NVE
NORGES VASSDRAGS
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

Levetid og restlevetid

Nr 21
1992

ENERGIAVDELINGEN

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

Tittel: OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK. LEVETID OG RESTLEVETID	Publikasjon: 21
Forfattere Erik Fleischer (Berdal Strømme), Torolv Mohagen (Kværner E.), Olle Storholt (ABB), Anders Skonhoft (Sos.øko.inst, UNIT). **Høringsgruppe** Tor Gjermundsen (Ødegaard & Grøner), Svein Rudnå (Drammen Energiverk), Anders Korvald og Torodd Jensen (NVE).	**Dato:** 01.09.1992
	ISBN nr: 82-410-0158-4 **ISSN nr:** 0802-2569

Sammendrag
Rapporten inngår i en serie som omhandler opprusting/utvidelse av vannkraftverk. Rapporten gir en beskrivelse av hvor lang levetid som kan forventes av ulike deler i et nytt vannkraftanlegg. For å kunne beregne restverdien av gamle vannkraftverk og derigjennom verdien av å ruste opp eller utvide anlegget, gis også en omtale av forventet restlevetid.

Abstract
This report is included in a publication series dealing with uprating/refurbishing of hydropower plants. The report describes the prospective lifetime of the different parts in a new power plant. When considering uprating or refurbishing an old plant, the project has to be based on the a value of the plant. This value depends on the prospective remaining lifetime, which is described in the report.

Emneord

Opprusting
Levetid

Subject terms

Upgrading
Lifetime

Ansvarlig underskrift

Erling Diesen
vassdrags- og
energidirektør

Kontoradresse: Middelthunsgate 29
Postadresse: Postboks 5091, Maj.
0301 Oslo 3

Telefon: (02) 95 95 95
Telefax: (02) 95 90 00
Telex: 79397 NVEO N

Bankgiro: 0629.05.75026
Postgiro: 0803 5052055

1 Andvord

VANNKRAFTVERK

Levetid og restlevetid

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

SAMMENDRAG OG KONKLUSJON

Selgren Uldvarefabrikk i Tingvold på Nordmøre som er fra 1898 er trolig det eldste kraftverket i Norge som upåvirket av større revisjoner fortsatt er i drift.

I industrialiserte land er det vanlig å benytte 60 års levetid ved økonomiske analyser av vannkraftverk, mens man i Norge har benyttet 40 års levetid uansett om kraftverket er typisk elvekrafverk med mye slitbare deler eller et magasinverk med en høy andel "evigvarende" deler. Basert på erfaringer fra norske kraftverk og den teknologiske utvikling de siste årene anbefales det å benytte levetider for ulike komponenter som vist i kap. 2.3 i rapporten. Dette kan enkelt summeres til

bygg:	100 år
maskin:	60 år
elektro:	40 år

Det vil si lengre analysehorisont enn den tradisjonelt benyttede levetiden på 40 år.
En differensiering av levetider mellom ulike kraftverkskomponenter er verdiløs uten en matematisk modell som tar hensyn til dette. I rapporten er det derfor utviklet en hensiktsmessig beregningsmodell som via PC-basert regneark og innsatt verdier for levetid, revisjonskostnader, revisjonsintervall og driftskostnader gir et bedre bilde av kostnaden for et anlegg. En kraftverksinvestering på 1 kr/kWh gir følgende resultat [øre/kWh] (årlig driftskostnaden er antatt: $d_{trad} = 1\%$, $d_{ny\text{-}bygg} = 0.5\%$ og $d_{ny\text{-}mask/el} = 1\%$ av utb.kostn.):

Realrente	Tradisjonell beregnings-modell	Ny beregningsmodell	
		magasinverk	elvekraftverk
4%	6.1	5.1	5.7
7%	**8.5**	**7.9**	**8.3**
7%, d=0	7.5	7.3	7.5

Som det fremgår av tabellen vil produksjonskostnaden variere først og fremst ved endring av kalkulasjonsrenten. I tillegg vil det først ved et lavt rentenivå ha betydning å skille mellom typiske magasinverk og typiske elvekraftverk. Som et resultat av differensierte levetider og ny beregningsmodell vil investeringer skyves over til komponenter med varig verdi og f.eks. magasinprosjekter i Samlet Plan vil kunne bli rangert høyere. Spesielt dersom Samlet Plans rangeringsmetode la større vekt på økonomi enn hva tilfellet er.

Også gjenværende økonomisk levetid er diskutert i rapporten . Denne levetiden vil nødvendigvis variere sterkt avhengig av nedlagt vedlikehold, type anlegg og den teknologiske tidsepoke stasjonen ble bygd i. Spesielt ved opprustning/utvidelse vil ny beregningsmodell ha betydning ved at man ved hjelp av ny beregningsmodell og ulike levetider er istand til å differenseiere verdien av investeringer i enkelt-komponenter.

I tillegg til levetiden er det også kort diskutert konsekvensene av å endre kalkulasjonsrenten. Pålagt samfunnsøkonomisk kalkulsjonsrente som benyttes ved vurderinger av konsesjonsøknader er fastsatt av Finansdepartementet til 7 % . Lavere rente vil gi større ressursutnyttelse, men lavere avkastning.

INNHOLDSFORTEGNELSE

		Side
1.	INNLEDNING	1
2.	NYE KRAFTVERK - FORVENTET LEVETID	2
2.1	Definisjoner	2
2.1.1	Økonomisk levetid for en anleggsdel	2
2.1.2	Teknisk levetid for en anleggsdel	3
2.1.3	Revisjonsintervall	3
2.2	Hvilke faktorer påvirker den økonomiske levetiden	3
2.3	Levetid, revisjonsintervall og revisjonskostnader for ulike anleggsdeler	4
2.3.1	Byggetekniske anleggsdeler	5
2.3.2	Maskintekniske anleggsdeler	5
2.3.3	Elektroteknisk anleggsdeler	5
2.4	Kostnadsfordeling av totale utbyggingskostnader på elektro, maskin og bygg	6
2.5	Den økonomiske betydningen av forlenget økonomisk levetid under ulike forutsetninger om realrenten eller kalkulasjonsrenten	6
2.6	Ny beregningsmodell for produksjonskostnad	7
3.	EKSISTERENDE KRAFTVERK - FORVENTET RESTLEVETID	9
3.1	Definisjoner	9
3.1.1	Økonomisk restlevetid	9
3.1.2	Restverdi	9
3.2	Byggetekniske anleggsdeler	10
3.2.1	Dammer	10
3.2.2	Vannvei	11
3.2.3	Kraftstasjonsbygg	11
3.3	Maskintekniske anleggsdeler	13
3.3.1	Rør	13
3.3.2	Turbiner	14
3.3.3	Luker, utstyr i vannveien	18
3.4	Elektrotekniske anleggsdeler	18
3.4.1	Generator	18
3.4.2	Transformator	22
3.4.3	Apparatanlegg	22
3.5	Tilstandsstyrt vedlikehold	23

Bilag 1 : Kraftpris (annuitetsfaktorer) som funksjon av økonomisk levetid og rentefot

Bilag 2 : Kraftpris som funksjon av øk.levetid og rentefot ved utb.kostnad 3.00 kr/kWh

Bilag 3 : Reduksjon i kraftpris som funksjon av rentefot og øket gjenværende levealder

Bilag 4 : Vannkraftgeneratorer
- Produksjonstap
- Fordeling av skade
- Antall, ytelser og byggetid i Norge

Bilag 5 : Ny beregningsmodell for årlig produksjonskostnad/Neddiskontering og årskostnader

1. INNLEDNING

På oppdrag fra NVE-ER har:

- Torolv Mohagen, Kværner Energy (turbin, luker)
- Olle Storholt, ABB-Energi, (elektro)
- Erik Fleischer, Berdal Strømme (bygg)
- Anders Skonhoft. Institutt for sosialøkonomi Universitetet i Trondheim

utarbeidet et notat om levetid og restlevetid for nye og eldre vannkraftverk og en mer presis beregningsmodell for årlig produksjonskostnad.

Formålet har vært å få en bedre definisjon av begrepet levetid, og at det i denne sammenheng menes økonomisk levetid. Videre å få frem en mer differensiert levetid for ulike anleggsdeler slik at spesielt effekten av lang levetid for byggetekniske anleggsdeler kan komme inn i de samfunnsøkonomiske beregningene av de årlige kWh-kostnadene, øre/kWh.

Videre har det vært viktig å få frem det økonomiske liv for de enkelte anleggsdeler med lange perioder med lave vedlikeholdskostnader og revisjonskostnader med 30-50 års intervall. For alle større byggetekniske anleggsdeler er konklusjonen at den økonomiske levetiden er større enn 100 år for nyanlegg. For nye turbiner og elektroteknisk utstyr er økonomisk levetid anslått til maks. 60 år med unntak for transformatorer og apparatanlegg som er satt til kun 30 år. For tilløpsrør av stål vil den økonomiske levetiden ligge mellom 50 år for nedgravde og 80 år for innstøpte.

For å ta hensyn til ulik levedtid for ulike kraftverkskomponenter er det i kap. 2.6 vist til en ny modell for beregning av årlig produksjonskostnad. I tillegg til å differensiere mellom ulike komponenter tas det også hensyn til revisjonskostnad og revisjonsintervall.

I kap. 3 omtales restlevetiden på eldre kraftverk med henvisninger til rapporten over de vanligste skadene og tiltakene som en bør foreta på eldre dammer. Med regelmessig sakkyndig inspeksjon og systematisk vedlikehold bør også den økonomiske restlevetiden være større enn 100 år for byggetekniske anleggsdeler yngre enn 20-30 år. For eldre konstruksjoner er kvaliteten meget variabel og for enkelte av de eldste konstruksjonene vil økonomisk levetid snart være utløpt

For maskin- og elektroteknisk utstyr er økonomisk restlevetid begrenset til maks. 10 - 30 år for utstyr fra før 1960.

2. NYE KRAFTVERK - FORVENTET LEVETID

For å beregne den samfunnsøkonomiske årlige kostnaden for ny kraft på riktigst mulig måte trenger en å nyansere levetiden til de enkelte anleggsdeler da levetiden vil være ulik for elektrotekniske, turbintekniske og byggetekniske anleggsdeler. Videre er det tiden som den enkelte anleggsdel er interessant å utnytte økonomisk dvs. tiden før den er skiftet ut med en mer effektiv anleggsdel som det er riktig å benytte.

Det er derfor i denne sammenheng forventet <u>økonomisk levetid</u> for de enkelte anleggsdeler som er vurdert og ikke teknisk levetid. Før en går videre er det nødvendig med noen definisjoner av noen sentrale begrep.

2.1 <u>Definisjoner</u>

2.1.1 Økonomisk levetid for en anleggsdel

Økonomisk levetid er den tid da det er totalt sett mest økonomisk å drive eksisterende anleggsdel fremfor å skifte den ut med en ny. Nærmere presisert betyr dette:

* Anleggsdelen har tilnærmet samme produksjon/funksjon i hele levetiden med akseptabel leveringssikkerhet.

* Vedlikeholdsutgiftene holdes på et jevnt og moderat nivå i hele levetiden (ca. 1 øre/kWh eks. skatter for et helt kraftverk).

* Periodevis større revisjonsarbeider av det gamle utstyret kan utføres når dette er mer bedriftsøkonomisk lønnsomt enn å skifte ut hele anleggsdelen med nytt og mere effektivt utstyr. I lønnsomhetsberegningen for ny anleggsdel skal en ta hensyn til

  - driftstans ved ombygging
  - endrede vedlikeholdskostnader
  - fremtidige kraftpriser
  - dagens finansieringsvilkår
  - leveringssikkerheten ved nytt og gammelt utstyr
  - restverdien av eksisterende utstyr
  - Velges helt ny anleggsdel etter en slik analyse, er den økonomiske levetiden avsluttet. Mindre enkeltkomponenter kan skiftes ut ved større revisjonsarbeider i levetiden.

