforholdene i tunnelen. Dersom en ved inspeksjon av raset måler klaringen over steinmassene til "a", kan falltapet beregnes til

$$h = k_s \cdot \frac{v_1^2}{2g}$$

v_1 = vannhastighet, m/sek

k_s = koeffisient avhengig av åpningsforholdet a/a_1 , som

vist i figur 16

a_1 = tunnelhøyden.

Dersom en har et åpningsforhold på 0,6, og en kubisk hastighet på 1,0 m/s i en 20 m² tunnel med brukstid på 5000 timer, tapes 85000 kWh. Med en midlere energipris på 20 øre/kWh, utgjør det kr 17.000,- pr. år.

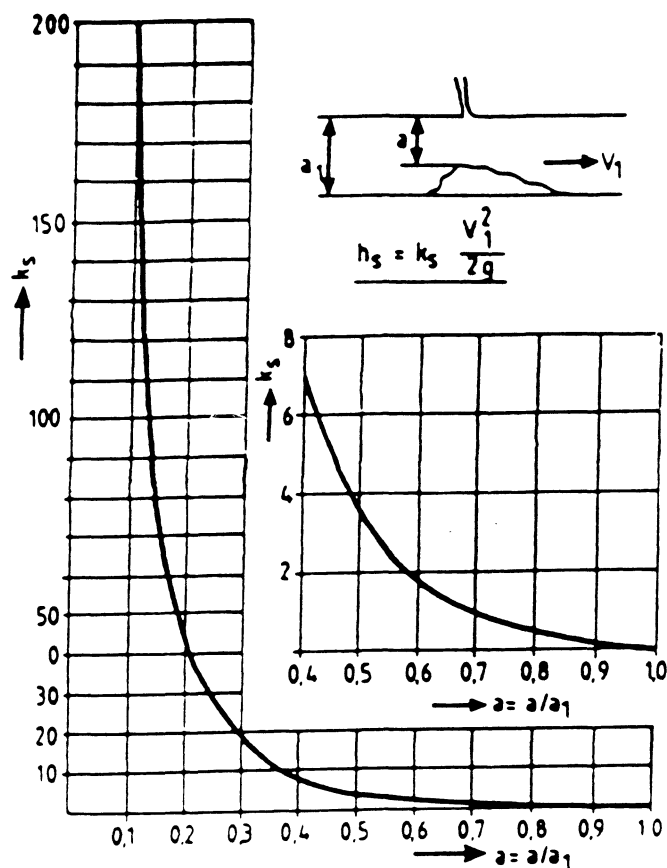


Fig. 16 k_s som funksjon av åpningsforhold a/a_1

3.3.2. Redusere vanntap

Ombygging av gamle bekkeinntak

I løpet av de siste 30 årene er det bygget mange bekkeinntak som utnytter betydelige mengder vann til kraftproduksjon. Mange av inntakene er bygget i bekker/små elver hvor en hadde dårlig kjennskap til de hydrologiske forholdene og de lokale strømnings- og snø-/isforholdene. Store vannmengder går antagelig tapt ved flere av inntakene.

Med den betydelige erfaring som en nå har fått og som er samlet inn og bearbeidet i VR's rapport om bekkeinntak, burde det være grunnlag for å vurdere effektiviteten av dagens bekkeinntak.

Rapporten tar opp bl.a.:

- Bedre metode for beregning av avrenning fra små felt.
- Typer av bekkeinntak. 3 typer inntak drøftes med hensyn til evne til å fange opp vann under ulike forhold.
- Kapasitetsdimensjonering.
- Riktig hydraulisk utforming.
- Luftmedrivning.

Ved å observere eksisterende inntak under skiftende forhold over året i flere år, bør en kunne finne ut hvordan inntaket fungerer og spesielt hvor effektivt det fungerer under snøsmeltingen.

Kanskje eksisterende inntak bør bygges om til en mer effektiv type for det spesielle stedet.

3.4 MASKINTEKNIKK.

Det er nødvendig med en tilstrekkelig beskrivelse av dagens tilstand for å vurdere hvilken prestasjonsøkning som er mulig eller lønnsomt å oppnå. Dette betyr at en med tilstrekkelig grad av nøyaktighet må kjenne til:

- Hvilke falltap har en i ulike deler av systemet.
- Hvilke over- og undervannstander har en i systemet, og hvordan påvirkes de av for eksempel vannføringen.
- Hvilke virkningsgrader har det maskineriet en disponerer, hva er slukeevnen og hvilke begrensninger er det satt med hensyn til kavitasjon, vibrasjoner etc.
- Hvordan drives anlegget.

Disse faktorene kan endre seg med tiden slik at en også må sørge for at en får oppdatert kunnskapen etter hvert.

3.4.1 Målinger av tilstanden

Virkningsgradsmålinger

For høytrykksanlegg er termodynamiske virkningsgradsmålinger enerådende, og har nådd en stor grad av fullkommenhet.

Turbinvirkningsgraden måles direkte, og vannføring blir så beregnet på grunnlag av effektmålingene, hvor en også må vite generatorvirkningsgraden.

Måleutstyret kan gjerne vise temperaturdifferanser ned til $1/1000^{\circ}\text{C}$, dvs. ved 427 m fallhøyde vil avlesningen i seg selv begrense måle-nøyaktigheten i virkningsgraden til 0.1 % hvis en ikke ved egnet utstyr får mer nøyaktig temperaturregistrering. Ved lavere fallhøyder reduseres målenøyaktigheten, og nedre praktiske grense for bruk av målemetoden er gjerne satt til 100 m selv om en under svært gode måleforhold kan få brukbar nøyaktighet ned mot 50 m fallhøyde.

Av ytre faktorer er det i første rekke tilløpsevannets temperaturstabilitet som har betydning. Måleteknisk har kontrollen av energifordelingen i innløpet og spesielt i avløpet vesentlig betydning for å få pålitelige målinger. For anlegg med lavere fallhøyde kan det siste være helt avgjørende for nøyaktigheten.

Resulterende målenøyaktighet er gjerne rundt $\pm 0.5\%$ for 500 m fallhøyde, ca. $\pm 1\%$ ved 100 m fallhøyde.

Alle andre virkningsgradsmålemetoder baserer seg på å måle vannføringen. Virkningsgraden regnes så ut på grunnlag av nøyaktige effektmålinger. Nøyaktigheten ved disse målemetodene kan bare sammenlignes med den termodynamiske metoden ved fallhøyder godt under 100 m. Metodene er stort sett bare benyttet på lavtrykksanlegg, og en leter fremdeles etter den "ideelle" metoden som kan bringe målekostnadene ned med bibehold av en rimelig nøyaktighet.

Flygel-målinger er mest utbredt, dvs. vannføringen i et tverrsnitt måles ved en rekke små propeller som gir pulser som funksjon av omløpstallet. Det er i Norge 2 sett à 10 propeller som holdes kalibrert i Norske og Svenske institusjoner, og de har i den senere tid i det vesentlige vært benyttet av Nybro-Bjerck i forbindelse med vannoverføringene mellom Norge og Sverige. Resulterende målenøyaktighet i virkningsgrad er gjerne +/- 1.5 % til 2 %. Selv med moderne registrerings- og behandlingsprogrammer er målingene kostbare og betinger mye tilrigging.

Måling med en demonterbar blende eller tilsvarende har oss bekjent bare vært benyttet til virkningsgradsmåling en gang i de siste årene, men er likevel en aktuell målemetode for småanlegg hvor en har lengre tilløpsrør.

Andre målemetoder som har hatt, eller kan få en viss utbredelse er oppløsnings eller fortynningsmålemetoder, Gibson-metoden, samt magnetiske metoder for småanlegg.

Måling med ultralyd er fremdeles under utvikling og er iallefall en god relativ målemetode. Den er foreløpig ikke anerkjent internasjonalt som en absolutt måling, men det er nedsatt en internasjonal arbeidsgruppe med norsk deltagelse som vurderer målemetoden.

Falltapsmålinger er mere kurante målinger, men kan likevel stille spesielle krav til gjennomføringen, avhengig av fallhøyde, vannhastigheter etc. Det er i denne sammenheng viktig at en har pålitelige fastmerker egnet som referanse for målingene.

Relative virkningsgradsmålinger er målinger hvor en i prinsippet måler virkningsgradskurvens form, mens selve nivået antas eller bestemmes av andre målinger. Slike målinger kan utføres på mange ulike måter avhengig av forholdene, og er, spesielt på anlegg med lavere fallhøyde, et viktig supplement til absoluttmålingene. Målingene er ofte enkle å utføre og krever lite tilrigging.

Det viktigste bruksområdet for slike målinger er likevel registrering av virkningsgradsendringer, eksempelvis før og etter rehabiliteringsarbeider. Videre brukes målemetoden for fastlegging av optimalt driftsområde ved enkeltregulerte turbiner og optimale skovkombinasjoner ved dobbeltregulerte turbiner.

Andre målinger

Vibrasjonsmålinger for kartlegging av vibrasjonsnivå og tilsvarende forhold av betydning for å fastlegge tilstanden, gode og dårlige lastområder etc. er etterhvert blitt kurant teknikk

målemessig, selv om det kreves mye erfaring for å vurdere resultatene. For mindre anlegg har en gjerne periodiske målinger med mobilt utstyr, mens for større anlegg foretrekkes fast montert utstyr for kontinuerlig overvåking. Dette utstyret kan da benyttes både til vern, til registrering av vibrasjoner/setninger og til periodiske analyser. Støymålinger brukes ofte som utfyllende målinger. En spesiell krevende bruk av vibrasjonsmåleutstyret har en ved feilsøkinger.

Målinger av kavitasjon foretas vanligvis i modell hvor en enkelt kan få et visuelt bilde av kavitasjonsegenskapene, men kan også vurderes på anlegget ut fra eksempelvis støy og vibrasjonsmålinger. Det største problemet ligger i tolkningen av målingene. Dette skyldes at det ikke er noen entydig sammenheng mellom momentan-målinger og hvordan eksempelvis tæring vil utvikle seg over tid. Heller ikke er det noen entydig sammenheng mellom eksempelvis beregninger av kavitasjonssikkerhet og hva en får i praksis. Spesielt vanskelig blir det hvis en for eldre anlegg stiller spørsmål av typen:

- Hvis undervannet senkes så og så mye, eller effekten økes så og så mye, hvor mye vil tæringene, og med det tæringenes utbedringskostnader, øke?

En prøver da å utnytte den "gråsonen" en har mellom kavitasjonsfrihet og raskt ødeleggende kavitasjon.

3.4.2 Maskinteknisk utstyr i vannveien

Inntak

For endel eldre elvekraftverk er inntakene kompliserte, gjerne med to sett varegrinder, to sett luker/bjelkestengsler og generelt formet slik at de både gir unødvendige falltap og tapsfremmende skjevstrømninger. I tillegg er det ofte bygget opp hauger av synktømmer eller grusbanker etc. etter lang tids drift.

For magasinverk har det vist seg at endel av de eldre utslagene under vann ofte har unødvendig store tap, enten pga. ufullstendig sprengning eller utilsiktet massetransport.

Mange av rørinntakene med egne spylekammere etc. er også unødvendig kompliserte og tapsfremmende.

Med dagens teknologi kan alt dette kartlegges og utbedres i den grad det er teknisk/økonomisk forsvarlig. Det er imidlertid vanskelig å anslå hva disse tapene betyr på landsbasis, antagelig tilsvarer de i størrelsesorden varegrindstapene.

Varegrinder

Varegrindene kan for enkelte anlegg, spesielt lavtrykksanlegg gi et betydelig falltap. Tapet ligger delvis i en økende tilstopping sommerstid, i flomperioder pga. forurensninger i elva, men også for enkelte anlegg pga. tidevis tilstopping av sarr vinterstid.

Regnes eksempelvis at alle kraftanlegg har et "unødvendig" tap på 5 cm. på årsbasis pga. manglende varegrindsrensning, utgjør dette totalt ca. 70 GWh.

Reduksjon av varegrindstap er ikke noe stort teknisk problem. Hvor langt en skal gå er imidlertid et teknisk-økonomisk spørsmål, hvor foruten investeringene også rensekostnadene har betydning.

Tømmerfløtingen er nå stoppet i alle norske vassdrag, noe som på sikt forenkler renskingen.

Skal en redusere tapene til et optimalt minimum på et eksisterende anlegg, kan en gjennomføre følgende tiltak

- Falltapsovervåking, dette er spesielt viktig ved grinder som ikke kan inspiseres på annen måte, eksempelvis grinder i trykk-tunneler.
- Fjerning av unødvendige grinder. Helgrinder bør brukes til å ta materiale som flyter med vannet, og forurensninger bør stoppes der de kommer inn i vannveien.

Stein etc. bør stoppes der forurensningene kommer inn i vannveien, alternativt med halvgrinder i tillegg.

- Endring av grindavstand. Grindenes lysåpning bør være så stor som mulig, og kan være av samme størrelse som minste avstand i turbinhjulet (Francisturbiner), men mindre enn fullaståpningen i ledeapparatet (alle turbintyper). Ved store turbiner begrenser en likevel åpningen til 100 - 150 mm avhengig av hvilke forurensninger en forventer.
- Hensiktsmessig renskeutstyr. Det finnes flere ulike konstruksjoner, kanskje spesielt egnet for overflateinntak. Felles for alle er at de krever fornuftig installasjon og omtanke ved bruken.

Hel- eller halvautomatiske hydrauliske renskere er gode, men særlig beregnet på mindre anlegg.

Renskere for manuell betjening med wiremanøvrert renskevogn benyttes helst på større anlegg, og finnes med ulikt tilleggsutstyr som grabber etc.

