

NILU
Oppdragsrapport nr 78/74
Referanse: E0-2-22.73
Dato: Mars 1974

UNDERSØKELSE AV
KORROSIJONSFORHOLDENE VED
SUVDØLA KRAFTVERK,
DRANGEDAL

Svein E. Haagenrud

NORSK INSTITUTT FOR LUFTFORSKNING
POSTBOKS 115, 2007 KJELLER
NORGE

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
1 <u>INNLEDNING</u>	3
2 <u>BESKRIVELSE AV KRAFTVERKET OG KORROSJONSANGREPENE</u>	4
2.1 <u>Suvdøla kraftverk</u>	4
2.2 <u>Beskrivelse av korrosjonsangrepene</u>	5
2.2.1 <u>Korrosjonsangrep på rørgate</u>	6
2.2.2 <u>Korrosjonsangrep på turbin</u>	9
3 <u>MULIGE KORROSJONSÅRSAKER I VANNKRAFTVERK</u>	10
3.1 <u>Naturlig forekommende korrosjonsårsaker</u>	10
3.2 <u>Årsaker til økt korrosjon</u>	10
3.2.1 <u>Korrosjonshastighet og vannets</u> <u>surhetsgrad</u>	11
3.2.2 <u>Korrosjonshastighet og vannets hardhet</u>	13
3.2.3 <u>Korrosjonshastighet og stålqualität</u>	15
3.2.4 <u>Korrosjon i forbindelse med vårflue-</u> <u>larver og jernbakterier</u>	15
4 <u>PRØVETAKING VED SUVDØLA KRAFTVERK</u>	17
4.1 <u>Vannprøver til NILU</u>	17
4.2 <u>Vannprøver til Statens Institutt for</u> <u>Folkehelse (SIF)</u>	19
4.3 <u>Prøver av korrosjonsprodukter</u>	19

	Side
5 <u>ANALYSERESULTATER</u>	19
5.1 <u>Vannanalyser</u>	19
5.2 <u>Analyse av korrosjonsprodukter</u>	21
6 <u>DISKUSJON</u>	22
6.1 <u>Surhetsgraden</u>	22
6.2 <u>Hardheten</u>	23
6.3 <u>Vårfluelarver og jernbakterier</u>	23
7 <u>BESKYTTELSESMETODER</u>	24
7.1 <u>Maling og utførte utbedringsarbeider</u> ..	24
7.2 <u>Katodisk beskyttelse</u>	26
7.3 <u>Kjemisk behandling av vannet</u>	29
8 <u>SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER</u>	30
9 <u>FORSLAG TIL VIDERE UNDERSØKELSER</u>	32
10 <u>LITTERATURLISTE</u>	33
BILAG 1	35
BILAG 2	36

UNDERSØKELSE AV
KORROSIJONSFORHOLDENE VED
SUVDØLA KRAFTVERK,
DRANGEDAL

1 INNLEDNING

Avisene hadde høsten 1973 flere reportasjer om "sur nedbør forårsaker sterk korrosjon på kraftverk i Drangedal". Det framgikk av disse at man også i mange andre kraftverk mente å ha observert økte korrosjonsangrep i de senere år. Påstanden er at dette skyldes den stadig økende forsureningen av våre vassdrag gjennom sur nedbør.

Norsk Institutt for Luftforskning (NILU) har som en av sine målsetninger å undersøke luftforurensningers innvirkning på korrosjonshastigheten. Instituttet tok derfor kontakt med El-sjef Tørnes i Drangedal og besiktigelse av forholdene ble foretatt. NILU ble gitt i oppdrag å utføre analyser for om mulig å bringe mer klarhet i årsakene til de sterke korrosjonsangrepene. Dette er hovedemnet for den foreliggende rapport.

Etter at prosjektet i Drangedal kom i gang, har instituttet vært i kontakt med andre representanter for kraftverksbransjen. Alle hevder at korrosjonen har økt i de senere år og at dette skyldes surere vann. NILU betrakter hele problemkomplekset som meget viktig og interessant, og tar derfor sikte på et større prosjekt som blant annet vil omfatte en kartlegging av korrosjonsforholdene i kraftverkene. Et sentralt punkt vil også være aktuelle beskyttelsesmetoder. En del av forundersøkelsene til et slikt prosjekt vil også bli berørt i den foreliggende rapporten.

2 BESKRIVELSE AV KRAFTVERKET OG KORROSJONSANGREPENE

2.1 Suvdøla kraftverk

Nedenstående opplysninger er gitt av El-sjef Simen Tørnes (11).

Suvdøla kraftverk eies av det kommunale Drangedal El-verk. Kraftverket er bygd i to byggetrinn (se figur 5, side 18). Første byggetrinn omfatter regulering av Kleppsvatn, Steinbutjern og Måvatn. Andre byggetrinn omfatter regulering av Breilivatn og Holmevatn. Kraftstasjonen ble bygd i samband med første byggetrinn.