* Dersom det er teknisk og økonomisk riktig med en utvidelse av kraftverket med større slukeevne og økt fallhøyde er det et nytt prosjekt og vil ikke forkorte den økonomiske levetiden selv om verket nedlegges. Restverdien av det eksisterende verket må da påplusses anleggskapitalen til det nye i den økonomiske vurderingen av den nye investeringen.

* Sikkerheten er akseptabel for både den økonomiske investeringen, personer og miljø.

2.1.2 Teknisk levetid for en anleggsdel

Teknisk levetid defineres som den tid anlegget rent teknisk kan fungere uavhengig om det er mer økonomisk å bytte ut anleggsdelen med en mer effektiv del. Ytelsen kan reduseres for å forlenge levetiden.

Vedlikeholdskostnadene må være innenfor et rimelig nivå slik at anleggsdelen hele tiden har en netto restverdi. Risikoen for avbrudd kan øke i levetiden.

2.1.3 Revisjonsintervall

Revisjonsintervall er definert som tiden mellom utbygging og første store planlagte revisjonsarbeide og videre intervallet fram til neste store planlagte revisjon osv.

2.2 Hvilke faktorer påvirker den økonomiske levetiden

En vet fra erfaring at den tekniske standard også for nyanlegg kan variere sterkt fra anlegg til anlegg og at dette vil påvirke levetiden synes selvfølgelig. De anslag over forventet levetid og kostnader som dette notatet angir må derfor betraktes som middelverdier.

Fra definisjonen av levetid kan en summere følgende faktorer som påvirker den økonomiske levetiden:

- Opprinnelig teknisk kvalitet
  - God eller dårlig teknisk utforming
  - Materialvalg
  - Utførelse
  - Lav eller høy belastning
- Vedlikeholdets kvalitet
- Er revisjonsarbeidene utført i rett tid før større skader er oppstått
- Utstyr med høyt utviklingspotensiale vil raskere kunne innhentes av utviklingen
- Økte kraftpriser vil gjøre nye mer effektive anleggsdeler som turbiner, generatorer etc. raskere konkurransedyktige
- Et stort stabilt kraftsystem vil redusere forbrukernes avhengighet av det enkelte kraftverk og spesielt eldre og mindre kraftverk. Mindre avbrudd kan derfor lettere tolereres, og levetiden kan forlenges.

- Nye offentlige krav til sikkerhet, miljø kan gjøre enkelte anleggsdeler uegnet til å løse nye krav.

  Nye flomavledningsbestemmelser kan få slike følger. I de fleste tilfeller vil den gamle dammen kunne fungere videre men med en utvidet lukekapasitet.

2.3 Levetid, revisjonsintervall og revisjonskostnader for ulike anleggsdeler

Livsløpet til en anleggsdel i et nytt kraftverk vil normalt følge et løp etter bygging/installasjon med små faste årlige vedlikeholdskostnader, under 1 øre/kWh for hele kraftverket, helt frem til tiden hvor det er behov for større eller mindre rehabiliteringsarbeider. Videre fortsetter løpet med mindre faste vedlikeholdsarbeider til neste større revisjonsarbeid. En lineær avskriving over levetiden er derfor ikke i overensstemmelse med erfaringen.

For byggetekniske anleggsdeler som bygges idag med den kvalitet som det har vært normalt å benytte de siste 10-20 årene, viser vår erfaring så langt at konstruksjonene har minimale vedlikeholdskostnader og at det vil gå lang tid før de trenger større revisjonskostnader. Hvordan de vil ende sine liv har vi ikke erfaring med enda. Mange av kontruksjonene må vel kunne kalles "Pyramider".

For maskin- og elektrotekniske anleggsdeler vil økonomisk levetid være mer begrenset ut i fra at materialene som benyttes utsettes for korrosjon og vibrasjoner.

Maskinteknisk og elektroteknisk utstyr kan deles opp i ulike hovedgrupper:

- Mindre komponenter som krever jevnlig vedlikehold med relativt kort tidshorisont, eksempelvis elektriske komponenter, utstyr i kjølevannsanlegg etc. Andre komponenter av denne kategori vedlikeholdes ikke, men skiftes ut når de havarerer. Slike komponenter vil ikke bli vurdert her. At nyere utstyr pga. eksempelvis bedre materialvalg, har lengere vedlikeholdsintervaller, har liten betydning i denne sammenheng.

- Komponenter som er slik at de rent teknisk/økonomisk har en begrenset levetid. Eksempler på dette er trerør, hvor en kan forutsette at samtlige staver brytes ned omtrent parallelt. En jevnlig utskifting, en stav i ny og ne, har av denne årsak liten hensikt, og en får total utskifting etter et visst antall år. Videre kan det gjelde komponenter hvor reparasjonsarbeider ut fra dagens nivå ikke er teknisk eller økonomisk forsvarlig. Eksempler på dette er vanngassveiste rør, hvor også endrede rammebetingelser har vært med å begrense den tekniske levetiden.

- Komponenter som er slik at de, forutsatt forskriftsmessig vedlikehold, har en meget lang levetid med små vedlikeholdskostnader år om annet. De fleste nyere konstruksjoner hører til denne gruppen.

I nedenstående tabell anslås forventet økonomisk levetid, revisjonsintervall og revisjonskostnader for følgende anleggsdeler som bygges i dag:

	Økonomisk levetid år	Revisjons-intervall år	Revisjonskostnad % av opprinnelig kostn.i faste kr	Revisj.-avbrudd (uker)
2.3.1 Byggetekniske anleggsdeler				
Dammer				
Platedam	> 100	30	10	
Massiv betongdam	> 100	50	5	
Fyllingsdam	> 100	30	5	
Hvelvdam	> 100	50	10	
Vannvei				
Tunnel	> 100	20	5	
Kanal	> 100	20	10	
Råsprengte sjakter	> 100	50	5	
Kraftstasjon				
Bygg,utendørs	> 100	30	10	
Fjellanlegg	> 100	50	10	
Diverse				
Bekkeinntak	> 100	30	10	
2.3.2 Maskintekniske anleggsdeler				
Rør				
Trerør	40	0	0	
GUP-rør	70 1)	0	0	
Stålrør frittl.	70	20	30	
" nedgr.	50	20	12	
" innst.	80	20	12	
Turbiner				
Kaplan	60	25	20 3)	16-20
Rørturbin	60	25	18 3)	10-14
Francis	60	15	12 3)	16-20
Pelton	60	15	12 3)	16-20
Luker, stål	60	20	15	4
2.3.3 Elektrotekniske anleggsdeler				
Generator	40-60	15	10 2)	8-24
Transformator	30-40	5	5	
Apparatanlegg	30	30	0	

1) Langtidsvirkning usikker, spesielt ift. kulde og UV-stråler. Det første GUP-røret ved norske vannkraftverk ble montert ved Vartdal, Sunnmøre i 1975.
2) Viklingsbytte, utskifting av blikk eller ny stator utgjør hhv. 25 %, 20 % og 40-50 % av nypris.
3) Nytt løpehjul er ikke inkludert, men vil koste fra 13-18 % av opprinnelig turbinpris i faste kostnader.

2.4 Kostnadsfordeling av totale utbyggingskostnader på elektro, maskin og bygg

For å finne betydningen av ulik levetid for de elektrotekniske, maskintekniske og bygningstekniske anleggsdeler trenger en å vite hvilken andel disse anleggsdeler har av de totale utbyggingskostnadene. Disse andelene vil variere sterkt fra et typisk høytrykksanlegg til et lavtrykksanlegg og selvfølgelig også fra anlegg til anlegg avhengig av topografi og vannføring.

For et typisk høytrykksanlegg med reguleringsdam vil kostnadene fordele seg slik:

Bygg	75 %
Maskin	10 %
Elektro	15 %

For et typisk lavtrykksanlegg med dam og flomluker vil kostnadene fordele seg slik:

Bygg	35 %
Maskin	40 %
Elektro	25 %

Et typisk høytrykksanlegg har en vesentlig høyere byggandel, og følgelig en mye lengere levealder enn et lavtrykksanlegg.

2.5 Den økonomiske betydningen av forlenget økonomisk levetid under ulike forutsetninger om realrenten eller kalkulasjonsrenten

Til nå har en for vannkraftverk i samfunnsøkonomiske beregninger benyttet en levetid på 40 år med null restverdi og samme produksjonskapasitet i hele perioden. Med den offisielt bestemte kalkulasjonsrenten på 7 % kan en i bilag 1, 2 og 3 se hvordan kraftprisen reduseres ved en økning av den økonomiske levetiden fra 40 til f.eks. 100 år. For 7 % er reduksjonen kun 6,5 %, mens for 5 % er reduksjonen hele 14 %.

Det er derfor kun ved den lavere realrente og kanskje en mer realistisk realrente, at verdier langt inn i fremtiden har verdi i dag.

At vi i dag har en realrente høyere enn 7 % er en unormal situasjon, da dagens realrente er den høyeste i nyere norske tid, kanskje i hele Norgeshistorien. Situasjonen for landbasert næringsliv viser da også at dagens rente krever en avkastning av nye investeringer som er helt urealistisk.

For eldre kraftverk ser en av kurvene hvilken stor betydning det har for økonomien at en kan forlenge den økonomiske levetiden fra f.eks. 20 til 40 år. Med 7 % vil en slik forlengelse redusere kraftprisen med ca. 20 %.

2.6 Ny beregningsmodell for årlig produksjonskostnad

Tradisjonell samfunnsøkonomisk beregning har vært basert på annuitetsmetoden med følgende forenklinger:

- 40 års levetid uansett type investering i kraftverk.
- Ingen restverdi ved utløpt levetid og reinvestering neglisjeres (dvs. stasjonen antas lagt brakk).
- Revisjonskostnader neglisjeres.
- Ingen differensiering av driftskostnader mellom f.eks. maskin- og bygningstekniske anleggsdeler.

Disse momentene er tatt hensyn til i en ny beregningsmodell utviklet av A. Skonhoft (se bilag).

Formelen

$$\frac{K}{x} \sum \alpha_i (rh_i + d_i)$$

K/x: utbyggingskostnad [kr/kWh]
α_i : komponentens andel av totalkostnaden.
r : kalkulasjonsrente.
h_i : diskonteringsfaktor, se bilag
d_i : driftskostnadsandel.

Formelen uttrykker årlig produksjonskostnad [øre/kWh] der kapitalkostnaden (diskonteringsfaktoren) er en funksjon ikke bare av rente og levetid, men også av revisjonsintervall og revisjonskostnad.

Ved å ta utgangspunkt i tall over levetid, revisjonsomfang og revisjonsintervall fra kapittel 2.3, finner man verdier for tradisjonell og ny beregningsmodell som vist i tabellen nedenfor [øre/kWh].

	Tradisjonell beregnings-modell	Ny beregn. modell	
		magasinverk	elvekraftverk
4% rente	18.2	15.3	17.1
7% rente	**25.5**	**23.7**	**24.9**
7% rente, d=0	22.5	21.8	22.4

Som det fremgår av tabellen vil produksjonskostnaden variere først og fremst ved endring av kalkulasjonsrenten. I tillegg vil det først ved et lavt rentenivå ha betydning å skille mellom typiske magasinverk (høytrykksverk) og typiske elvekraftverk (lavtrykksverk). Forskjellene er illustrert grafisk i bilaget.

Ved opprustning/utvidelse av gamle kraftverk bør det tas hensyn til ulik levetid. Eksempelvis kan et prosjekts totalinvestering kun bestå av en komponent som kontrollanlegg med 30 års levetid eller overføringstunnel med 100 års levetid. Den nye beregningsmodellen tar hensyn til dette.

I tillegg til ulik levetid vil også en differensiering av driftskostnadene være av stor betydning for produksjonskostnaden uansett rente (jfr. tabell d=0). Spesielt ved et valg mellom å ruste opp et anlegg eller å la det gamle være i drift, bør det skilles mellom ulike driftskostnader.

For valg av opprustningstiltak og optimalt tidspunkt vises det forøvrig til NVE-publ. nr 15/92 "Beslutningsprosessen - en veiledning".