Ved nyanlegg står en adskillig friere, og inntaket bør lages med en rimelig størrelse på varegrinda. Vannhastighetene ved fulllast er gjerne rundt 1 m/s ved store anlegg og ned mot 0.5 m/s ved småanlegg. Videre bør en ha såvidt gode strømningsforhold at ikke får skjevstrømninger etc. En plassering av flomluker, gjerne kombinert med lenser på en måte så en under flom får mest mulig rask vekk fra grindene, forenkler renskingen.

De tapene som oppstår ved at enkelte elvekraftverk må stoppe et døgnns tid hver høst for å delvis islegge inntaksmagsinet og unngå videre sarrproblemer, utgjør på landsbasis svært lite sammenlignet med varegrindstapene. Dette er forholdet idag ved flere elvekraftanlegg. Selv om grindstavene er helt eller delvis oppvarmet er oppvarmingen vanligvis ikke dimensjonert for å forhindre

sarrproblemer hvis værgudene slår seg helt vrange. Oppvarming vil imidlertid normalt sørge for en rask sarrfjerning etterpå under "vanlige" driftsforhold. Muligheten for oppvarming har også gjort at en stort sett har gått bort fra bruken av "isgrind"-profiler på varegrinder, og de forsøkene som er gjort med isolerte staver etc. er vel heller beregnet på spesialsituasjoner.

Luker

Luker er en viktig del av kraftverkenes maskintekniske utstyr, både i vannveien og til flomavledning, magasintapping etc. Luker i selve vannveien er gjerne dimensjonert ut fra sikkerhetshensyn og økonomiske kriterier og kan gi sekundærtap som i dag er uøkonomiske. Likevel vil det i de færreste tilfelle bli gjort noe med selve lukedimensjonen, hvis en ikke av andre årsaker må bygge om eller skifte ut konstruksjonene. Det vanligste er å bedre strømningsforholdene oppstrøms og, spesielt nedstrøms ved glatting eller strossing, påbygging av konus, eller frembygging av tak eller vanger.

Luker utenfor selve vannveien kan også være interessante ved en opprusting. Eksempelvis kan en for anlegg med faste overløpsterskler ved installering av luker øke midlere overvannstand uten å øke flomvannstanden, eller en kan utnytte et komplisert manøvreringsreglement optimalt.

Endel tappeluker kan forårsake tappesvikt ved lav vannstand, noe som i en del tilfelle kan utbedres med mindre kostnader.

Turbinrør

Rørfalltapene i norske kraftanlegg er anslagsvis 1.5 % av disponibel energi, eller grovt sett 1.5 TWh i året. I utgangspunktet er disse tapene teknisk/økonomisk begrunnet, men vil variere med tiden. Spesielt gjelder dette stålrør, hvor tapene øker etter hvert som malingen dekomponeres.

Økonomisk intervall mellom sandblåsing og maling varierer fra anlegg til anlegg, som en funksjon av brukstid og vannhastighet men også som en funksjon av vannkvalitet og spesielt kvaliteten på foregående korrosjonsbehandling.

Stort sett bør rørene behandles før rørfalltapene har øket med 10 til 20 % i forhold til nytilstanden, selv om så liten innvendig korrosjon sjelden har sikkerhetsmessige konsekvenser. Dette betyr likevel at midlere "ekstratap" pga. korrosjonstilstanden lett utgjør 0.1 TWh i året for norske kraftanlegg.

Det har i de siste 20 årene vært store fremskritt når det gjelder korrosjonsbehandling, og levetider på 20 - 25 år før en bør tenke på nymaling er fullt ut realistisk idag. Dagens hovedproblem er antagelig ikke den tekniske siden, men å få full erkjennelse av at korrosjonsbeskyttelse ikke er en kostnad, men en utgift for inntekts ervervelse.

Stålrør med liten diameter er uforholdsmessig kostbare å behandle. Disse kan etter lang driftstid ha store falltap, og

løsningen er ofte full utskifting.

Noe som har vært viet lite oppmersomhet, er groing i rør, enten med ulikt organisk materiale eller et svart mangansulfid-belegg som en kan få i rør hvor en har mye myrtilsig. Dette kan bygge seg opp til flere mm før det brekker løs. Det er kraftanlegg hvor falltapene av denne grunn både øker raskt med 10 til 20 %, og også har sesongmessige svigninger.

Falltapsøkning pga. innvendig isbelegg vinterstid er vanligvis neglisjerbart.

Avløpssiden

På avløpssiden gjelder det som på innløpssiden at en rekke eldre kraftverk ikke utnytter mulighetene optimalt, særlig de som har utløp i elv. Ved eksisterende turbiner er likevel mulighetene for å senke undervannet begrenset. I noen tilfelle kan en utnytte at turbinenes krav til dykking avtar raskt med redusert last og tilpasse under-vannsstigningen enten ved egnede terskler/luker, eller med hevert som på Oksla kraftverk.

3.4.3 Turbiner

Det en ønsker av turbiner er

Driftssikkerhet

God virkningsgrad, både i topplastområdet men også gjerne i dellastområdet.

Målingene på en rekke turbiner viser at f.eks. nyere høytrykks Francisturbiner har en et samlet "målebånd" på 1 til 2 %, og at store vertikale Peltonturbiner har et "målebånd" på under 0.5 %. Tar en hensyn til måletoleransene, som er betydelig mindre enn målebåndet, har en at:

Dagens oppnåelige teknologi ligger opp mot øvre omhyllingskurve av de målte virkningsgradene.

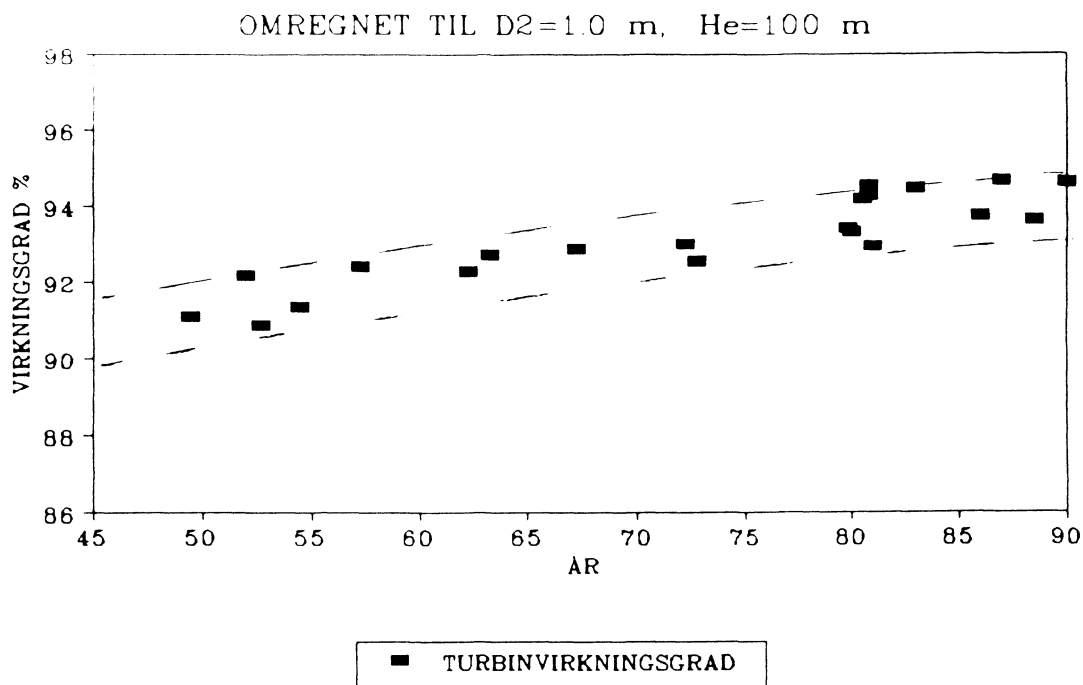
Denne kurven ligger høyere enn gjennomsnittet av de målte turbinene, og gir direkte uttrykk for den muligheten en har til å utnytte tilgjengelig energi med dagens teknologi.

Sammenligner en på samme måten med modell/prototypmålinger på lavtrykks Francisturbiner ser en at spredningen er ennå større.

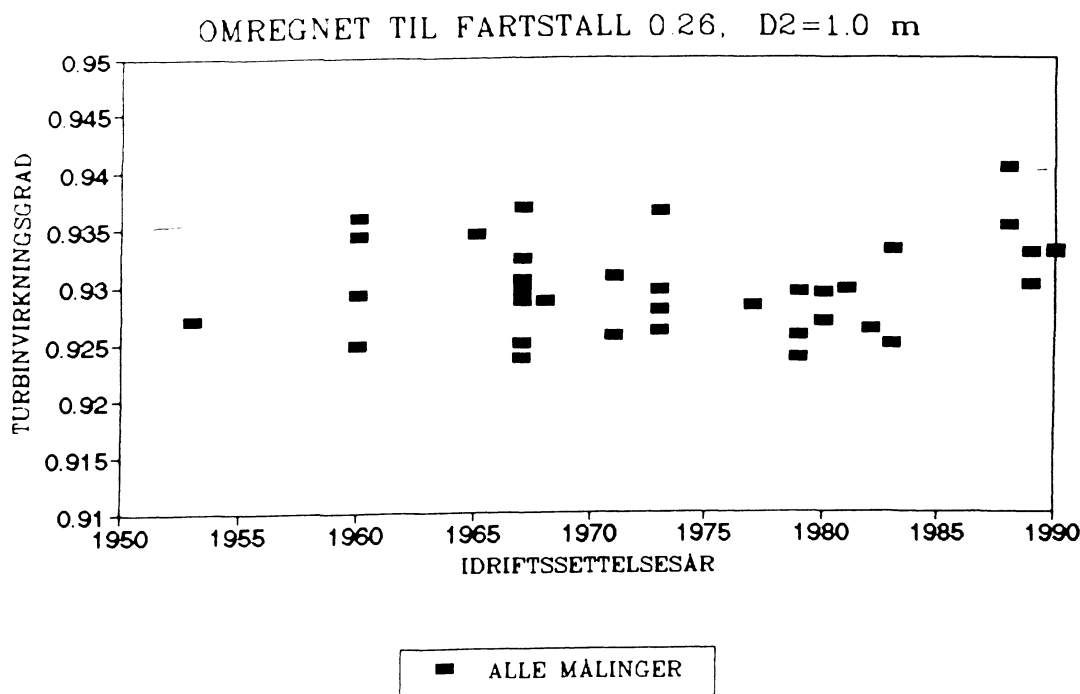
Francisturbiner

Francisturbiner har gjennomgått en rekke utviklingstrinn

- Trommeturbiner, med ett eller flere turbinhjul og innløpet frontalt eller på tvers har blitt levert opp til først i - 60 årene. Turbintypen er ugunstig strømningsmessig sett, og har også flere driftsmessige problemer, eksempelvis er akselbrudd ikke uvanlig.
- Kumturbiner i ulike utførelser har vært levert opp til idag, men nå i det vesentlige som rene småturbiner. En kan få gode strømningsforhold i slik turbin, spesielt ved enkelthjul.
- Spiralturbiner utgjør hovedtyngden av Francisturbinene. Utviklingen av moderne hjul typer i Norge begynte i hovedsak etter krigen, og for høyere fallhøyder har utviklingen hydraulisk sett siden den tid ikke vært så stor. Det en lettest ser er stadig enklere, mer funksjonelle konstruksjoner, delvis forårsaket av endrede forhold mellom material og lønnskostnader, og overgang fra støpte til sveiste konstruksjoner.



Figur 17 Garanterte virkningsgrader lavtrykks Francis turbiner



Figur 18 Målte virkningsgrader, høytrykks Francisturbiner,

En typisk representant i så måte for en epoke er Francis-turbiner med forspente turbinlokk, turbiner hvor klaringene i ledeapparatet forble små i trykksatt tilstand. Disse turbinene er på mange måter hydraulisk like gode den dag i dag.

For turbinhjulene har utviklingen gått fra innstøpte stål plateskovler via skovler med rustfritt påleggssveis til rustfrie helsveiste eller støpte turbinhjul. De sveiste turbinhjulene har hatt produksjonsproblemer, men etter en omgang med støpte hjul er nok de sveiste igjen blitt enerådende. Kavitasjonsbestandigheten av de rustfrie hjulene er betydelig bedre enn ved vanlig stål, en er ikke lenger så redd for høye vannhastigheter og virkningsgraden reduseres ikke over tid pga. korrodert overflate.

Ett markert utviklingstrinn var overgangen til planparallele stagplater, som skjedde i midten av -80 årene. Dette, sammen med endel andre, mindre modifikasjoner øket toppvirkningsgraden rundt 0.5 % på noen turbintyper i 100 MW-klassen. Alt i alt har det imidlertid bare vært en liten bedring i virkningsgraden for høytrykksanlegg, og eksempelvis Kværner Eureka benytter for flere turbintyper samme løpehjulsgometri som for 20 - 25 år siden.

En annen interessant utvikling skjer nå ved forsøkene med ledeskovltetninger på høytrykksturbiner. Etter en gikk vekk fra forspente lokk, viste det seg at utbøyningen i lokkene hadde en uheldig innflytelse på virkningsgraden.

For lavtrykksanlegg levert i Norge har en over tid hatt en betydelig større virkningsgradsforbedring, med et markert sprang i begynnelsen av -80 årene.