3. EKSISTERENDE KRAFTVERK - FORVENTET RESTLEVETID

I Norge finnes det idag ca 140 kraftverk som er mer enn 40 år gamle og ytterligere 110 kraftverk som er mer enn 30 år gamle. Samlet produserer disse 220 kraftverkene 20-25 TWh. Å opprettholde denne produksjonen har derfor en betydelig samfunnsøkonomisk verdi.

Kraftverkseieren til et eldre anlegg bør stille følgende spørsmål:

- Hva er restlevetiden for den enkelte anleggsdel
- Hva er de vanligste skadene på ulike anleggsdeler
- Hvilke tiltak mot nedbrytende prosesser bør foretas
- Hva vil være årsakene til driftsstans
- Hva er sannsynligheten for driftsstans
- Hvilke investeringer i større revisjonsarbeider bør foretas for å forlenge restlevetiden
- Hva vil være optimalt tidspunkt for større revisjonsarbeider
- Mulige utvidelser av fallet og/eller slukeevnen og/eller nedslagsfeltet

For eksisterende kraftverk som for nye kraftverk er det i denne sammenheng den økonomiske restlevetiden som har betydning. Undersøkelser utført av Norsk Hydro viser at økonomisk optimalt tidspunkt for større rehabilitetsarbeider gir store samfunnsøkonomiske besparelser, og optimalt tidspunkt er vanligvis før en ut fra ren teknisk vurdering ville ha utført arbeidene. Det er som et investeringsobjekt, anlegget må vurderes, dvs. hvordan kan en få maksimalt mest igjen for investeringen og kan dette økes ved fornuftige nyinvesteringer i rehabiliteringsarbeider. Hvor lenge kraftverket teknisk kan fungere med mindre og mindre driftssikkerhet er mindre interessant.

3.1 Definisjoner

3.1.1 Økonomisk restlevetid

Økonomisk restlevetid for eksisterende anlegg kan/bør defineres på samme måte som økonomisk levetid for nyanlegg (se side 2). Restlevetiden for eldre anlegg er selvfølgelig kortere, og en står nærmere spørsmålet om en skal skifte ut hele anleggsdeler.

3.1.2 Restverdi

Med restverdi menes den nettoverdi et kraftverk (eller en anleggsdel) har i dag, dvs. nåverdien av alle fremtidige kraftinntekter i restlevetiden fratrukket nåverdien av fremtidige drift- og vedlikeholdsutgifter og større revisjonsutgifter inklusive driftstanstap.

Ved inntektberegningen må en vurdere eventuelle endringer i kraftprisene. Tap pga. sviktende leveringssikkerhet på gammelt utstyr må vurderes og fratrekkes.

Ved nåverdiberegningen benyttes kalkulasjonsrenten på 7 %, dersom det er et offentlig eid kraftverk.
I denne sammenheng er det verdt å merke seg at en lav rente vil gi en høy restverdi.

Restverdien av et kraftverk benyttes ved lønnsomhetsberegninger ved eventuelle utvidelser av et eksisterende kraftverk hvor det gamle kraftverket helt eller delvis skal nedlegges. Kostnadsoverslaget må inkludere restverdien av det gamle anlegget.

Det nye anlegget må inkludere restverdien i kostnadsoverslaget for det nye anlegget.

3.2 Byggetekniske anleggsdeler

Hva er de vanligste skadene, og hvilke tiltak bør foretas på de større byggetekniske anleggsdeler?

Dammer

- Betongdammer
- Fyllingsdammer

Vannvei

- Tunneler, sjakter

Kraftstasjonsbygg

- Utendørs
- Fjellanlegg

3.2.1 Dammer

Betongdammer

I 2 rapporter "Status for dammer av betong i Norge" og "Aldring og sikkerhet av betongdammer" fra 1991 utgitt av hhv. VR/Statkraft og NVE/VR gis en god oversikt over den generelle tilstanden, sikkerheten, aldringsprosessen og tiltak mot de nedbrytende prosesser ved våre norske betongdammer som inkluderer gravitasjonsdammer, platedammer og hvelvdammer.

Når det gjelder sikkerheten mot dambrudd, er det verdt å merke seg at det i hele ICOLD-systemet ikke er rapportert om et eneste dambrudd som skyldes svekkelse av dammen på grunn av aldring. Dette innebærer ikke at dammen ikke kan svekkes så mye at det etterhvert oppstår fare for dambrudd. Når dette likevel ikke har skjedd, er det

nærliggende å anta at nødvendig utbedring/ombygging er foretatt i god tid før sikkerheten er alvorlig truet.

Vesentlig for sikkerheten er derfor et systematisk vedlikeholdopplegg med regelmessig, sakkyndig inspeksjon. Dersom de registrerte skadene utbedres i rett tid, vil den tekniske restlevetiden for de fleste betongdammer være større enn 100 år.

Når det gjelder dammer vil normalt teknisk og økonomisk restlevetid være identisk da en ny dam med samme høyde ikke ville yte mer enn den gamle. Hvis en fikk tillatelse til å heve reguleringen og en måtte bygge en helt ny dam for å få det til, ville det økonomiske liv for den gamle være avsluttet. Av miljømessige grunner er en slik endring svært unormal.

Fyllingsdammer

I rapporten "Sikkerhet av fyllingsdammer mot lekkasjebrudd" utgitt av NVE/VR i 1992 gis en oversikt over tilstanden til alle fyllingsdammer over 15 m i Norge og hvor mange feil og mangler disse har.

De vanligste skader er:

- ras og utvasking i skråningsvern
- lekkasje
- setninger
- erosjon i nedstrøms skråning

På samtlige dammer registreres lekkasjer og setninger og rapporten konkluderer med at det må kunne fastslås at sikkerheten mot brudd på samtlige store norske fyllingsdammer er meget høy. International statistikk synes å fastslå at ingen store steinfyllingsdammer er gått til brudd selv om store lekkasjer har oppstått. Dette skyldes for det første at oppståtte lekkasjer tross alt har vært begrenset og at nedstrøms damtå har kunnet avlede lekkasjen uten at det har oppstått ustabilitet i tåa.

For de mange mindre fyllingsdammer har en mindre samlet oversikt over tilstanden, men med regelmessige inspeksjoner av den betydelige kompetanse som i dag finnes i Norge på dette område, og med et systematisk vedlikeholdsopplegg som utbedrer skaden i rett tid bør disse dammene ha en meget høy sikkerhet.

Blant de mange mindre fyllingsdammene har de eldste dammene, som pga. manglende kompetanse i både planlegging og utførelse, fått en utforming som i en del tilfelle krever store revisjonskostnader og hvor det faktisk er billigere å bygge helt nye dammer. Spesielt hvor offentlige krav i nye Damforeskrifter også krever høyere fribord og bedre bølgebeskyttelse kan helt ny dam bli rimligere.

Generelt har de nye Damforskrifter fra 1981 ført til revisjonsarbeider for alle eldre dammer i varierende grad, alt avhengig hvilken opprinnelig flomavledingsevne og tekniske standrad eksiste-

rende dam hadde. Etter at disse arbeidene er avsluttet har sikkerheten mot brudd øket ytterligere.

Konklusjonen for fyllingsdammer bør derfor bli, at dammer større en 15 m og mindre dammer bygget etter 1970 normalt har en restlevetid større enn 100 år.

For mindre dammer eldre enn 20 år er det stor variasjon i kvaliteten og restlevetiden bør derfor ikke settes lengre enn ca. 30 år.
Men for alle norske fyllingsdammer er sikkerheten mot brudd meget høy dersom dammene har et systematisk vedlikeholdsopplegg.

Restlevetiden for eldre fyllingsdammer bygget etter 1970 bør derfor være større enn 100 år.

3.2.2 Vannvei

Tunneler og sjakter

Fjelltunnelene til våre kraftverk må sies å ha meget stor stabilitet og sikkerhet mot brudd. De få brudd som er registrert, er under utbygging og ved oppfylling, men med noen få unntak som i den nye tilløpstunnelen til Nedre Vinstra og i den gamle tilløpstunnelen til Såheim Kraftverk. Ved registrering av falltapet over tid og med inspeksjon av tunnelen med 5 - 10 års intervall, vil en ha et godt grunnlag for å vurdere behovet for eventuelle revisjonsarbeider.

Normalt vil revisjonsarbeidene være små, og den tekniske og økonomiske restlevetiden må betraktes som uendelig.

At den tekniske og økonomiske utviklingen i samfunnet har ført til at kraftprisene er blitt relativt høyere enn før og at sprengningsprisene er blitt relativt lavere og at det av den grunn er økonomisk riktig å utvide ved strossing eksisterende tunnel eller å sprenge en ny parallelltunnel, betyr ikke at den økonomiske levetiden til eksisterende tunnel er avsluttet. Dersom eksisterende tunnel vil bli en integrert del av den fremtidige vannveien vil den leve sitt økonomiske liv videre.

3.2.3 Kraftstasjonsbygg

Av kraftstasjonsbygg har vi utendørs bygninger og fjellanlegg.

Utendørs

De eldste kraftverkene har alle utendørs stasjonsbygninger. De fleste er utført i solid betong, og de største har ofte en solid steinkledning. Generelt er vår erfaring den at det er grunnlag for å si at bortsett fra mindre reparasjonsarbeider med taktekking, vinduer, puss og maling har bygningene en restlevetid på over 100 år.

Fjellanlegg

Når det gjelder fjellanleggene som vi bare har 40 års erfaring med, viser vår erfaring så langt at disse har enda mindre reparasjonsbehov og at den tekniske restlevetiden for disse også er over 100 år.

Verdien av et kraftstasjonsbygg er imidlertid sterkt knyttet til den økonomiske restlevetiden til det elektromekaniske utstyret den inneholder. Dersom det er økonomisk riktig å skifte nytt maskinelt utstyr og dette ikke teknisk kan tilpasses i det gamle bygget, vil også den økonomiske levetiden for bygget være avsluttet. Men normalt vil nytt utstyr kunne tilpasses i eksisterende bygg.

3.3 Maskintekniske anleggsdeler

3.3.1 Rør

I det etterfølgende er det forutsatt forskriftsmessig legging slik at rørene ikke påkjennes uforutsett pga. svikt i fundamenter etc. Det er videre forutsatt en utførelse som er rimelig sikker mot innknekking. Hvis dette ikke er tilfelle, kan en få en større engangsinvestering før rørene kan benyttes i en kostnadssammenligning med nyanlegg.

Trerør, trykkimpregnerte

Trerør krever et relativt jevnlig, mindre vedlikehold, og må i det vesentlige skiftes totalt etter utløpet av levetiden. Tidsbehovet ved utskifting blir omtrent som ved nyanlegg.

GUP-rør

For disse har en ikke tilstrekkelig langstidserfaring foreløpig. Vi vil imidlertid regne med en teknisk levetid på 70 år. Leverandøren mener rørene er vedlikeholdsfrie, men enkelte kraftverk har hatt noen dårlige erfaringer med utvikling av skader etter slag på rørene.

Stål-rør

For stålrør er fornyelse av korrosjonsbeskyttelsen den dominerende vedlikeholdskostnaden. Hvis dette forsømmes, kan en få permanente, uforutsette store falltap, og kan også komme i den situasjon at røret ikke er reparerbart. Stålrør med vanngassveiste langsskjøter, dvs. rør i det vesentlige levert før 1920, ansees som usikre og har bare en gjenværende levetid på 10 år. Stålrør i det typiske GUP-rør området vil ofte bli skiftet ut i stedet for korrosjonsbeskyttet. Lange, mindre stålrør, dvs. diameter under ca. 700 mm, blir også ofte skiftet.

Innstøpte stålrør

Som for frittliggende stålrør er fornyelse av korrosjonsbeskyttelse den dominerende vedlikeholdskostnaden. For sjaktrør vil tilriggingskostnader i forbindelse med sandblåsing og maling, utgjøre en relativt stor del av totalkostnadene.

Nedgravde rør

I våre eksisterende anlegg har vi nedgravde rør av både betong, GUP og stål. For alle rørtypene gjelder det å følge med på setninger i fundamentet. Spesielt for GUP-rørene har en flere eksempler på at setninger har ført til deformasjoner i røret (innbulning). Ved oppgraving av røret retter røret seg ut igjen og kan fundamenteres på nytt. På utsatte strekninger må en derfor gå inn i røret og kontrollmåle formen på røret med visse tidsintervall.