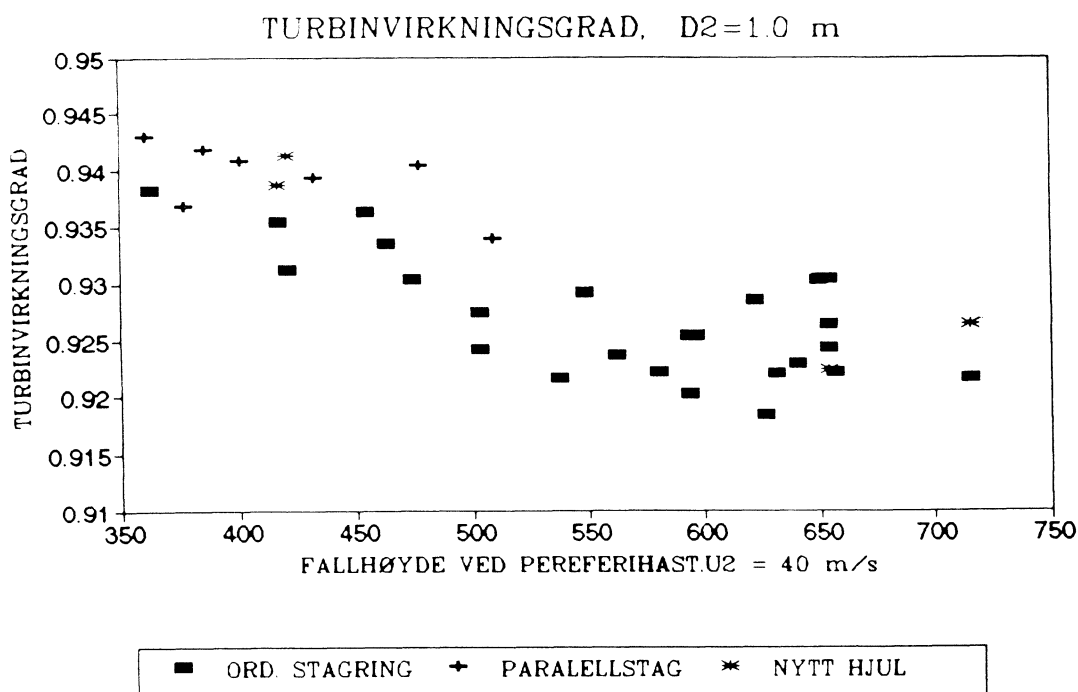
Virkningsgraden for Francisturbiner skaleres og måles idag iht. internasjonale regler ut fra tilgjengelig energi ved innløpet til turbinrommet og før sugerørets utløp. Skaleringsreglene er imidlertid ingen absolutt sannhet men et brukbart kompromiss. Det vesentlige er at både tap i turbinens ventil og utløpstapet fra sugerøret ikke regnes med i turbinvirkningsgraden. Disse tapene har spesielt betydning for lavtrykksanlegg, hvor de eksempelvis ved en turbin med 20 m fall lett utgjør 1 % av disponibel energi.

Generelt er virkningsgraden størrelsesavhengig, eksempelvis vil forventet toppvirkningsgrad ved en fordobling av turbinstørrelsen øke med 0.6 % til 0.7 %

Det som er vel så vesentlig ved prosjektering, er at Francisturbinene er "best" i midlere fallhøydeområde. Dette betyr:

Ved høye fall: Øking av omløpstallet gir billigere aggregat, bedre toppvirkningsgrad men også spissere virkningsgradskurve og større krav til dykking.

Ved lave fall: Øking av omløpstallet gir billigere aggregat, men i noen tilfelle også lavere virkningsgrad. Videre får en en spissere virkningsgradskurve og større krav til dykking.



Figur 19 Målte virkningsgrader, høytrykks Francisturbiner

Pumpeturbiner og pumper

Det er 5 reversible pumpeturbiner i drift i Norge idag, 2 turbiner/pumper med felles generator/motor og ca. 20 rene pumpeanlegg for overføring av vann. De fleste anleggene pumper i det vesentlige i sommersesongen. Hovedproblemet ved de reversible pumpeturbinene er at toppvirkningsgraden ved turbin-drift ligger ved større fallhøyde enn ved pumpedrift. Her virker vannveitapene spesielt uheldig. Utleggingen er følgelig et teknisk/økonomisk kompromiss. Ved en separat pumpe og turbin med felles generator kan en øke totalvirkningsgraden med 1.5 til 3 %. Dette er vanligvis ikke økonomisk forsvarlig idag.

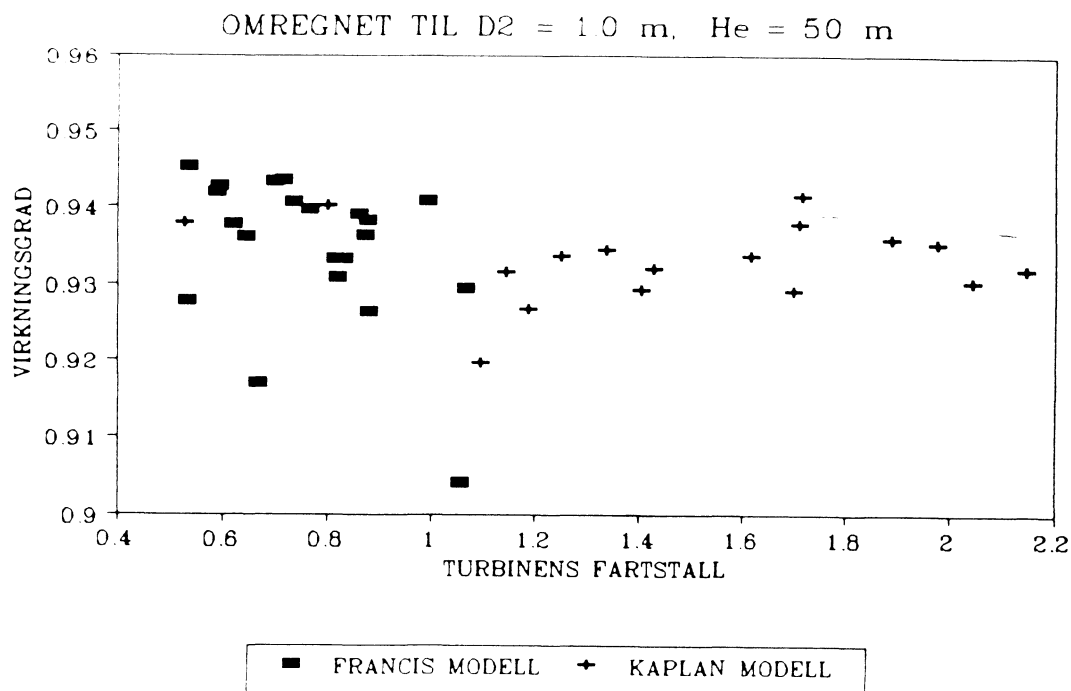
De fleste rene pumpeanleggene er basert på mer standardiserte pumper, hvor virkningsgraden lett er 1 til 2 % under det som er teknisk oppnåelig. Imidlertid, med et totalt pumpekonsum på under 100 GWh årlig er det lite å vinne her.

Konstruksjonsmessig har både pumper og reversible pumpeturbiner mye til felles med Francisturbiner.

Kaplan- og rørturbiner

De første større Kaplanturbinene i Norge ble levert i begynnelsen av -30 årene, eksempelvis til Grønvollfoss, Gravfoss og Skjefstadfoss. Disse var levert fra utlandet eller basert på utenlandsk teknologi.

Virkningsgraden på disse turbinene er tildels målt både i prototyp og i modell, og ligger 2.5 til 3.5 % lavere enn det en kan forvente idag.



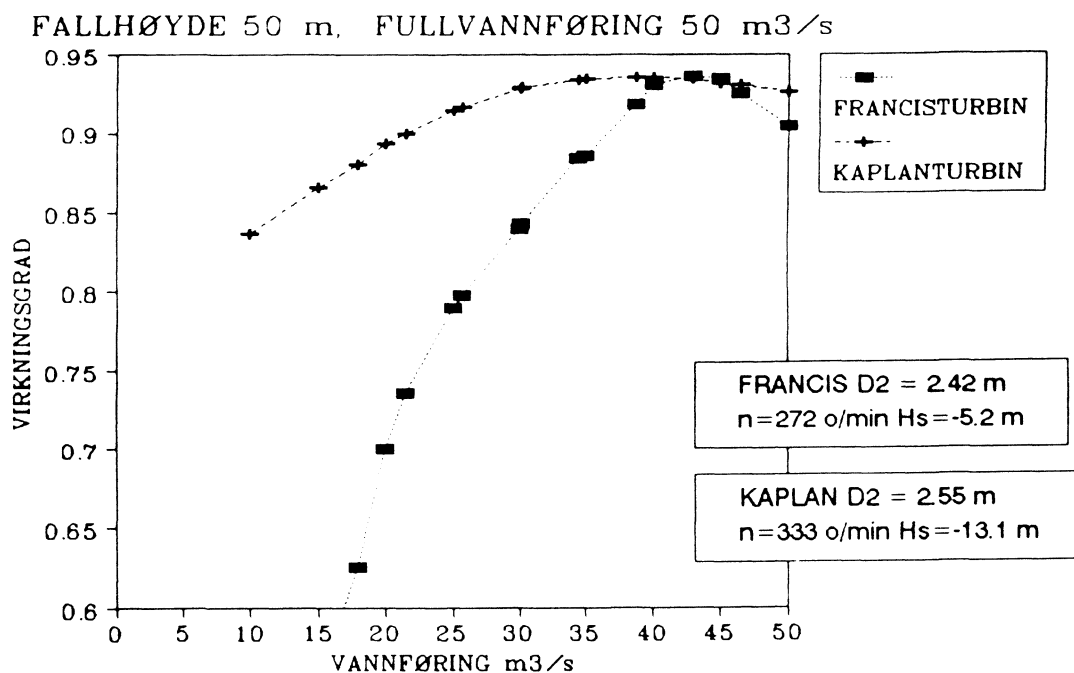
Figur 20 Omregnet modellvirkningsgrad, lavtrykk Francis- og Kaplanturbiner

I slutten av -50 årene, i begynnelsen av -60 årene ble det levert en rekke store Kaplananlegg i Norge, eksempelvis Hunder- og Harpefossen.

Det har ikke vært en selvstendig norsk utvikling av Kaplanturbiner, bortsett fra et lite mellomspill i -80 årene. Kværner Energy satset istedet på Rør-turbiner, hvor den første ble levert til Åsmulfoss i 1971 og den siste til Hogga i 1986.

Om det i det hele tatt blir noen flere rørturbiner, er usikkert, da en idag også i Norge har full tilgang til moderne Kaplanturbin-modeller.

Virkningsgraden på Kaplan og rørturbiner er vanligvis bare målt i modell og på figuren er turbinene for sammenligningens skyld omregnet til samme størrelse ut fra internasjonale normer.



Figur 21 Virkningsgrad Kaplan- og Francisturbin

Sugerør og sugerørstap

I sugerørene, som en har på fullturbiner, eksempelvis Francis og Kaplanturbiner skal en relativt stor hastighetsenergi omgjøres til trykenergier. En har tap av 3 ulike typer, tap pga at hastigheten retarderes, tap pga avbøyningen i sugerørsbendet og energitapet ved utløpet av sugerøret. De rene friksjonstapene har liten betydning.

De to første tapene inngår i turbinvirkningsgraden, og sugerørsutformingen er gjerne optimalisert sammen med turbinhjulet for å få lavest totaltap.

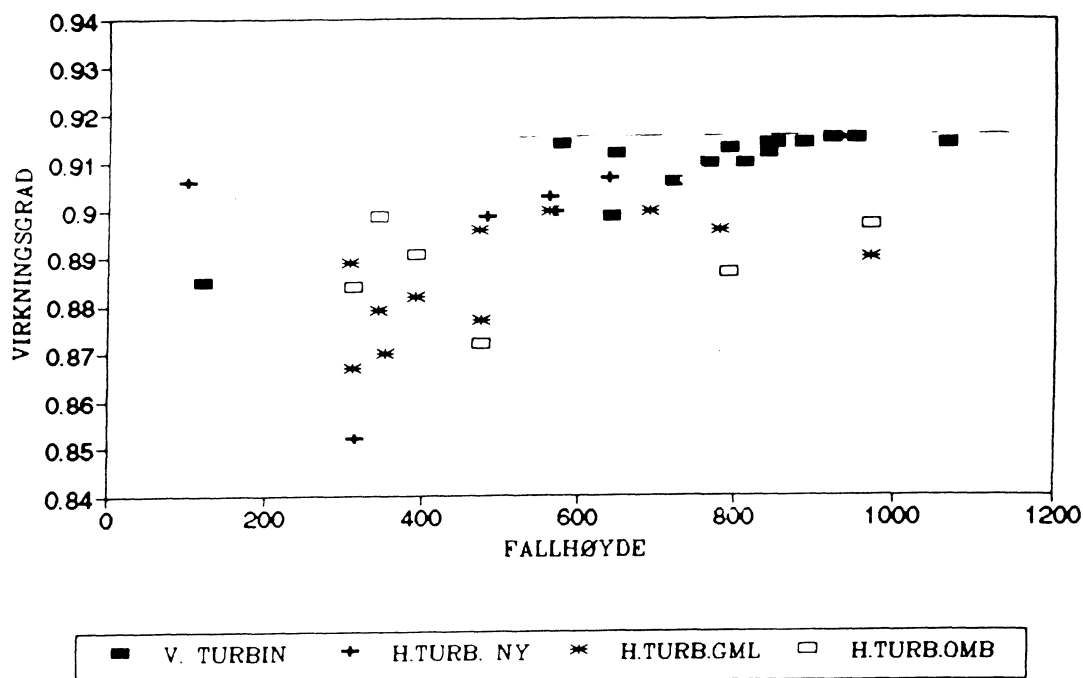
Det siste tapet inngår ikke i turbinvirkningsgraden, og tradisjonelt er utløpshastigheten fra sugerørene 1.7 til 2.2 m/sek ved fullast, tilsvarende en hastighetshøyde på 0.15 til 0.25 m. Ved utløp i et stort basseng er dette et direkte tap. Det er følgelig av stor interesse å optimalisere utløpshastigheten. Ved utløp i elv eller kanal er forholdene mer komplekse, idet en må ha en viss hastighetshøyde for å overvinne videre tap. Samspillet mellom sugerør og nedstrøms vannvei er her vesentlig. "Virkningsgraden" av sugerørene avtar med økende lengde og det kan oppstå en øket fare for hydraulisk ustabilitet eller vakumdannelse ved avslag. Faren for vakumdannelse avhenger forøvrig også av avstanden til nærmeste frie vannspeil, slik at eventuell avstand mellom sugerørsutløpet og svingesjakt har innflytelse.

Peltonturbiner

Peltonturbinen har gjennomgått flere utviklingstrinn, hvorav det vesentlige kan sammenfattes som følgende.

- Horisontale turbiner var nær enerådende til langt opp i 1960-årene, selv om det på Maudal ble igangsatt 2 vertikale 2-stråles turbiner så tidlig som i 1930.
- I Norge startet den moderne utviklingen av Peltonturbiner først på -60 tallet. I samme tidsperioden ble det en full overgang til helstøpte turbinhjul, som av rent konstruksjonsmessige grunner får bedre virkningsgrad enn de gamle hjulene med påskrudde skovler. Videre gikk en vekk fra gjennomgående nålstenger og over til innvendig nålregulering. Med dette kan en få en bedre hydraulisk utforming og i tillegg enklere regulering.
- I midten av 60-årene kom også de flerstrålede vertikale turbinene for fullt, en turbintype som har gjennomgått en forfining opp til våre dager.
- I -80 årene kom så en ny konstruksjon på horisontale turbiner, med hus sveiset i det vesentlige av plane plater.

Virkningsgraden for Peltonturbiner beregnes ut fra fallhøyden ned til turbinens strålesenter, som er omtrent løpehjulsdiameteren over høyeste undervann for vertikale aggregater, og ca. 1.5 * løpehjulsdiameteren for horisontale aggregater. Spesielt ved stor undervannsvariasjon er følgelig Peltonturbinen ugunstig og sammenlignet med Francisturbiner taper en her flere meter fallhøyde.



Figur 22 Peltonvirkningsgrader

For større turbiner med stor undervannsvariasjon kan det være økonomisk å holde vannspeilet ved turbinhjulet nede vha. trykkluft. I Norge er dette gjort for Tysso II og Tafjord V og turbinene kan operere med opp til 10 - 11 m dykking.

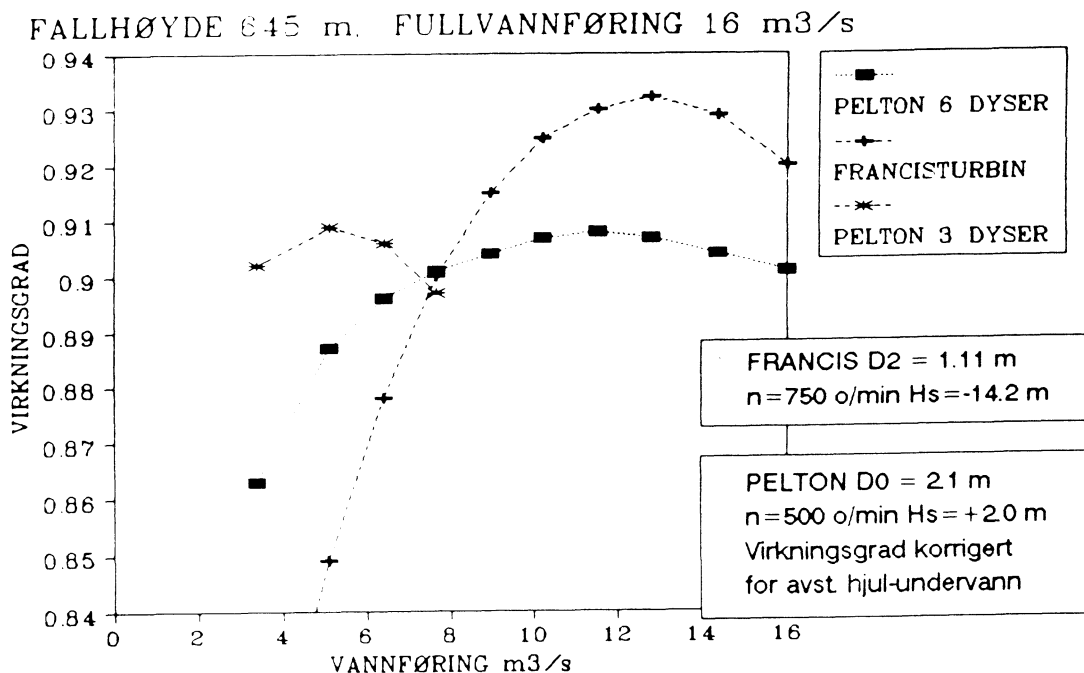
Det finnes idag ingen internasjonal anerkjent metode for skalering av Peltonturbinenes virkningsgrad. Beregningsregler utviklet av H. Grein m.fl. har begrenset gyldighet men gir eksempelvis at for Peltonturbinen vil en fordobling av vannføringen under ellers like forhold øke virkningsgraden med ca. 0.3 %.

For Peltonturbiner vil virkningsgraden øke når forholdet løpehjulsdiameter på skovlbredden øker. For å bibeholde sikkerheten mot tæring, må dette forholdet uansett øke med økende fallhøyde, noe som gjør at Peltonturbiner for høyere fallhøyde kan få bedre virkningsgrad enn turbiner med lavere fallhøyde hvis en går mot turtallsgrensen.

For Peltonturbiner vil, under ellers like forhold virkningsgraden, men også prisen øke når omløpstallet reduseres. Samtidig øker også sikkerheten mot tæring hvis en ligger mot turtallsgrensen.

Alle flerstrålede Peltonturbiner kan ha drift med redusert stråleantall. Ved dette kan en få en viss virkningsgradsgevinst ved dellast, og det er ulike systemer for omkobling av stråleantallet. Det enkleste er ren manuell omkobling, men fjernstyrt omkobling fra eksempelvis driftssentral er like vanlig. Automatisk omkobling er det dyreste, men foretrekkes for turbiner med hyppige store lastvariasjoner.

Vedlagt er en kurve som viser resultatet av ulike termodynamiske virkningsgradsmålinger. For vertikale turbiner ved 500 m fallhøyde er "ved vanlig dimensjonering" maksimal toppvirkningsgrad idag rundt 91 %, stigende til ca. 91.7 % ved høyere fall, større turbiner.



Figur 23 Virkningsgrad Pelton- og Francisturbin

Det er neppe noe stort utviklingspotensiale i disse virkningsgradene, og reelt sett har de oppnådde toppvirkningsgradene bare øket med 0.1 til 0.3 % over de siste 25 år. Der hvor vi i første rekke forventer en utvikling, er "sikrere" garantier. Selv etter såvidt mange år med "moderne" vertikale Pelton-turbiner, har en fått enkelte nyleveranser med virkningsgrader under det en burde forvente.

For horisontale Pelton-turbiner er forholdene langt mer komplekse. Det er på turbiner fra 1920 -30 årene målt toppvirkningsgrad over 88 %, og generelt er nok virkningsgraden for større, rimelig godt vedlikeholdte turbiner levert i perioden opp til 1950 fremdeles over 87 % idag.

Det virker nesten som horisontale Pelton-turbiner hadde sitt teknologiske høydepunkt etter at en gikk over til helstøpte skovler i 1960-årene, med Kværner's Sjak-turbin, fallhøyde 638 m, virkningsgrad ca. 90.7% og Voith's Fortun-turbin, fallhøyde 940 m, virkningsgrad ca. 91.5%. Disse turbinene er relativt sett "like gode" og virkningsgradsforskjellen skyldes i det vesentlige ulikt diameter/breddeforhold.

Flere av de nye, horisontale Peltonturbinene har bare en toppvirkningsgrad rundt 90.0 %. Årsaken ligger antageligvis i husutformingen, uten at en vet direkte hvordan problemet skal løses med bibehold av en produksjonsvennlig utforming.

At en også nylig har fått levert en liten turbin med toppvirkningsgrad under 85 %, hører i denne sammenheng mere til det kuriøse.

3.5 ELEKTROTEKNIKK

3.5.1 Karakteristiske utviklingstrekk for elektroutstyr

I forbindelse med opprusting og utvidelse av gamle anlegg er det på sin plass å summere opp de viktigste utviklingstrekkene for elektroinstallasjonen.

Generator

Moderne generatorer er lettere og mindre enn tidligere utgaver, de er enklere i sin konstruksjon, de har lavere tap og de har en vesentlig bedre elektrisk isolasjon. Magnetiseringen er statisk. Instrumenteringen er mer omfattende og av bedre kvalitet.

Avhengig av alder og type varierer virkningsgraden ved fullast fra under 94% og til vel 99%. De dårligste er gamle, langsomtløpende maskiner, mens de største, relativt hurtigløpende generatorer med direkte vannkjølte viklinger er best.

Det er i hovedsak 3 forhold foruten beregningsteknikken som har muliggjort denne utviklingen:

- Innføringen av polyester/ epoxy i statorisolasjon.
- Lavtaps statorblikk.
- Mer effektiv kjøling.

Det er vanskelig å sammenligne gamle og nye maskiner fordi kravet til svingmasse er redusert. Stor svingmasse eller treghetsmoment betyr at maskinenes dimensjoner blir større. Det gir relativt høye tomgangstap og moderate lastavhengige tap. Generatorene til Dalen kraftverk i Tokke, 120 MVA/ 375 rpm og levert i 1961, hadde en virkningsgrad på 98,2% Typisk verdi for en tilsvarende maskin i dag er 0,5% bedre virkningsgrad. Det er kjent at for eldre maskiner er forbedringen vesentlig høyere enn 0,5% Særlig gjelder dette maskiner levert før 1950 hvor jerntapene var vesentlig høyere og ventilasjonen ikke så effektiv.

Transformatorer

Avhengig av alder, spenning og ytelse varierer en generatortransformators virkningsgrad. I løpet av de siste 25 år har det lyktes leverandørene å redusere tapene dramatisk. Tomgangstapene er gått ned med 50% og de lastavhengige med 30%. En moderne generatortransformator har virkningsgrad ved fullast mellom 99,5% og 99,9%. Kvalitativt er transformatorene blitt bedre til å motstå kortslutninger og andre transiente påkjenninger. Det er gjerne disse som forårsaker havari.

Kontrollanlegg

Et kontrollanlegg styrer og overvåker prosessen i et vannkraftverk. Moderne utstyr er datorisert og kan være meget avanserte. Datamaskinteknologien tillater at det legges inn en helt annen mengde kunnskap og beslutningsstøttesystemer enn hva man tidligere var henvist til. Riktig bruk av disse systemene gir muligheter for økt energiproduksjon. Et godt eksempel er Nybro - Bjercks system DROPT for optimalisering av last mellom flere aggregater i samme kraftstasjon.

Regulatorer

Turbin og spenningsregulatorene har liten innflytelse på energiproduksjonen, og kommer ikke inn i disse betraktningene. Allikevel bør det nevnes at en vannstandsregulator er en nødvendighet for god utnyttelse av fallhøyden og dermed tilgjengelig energi i et elvekraftverk.

Moderne regulatorer er basert på elektronikk og datamaskiner. De har en mye bedre funksjonalitet enn de gamle. Man kan forvente at regulatorer etterhvert vil bli integrert i kontrollanlegget.

Magnetiseringsutstyr

Det er fremdeles et stort antall roterende magnetiseringsmaskiner i drift. Noen av dem kan være i utmerket stand. Men det er god grunn til å være aktsom, sannsynligheten for at de får feil er økende, og med fjernstyrte og ubemannede stasjoner er det kanskje vanskelig med de rammer som man har for tilstedeværelse i kraftverket å gi dem det vedlikehold de trenger for å opprettholde akseptabel driftsikkerhet.

Apparatanlegg forövrig

Tapene er meget små og har ubetydelig innflytelse på energiutnyttelse utover det at dersom de feiler, kan dette føre til produksjonstap.

3.5.2 Muligheter ved å oppruste gammelt utstyr

Generelt

I forbindelse med opprusting eller utvidelse må man ta stilling til hvilket av følgende alternativ eller kombinasjoner man skal velge.

- Utskifting av defekte/ utslitte komponenter.
- Utskifting av komponenter som under normal drift vil fungere, men som har en meget redusert evne til å tåle de transiente påkjenninger som fra tid til annen oppstår i kraftnett.
- Oppgradering/ forsterking av komponenter slik at muligheter for økte inntekter kan utnyttes.

- Utskifting for å få en funksjonalitet som tilfredstiller moderne krav.

Den utløsende årsaken ligger i de to første punktene, mens mulighetene for en fremtidig gevinst ligger i de to siste. I Norge har det tradisjonelt vært lagt vekt på å holde maskineriet i god teknisk stand. Det har bare i meget beskjeden grad blitt gjort noe for å øke produksjonsevnen og virkningsgraden. Som grunn angis lav verdi på kapitaliserte tap. Den er vesentlig lavere enn i vårt naboland. (Hva skyldes dette?)