Erfaringene så langt tyder på at materialet i GUP-rørene tåler å være nedgravd i lang tid uten noen spesiell beskyttelse.

For stålrør har det vært vanlig praksis å beskytte de utvendig med tjæreinnsatt glassfiberstrie. For stålrør avhenger situasjonen mye av grunnvannstanden. Rørene som ligger i godt drenerte masser holder seg best. En har her eksempel på godt bevart utside selv etter 85 år.

Rør under grunnvannstand har ofte katodisk beskyttelse i tillegg til tjærestrie. Den katodiske beskyttelsen må fornyes med jevne mellomrom, men røret vil ha meget lang levetid.

3.3.2 Turbiner

Sammendrag

Tabell for økonomisk levetid, rehabiliteringsintervall og kostnad for de forskjellige turbintypene er vist i tabell 2.3.2.

Forutsetningene for tabellen er at turbinen ikke kaviterer eller har andre vesentlige feil. Det er ikke tatt med kostnader for fullt hjulskifte ved hver revisjon. Optimal rehabiliteringsintervall ligger stort sett noe lavere enn intervallene oppgitt i tabellen.

Mange eldre turbiner er så lavt forsert og har så lavt spenningsnivå at det skulle tilsi teknisk levetid på 100 år på de ikke demonterbare hovedkomponentene. Imidlertid har det skjedd så mye på det materialtekniske området at nyere turbiner med korrekt hydraulisk utforming skulle kunne oppnå samme levealder.

En ting som bør bidra til å redusere levetiden for eldre turbiner er sprøbruddfaren, spesielt med sveiste hovedkomponenter, men også støpestålkomponenter i turbiner som ble bygget før ultralydkontrollen ble veletablert. Dette forhold bør tas i betraktning sammen med virkningsgradgevinst ved opprustning av nye kraftverk.

3.3.2.1 Turbiner. Teknisk levetid

Størsteparten, dvs. mer enn 90 % av nåværende turbininstallasjon i Norge uttrykt i MW stammer fra tiden etter 1930. De fleste av turbinene før 1930 er etter vårt skjønn modne for utskifting utfra økonomisk levetid. Et hederlig unntak fra denne påstand er bl.a. de 13 stk. vertikale Francisturbinene ved Solbergfoss fra tidsrommet ca. 1925-1935.

Det avgjørende for teknisk levetid av turbininstallasjon i kraftstasjon er de hovedkomponentene som er innstøpt, f.eks. spiraltromme for Kaplan-, Francis- og ringledning for Peltonturbiner. Disse regnes normalt ikke som utskiftbare, aller minst aggregatene med vertikal aksel.

Et annet forhold her som ytterligere vanskeliggjør utskiftingene er at nye forserte Kaplan- og Francisturbiner med bedre virkningsgrad krever mere dykking enn den opprinnelige turbin.

Levetiden for de ikke utskiftbare vanntrykkpåkjente hovedkomponentene er avhengig av flere faktorer, Bl.a. materialegenskaper, konstruktiv utforming (spenningskonsentrasjoner) samt dynamisk last, dvs. trykkstigning under lastavslag.

De fleste høytrykk Francisturbiner fra Kværner med fallhøyde over 150 m er trykkprøvet, men før ca. 1970 med redusert lokkbelastning. Den potensielle sviktfaren er sprøbrudd. Utmatting er meget sjeldent noe problem for disse komponenter, siden antall start/stopp med trykksetting gjennom ca. 50 år sjelden er mer enn 10.000.

I de siste 60 årene har det såvidt man vet ikke skjedd noe alvorlig havari i Norge pga. svikt (sprøbrudd eller utmatting) i disse hovedkomponenter.

Det man skal være oppmerksom på rent materialteknisk er de eldste støpestålskomponentene og de eldste sveiste utførelsene. Felles for disse er at de ikke alltid hadde eldningsmotstandsdyktig materiale og slagarbeidskrav ved arbeidstemperatur (0°C) eller lavere. Soveputen har vært bl.a. lavt spenningsnivå. Riktignok var man her i landet relativt tidlig ute med krav til slagseighet i materialet i forhold til mange steder i utlandet.

Ved IAHR-konferansen i Trondheim 1988 ble det i et japansk paper referert til støpestålsstagring med så omfattende mengde indre feil at det fikk omfattende innflytelse på opprustningen av flere eldre kraftverk. I dag har man utviklet N.D.T.-verktøyet ultralyd, slik at dette sammen med materialanalyse og spenningsanalyse langt lettere kan kvantifisere restlevetiden av hovedkomponentene.

Om man skal oppruste en gammel stasjon med nye vitale demonterbare deler som løpehjul, ledeapparat, lokk, eventuelt ventil og regulator eller bygge helt ny stasjon, avhenger derfor i tillegg til vurdering av økonomisk levetid også av den tekniske tilstand de ikke demonterbare vanntrykkpåkjente delene har.

For å kvalifisere den tekniske tilstanden må man altså foreta en integrert analyse av f.eks. spiraltromme, dvs. N.D.T.-kontroll

(M.P.T. og ultralyd), materialsammensetning. Spenningsanalyse (FEA), belastningshistorikk og forventet framtidig belastning.

Spesielt for litt større eldre kraftverk bør en slik omfattende analyse være aktuell.

3.3.2.2 Utmatting på turbinaksler

All erfaring tilsier at det er kortere levetid for turbinaksler på horisontale aggregat.

For alle 3 turbintypene Kaplan, Francis og Pelton kan ovennevnte være tilfelle. Dette skyldes i stor utstrekning korrosjonsutmatning. Dette kan opptre med våt turbinaksel og med den vekslende bøyespenning over en viss terskelverdi. Denne terskelverdien avhenger av det korrosive miljøet.

Som eksempler på redusert levetid med akselskifte som følge kan vi nevne Fortun (Pelton) og Rånåsfoss (Francis) fra ca. 1920.

For våre rørturbiner har vi unngått å bytte turbinaksler ved å maskinere vekk sprekkedannelser samtidig som dette akselpartiet har blitt tørrlagt under drift. Dette er oppnådd ved at tetningsboksen er arrangert på akselflensen. For ett rørturbinanlegg i Norge m/utenlandsk turbinleverandør har vi forøvrig registrert akselbrudd pga. korrosjonsutmatting.

I forhold til vertikale aggregat skal man derfor være mer observant på utmattingingsfaren for horisontale turbinaksler. Forøvrig skulle de øvrige turbinkomponenter med samme dimensjon og driftspåkjenning ha samme levetid uavhengig av akselretningen.

3.3.2.3 Utmatting på løpehjul

Alle typer løpehjul er mer eller mindre utsatt for utmatting. Mest er vel Peltonhjulene, spesielt ved høyere fall.

I Kaplanhjulene kan det også, etter årtiers drift, oppstå utmattingssprekker med større havari både på selve skovlene som på de høyere påkjente komponenter i navmekanismen. Eksempel på sistnevnte er Eidsfosshavariet i 1991. Dette bruddet ville etter vårt skjønn ikke ha opptrådt dersom materialet i komponenten hadde hatt oppdaterte bruddmekaniske egenskaper. Dette til tross for at en (ca. 100 mm diameter) lenkbolt hadde forskjøvet seg slik at den var bare halvt i inngrep.

For Francis løpehjul var det ved overgang til sveiste rustfrie løpehjul (spesielt høytrykk fra 1960-1980) ved Kværner en god del sprekkdannelse før man kom til bunns i problement.

De eldre svarte løpehjulene med innstøpte rustfrie skovler har hatt en langt mindre sprekkdannelse. Ved Skjerka var imidlertid hjulene utskiftingsmodne etter ca. 20 år pga. korrosjon. De nye rustfrie hjulene har nå gått i ca. 30 år uten tegn til svikt.

Samme "tidens tann"-effekt vil vi ha på størsteparten av alle eldre løpehjul fra før 1960, spesielt med blanding av svart stål og rustfritt.

At Skjerka-løpehjulene ble tært bort så mye raskere enn f.eks. Hol og Nedre Vinstra kommer etter vårt skjønn av vannkvaliteten. Bl.a. var Ph-verdien målt under 4. ved Skjerka. Ved Hol og N. Vinstra går fortsatt de gamle hjulene! (8 stk.).

3.3.2.4 Ad. Tidkrevende demontasje av Kaplan-nav

Vår erfaring fra navhavari på større vertikale Kaplanturbiner gir driftsavbrudd på et par måneder bare pga. montasje og demontasje. Tilsvarende tider for rørturbiner kan man tilnærmet regne i uker.

Eksempel på dette har vi fra rørturbinen ved Kongsvinger Kraftverk hvor løpehjulet var demontert i løpet av en uke! Størsteparten av verdens rørturbiner er bygget i løpet av de siste 30-årene mot de vertikale Kaplan for opptil 50 - 60 år siden.

3.3.2.5 Komponentsvikt pga. sprøbrudd i turbinens hovedkomponenter

Under V.R.'s Rjukankonferanse i november 1991 ble det stilt spørsmål om man var bekymret for ovennevnte svikt for de trykkpåkjente hovedkomponentene i kraftstasjonen (stagring, turbinlokk og hovedstengeventil).

Svaret fra maskinteknisk rådgiver-hold var vel at man ikke var nevneverdig bekymret på dette området, i motsetning til de eldre frittliggende rørgatene.

Etter vårt skjønn er det viktig å understreke at opptreden av sprøbrudd i konstruksjoner med samme spenningsnivå er avhengig av materialegenskapene. Her er de bruddmekaniske egenskapene helt avgjørende. Et forenklet, men ofte nyttet kriterie for disse egenskapene er slagseighetsverdiene (CVN) ved den aktuelle drifts-temperatur og for tykkere materiale flere 10-tall °C lavere. Omkring 1960 ble disse egenskapene radikalt forbedret i f.eks. sveiste spiraltrommer ved at man tok i bruk finkornstål, men uten at man høynet spenningsnivået nevneverdig.

En annen fordel med finkornstålene er at de er langt mer eldrings-trege enn kjelkvalitetene som ble benyttet tidligere.

Sprøbruddshavari på kontinentet med ikke finkornbehandlet materiale skjedde på 1950-tallet med et sveist bukserør oppstrøms kraftsta-sjon.

Når man skal vurdere opprustning av eldre kraftverk, er det etter vårt skjønn viktig å ta med i betraktningen faren for sprøbrudd ved turbinens hovedkomponenter.

3.3.2.6 Betydning som start/stopp-sykluser har på levetiden av turbinen

Ved Pumpeturbinkonferansen 1. april 1990 i London ble det oppgitt slitasjeeffekten på turbinen fra én start/stopp-syklus tilsvarte 10-timers drift av turbinen. Dette ser ut til å være den samme faktor som nyttes for generator (se side 21).

Dette betyr selvfølgelig ikke at hovedstrukturen for en pumpeturbin med 10 daglige start/stopp-sykluser er utslitt etter 10 år. Det er nok myntet på ledeapparat - akseltetningsboksdetaljer etc. som må fornyes.

3.3.3 Luker, utstyr i vannveien

Luker, porter, varegrinder etc. i vannveien kan deles i to hovedtyper:

- utstyr som enkelt kan tørrlegges eller på annen måte jevnlig kan inspiseres og vedlikeholdes. Dette utstyret kan ved nyere konstruksjoner ha en meget lang teknisk levetid.

- utstyr hvor det er større kostnader ved tørrlegging, eksempelvis nedtapping av magasin, bygging av fangdammer etc. Slikt utstyr, eksempelvis en del bunnluker og revisjonsluker vil knapt bli vedlikeholdt og krever store tiltak, ofte over nyverdien når de blir bedømt såvidt usikre at de må erstattes.

Dette gjør at det omliggende har stor betydning både for de totale vedlikeholdskostnader såvel som for tidsforbruk eller produksjonstap ved et vedlikehold.

3.4 Elektrotekniske anleggsdeler

Se bilag 4

3.4.1 Generator

Fra begynnelsen av 1900 tallet har i Norge totalt blitt bygget og satt i drift over 1500 generatorer over 1 MW og pr. i dag er over 1000 i drift.

Å kunne fastsette den antatte levetiden for disse generatorer vil være avhengig av flere parametre som f.eks.:

- generatortype og størrelse

- produksjonsår

- driftsbetingelser

- vedlikehold

Generatorenes utvikling

Generatorene har utviklet seg gjennom hele den omtalte utbyggingsperioden både på materialsiden, i teknisk utførelse samt prinsippene for beregning og konstruksjon.

En kort oppsummering over den utviklingen som har skjedd når det gjelder benyttelse av mer moderne materiell i de forskjellige generatorkomponenter:

1. Stator

1.1 Statorblikk
Blikk-kvaliteten er betydelig forbedret med hensyn til tapssiffer målt i W/kg blikk. Fra ca. 1950 gikk en over til å isolere blikkene fra hverandre ved å benytte lakk istedenfor papirisolering som ble benyttet frem til dette tidspunkt.

1.2 Statorvikling
Som bindemiddel i statorviklingens hovedisolasjon ble schellakk eller asfalt benyttet helt frem til ca. 1960-65. Disse isolasjonsbindemiddel har imidlertid den egenskap at de sveller ved driftstemperaturer. Dette påvirker igjen at nedbryting av isolasjonshylsen går vesentlig raskere enn hva er tilfelle for den epoxy-baserte isolasjonshylse som benyttes i dag.

Antatt levetid for viklinger utført med schellakk/asfalt som bindemiddel og med generatorspenning over 7 kV er 15-25 år.

Med epoxybasert bindemiddel vil levetid være 40-50 år for spenninger over 7 kV.

2. Rotor

Isolasjonsmateriellet for både polvindingsisolasjonen og isolasjon mot polkjernen er vesentlig forbedret. Fra tidligere å benytte isolasjonsmateriell med hygroskopiske egenskaper benyttes nå glassfiber og epoxy. I likhet med stator så ble disse nye materialer tatt i bruk fra 1960-65.

3. Ventilasjonssystemet

Samtlige av de eldste generatorene er utført slik at frisk kjøleluft ble tatt utenfra og ført inn i generatorventilasjonssystemet uten luftfiltrering. I perioden 1940-1960 ble den moderne metode med omløpskjøling innført. Dette betyr at samme luft benyttes i et lukket system hvor fjerning av tapsvarme skjer via varmevekslere plassert på statorhuset.
Med dette ventilasjonssystemet reduseres nedsmussingen av generatoren til et minimum og dette innvirker positivt på generatorens driftssikkerhet og levetid.

4. Lager

For samtlige generatorer over en viss størrelse benyttes glidelager hvor en oljefilm er bygget opp mellom glideflatene. Fra ca. 1965 ble det dessuten innført trykkoljesmøring som består i at oljen blir pumpet direkte inn i glideflateområdet, slik at risiko for metallisk rivning i lagerflatene reduseres betraktelig og nesten elimineres.

5. **Magnetiseringssystemet**

Tidligere prinsipp for magnetisering av generatoren var via en separat påbygget roterende mater. Fra ca. 1965 ble statisk magnetisering innført og fra ca. 1980 er dessuten en del anlegg også blitt utført med påbygget børsteløs magnetisering.

Alle ovennevnte forbedringer på generatorene med hensyn til materialvalg og utførelse har forbedret generatorens driftsegenskaper.

En forutsetning for at disse forbedrede driftsegenskaper kan utnyttes er imidlertid at generatorene inspiseres og revideres med jevne mellomrom. Generatorens risiko for skader er nærmere belyst i senere avsnitt.

Restlevetid for generatorer

På bakgrunn av den foranliggende beskrivelse av generatorenes variasjon med hensyn til utførelse og alder gjelder følgende tabell over forventet økonomisk levetid etc.:

	Økonomisk restlevetid fra byggedato	Revisjons-intervall i år	Revisjons-avbrudd i mnd.
Generatorer			
Produsert før 1960			
Stator og rotor	40	15	2 - 6
Produsert etter 1960			
Stator og rotor	60	15	2 - 6

Ovennevnte tabell vil være retningsgivende for generatorer hvor driftssituasjonen er noenlunde jevn slik at generatortemperaturen er stabil. Mye start og stopp vil være ugunstig sett fra et driftssikkerhetsmessig synspunkt.

Temperatursvingningene vil resultere i bevegelse mellom de forskjellige generatorkomponenter, noe som igjen kan føre til utilsiktede skader på f.eks. statorvikling eller -blikk. Stator representerer ca. 70 % av skadeårsakene på en generator og bør således oppfølges nøye med hensyn til bl.a. jevnlig inspeksjon og ettersyn.

Generatorens påkjenninger ved start-stoppforløp er umulig å forutsi eksakt, men som en veiledning kan følgende benyttes:

B_E = Ekvivalent brukstid

B_T = Brukstid

B_S = Fastsatte timer som angir en slitasjeeffekt ved hver start som tilsvarer 10 timers ordinær driftstid.

S = Antall starter

$$B_E = B_T + S * B_S$$

Eks.: B_T = 4000 timer

S = 200 starter

B_S = 10

$$B_E = 4000 + 200 * 10$$

$$B_E = 6000 \text{ timer}$$

Ovennevnte eksempel viser at antall starter for denne generator totalt representerer 33 % av den ekvivalente brukstiden.

Skadestatistikk for generatorer

Det finnes flere statistikker over skadefrekvens og -omfang for generatorer, og samtlige viser at generatoren har ansvar for de lengste driftsavbrudd eller ubrukbarhetstid når en skade først inntreffer. I forhold til turbin er ubrukbarhetstiden for generatorer 3 - 4 ganger så høy. Se bilag 4.

Det viser klart at når det først inntreffer en skade på generatoren, så vil reparasjonstiden bli lang pga. den omfattende skaden som ofte inntreffer. Når skaden først har skjedd er det stator som representerer ca. 70 % av skadene mens rotor, lager og øvrig utstyr representerer de resterende 30 %.

3.4.2 Transformator

Det er de største generator- og kraftgeneratorer hvor de angitte levetider og revisjonsintervall gjelder. Foruten å følge de anbefalinger som er gitt fra leverandør, bør en dessuten ta hensyn til hvor store konsekvenser det vil få dersom den skulle falle ut av drift.

Kort kan vi summere opp de komponenter det er størst sannsynlighet for feil på, men samtidig minst reparasjonstid på:

1. Kasse, kjølesystem og utstyr
2. Lastkoblinger
3. Gjennomføringer

Mindre sannsynlighet for feil, men mer tidkrevende vil følgende feiltyper være:

Magnetisk krets eller vikling.

Det angitte revisjonsintervall på 5 år gjelder oljeskift og kontroll av lastkobler. Det bør videre tas regelmessige (1-2 års) prøveintervall på oljekvaliteten med henblikk på elektrisk holdfasthet, syretall, vanninnhold og farge, samt den såkalte gasskromatografiske analyse hvor de registrerte gasstyper og -mengde kan gi en god informasjon om hvilken type skade som er i ferd med å utvikle seg inne i transformatoren. De nevnte oljeprøver kan kunden selv tappe av transformatoren og sende inn til analyse, og spesielle prøvekolber benyttes til dette.

3.4.3 Apparatanlegg

Det angitte revisjonsintervall på 30 år betyr at etter så lang drift vil det normalt være helt nødvendig å bytte ut til nytt utstyr. I tillegg til at driftssikkerheten ved så høy alder allerede er sterkt redusert, vil det i tillegg også være umulig å kunne fremskaffe eventuelle reservedeler, og dette nødvendiggjør også en fornyelse av utstyret.

En klar forutsetning for at apparatanlegget skal kunne være i funksjon så lenge som 25-30 år er at det foretas funksjonprøver minst hvert år. Etter som kraftstasjonene blir mer og mer automatisert har dette ført til at tid for utbytte til nytt apparatanlegg oftest ligger i området 20-25 år.

3.5 Tilstandsstyrt vedlikehold

Den form for vedlikehold som er blitt praktisert i Norge opp til dags dato har vært en variasjon av

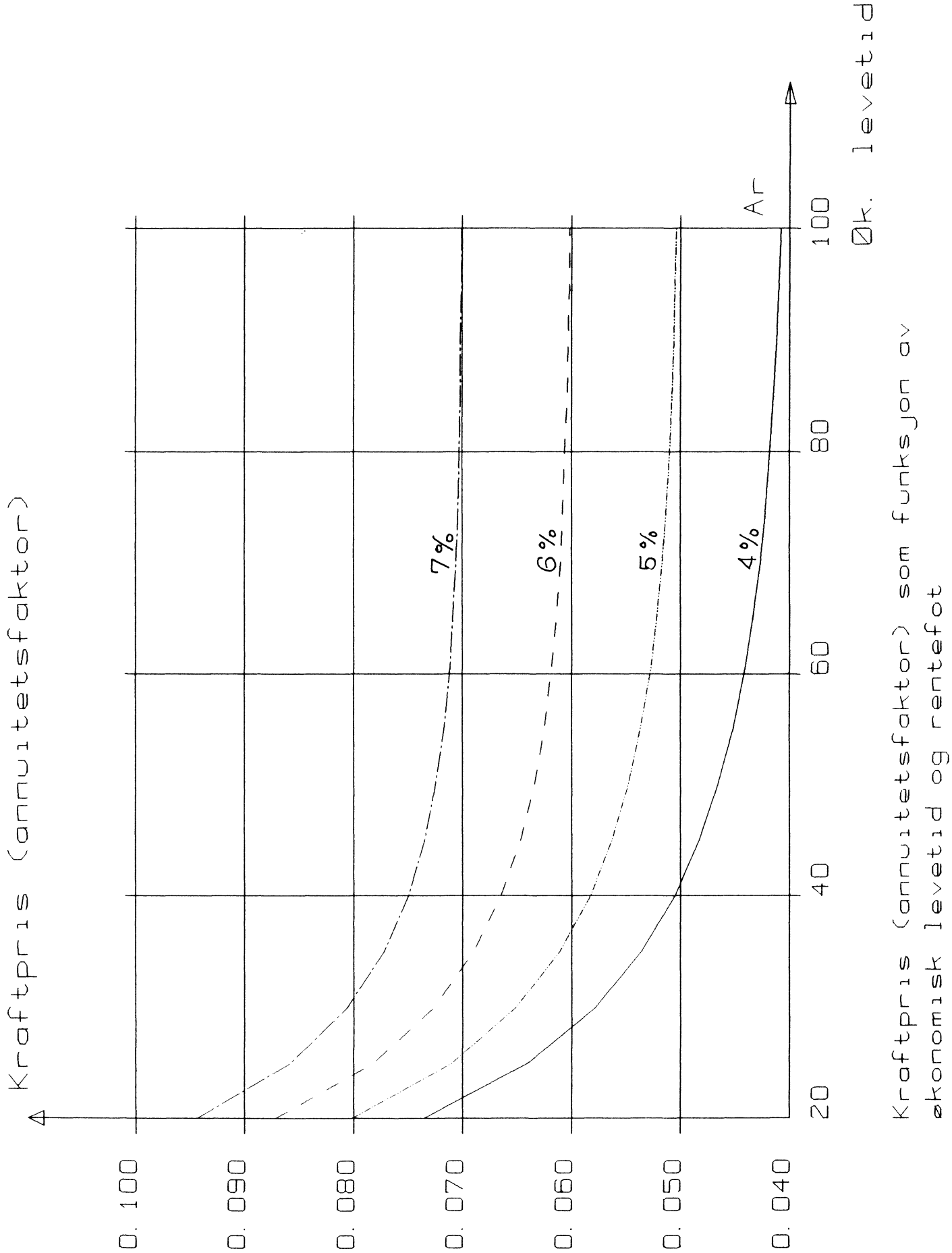
- **"tidsstyrt vedlikehold"**
  Vedlikehold som utføres med faste intervall.

- **"skadebetinget reparasjon/revisjon"**
  Reparasjon/revisjon utføres når komponentene havarer.