Generator

Aggregatet er dimensjonert som en enhet. Generatoren skal kunne avgi turbinens aktive effekt og samtidig kunne levere reaktiv effekt inn på kraftnettet. Reaktiv effekt er den magnetiserings-effekt som må tilføres kraftsystemet for at spenningen skal bli som ønsket. Dette for bygg og maskinfolk litt okkulte forhold, gir seg til kjenne ved at generatorens MVA ytelse er større en turbinens MW ytelse. Forholdet er den såkalte effektfaktor. Effektfaktoren varierer som regel mellom 0,75 og 0,95 hvor 0,9 er mye brukt for nyere generatorer. I svært mange tilfeller er det ikke behov for denne reaktive produksjonsmuligheten lenger. Det har vært god konstruksjonspraksis at en generator skal kunne belastes med en MW ytelse lik MVA ytelsen.

Dimensjoneringsreglene forøvrig har vært og er meget konservative. Dette betyr at de fleste generatorer uten videre kan overbelastes i MW 10 - 15% over turbinens merkeytelse. Det betyr at man i noen grad må gi avkall på reaktiv effektproduksjon. Det må imidlertid understrekes at dersom man ønsker å utnytte utstyret vesentlig utover merkeverdier, må sakkyndige undersøke om det er forsvarlig. For et kraftselskap kan det være ønskelig med en garanti for at en slik øket utnyttelse ikke reduserer utstyrets levetid vesentlig. Av grunner som man sikkert forstår, er det neppe noen som vil påta seg et slikt garantiansvar. Men det er neppe vanskelig å kjøpe en undersøkelse med en klar konklusjon. Et slik undersøkelse kan i enkelte tilfeller bli omfattende med målinger på stedet og beregninger.

Generatorens levetid er lang, særlig hvis den lever et rolig liv med jevn last, lave temperaturer, få start og stopp og fremfor alt uten for mange ekstreme påkjenninger i form av overspenninger, rusninger, kortslutninger og lignende.

Det mest kritiske er statorviklingen. Selv moderne generator-isolasjon vil brytes ned. Viklinger eldre enn 40 år er nok i drift og fungerer tilsynelatende bra, men de har meget redusert evne til å motstå de ovennevnte påkjenninger som fra tid til annen forekommer i kraftnettet.

Feltviklingens isolasjon mot jord bør vies oppmerksomhet. En dobbel rotorjordslutning kan føre til store skader på såvel rotor som stator, og vil i så fall representere et langvarig driftsavbrudd.

Statorblikkets isolasjon bør undersøkes, helst ved en ringprøve for å kunne identifisere dårlig isolasjon mellom blikkene. Dette

kan føre til såkalt jernbrann. Som nevnt, har maskiner levert i 50 årene eller tidligere statorblikk med store jerntap.

Ventilasjons og kjøleanleggene for generatoren bør vurderes. Tiltagende sur nedbør fører til at kopper og andre materialer tæres og bør skiftes ut med rustfritt. Særlig kritisk er innebygde lageroljekjølere. For å øke virkningsgraden kan det være aktuelt å gjøre ventilasjonen mer effektiv.

Utenom disse eksemplene er det en kjent sak at leverandørenes tekniske løsninger gjennom tidene kan ha vært mer eller mindre gode, og enkelte maskiner kan ha vært utsatt for spesielle påkjenninger som har gitt skader som først kommer tilsyne etter lang tid. Særlig bør nevnes at press i statorens blikkpakke og delefuge bør holdes under oppsikt. Dårlig isolasjon mellom statorblikkene kan føre til jernbrann.

De mest vanlige alternativene for rehabilitering/ opprusting av en generator er følgende:

- Tilstandskontroll.

Dette innebærer at maskinen rengjøres, den inspiseres, forbindelser og kiler etterstrammes om nødvendig. Eventuelle utvendige glimskader i spolehodene utbedres. En slik operasjon gir ikke levetidsforlengelse av betydning, og kan ikke betraktes som opprusting. Men i forbindelse med inspeksjonene oppdages svakheter og feil som er under utvikling. Denne kunnskapen bør legges til grunn for vedlikeholdsplanlegging og eventuell opprusting.

- Ny statorvikling.

Den gamle statorviklingen skiftes ut med en ny. Forutsetningen for at dette skal være et godt valg, er at statorblikkpakken er i god forfatning og at det er lite å hente i å skifte ut til blikk med lavere tap. Dersom den gamle er laget før tidlig i 60 årene, innebærer en ny statorvikling at isolasjonen gjøres tynnere. Temperaturstigningen reduseres. Virkningsgraden økes, med flere tiendels prosent, mest for små maskiner med høy spenning.

I forbindelse med en slik omvikling, blir eventuelle skader i statorblikkpakken utbedret. Presset i blikkpakken, såvel aksielt som i delefugene, blir kontrollert. I tillegg investerer man gjerne i en bedre temperaturovervåkning av statorviklingen.

Etter en slik omvikling vil, dersom ikke spesielle mekaniske forhold tilsier det, ytelsen kunne økes. Hvor mye er gjerne begrenset av andre ting enn statorviklingen (magnetisering, feltviklingstemperatur). En erfaren leverandør kan svare på slike spørsmål.

Levetiden til en slik ny statorvikling er meget lang. Dersom den er produsert av en velrenomert leverandør og om det under montasjearbeidet er lagt stor vekt på at viklingen skal sitte fast i sporet, er levetiden mer enn 40 år

under normale driftsforhold. Dette forutsetter at statorblikkpakken er stabil og ikke "sliter" ut viklingen.

- Ny statorblikkpakke.

Dette må nødvendigvis gjøres i forbindelse med omvikling. Hittil er dette nesten ikke blitt gjort i Norge, men er normalt i forbindelse med opprusting i vårt naboland. Med høyere kraftpriser og mer omfattende kalkulasjon kan det bli like aktuelt som andre steder. Alternativet innebærer så godt som en ny stator. Det forutsettes dog at statorhuset er i god stand med gode blikkpressinnretninger og en god konstruksjon av delefugen. Levetiden blir som for en ny maskin. I de gunstigste tilfellene betyr en slik utskifting virkningsgradsforbedringer over en prosent.

- Ny stator.

I de tilfellene hvor tapte produksjonsinntekter er store pr dag i forbindelse med opprusting/ utvidelse, kan det være lønnsomt å skifte ut hele statoren. Montasjetiden kan da reduseres til noen få uker.

- Feltvikling.

Feltviklingens levetid er normalt lenger enn statorviklingens. Eldre viklinger har et isolasjonssystem som med tiden blir porøst. Det betyr at isolasjonsevnen mot jord svekkes. Maskinen blir følsom for fuktighet og sikkerheten mot rotorjordslutning blir uakseptabelt lav. Isolasjonen mellom vindingene blir også redusert og vindingskortslutning er ikke uvanlig på eldre maskiner. Hovedreglen er derfor at i forbindelse med omvikling av stator, anbefales det inspeksjon av feltviklingen og eventuell omisolasjon.

Selve feltviklingen er meget robust, men uttakene på polene kan bli utsatt for utmatting. Disse bør derfor undersøkes med f.eks. penetrant i forbindelse med en eventuell omisolasjon.

- Dempevikling.

Dempeviklingen blir i mange maskiner utsatt for utmatting eller store transiente påkjenninger. I forbindelse med hovedrevisjon anbefales denne grundig undersøkt med bl.a. penetrant for å avdekke sprekker i dempestavenes innfesting i enderingen og en grundig undersøkelse av forbindelsen mellom polene.

Skader ved at biter av dempeviklingene faller av kan medføre langvarig driftstans.

- Ventilasjons og kjøleutrustning.

Friskluftkjøling var vanlig for små maskiner tidligere. I mange tilfeller blir dette nå erstattet med omluftkjøling hvor det inngår luftkjølere. Behovet for renhold av

maskinen blir derved redusert. Dette forhindrer overtemperatur på grunn av tilsmussing.

Eldre maskiner har ofte et lite effektivt ventilasjonssystem, karakterisert ved betydelige ventilasjonstap og mangelfull kjøling. I forbindelse med opprustninger i utlandet, blir ofte ventilasjonssystemet, feltviklingen og statoren bygget om. Man får da så godt som en ny maskin, med en virkningsgradsforbedring som kan bli så mye som 2%. Alternativt kan maskinens maksimallast økes inntil 30 - 40%.

Kjølevann koster. Enkelte gamle anlegg kan ha et meget stort vannforbruk. Det finnes eksempler på at de kan bygges om slik at kjølevannsmengden kan reduseres til under 1/3. Et annet lite påaktet forhold er at kjølevannsmengden er innstilt for å kunne ta maksimallast når kjølevannstemperaturen er høyest. Det kan være lønnsomt å installere en regulator som regulerer kjølevannsmengden i forhold til behovet. Kjølevannsmengden kan i enkelte tilfeller reduseres til under det halve.

- Lager.

De hydrodynamiske lagerne som brukes i vannkraftgeneratorer er meget driftsikre. En hyppig årsak til lagerhavari er setninger i fundamentene. Det er ingen grunn til å røre et lager som ikke viser tegn til noe unormalt. Derfor kan det bare komme på tale å gjøre noe med lagerne dersom driftsbetingelsene endres. I slike tilfeller må generator-/lagerleverandør konsulteres.

Det er to forhold som bør vurderes

- Trykkoljeavlastning bør innføres. Det hindrer slitasje ved start og stopp, og vil således ha vesentlig innflytelse på lagerets driftssikkerhet og levetid. I forbindelse med revisjonsarbeider er trykkoljeavlastning til meget stor nytte.
- Dersom det er innebygde oljekjølere med materialer som ikke er korrosjonssikre, bør de skiftes ut med rustfritt eller syrefast for å unngå uforutsette vannlekkasjer.

3.5.3 Utskifting til nytt utstyr

Dette avsnittet tar for seg de komponentene og de tilfellene hvor det er mest attraktivt å innstallere nytt utstyr til erstatning for gammelt kondemnabelt.

Generator

Det er som regel lønnsomt å oppruste den gamle generatoren. Men under gitte forhold kan det bli aktuelt å skifte hele generatoren.

- Hvis man finner det lønnsomt å endre turtallet på turbinen.

- Hvis produksjonstapet i forbindelse med en opprustning eller utvidelse er meget stort.
- Hvis generatorens generelle forfatning er for dårlig.

Hvis det er aktuelt å skifte ut den gamle generatoren, er asynkronmaskin en interessant løsning i noen tilfeller. Ytelsen bør være under ca. 5 MW og merketurtallet over 500 rpm. I enkelte tilfeller kan det være aktuelt å bruke en oppgearet løsning.

Magnetiseringsutsyr

Hvis aggregatet er utstyrt med magnetiseringsmaskin, er det bare et tidspørsmål før den bør erstattes med statisk magnetisering. I energisammenheng oppnår man noe lavere tap og større drift-sikkerhet. Feil i forbindelse med børster og børstestøv er en av de vanligste feil. Et nytt magnetiseringssystem har en helt annen funksjonalitet, og har for store aggregater en positiv innflytelse på nettstabiliteten.

Transformator

Hittil i Norge er det ikke skiftet ut generatortransformatorer på grunn av alder, men av andre årsaker, som for eksempel havari eller endring av spenningen. Ved inspeksjon av transformatorer som har vært i drift i mer enn 30 år, har man registrert at marginene til å motstå feil er skremmende lave. Det kan derfor forventes en økende frekvens av transformatorhavari for gamle generatortransformatorer i forbindelse med andre feil i nettet (kortslutninger, motfasing...)

Vannstandsregulatorer

For å kunne drive et elvekraftverk optimalt trengs en god vannstandsregulator.

Kontrollanlegg

I forbindelse med en opprusting vil man som regel finne ut at det gamle kontrollanlegget ikke tilfredstiller kravene til funksjonalitet. Det er vanskelig eller umulig skaffe reservedeler. Derfor er hovedregelen utskifting til nytt. Og argumentene er driftssikkerhet og funksjonalitet.

3.5.4 Eksempler

Det er i det foregående vist kvalitativt at ved opprusting av elektrotekniske komponenter er det mulig å øke energiproduksjonen. Den mest interessante komponenten er generatoren.

Følgende eksempel viser med tydelighet hvilken stor forskjell man oppnår ved å installere ny blikkpakke i forhold til bare å skifte ut statorviklingen.

65 MVA generatoren skiftet både blikk og statorvikling. 70 MVA generatoren ble bare omviklet.

Ytelse MVA	Leveringsår	Virkningsgrad	
		Før	Etter
65	1950	98,03	98,45
70	1956	97,90	98,00
3,5	1928	94,4	95,9

Den gamle, lille generatoren oppnådde en virkningsgradsforbedring på hele 1,5% Her ble også ventilasjonssystemet oppgradert.

I mange tilfeller er tiden av vesentlig betydning ved revisjon av generatoren. For en 16 MVA generator er følgende tidsforbruk og relativ kostnad estimert.

Omfang	Tid uker	Kostnad %
Omvikling av stator og rotor, lagerrevisjon og ettersyn forøvrig	22	70
Som ovenfor, men nytt statorblikk	25	100
Som ovenfor, men ny stator	15	106
Som ovenfor, men nye rotorpoler	10	116

Det må opplyses at montasjetiden er styrt av mange faktorer, slik at tidsforbruket varierer sterk fra tilfelle til tilfelle. Ovennevnte tall må derfor betraktes som typiske

3.6 TILSTANDSKOTROLL

Tilstandskontroll blir stadig viet mer oppmerksomhet. Det er allerede på markedet og under videreutvikling metoder og verktøy for å kunne måle hvilken tilstand utstyret er i og hvor lenge det bør gå før neste ettersyn. Slik tilstandsvurdering er i dag det nærmeste man i praksis kommer et estimat av restlevetid. For elektrisk utstyr er det særlig knyttet stor interesse til diagnostikk av statorviklingen.

Slike metoder er basert på klart definerte måleprogram. Målingene må være entydige og repeterbare. Med måling mener man også visuell observasjon, hvor resultatet blir sammenlignet med en kjent "normal". Basert på trendutvikling og sammenligninger, stiller man en diagnose. Det er viktig å merke seg at maskinenes slitasje og skadeutvikling forløper meget individuelt. Derfor må man over tid foreta systematiske målinger for å kunne danne seg et nogenlunde sikkert bilde av utviklingen.

Det er et betydelig utviklingsprogram på gang innen dette feltet. I løpet av 1992 kan man forvente at det blir markedsført slike systemer. De første utgavene vil bli PC-baserte og inneholde et databasesystem for observasjoner og målinger. Denne databasen sammen med tolkningsregler vil danne grunnlaget for dataassistert tolkning. Et slikt standardisert måleopplegg vil

etter noen få års drift gi et mye sikrere grunnlag for tolkningsregler.

Slike tilstandskontrollsystem vil etterhvert bli knyttet opp mot et EDB basert vedlikeholdssystem, hvor de vil være et helt nødvendig element for å kunne planlegge riktig tidspunkt for vedlikehold og opprustning.

4 MULIGHETER FOR NY TEKNOLOGI FREMOVER

Utvikling av moderne norsk vannkraftutnyttelse startet for 80 - 90 år siden.

Siden den gang har det vært en betydelig teknologisk utvikling i bransjen. Dette medfører at utnyttelsen ved nyere anlegg er langt bedre enn for de tidligere anleggene.

En står i dag foran en periode i norsk vannkraft der det antas økonomisk å ta ut ca 3% mer av systemet ved opprustning.

Det er også påvist mulige satsingsområder som gjør det mulig å øke utnyttelsen utover det som anses mulig med dagens teknologi og har kommet til et potensiale på 3 - 5% av dagens produksjon.

Det er grunn til å anta at den relative kostnadsstigning for energi -og dermed verdien av tapene-, vil øke ytterligere i forhold til kostnader for tapsreducerende tiltak. I så fall vil opprustnings- og utvidelsesprosjektene derfor med tiden bli stadig mer lønnsomme, og det er grunn til å tro at totalutnyttelsen etter hvert vil nærme seg det teknisk mulige.

Gjennomsnittlig økning av elforbruket de siste 10 årene har vært ca 2,6 %. Tar vi hensyn til effektivisering på overførings- og forbrukssiden bør vi kunne forvente at effektivisering og opprustning av produksjonsanleggene bør kunne dekke landets netto forbruksøkning av elenergi for minst 6 - 7 år fremover! Men gjennomføringen av nødvendige tiltak vil antagelig kreve vesentlig lengre tid enn det!

Derfor er det også behov for å utnytte det potensialet som ligger i utvidelser av anleggene, i form av øket fallhøydeutnyttelse og bedre bruk av nedbørfeltene.

Hvor bør så innsatsen settes inn for å vinne mest mulig, utover det dagens teknologi gir muligheter til?

Umiddelbart synes det som om teknologien i mindre grad setter grenser for utnyttelse av vannressursene. Begrensningene ligger klarere i de økonomiske realiteter som omgir ethvert prosjekt. Slik vil det nok alltid være, men økte kunnskaper kan nær sagt alltid heve terskelen for hva som er teknisk/økonomisk optimalt.

Det må imidlertid være et teoretisk potensiale som kan utløses om det i det hele tatt skal ha noen hensikt å se på behov for videreutvikling.

Hvis produksjonen i våre kraftanlegg kunne forbedres med 1 % idag, ville det bety en økt inntekt på eksempelvis 150 mill. kr. årlig, en samlet nåverdi på ca 2 milliarder kroner.

Skal en vurdere innsats og gevinst, kan en tenke seg mange ulike modeller. Et eksempel på et slikt regnestykke er;

La oss anta et forskningsprogram som fra år 1 øker produksjonen i norske turbiner lineært opp til 1 % forbedring etter 40 år utover det en kan forvente med dagens teknologi.

Med 7 % realrente er nåverdien av gevinsten ca 630 mill. kr. Forutsettes en forskningsinnsats på 10 % av gevinsten, idet de vesentlige kostandene ligger i nødvendige ombygginger, utgjør dette ca 63 mill. kr.

Selv om en kan stille mange spørsmålstegn ved beregninger av denne type, viser det likevel at en kontinuerlig forskningsinnsats er viktig. Det vesentlige er at forskningen i rimelig grad er målrettet, noe en bare får til ved et godt samarbeide mellom forskningsinstitusjoner, leverandører rådgivere og bransjens organisasjoner.

En må heller ikke glemme at det å være teknologisk ledende betyr mye internasjonalt, og har ringvirkninger langt utover flere GWh i Norge.

4.1 PLANLEGGING AV OPPRUSTING OG UTVIDELSER

Som nevnt i kapittel 3 er det av stor betydning å benytte et representativt hydrologisk grunnlag og simuleringsmodeller med riktig tidsoppløsning.

4.1.1 Hydrologisk grunnlag

Tilsiget for ett felt varierer svært fra dag til dag, fra årstid til årstid og fra år til år. Videre medfører vår topografi med fjell, isbreer, fjorder og daler at tilsiget varierer også betydelig fra felt til felt selv om avstanden ikke behøver å være stor. Siden tilsigsseriene er av stor betydning ved produksjonsberegninger og dimensjonering av vannkraftanlegg, bør det legges stor vekt på å fremskaffe gode serier.

Det finnes i dag brukbart verktøy for å utvide korte tilsigsserier. Som nevnt i avsnitt 3.2.1. inneholder programpakken KOFOT flere metoder. Regresjon er implementert i pakken fra våren 1992.

Når det gjelder metoder for beregning av tilsig for felt uten tilsigsdata gjenstår det en god del arbeide. I regi av VR er det igangsatt prosjekter for å finne sammenhenger mellom feltparametre og parametre i HBV-modellen for å kunne benytte denne modellen til å lage tilsigsserier i felt uten observasjoner.

4.1.2 Utbyggingsplanlegging

Når det gjelder programvare for å vurdere ulike utbyggingsalternativer, kan følgende forbedringer gjøres:

- * Gi mulighet for å kunne legge inn opplysninger om aktuelt snømagasin i planleggingsmodellene (dette er under utvikling ved EFI, finansiert av VR).
- * Utvikle modeller med høyere tidsoppløsning (gjøres noe arbeide her ved EFI i Vassdragssimulatorprosjektet; finansiert av VR og offentlige midler).

- * Utvikle modeller som kan håndtere større usikkerhet i grunnlagsdataene (klimaendringer).
- * Gjøre modellene mer brukervennlige både med tanke på brukergrensesnitt og dataflyt. Her gjøres mye i NTN-prosjektet "Integrerte driftssentraler".

4.2 BYGG-/ANLEGGSTEKNIKK.

Ved forskning vil det antagelig være mulig også på anleggsteknisk side å utvikle ny teknologi/arbeidsmetoder som kan redusere tapene i kraftverkene. Forskningen bør gjøres innen områdene:

- Reduksjon av falltap.
- Reduksjon av vanntap.
- Reduksjon av byggekostnader og byggetid.

EFFEN-programmet har tatt opp denne utfordringen, og har allerede definert enkelte forskningsprosjekter.

Innenfor de enkelte områder skal forskning/utvikling for følgende prosjekter drøftes:

4.2.1 Reduksjon av falltap

Ved reduksjon av falltap kan kanskje i snitt ytterligere 0,5-1% av energien utnyttes. For enkeltprosjekt kan reduksjonene være vesentlig større, f.eks. ved en effektiv reduksjon av singular-tap.

a) Redusere singularøstap i vannveien

En har ofte erfart at falltap (singularøstap) gjennom detaljer i vannveien kan utgjøre en vesentlig del av falltapene, f.eks. ved inntak, konuser, forgreninger, samløp og utløp.

Ved bruk av fysiske modeller har en tradisjonelt løst slike problemer. Slike modellforsøk krever imidlertid mye ressurser i modellbygging og utprøving. Optimal utforming kan også bestemmes med numeriske modeller. Utvikling av slike modeller hvor en enklere/billigere kan komme frem til en optimal løsning, vil være et interessant forskningsprosjekt.

b) Glatting ved vannjet

Glatting av tunnelvegger med vannjet har vært nevnt utallige ganger de senere år som et interessant forskningsprosjekt. I løpet av det siste året har et slikt prosjekt kommet igang ved firmaet Matco A/S med forsøk i en tunnel i Narvik.

Foreløpige målinger viser at en kan forvente en ruhet (M) mellom 60 og 70 ved bruk av vannjet. Ruhet, kostnader og tidsforbruk skal klarlegges ved forsøkene.

For at vannjet skal konkurrere med optimal strossing av en 20 m² tunnel med maks. hastighet på 2 m/s og forhold som nevnt i kapitlet om strossing, må vannjet ikke koste mer enn ca. kr. 3.000 pr. meter dersom en oppnår en Manning på 70 og vanntapet ved driftsstans er det samme. Det burde være realistisk.

c) Glatting av tunneler med sprøytebetong

Glatting av vegger og heng i gamle tunneler med sprøytebetong har vært foreslått fra ulike hold i mange år uten at noen kraftverkseiere har forsøkt seg på et slikt prosjekt. Det er derfor ingen erfaring med hverken betongbehovet eller resulterende ruhet (M). Dersom vi for en 20 m² tunnel antar at det vil medgå 1,5 m³ pr m, dvs. en midlere tykkelse på 10 cm, vil sprøytebetongen koste fra 2500 - 3000 kr/m. Med kostnader til spyling før påføring til 100 kr/m og rigg til 900 kr/m får vi en totalpris på 3.500 - 4.000 kr/m. 10 cm tykkelse kan synes noe tynt for å oppnå en glatt tunnel, slik at kostnadene her heller er noe i underkant. For 4.000 kr/m kunne en ha strosset 30 m² større tverrsnitt.

For at sprøytebetong med f.eks. M=60 skal kunne konkurrere i pris, må kostnaden pr. meter komme ned til ca. kr. 1.000,-. Her trengs det derfor mer kunnskap om ruhetsforbedringen og betongbehovet og en forbedring av arbeidsmetodene for slike systematiske sprøytebetongarbeider før vi kan si om denne metoden vil være konkurransedyktig.

4.2 REDUKSJON AV VANNTAP

Ved overløp over dammer ved bølger, vannoppstuvning og ved vannlekkasje i dammer og vannveier, tapes det en ukjent mengde vann. Flere prosjekter i 5% programmet tar sikte på å påvirke, lokalisere og måle disse tapene, og å foreslå tiltak for å redusere dem. Gevinstpotensialet her vil antagelig være begrenset.

Reduksjon av byggekostnader og byggetid

a) **Strossehastighet**

Ved reduksjon av byggekostnader ved utvikling av nye arbeidsmetoder er potensialet egentlig ubegrenset. De siste 10 års utvikling innen fjellsprengeteknikken har vært helt utrolig, og det meste er derfor kanskje tatt ut.

En vesentlig ulempe ved strossing av tunneler, er at en sjelden kan unngå driftstap i anleggsperioden. Utvikling av arbeidsmetoder som kan øke hastigheten av strossearbeidet vil derfor vesentlig forbedre økonomien i prosjektene.

b) **Sikringsarbeider**

Sikring av strossede og parallelle tunneler er en vesentlig kostnad, ofte 30-60% av sprengningsarbeidene. Forskning i

metodikk for bedre å kunne beskrive nødvendig sikringsomfang ved kartlegging av fjellet før opprustningsarbeidene starter, vil kunne sikre riktig optimalt tverrsnitt og gjennomføring av prosjektet innenfor budsjettet.

4.3 MASKINTEKNIKK.

4.3.1 Maskinteknisk utstyr i vannveien

Inntak kan med eksisterende verktøy dimensjoneres slik at en oppnår optimale dimensjoner, optimal utforming. For enklere inntak finnes det idag ulike kommersielle EDB-modeller som kan benyttes for dimensjonering. Mer kompliserte inntak i elv kombinert med flomavledning etc. undersøkes fremdeles enklest i modell. På denne siden kan en imidlertid forvente en utvikling mot matematisk modellering, som kan bringe undersøkelseskostnadene nedover.

Varegrinder er det fokusert endel på. Regnes teknisk/økonomisk ut fra "rene" grinder, er nær sagt alle varegrinder grovt overdimensjonerte.

Ved prosjektering blir gjerne grindene laget så store som en synes er "mulig", og lysavstanden i grindene blir også valgt så stor som mulig i forhold til de begrensninger som er nevnt før.

Disse skjønnsmessige avgjørelsene blir gjerne støttet opp av det en vet om forurensingssituasjonen i vassdraget.

Hvorvidt en kan komme noe nærmere "det riktige" med ulike forskningsprogrammer synes tvilsomt, da også forurensingssituasjonen i vassdragene endrer seg med tiden.

Mer vesentlig er at varegrindene står i en strømningsriktig inntakskonstruksjon, og er utstyrt med, eller forberedt for, egnet renskeutstyr.

Det samme gjelder forsåvidt også i forbindelse med dimensjonering for å redusere sarrproblemer.

En får alltid enkeltanlegg hvor det forventes eller viser seg uventede problemer, men disse løses helst på individuell basis.