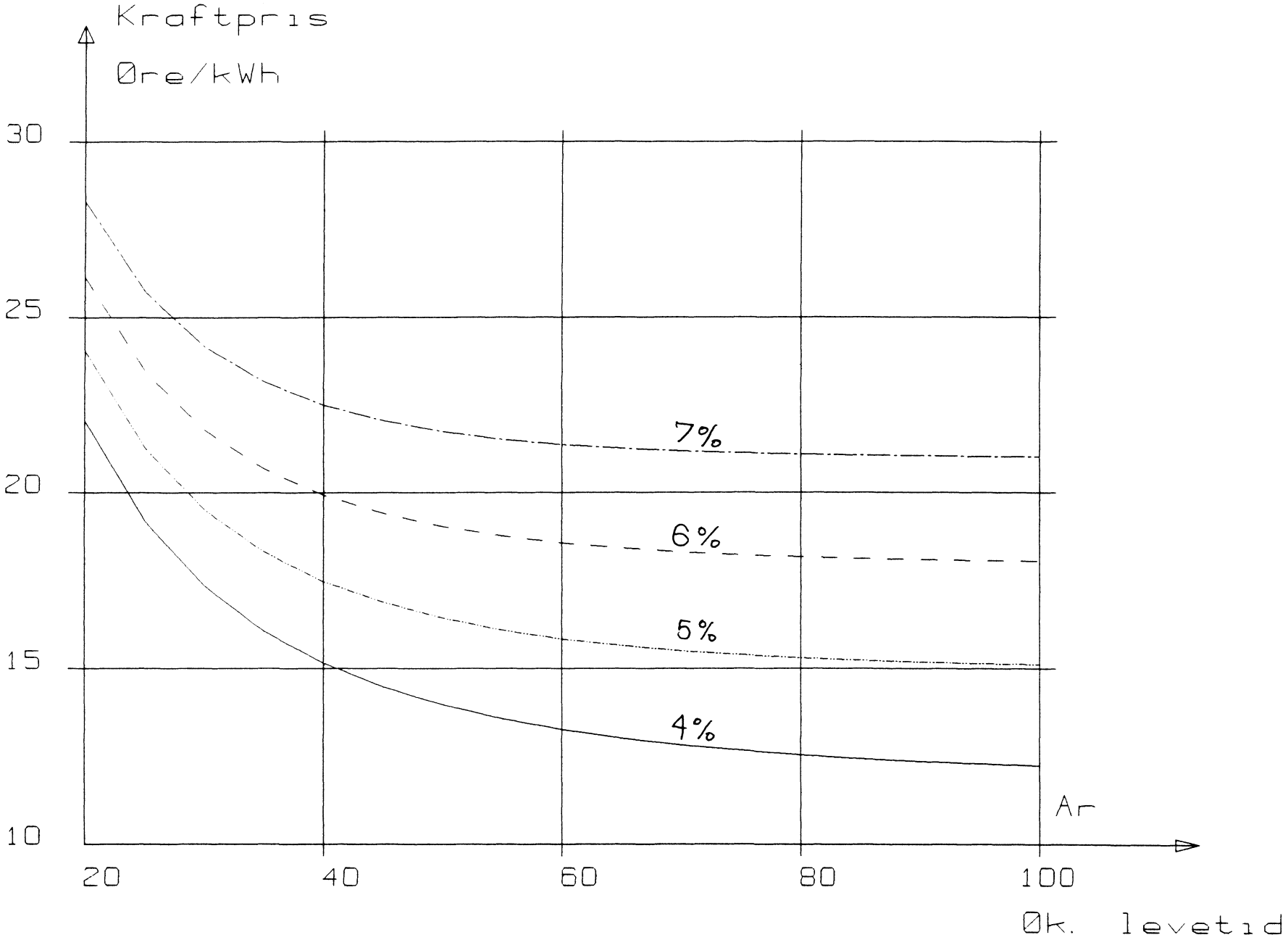
- **"tilstandsbasert vedlikehold"**
  Etter inspeksjon og tilstandsvurdering bestemmes hva som bør gjøres med utstyret og på hvilken tid vedlikeholdet må tas. Fordelen med denne vedlikeholdsvurderingen er at det dårligste utstyret fortrinnsvis prioriteres først.

I Norge som i øvrige industrialiserte land vil imidlertid tilstandsbasert vedlikehold bli mer dominerende. Denne vedlikeholdsform er den beste vurdert ut fra teknisk og økonomiske synspunkter.

Bilag 1

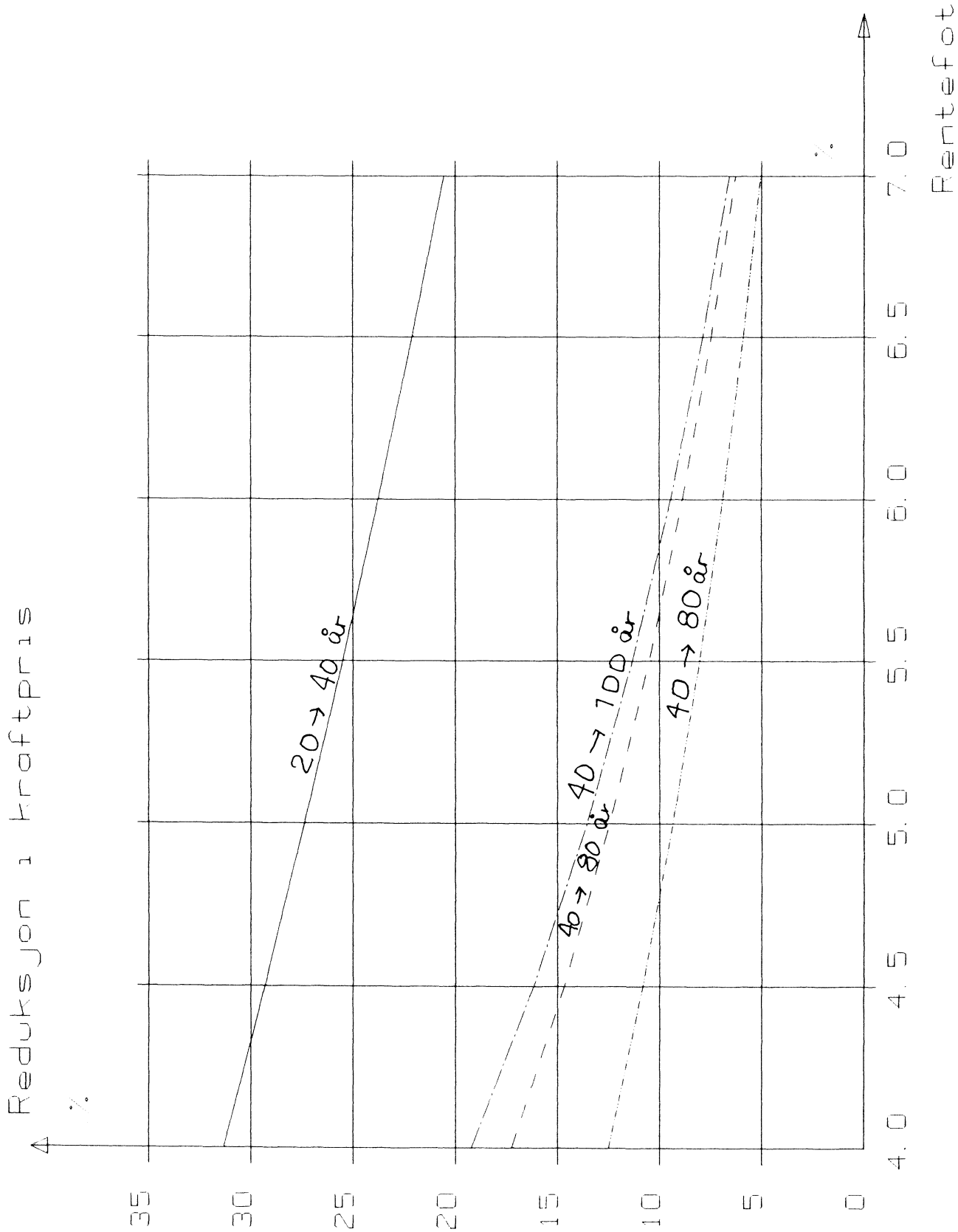


Kraftpris (annuitetsfaktor) som funksjon av
økonomisk levetid og rentefot



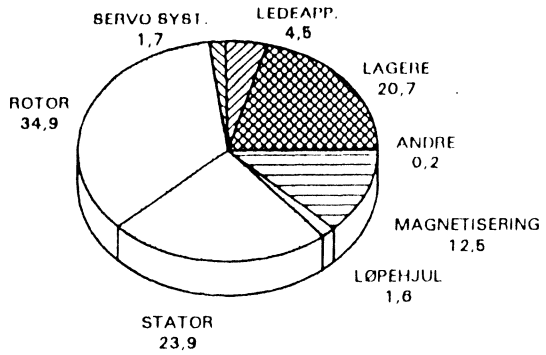
Kraftpris som funksjon av øk. levetid og rentefot ved utb. kostnad 3.00 kr/kWh

Bilag 2



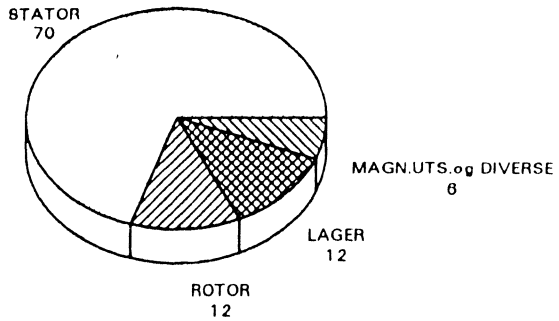
Reduksjon i kraftpris som funksjon av rentefot og levetid for anlegg

PRODUKSJONSTAP P.G.A. AGGREGATFEIL
BASERT PÅ 1340 GENERATOR/ÅR



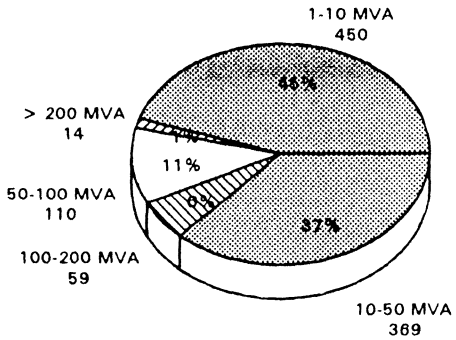
910405

FORDELING AV SKADESTEDER
VANNKRAFTGENERATORER



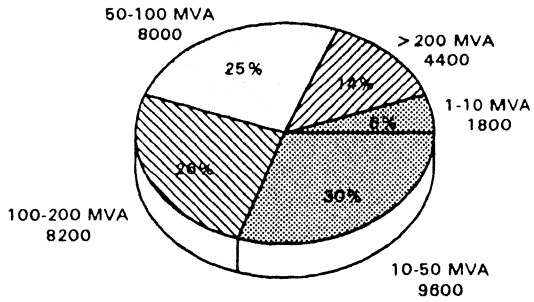
900222

VANNKRAFTGENERATORER I NORGE
ANTALL FORDELT PÅ YTELSE



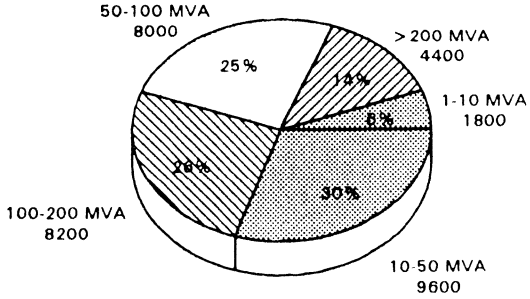
910109

VANNKRAFTGENERATORER I NORGE
TOTAL YTELSE I MVA



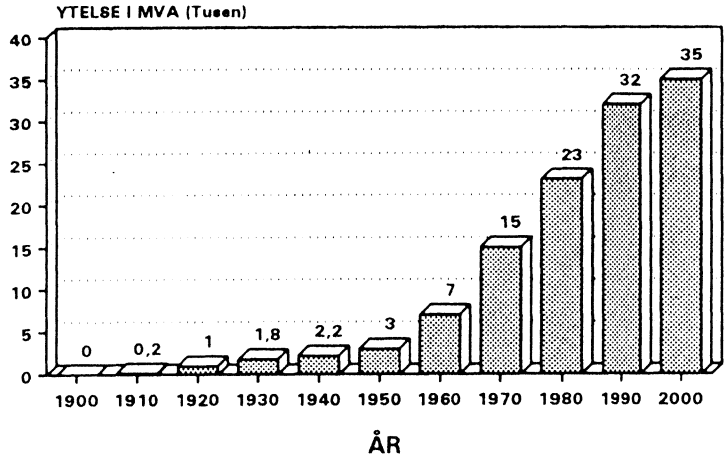
910110

VANNKRAFTGENERATORER I NORGE
TOTAL YTELSE I MVA



910110

VANNKRAFTGENERATORER I NORGE
INNSTALLERT YTELSE I PERIODEN 1900-2000



910110

c:nve2
Anders Skonhoft
Institutt for Sosialøkonomi
Universitetet i Trondheim
01.07.92

NEDDISKONTERING OG ÅRSKOSTNADER

1.