Turbinrør

Turbinrør dimensjoneres ut fra teknisk/økonomiske kriterier og har neppe noe spesielt utviklingspotensiale utover den kontinuerlige teknisk/økonomiske "produktforbedringen" som stadig pågår.

Det samme forholdet har en når det gjelder vedlikeholdsproblematikken.

På dimensjoneringssiden er det for innstøpte rør fremdeles endel uavklarte spørsmål som kan ha økonomisk betydning, forøvrig er rør oversiktlige dimensjoneringsmessig.

Av de rørmaterialene en har idag, så er, og vil bli, stål det dominerende materialet. Andre materialer, så som glassfiberarmert, umettet polyester, betong og tre er kun interessante i den grad de konkurrerer med stål, noe som varierer med tid og sted.

Det har vært gjort forsøk med fiberarmerte betongrør for å konkurrere med forspente betongrør og andre rørmaterialer for nedgraving ved moderate trykk, men alternativet syntes ikke økonomisk interessant.

Et spesielt forhold har en ved eldre, smisveiste stålrør. Disse er sprøbruddsutsatte, og NVE Vassdragstilsynet har etterhvert begynt å forlange rørene utskiftet. Kostnadene ved dette er formidable. Kunnskapen om disse rørene er imidlertid såvidt gode at en neppe ved ytterligere materialforskning kan forlenge levetiden. Problemet er imidlertid interessant fra en annen synsvinkel. Kan en fastlegge en akseptabel skadeprofil, så kan denne ved dårlige rør bedres ved tiltak omkring rørene såsom forbygningsarbeider, reduisering av sannsynlighet for regulatorfeil, etc.

Avløpssiden er spesielt viktig på lavtrykksanlegg. For samspillet turbinhjul, sugerør og avløpskanal etc. har en mye av den samme problemstillingen som ved inntakene hvor en kan foreta en matematisk modellering eller utføre modellprøver.

4.3.2 Turbiner

Av generelle ting som har betydning for fremtidig utvikling kan nevnes forholdet mellom modell og prototyp-prøver. Det er idag ingen fullkomne omregningsregler, noe som gjør at en kan feilvurdere gevinster spesielt når en bare bruker modellprøver som referanse.

For fullturbiner, Kaplan og Francisturbiner er forholdene omkring kavitasjonsproblematikken usikker. Kan en med rimelig sikkerhet korrellere driftsproblemer og vedlikeholdsbehov med beregnet eller modellmålt kavitasjonssikkerhet kan en optimalisere endel installasjoner langt bedre enn i dag. Dette har også interesse ved gamle turbiner, hvor det ofte er spørsmål om å øke slukeevnen og/eller senke undervannet.

Av andre ting av generell interesse for fullturbiner er sammenhengen mellom forstyrrelser på innløpssiden, eksempelvis ventiltap, og turbin-virkningsgraden.

Utløpstapene fra sugerøret er betydelig for lavtrykksanlegg. Idag er det gjerne slik at indre sugerrørsdel bestemmes av turbinleverandøren, mens ytre del, totallengden i stor grad bestemmes av konsulenten ut fra teknisk/økonomiske kriterier. Her mangler likeledes endel av det teoretiske grunnlaget.

Ser en på de ulike turbintypene, er det endel spesielle trekk:

Peltonturbiner

Det finnes idag ingen beregningsmetode for en komplett strømming i Peltonturbiner, selv om det for dyse/nål og skovler kan lages isolerte beregningsmodeller. Likeledes er det heller ingen anerkjente skaleringsmetoder som gjør at en med sikkerhet kan overføre resultater fra modellprøver til prototyp.

Dette er et problem for eksempelvis horisontale "moderne" Peltonturbiner, hvor modellprøver gir 3/4 % høyere virkningsgrad enn prototypprøver. Videre har en en rekke eldre horisontale anlegg med lav virkningsgrad, hvor en vet at turbinhuset med skjermer, lufting, undervannsstand etc. kan ha vesentlig innflytelse på virkningsgraden.

Ved installering av nye nåler/dyser og moderne turbinhjul i eldre anlegg er det imidlertid selv ved modellprøver i liten grad mulig på forhånd å vurdere hva resulterende virkningsgrad vil bli, effekten av endret utførelse av skjermer etc.

Et beslektet problem er virkningsgradsforløpet ved vertikale fler-strålers Peltonturbiner hvor virkningsgraden på fullast synker betydelig mere enn det en får ved modellprøver.

Samme usikkerhet har en ved flerstrålede turbiner når det gjelder virkningsgradsforløpet ved drift på alle, kontra redusert stråleantall.

Sannsynlig fremgangsmåte for å løse dette problemet vil være at en gjennom øket teoretisk forståelse får modifisert modellprøvstandene slik at resultatene av ulike modifikasjoner i modell med større sikkerhet kan regnes om til prototypen.

Sammenligner en med en "øvre" omhyllingskurve ut fra dagens virkningsgradsnivå, ville vi anta at det over tid bør være mulig å øke virkningsgraden med 0.3 til 0.5%, kanskje opp til 91 % for horisontale turbiner med lavere fall og opp mot 92 % for vertikale turbiner med høye fall. For eldre enkeltanlegg kan økede kunnskaper gi en betydelig større gevinst ved ombygging.

Ut over dette skjer det hos leverandørene en mer kontinuerlig produktutvikling, som, foruten en mulig virkningsgradsforbedring, i større grad gir seg utslag i bedre driftssikkerhet og lavere produksjonskostnader. Et pågående eksempel på dette er forsøkene med ulike beleggss bestandighet mot sandslitasje.

Francisturbiner

Francisturbiner har nådd en stor grad av teknisk fullkommenhet, selv om det fremdeles skjer en kontinuerlig produktutvikling, forfining når det gjelder detaljer.

For å vurdere hva som er mulig i Francisturbiner, er det naturlig å se på tapsfordelingen i en Francisturbin, som for turbiner for midlere fallhøyde ved beste virkningsgrad kan være:

-	Tap i spiraltrømme	ca 0.5 %
-	Tap i stagring	ca. 0.7 %
-	Tap i sugerør	ca. 0.6 %
-	Tap løpehjul	ca. 1.0 %
-	Tap i spalter, vanntap	ca. 0.9 %
-	Tap pga. skivefriksjon	ca. 0.8 %
-	Tap i ledeapparat	ca. 1.5 %

I tillegg kommer utløpstapet fra sugerøret, som ikke regnes inn i turbinvirkningsgraden.

For turbiner med lavere fallhøyde vil spesielt sugerørstapene øke i forhold til tallene ovenfor. For høytrykksturbiner vil særlig spalte- og skivefriksjonstapene, men også ledeapparatstapene øke i forhold til tallene ovenfor.

En del av disse tapene er "bevisste tap" pga. en forhåpentligvis gjennomtenkt teknisk/økonomisk dimensjonering, og andre tap, spesielt spaltetapene men også ledeapparatstapene påvirkes av vedlikeholdstilstanden.

Tap som har sammenheng med den hydrauliske dimensjoneringen kan en delvis vurdere ved matematisk modellering og delvis ved modellprøver. Endel andre tap, såsom spalttap, endel av ledeapparatstapene har sammenheng med produksjonstoleranser, deformasjoner under drift etc. og er vanskeligere å ta direkte ved modellprøver eller hydraulisk modellering. Disse kan imidlertid lett vurderes isolert.

Ved Francisturbiner er fremgangsmåten ved modifisering og forbedring gjerne en kombinasjon av teoretiske beregninger og modellprøver. På denne siden er det fremdeles et utviklingspotensiale, hvor en kan forvente at en enklere og mer nøyaktig kan foreta beregninger, og så utføre modeller for prøving.

På sikt kan dette også medføre en endring av dagens dimensjoneringsprinsipp, hvor en i utgangspunktet har et begrenset antall disponible modeller. En bruker så gjerne den modellen som ligger nærmest det ønskelige, noe som er vanlig på Kaplanturbiner og for utenlandske leverandører på Francisturbiner. Kværner Energy bruker for middels- og høytrykks Francisturbiner istedet en fremgangsmåte hvor en tilpasser ledeskovlhøyden til den aktuelle vannføringen. En kan med bedre beregningsverktøy, eksempelvis numerisk strømningsanalyse dimensjonere turbinen optimalt direkte, noe som også muliggjør en bedre tilpassing av for eks. nytt turbinhjul i gamle turbiner.

Hvis en skal trekke slutninger av den tapsfordelingen en har i turbinen, samt fra virkningsgradsøkningen gjennom tiden opp til nå, så er imidlertid potensialet for videre forbedringer bare i størrelsesorden 0.5 til 1 %. Ser en imidlertid over spekteret av turbiner for alle fallhøyder, så synes det som enkelte hjulmodeller bør kunne forbedres betydelig mere.

Foruten forfining av den hydrauliske konstruksjonen i selve turbinhjulet, så er det i hovedsak i samspillet mellom stag, ledeapparat, hjul og sugerør en har gevinstmuligheter. Videre er optimal sugerørskonstruksjon og reduserte spalttap av betydning.

Endel av gevinsten er imidlertid ikke uten uforholdsmessig store kostnader anvendbar på gamle turbiner. Eksempler på dette er optimal plassering og størrelse av stagskovler eller endret sugerørsutførelse.

Ut over dette skjer det hos leverandørene en mer kontinuerlig produktutvikling, som, foruten en mulig virkningsgradsforbedring, i større grad kan gi utslag i bedre driftssikkerhet og lavere produksjonskostnader. Et pågående eksempel på dette er forsøkene med ulike ledeskovletninger for å redusere tapene, men også forsøk med nye materialkombinasjoner i ledeapparatet for å redusere klaringer og med det tapene, uten at en øker faren for rivinger eller øket sandslitasje.

Kaplanturbiner

Det drives idag lite utviklingsarbeide på Kaplan-turbiner i Norge, men internasjonalt, og også i Sverige er det en kontinuerlig utvikling. Kaplan-turbinene er i samme situasjon som Francisturbiner, det finnes hjul typer som er gode og hjul typer som relativt sett er dårlige.

Foruten en forfining av det strømningsstekniske forløpet gjennom turbinen, kan en tenke seg en rekke andre forbedringer. Eksempelvis vil redusert strøming over løpeskovlendene være en av forutsetningene for å bruke Kaplan-turbiner ved høyere fall.

Sugerørstapene utgjør en forholdsmessig større del av tapene i en Kaplan-turbin, og en optimalisering av samspillet løpehjul/sugerør/avløp kan bety mye. Eksempelvis gir et dypere sugerør øket virkningsgrad, men også økede kostnader. Grunnlaget for en fornuftig teknisk økonomisk dimensjonering er imidlertid fremdeles mangelfullt.

Rørturbiner er en avart av Kaplan-turbiner, det er i dag lite som tilsier at en skulle prioritere forskning på denne turbintypen. Det samme gjelder for såvidt også Remrørturbiner, Propeller og S-turbiner selv om dette er turbintyper som fremdeles vil bli levert til småanlegg. For disse anleggene er det mere prisen som betyr noe, og flere ulike leverandører har sine spesialtyper.

Pumpeturbiner

Pumpeturbiner er internasjonalt viktige. For Norge er det imidlertid få anlegg i drift, og ennå færre nye anlegg som vil bli bygget.

Utviklingsarbeidet på høytrykks pumpeturbiner er imidlertid nært knyttet sammen med utviklingen på høytrykks Francisturbiner, da mye av problemstillingen er felles.

Nye turbintyper

Spesielt for småanlegg foregår det en stadig utvikling av nye, "lure" turbintyper, som skal være både billigere i produksjon og gjerne også bedre i virkningsgrad enn eksisterende turbintyper. En har til nå i de aller fleste tilfelle kommet tilbake til de gamle turbintypene, og det er neppe noen særlig mulighet for radikal nyutvikling.

Anlegg med midlere fallhøyde, over ca. 60 m, og med varierende vannføring er idag ofte problematiske når det gjelder maskinvalget. Fallhøyden er for stor for Kaplanturbiner, og kostnadene blir uforholdsmessig store skal en installere flere Francisturbiner med ulik slukeevne for å ta et større vannføringsområde med god virkningsgrad. En ender følgelig gjerne opp med 2 Francisturbiner som et teknisk/økonomisk kompromiss ut i fra dagens teknologi.

Det finnes en turbintype bereget for sterkt varierende vannføring og fallhøyder 50 til 150 m, Deriaz-turbinen. Det er noe kunnskaper om denne turbintypen i Sverige, men utviklingen har også der stoppet opp pga. usikkerhet om markedspotensialet, slik at det stort sett bare er japanere som idag tilbyr slike turbiner. Ut fra oppnådde virkningsgrader, er det nok denne turbintypen som er "dårligst" relativt sett og hvor utviklingspotensialet følgelig er størst. Selv om det ikke er noe stort marked i Norge idag, hadde det likevel vært ønskelig med en viss teknologisk beredskap for å kunne tilby en egnet turbin hvis slike anlegg skal bygges ut.

Utover det fallhøydeområdet hvor en kan forvente at vanlige Francisturbiner kan benyttes i fremtiden, kunne en tenke seg en 2-trinns Francisturbin. Det kunne også vært ønskelig med en viss teknisk/økonomisk vurdering av denne turbintypen sammenlignet med Peltonturbiner, slik at en bedre kunne vurdere potentialet.

Regulatorer

Regulatorennes mekaniske del, med hydraulikksystemet er i ferd med å finne sitt "naturlige" teknisk/økonomiske nivå. Men en kan forvente en langsom øking av det generelle trykknivået hvor det er noe å vinne økonomisk.

Elektronikksiden er fremdeles i rivende utvikling, og komponentprisen utgjør en stadig mindre del av totalprisen. Videre vil de i stadig større del bli tilbudt enhetsløsninger for styring av komplette kraftstasjoner, hvor turbinregulatoren blir en intergrert del av en større styrings og overvåkingsenhet.

Forøvrig skjer det endel interessante ting når det gjelder reguleringsprinsippene. Eksempelvis er det regulatorer som varierer regulatorparametrene automatisk ut fra nettforhold, og også for. eks. benytter trykkvariasjonene i røret som inngangsparametre. Ved dette kan en i endel tilfelle redusere kravene til svingmasse, svingekammerareal etc. og fremdeles oppnå stabilitet på eget nett. Her kan det ligge en betydelig besparelse ved eksempelvis øking av installasjonen ved eksisterende vannveier. Det er imidlertid to forhold som har en tendens til å motvirke dette.

- Svingegrensene ved fullastavslag er nær uavhengige av regulatortype, og, såsant det ikke legges inn spesielle driftsbegrensninger, ved påslag.
- En rekke anlegg er dimensjonert for bare fullast påslag eller avslag. I sammenheng med øket grad av fjernstyring, automatisering kan en få problemer med svingegrensene ved kombinasjoner som fullt påslag/avslag i ugunstigste

øyeblikk, eller avslag/påslag/avslag i ugunstigste øyeblikk.

På beregningssiden er det idag i bruk EDB-programmer som tillater nøyaktige beregninger når premissene er satt. Når det gjelder valg av premisser, er det imidlertid en stor grad av "synsing" i de 2 - 3 fagmiljøene som foretar slike beregninger. Ved bedre vurdering av aktuelle nettforhold, mer overordnet styring av hvilke krav som bør stilles til stabilitet, last-respons etc. kan en få en mer økonomisk optimal dimensjonering.

Utviklingen på regulatorsiden vil imidlertid ikke gi noen særlig energigevinst, men kan redusere utbyggingskostnadene.

4.4 ELEKTROINSTALLASJONEN.

Elektroteknikken er under rivende utvikling. Dette gjelder særlig innenfor felter der informasjonsteknologi kan anvendes. Informasjonsteknologien i seg selv skaper ikke økt energiproduksjon, men den er et hjelpemiddel til å realisere metoder for styring og overvåking som tidligere enten var for ressurskrevende eller ikke mulige. Disse metodene har muligheter for økt driftssikkerhet og produksjon. Det er særlig ved installasjon av nytt styre- og kontrollutrustning dette kan realiseres. Stikkord er utnyttelse av datamaskin sammen med eventuell utvidet instrumentering. Videre vil brukers krav om at utstyr fra ulike leverandører skal arbeide bedre sammen bli oppfylt.

For de mer klassiske elektrotekniske komponentene er utviklingen mer moderat. Videreutvikling vil gå i retning av en rekke forbedringer i form av forenklinger, bedre materialutnyttelse og til dels at moderne materialer vil erstatte etablert teknikk. Standardkomponenter vil i større grad bli tatt i bruk.

4.4.1 Utviklingsbehov

I forbindelse med opprusting og utvidelse er det påvist at det er muligheter for øket energiproduksjon gjennom virkningsgradsforbedringer og øket driftssikkerhet for det elektriske utstyret. Besparelsene er hver for seg små, men satt sammen i et system og gjennomført på en god måte, kan energiproduksjonen økes, i noen tilfeller med vel en prosent.

Det er et særtrekk at man i Norge i dag stort sett reparerer og bringer utstyret omtrent tilbake til ny stand, muligheter som utnyttes i andre land, blir ikke utnyttet. Dette siste er et tankekors i et land hvor elektrisitetsforsyningen satser så mye på ENØK. Det er vanskelig å påvise at norske forhold er så spesielle at våre konklusjoner skal bli annerledes.

Med de forhold som er nevnt ovenfor, synes det derfor klart at det er behov for et verktøy som påviser mulighetene i forbindelse med opprustings og utvidelsesprosjekter. Verktøyet må også overslagsmessig beregne rentabiliteten for ulike alternativer. Det er viktig at alle relevante forhold tas med i betraktning, også at det eksisterende utstyret har endelig

levetid. Estimering av fremtidige strömpriser og rentenivå er vesentlige faktorer.

Opprusting eller utvidelse kan vanskelig finne sted uten at det blir produksjonstap i anleggsperioden. Det vil alltid være behov for metoder og hjelpemidler slik at slike tap kan minimaliseres.

I enkelte tilfeller, særlig ved opprustning av små anlegg hvor det økonomiske grunnlag er spinkelt, må man se seg om etter og kunne akseptere forenklete løsninger.

5. SLUTTKOMMENTAR

Det er vel hevet over enhver tvil at de investeringer som er gjort i vannkraftanlegg, vil bli utnyttet i mange generasjoner framover. Hvordan senere generasjoner vil ta vare på og holde dette i drift, er vanskelig å besvare. I alle fall må vi sørge for at noen tar vare på og drar nytte av den kompetanse som er bygget opp i vårt vannkraftmiljø.

Det snakkes mye om opprusting og utvidelser. Selv om tiden mellom hver større opprusting av et anlegg er lang, er det verdt å merke seg at med en opprustingstakt på ett kraftverk pr. måned, vil det ta 44 år å ruste opp alle norske kraftverk!

Hva kan vi så vinne ved opprusting eller utvidelse? Anvender man statistikken og forutsetter virkningsgradsforbedring på 2 % ved hver opprusting av et kraftverk, kan det ta 22 år å oppnå en gevinst på 1 TWH. Men fordi gamle kraftverk er gjennomgående mindre enn nyere, vil det ta lengre tid. På den annen side er det klart at om man ikke gjør noe, vil kraftproduksjonen bli redusert på grunn av utslitt utstyr som ikke fungerer. Og dette vil mest sansynlig redusere produksjonen med flere prosent.

Vedlegg 1: Beskrivelse av modeller som kan benyttes til utbyggingsplanlegging.

BESKRIVELSE AV MODELLER SOM BENYTTES TIL UTBYGGINGSPLANLEGGING

VANSIMTAP

VANSIMTAP er en programpakke for detaljert simulering av tappefordelingen i et vilkårlig vannkraftsystem med serie-parallellstruktur. I programmet kan et vassdrag modelleres med stor grad av detaljering. I tillegg til det fysiske vannkraftsystem beskriver inngangsdataene kontraktsrettigheter og forpliktelser, kjøps- og salgsmuligheter hos Samkjøringen (tilfeldig kraft), utvekslingspris (preferansefunksjon/prisrekke) og event. tilgang på varmekraft. I utbyggingssammenheng er modellen basert på en optimaliseringsfilosofi der det søkes det utbyggingsalternativ som tilfredsstiller gitte fortjenestekriterier på kapital som skal investeres.

Modellen opererer på ukesbasis og det viktigste som utføres i modellen er

- * beregning av verdi av lagret energi som funksjon av magasininnhold
- * beregning av total produksjon for hver uke ved å sammenligne verdien av eget vann med aktuelle markedspriser
- * fordeling av tapping og produksjon i henhold til definerte strategier for å oppnå totalproduksjonen
- * bokføring av resultat i form av vannføring, produksjon, magasinendring og produksjonsverdi.

Modellen tar idag ikke hensyn til aktuelt snømagasin ved simuleringene.

SAMKJØRINGSMODELLEN benyttes til å simulere driften for flere selvstendige verk som kan utveksle kraft via et felles utvekslingspunkt. Det foretas en drifsoptimalisering som bygger på vannverdiprinsippet og utveksling mellom produksjonsenhetene etter prinsippet om lik balansepris.

ENMAG

ENMAG benyttes primært til å simulere mindre utbygginger i et vassdrag. Modellen har valgbar tidsoppløsning (døgn høyeste oppløsning) og kan gi økonomiske resultater fra en simulering hvis et kraftmarked spesifiseres. Driftsstrategien i modellen er valgbar (3 alternativer). Den er regelbasert og det ligger ingen optimaliseringsfilosofi i modellen.

ENMAG er en enmagasinmodell, og er ikke umiddelbar anvendbar i vassdrag med 2 eller flere magasiner.

SESONGPLAN

SESONGPLAN kan benyttes både ved utbyggingsplanlegging og til produksjonsplanlegging. Brukt i utbyggingssammenheng kan programmet koples til et lastflytprogram med en detaljert beskrivelse av nettet.

SESONGPLAN kan benyttes til å beregne optimal kjøreplan for hvert kraftverk innenfor et samkjørt system. Ved å legge inn aktuelt vedlikehold på ulike tidspunkter, kan økonomisk gunstig tidspunkt finnes.

Vedlegg 2: Forklaring av programnavn, forkortelser etc.

HBV-modell:	Den mest brukte tilsigsprognosemodellen i Norge (levers av NHL, NVE og EFI, finansiert av VR).
KOFOT:	Programsystem for kontroll og forlengelse av tilsigsserier (leveres av EFI, finansiert av VR, Samkjøringen, Statkraft og RAGEP-gruppene).
EOF-metoder:	Statistisk metode til å forlenge serier.

I 1992 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- Nr 1 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Seminar om småkraftverk Olavsgård, 29. jan. 1992. (95 s.)
- Nr 2 Gry Berg og Per Einar Faugli (red.): FoU-prosjekter i Orkla. Oppsummerende prosjektmøte. (349 s.)
- Nr 3 Hallgeir Elvehøy og Nils Haakensen (red.): Glasiologiske undersøkelser i Norge 1990 og 1991. (103 s.)
- Nr 4 John Cock: Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1992. (7 s.)
- Nr 5 Opprustning og utvidelse av vannkraft. Nr 18. Mælafoss og Skulbørstadfoss kraftverker, Nord-Trøndelag. (15 s.)
- Nr 6 Ollianne Eikenæs og Per Einar Faugli (red.): Etterundersøkelsesprogrammet - statusrapport 1991. (71 s.)
- Nr 7 Jon Arne Eie, Per Einar Faugli og Odd E. Sjulsen: Type og referansevassdrag
- Nr 8 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 19 Aurland I kraftverk, Sogn og Fjordane. (27 s.)
- Nr 9 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 20 Vamma kraftverk, Østfold. (35 s.)
- Nr 10 Anders Korvald og Torodd Jensen, NVE/Ødegård & Grøner: Vannkraftpotensialet relatert til kostnaden for vindkraftverk. Grunnlag: ressurskartlegging i Vesterålen. (122 s.)
- Nr 11 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 21 Nedre Nea kraftverk, Sør-Trøndelag. (30 s.)
- Nr 12 Utgår
- Nr 13 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Utnyttelse av minstevannføring til kraftproduksjon i Sira-Kvina. (19 s.)
- Nr 14 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra effektutvidelse ved Tronstad kraftverk. (22 s.)
- Nr 15 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Beslutningsprosessen - en veiledning. (48 s.)
- Nr 16 Konesjonskraft. (59 s.)
- Nr 17 Tron Laumann : Simulering av breers massebalanse. (16 s.)
- Nr 18 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Utnyttelse av minstevannføring til kraftproduksjon. Sluttrapport. (15 s.)
- Nr 19 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Kraftverkene i nedre deler av Drammensvassdraget. O/U-planer 1980-92. (27 s.)
- Nr 20 Steinar Pettersen og Ollianne Eikenæs: Differensiert forvaltning av vernede vassdrag. (18 s.)
- Nr 21 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Levetid og restlevetid. (42 s.)
- Nr 22 John E. Brittain og Jon Arne Eie (red.): Biotopjusteringsprogrammet - status 1991. (47 s.)

I 1992 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- Nr 23 Erling Solberg; Vindkraft. En generell presentasjon av vindkraft og det norske vindkraftprogrammet. (16 s.)
- Nr 24 Ollianne Eikenæs og Per Einar Faugli (red.): Vassdragsdriftsprogrammet - statusrapport 1991. (66 s.)
- Nr 25 Håkon Egeland (red.): Veileder for regional kraftsystemplanlegging. Rammer for regional kraftsystemplanlegging. Kraftsystemplanen. Organisering av planarbeidet. (14 s.)
- Nr 26 Haavard Østhagen: Prosjekt gjengroing av vassdrag. Sluttrapport. (23 s.)
- Nr 27 Asle Selfors (red.): Kvantifisering av miljøulempen ved ulike energiteknologier. (60 s.)
- Nr 28 Inge Harald Vognild: Effekttutveksling med utlandet. (31 s.)
- Nr 29 Jon Bekken: Verneplan IV, fuglefaunaen i vassdrag på Østlandet. (153 s.)
- Nr 30 Oddvar Pedersen og Stig Hvoslef: Verneplan IV, botanisk vurdering av vassdrag i Nordland. (220 s.)
- Nr 31 Jim Bogen, Margrethe Elster, Ragnhild Hougsnæs, Sverre Husebye og Hans Chr. Olsen: Verneplan IV, geofaglig vurdering av vassdrag i Nordland. (153 s.)
- Nr 32 Margrethe Elster og Jim Bogen: Verneplan IV, geofaglig vurdering av vassdrag i Nord- og Sør-Trøndelag. (49 s.)
- Nr 33 Anne Kroken: Verneplan IV, friluftsfaglige vurderinger av vassdrag i Hedmark og Oppland. (105 s.)
- Nr 34 Anne Kroken: Verneplan IV, friluftsfaglige vurderinger av vassdrag i Aust- og Vest-Agder. (85 s.)
- Nr 35 Anne Kroken: Verneplan IV, friluftsfaglige vurderinger av vassdrag i Buskerud og Telemark. (129 s.)
- Nr 36 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, Niingen kraftverk, Nordland. (17 s.)
- Nr 37 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Status og muligheter fremover. (66 s.)