I den foreliggende rapport er teknisk-økonomisk levetid definert og levetiden er anslått for de ulike kapitalkomponenter som inngår i et vannkraftprosjekt. Videre er det foreslått en aggregering av de ulike typer komponenter til to/tre hovedtyper av realkapital (anleggskapital, maskinkapital og elektrokapital). Det som gjennstår er å finne de neddiskonterte kostnader for de ulike hovedtyper av kapital. Når dette er gjort kan samlete prosjektkostnader for et anlegg kalkuleres. I tillegg til kjent teknisk-økonomisk levetid for kapitaltypene, må naturligvis kapitalsammensetningen for det enkelte anlegg da være kjent.

Slik teknisk-økonomisk levetid er definert, er det mulig på en <u>presis</u> måte å finne de neddiskonterte kostnader og årskostnadene fordi den gitte levetid er gitt under bestemte forutsetninger knyttet til vedlikehold og revisjon. Kostnadene beregnet ved gitt vedlikeholds- og revisjonsprofil vil generelt avvike fra kostnadene som framkommer ved å benytte <u>tradisjonelle</u> depresieringsforutsetninger som "plutselig avgang" og "lineær depresiering". Som det vil framgå etterhvert kan depresieringsforutsetningene plutselig avgang og jevn depresiering sees på som spesialtilfeller av det kostnadsuttrykk som utvikles.

2.

Utgangspunktet for beregningene er formel (6) i Skonhoft(1991). Denne formelen gir årlig gjennomsnittelige kostnader pr. produsert energienhet for et prosjekt som drives over en uendelig tidshorisont med endelig levetid for èn type kapital og uendelig levetid for en annen type kapital. Produksjonskapasiteten forutsettes å være den samme hele tiden. Utvides denne formel til å gjelde tre typer kapital, i=1,..,3 (anleggskapital, maskinkapital og elektrokapital),

hvor levetiden generelt forutsettes å være endelig for alle kapitaltyper, kan gjennomsnittelige årkostnader (PK) skrives som i (1)[1]. K er samlet utgangsinvestering, X er produksjonskapasiteten og α_i er den relative tyngde av kapitaltype i slik at $\Sigma\alpha_i = 1$. Videre er r kalkulasjonsrenten, h_i er diskonteringsfaktoren for kapitaltype i og d_i er drifts- og vedlikeholdskostnader. Driftskostnadene omfatter "rene" driftskostnader, dvs. arbeidskraftkostnader for å betjene og operere anlegget, samt vedlikeholdskostnader på et "jevnt og moderat nivå" (jfr. definisjonen av økonomisk levetid i avnsitt 2.1). Periodevis større revisjonsarbeider inngår i diskonteringsfaktoren h_i. Driftskostnadene forutsettes generelt å være kapitalspesifikke og er antatt å utgjøre en fast andel av utgangsinvesteringen.

(1) $PK = (K/X)\ \Sigma\alpha_i(r\ h_i + d_i)$

3.

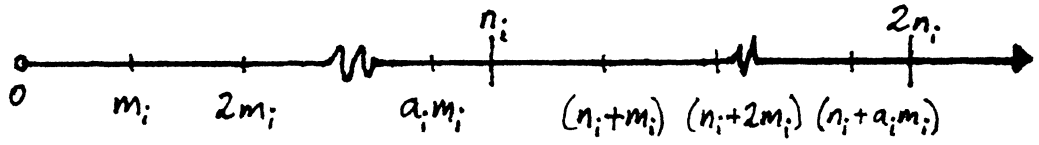
Utgangspunktet for å beregne diskonteringsfaktoren h_i er følgende betraktning. 1 krone investert av kapitaltype i har en levetid på n_i år. I løpet av levetiden påløper det normale vedlikeholdskostnader. Sammen med driftskostnadene utgjør dette kostnadsandelen d_i pr. år. Hvert m_i-te år foretas en større revisjon og overhaling og det påløper en revisjonskostnad. Revisjonskostnaden betegnes β_i, og uttrykkes som en andel av den opprinnelige utgangsinvestering for den enkelte kapitaltype. Generelt gjennomføres det flere revisjoner over kapitaltypens levetid og dette antallet betegnet med a_i.

Etter n_i år er kapitalgjenstanden utslitt og det foretas en ny investering hvorpå det påløper drift- og vedlikeholdkostnader og nye revisjonskostander. På denne måten er de ulike kapitaltyper i aktivitet over en uendelig

---

[1]Gjennomsnittelige årskostnader for et anlegg betegnes også ofte for anleggets langtidsgrenskostnad. Men fordi NVE har en særegen definisjon av langtidsgrensekostnad brukes ikke denne betegnelsen her.

lang tidshorisont og anlegget som sådan drives over en uendelig lang tidshorisont. Figuren under viser periodiseringen. Legg merke til at slik revisjonsintervallet er definert må generelt ulikheten $a_i m_i \leq n_i$ holde.



4.

Nåverdien av 1 krone investert av kapitaltype i henført til tidspunkt t=0 når det reinvesteres over en uendelig lang tidshorisont er etter dette gitt av (2). Den første hakeparantes { } uttrykker de neddiskonterte kostnader av utgangsinvesteringen og tilhørende revisjonskostnader. Den andre hakeparantes uttrykker de neddiskonterte kostnader av den nye kapitaldosen som investeres etter n_i år og tilhørende revisjonskostnader osv.

$$
\begin{aligned}
(2)\quad h_i = &\{1 + \beta_i[1/(1+r)^{mi} + 1/(1+r)^{2mi} + \ldots + 1/(1+r)^{aimi}]\} \\
&+\{1/(1+r)^{ni} + \beta_i[1/(1+r)^{(ni+mi)} + 1/(1+r)^{(ni+2mi)} + \ldots + \\
&\qquad 1/(1+r)^{(ni+aimi)}]\} \\
&+\{1/(1+r)^{2ni} + \beta_i[1/(1+r)^{(2ni+mi)} + 1/(1+r)^{(2ni+2mi)} + \ldots + \\
&\qquad 1/(1+r)^{(2ni+aimi)}]\} \\
&+\ldots \\
&+\{1/(1+r)^{\infty} + \beta_i[1/(1+r)^{(\infty+mi)} + 1/(1+r)^{(\infty+2mi)} + \ldots + \\
&\quad 1/(1+r)^{(\infty+aimi)}]\}
\end{aligned}
$$

Vi observerer at vi kan skrive $[1/(1+r)^{ni+mi}] = [1/(1+r)^{ni}][1/(1+r)^{mi}]$ osv. Ordner vi leddene kan derfor (2) omformuleres som i (3).

$$
\begin{aligned}
(3)\quad h_i = &[1 + 1/(1+r)^{ni} + 1/(1+r)^{2ni} + \ldots + 1/(1+r)^{\infty}] \\
&+[1 + 1/(1+r)^{ni} + 1/(1+r)^{2ni} + \ldots + 1/(1+r)^{\infty}]\{\beta_i[1/(1+r)^{mi} \\
&+ 1/(1+r)^{2mi} + \ldots + 1/(1+r)^{aimi}]\}
\end{aligned}
$$

Leddene i den første hakeparantes [ ] er en geometrisk rekke og summen av denne rekken blir som i (4) og betegnes med $g(r,n_i)$.

$$(4)\quad g(r,n_i) = [1 + 1/(1+r)^{ni} + 1/(1+r)^{2ni} + \ldots + 1/(1+r)^{\infty}] = 1/[1 - 1/(1+r)^{ni}]$$

Rekken hvor revisjonskostnadene inngår betegnes videre som i (5).

$$(5)\quad f(r,m_i,a_i) = [1/(1+r)^{mi} + 1/(1+r)^{2mi} + \ldots + 1/(1+r)^{aimi}] = [1 - 1/(1+r)^{aimi}]/[(1+r)^{mi}-1]$$

Etter dette får vi at diskonteringsfaktoren h_i kan skrives som i (6).

$$(6)\quad h_i(r,n_i,\beta_i,m_i,a_i) = g(r,n_i)[1 + \beta_i f(r,m_i,a_i)]$$

5.

Diskonteringsfaktoren består altså av et ledd for en uendelig geometrisk rekke, g(..), og et ledd for en endelig geometrisk rekke, f(..). Spesielle strukturer av rekkene kan sees på som spesialtilfeller av det generelle uttrykk (6). Det første spesialtilfellet framkommer hvis ingen revisjonskostnader påløper, dvs. $\beta_i = 0$. (6) reduseres da til $h_i(..) = g(..)$ og diskonteringsfaktoren svarer da til diskonteringsfaktoren under depresieringsforutsetningen <u>plutselig avgang</u> [jfr. Skonhoft(1991)]. Dette er den tradisjonelle depresieringsforutsetning som har blitt benyttet i norske kraftverksøkonomiberegninger. Den utviklete diskonteringsfaktor er altså større enn diskonteringsfaktoren ved plutselig avgang.

Det annet spesialtilfellet framkommer hvis $m_i=1$ og $a_i=n_i$ samt $\beta_i=1/n_i$. Dvs. revisjonskostnader påløper hvert år over hele kapitaltypens levetid og er lik $1/n_i$. I dette tilfellet kan det enkelt vises at (6) reduseres til $h_i(..) = g(..) + 1/n_i r$. Diskonteringsfaktoren svarer da til

diskonteringsfaktoren under depresieringsforutsetningen <u>lineær depresiering</u>. Hvis β_i og n_i ikke er "for stor" vil den utviklete diskonteringsfaktor være mindre enn diskonteringsfaktoren utviklet ved lineær depresiering.

6.

Følgende eksempel illustrerer beregningen av den utviklete diskonteringsfaktor. Eksemplet referer seg til (den aggregerte) kapitaltypen maskinkapital for et lavtrykksanlegg. I følge tabellen i avsnitt 2.3 har maskinkapital en teknisk-økonomisk levetid på 60 år. For et lavtrykksanlegg er revisjonsintervallet satt til 25 år og revisjonskostnadene utgjør 20% av utgangsinvesteringen. Droppes indeks i har vi altså n=60, m=25, β=0.20 og a=2.

For en kalkulasjonsrente på 7%, r=0.07, får vi etter dette fra (4) at $g(0.07,60) = 1/[1 - 1/(1+0.07)^{60}] = 1.018$. Videre får vi fra (5) at $f(0.07,25,2) = [1 - 1/(1+0.07)^{50}]/[(1+0.07)^{25} - 1] = 0.218$. Dette gir diskonteringsfaktoren $h(0.07,60,0.20,25,2) = 1.018[1 + 0.20 \times 0.218] = 1.062$.

Hvis depresieringsforutsetningen plutselig avgang hadde blitt benyttet ville dette gitt en verdi på diskonteringsfaktoren lik $h(..) = g(..) = 1.018$. Hvis lineær depresiering hadde blitt antatt, ville dette gitt en verdi lik $h(..) = g(..) + 1/nr = 1.018 + 0.238 = 1.256$. Den presise måte å beregne diskonteringsfaktoren på gir m.a.o. en verdi som er drøye 4% høyere (1.062/1.018) enn ved plutselig avgang (revisjonskostnader neglisjeres). Tilsvarende blir verdien omlag 15% lavere (1.062/1.256) enn ved forutsetningen lineær depresiering (revisjonskostnader av størrelse 1/n påløper hvert år).

7.

(6) innsatt i (1) for alle typer kapital gir endelig gjennomsnittelige årskostnader for prosjektet.

(1') $PK = (K/X)\ \Sigma\alpha_i[rh_i(r,n_i,\beta_i,m_i,a_i) + d_i]$

$$=(K/X)\ \Sigma\alpha_i\{r[g(r,n_i)(1 + \beta_i f(r,m_i,a_i))] + d_i\}$$

Formelen illustreres først for et typisk lavtrykksanlegg og inngangsdatene er gjengitt i tabell A1 (jfr. avsnitt 2.3). I tillegg er det anslått årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. De årlige driftskostadene for anleggskapital er antatt å utgjøre 0.5% av utgangsinvesteringen, mens driftskostnadene knyttet til maskin- og elektrokapital er forutsatt å utgjøre 1% av utgangsinvesteringen. I eksemplet forutsettes videre kalkulasjonsrenten å være 7%, r=0.07, og utbyggingsprisen settes til 3.00 kr/kwh, K/X =300 øre/kwh. Innsatt i formel (1') gir dette en en gjennomsnittelig årkostnad på PK= 24.9 øre/kwh.

Tabell A1
Lavtrykksanlegg.

	n_i	m_i (a_i)	β_i	α_i	d_i
1 Bygg	100	20 (5)	0.05	0.35	0.005
2 Maskin	60	25 (2)	0.20	0.40	0.01
3 Elektro	40	15 (2)	0.10	0.25	0.01

Tabell A2 gir tilsvarende data for et typisk høytrykksanlegg (jfr. avsnitt 2.3). Innsatt i formel (1') med samme utbyggingspris og kalkulasjonsrente som ovenfor gir dette en gjennomsnittelig årskostnad lik PK =23.7 øre/kwh.

Tabell A2
Høytrykksanleg

	n_i	m_i (a_i)	β_i	α_i	d_i
1 Bygg	100	20 (5)	0.05	0.75	0.005
2 Maskin	60	15 (4)	0.12	0.10	0.01
3 Elektro	40	15 (2)	0.10	0.15	0.01

Høytrykksanlegget gir derfor en noe lavere årskostnad enn lavtrykksanlegget. Dette skyldes naturligvis at tyngden av bygg- og anleggsinvesteringer er vesentlig høyere i høytrykksanlegget. Årskostnadene pr. krone investert maskinkapital blir noe høyere i høytrykksanlegget enn i lavtrykksanlegget, men dette mer enn utbalanseres av den lavere andel maskinkapital i høytrykksanlegget.

8.

Den konvensjonelle beregningsformel som har vært nyttet i norske kraftverksøkonomiberegninger forutsetter som nevnt depresieringsforutsetningen plutselig avgang. Det skilles ikke mellom ulike kapitaltyper, og levetiden settes til 40 år. Dette gir gjennomsnittelige årskostnader som i (7) når de årlige driftskostnader er d.

(7) $PK = K/X\ [r\ g(r,40) + d]$

Generelt representerer denne modellen to kilder til feil sammenliknet med (1'). Kapitalkostndene blir naturligvis kalkulert feil. Men også driftskostnadene blir feilaktig beregnet fordi ressursbruken til drift generelt avhenger av type anlegg karakterisert ved kapitalsammensetning. I den etterfølgende sammenlikning skal vi imidlertid se bort fra feilkilder knyttet til driften fordi denne feil vil være gitt av de noe vilkårlige anslag på d og d_i (i=1,..,3). En måte å gjøre dette på er å neglisjere driftskostnadene både i (1') og (7).

Neglisjeres drifts- og vedlikeholdskostnadene, reduseres kostnadsforskjellen mellom høytrykksanlegget og lavtrykksanlegget beregnet på grunnlag av (1') . Årsaken er at lavtrykksanlegget har en høyere andel kapital som er ressurskrevende å operere. Settes d_i=0, gir dette PK =22.3 øre/kwh for lavtrykksanlegget og PK =21.8 øre/kwh for høytrykksanlegget under ellers samme forutsetninger som ovenfor.

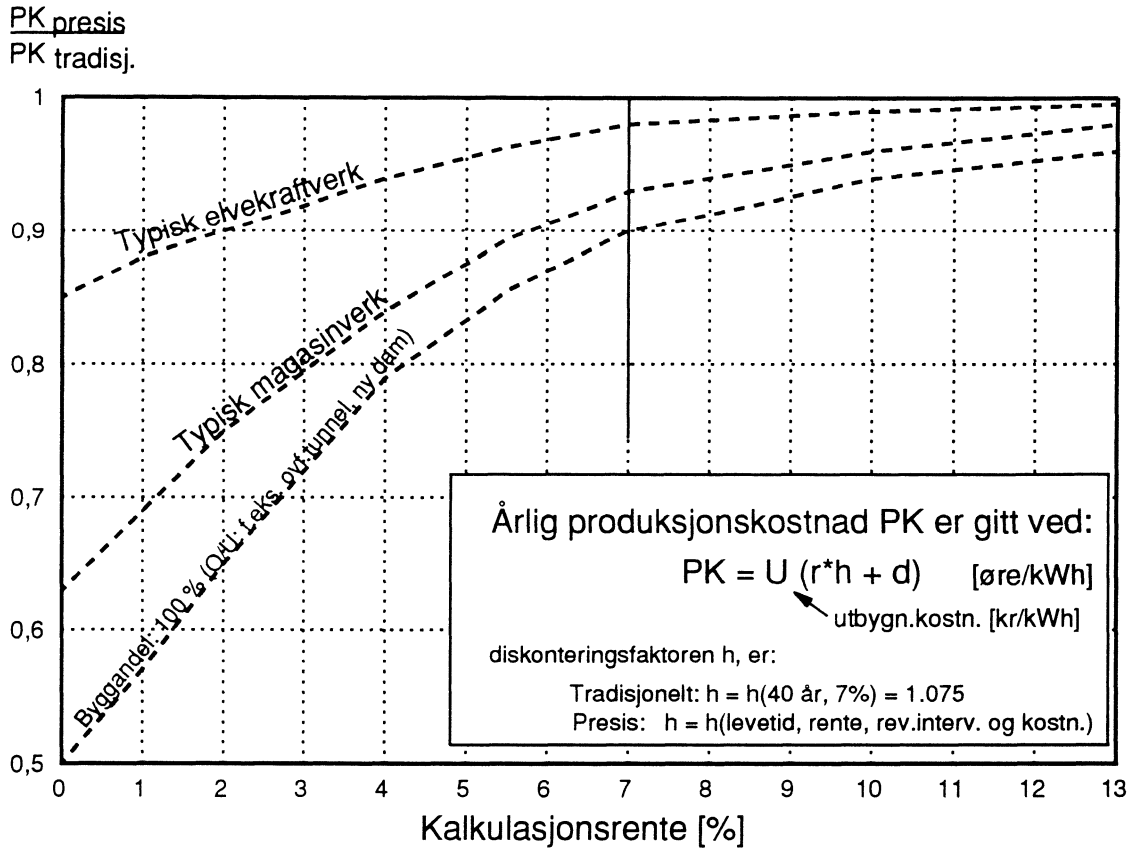
For samme utbyggingspris (K/X =300 øre/kwh) og samme

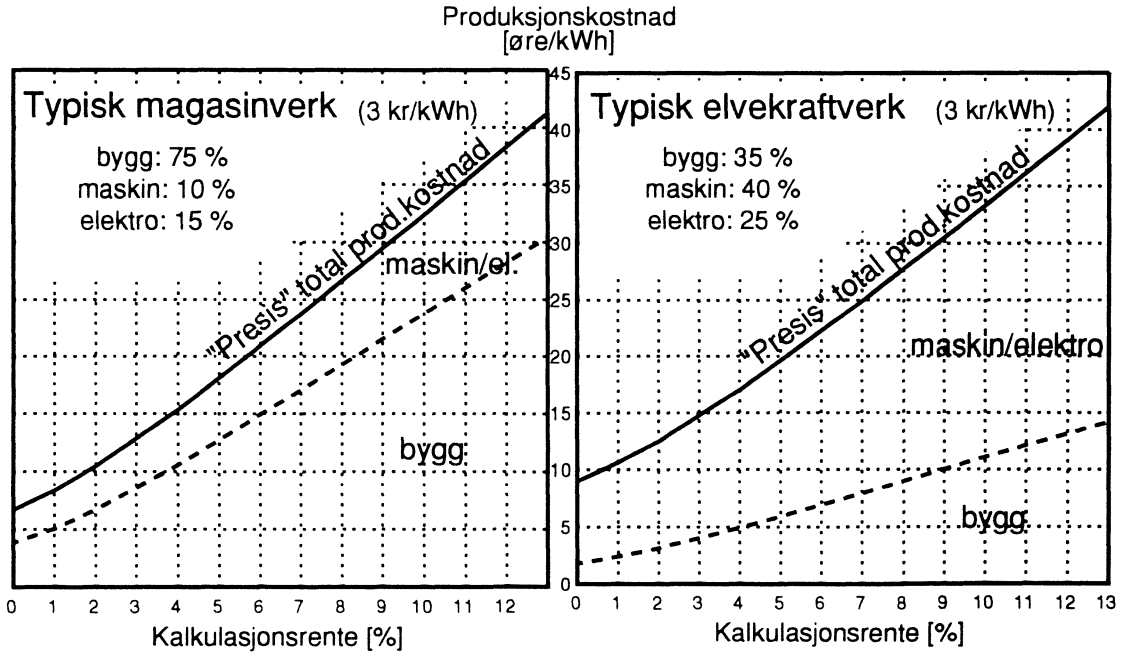
kalkulasjonsrente (r=0.07) og d=0, blir årskostnaden PK =22.5 øre/kwh beregnet på grunnlag av den konvensjonelle formel (7). Altså en meget moderat forskjell sammenliknet med den utviklete modell. M.a.o. hadde den konvensjonelle formel vært benyttet på lavtrykksanlegget ville dette gitt en overvurdering av kostnaden på kun 0.2 øre/kwh (22.5 - 22.3). Overvurderingen av kostnadene for høytrykksanlegget ville vært 0.7 øre/kwh (22.5-21.8). Ved en lavere kalkulsjonsrente ville imidlertid kostnadsforskjellen blitt vesentlig større.

Referanse

Anders Skonhoft: "Levetid og vannkraftøkonomi". Norsk Økonomisk Tiddskrift 1991, s. 253-271

...


PK presis
PK tradisj.
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
Typisk elvekraftverk
Typisk magasinverk
Byggandel: 100 % (OKU: f.eks. ovf.tunnel, ny dam)
Årlig produksjonskostnad PK er gitt ved:
PK = U (r*h + d) [øre/kWh]
utbygn.kostn. [kr/kWh]
diskonteringsfaktoren h, er:
Tradisjonelt: h = h(40 år, 7%) = 1.075
Presis: h = h(levetid, rente, rev.interv. og kostn.)
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13
Kalkulasjonsrente [%]


Produksjonskostnad
[øre/kWh]
Typisk magasinverk (3 kr/kWh)
bygg: 75 %
maskin: 10 %
elektro: 15 %
"Presis" total prod.kostnad
maskin/el.
bygg
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
Kalkulasjonsrente [%]
Typisk elvekraftverk (3 kr/kWh)
bygg: 35 %
maskin: 40 %
elektro: 25 %
"Presis" total prod.kostnad
maskin/elektro
bygg
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13
Kalkulasjonsrente [%]
0 5 10 15 20 25 30 35 40 45

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)
Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo 3

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 Olianne 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 Konsesjonskraft. (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 Olianne Eikenæs: Differensiert forvaltning av vernede vassdrag. (18 s.)

Nr 21 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Levetid og restlevetid. (42 s.)