Første byggetrinn ble påbegynt i 1958. Kraftstasjonen ble satt i drift 1. november 1960, og er siden ikke utvidet. Bare Kleppsvatn var regulert da kraftstasjonen ble satt i gang. Regulering av Steinbutjern og Måvatn ble satt i gang i 1961 og var ferdig høsten 1963. Måvatn rant tidligere ut i Øvre Tørdal, men ble ved regulering overført til Steinbutjern ved en kanal og en tunnel. Reguleringen framgår av tabell 1.

Magasin	Tidligere vannstand m.o.h.	Høyeste regulerte vannstand	Laveste regulerte vannstand	Magasin mill. m ³
I Kleppsvatn	534	538,0	525,5	11
Steinbutjern	557	558,5	556,0	0,4
Måvatn	661	664,0	658,5	3,5
II Breilivatn	672	673,5	670,5	10
Holmevatn	671	673,5	670,5	10

Tabell 1

Arbeidet med andre byggetrinn ble satt i gang 1963 og var ferdig 1966. Før reguleringen rant Holmevatn og Breilivatn

ut i hver sin elv uten å komme til nytte for kraftverket. Ved reguleringen ble Holmevatn forbundet med Breilivatn ved en kanal. Holmevatns tidligere utløp ble stengt. Videre ble det slått en tunnel fra Breilivatns utløpselv til inntaksbassenget i Fikjestøl, slik at vannet blir benyttet i Suvdøla kraftstasjon.

Fallhøyden fra inntaksbassenget i Fikjestøl til kraftstasjonen er 250 m med full vannstand i bassenget.

Kraftstasjonen har et aggregat på 4 400 kW/5300 MVA. Turbinen er en horisontal Francisturbin på 6000 Hk med 1000 o/min.

Produksjonen i et middelår er regnet til ca 26 GWh.

Den gjennomsnittlige årlige nedbør de siste 70 år er ca 1200 mm målt ved en målestasjon i nærheten av kraftstasjonen. De siste 10 år er den gjennomsnittlige årlige nedbør 1123 mm.

2.2 Beskrivelse av korrosjonsangrepene

Bare rørgaten fra inntaksmagasinet ned til kraftstasjonen ble undersøkt ved befaringen (figur 1), en var ikke inne i selve kraftstasjonen.

2.2.1 Korrosjonsangrep på rørgaten

Rørgaten er ca 1000 m lang. Den er levert av et tysk firma og det vites ikke om materialet er vanlig ulegert karbonstål eller høyfast C-Mn stål. Den sistnevnte typen er blitt mer vanlig de senere år.

Utvendig er rørene i meget god forfatning, det er innvendig korrosjonen har voldt problemer. Ifølge El-sjef Tørnes kom rørene i 8 meters lengder fra fabrikken og ble sammensveiset på stedet. De var fabrikkbehandlet innvendig med et ikke nærmere angitt stoff. Etter sammensveising ble sveisesømmene flikket på med maling.

Omkring 1970 ble man klar over at det innvendig i rørgaten var til dels betydelige korrosjonsangrep. I en befarringsrapport fra firma Jak. Alveberg A/S 1. september 1971 heter det således (1): "Ved befaringen av de innvendige turbinrør viste det seg at den igjenværende malingfilm holdt kun 70 μ m i gjennomsnitt. Dessuten var det et betydelig angrep av jernbakterier, som hadde forårsaket betydelige tæringer på stålet (opptil 2 - 3 mm). Hertil kommer så en rekke sveiseskjøter som er mangelfullt behandlet. Bunnen av røret i ca 20 cm bredde var sterkt nedslitt".

Under vår befaring foregikk det utbedringsarbeider av de innvendige korrosjonsskadene. For å komme til med sandblåsing og maling inne i rørgaten hadde entreprenøren kappet og rullet vekk 3 meters lengder av røret for ca hver hundre meter. Vi hadde således anledning til å se både behandlede og ubehandlede rør.

Innvendig hadde rørene en mengde groptæringer, både på selve rørveggen og spesielt på sveisesømmene (figur 2 og 3). Korrosjonsproduktene som ligger over groptæringene kalles rusttuberkler eller rustknuter. De fleste groptæringene var 2 - 3 mm dype, mens diameteren syntes å ligge i to forskjellige

Figur 1: Rørgaten ned til kraftstasjonen.

Figur 2: Avkuttet rør med rusttuberkler
omkring sveisesøm.

Figur 3: Groptæringer på sandblåst rørvegg.

størrelsesgrupper. Den ene med størrelse 2 - 3 mm, den andre ca 10 mm. Særlig gropene med minst diameter var vanskelige å rengjøre. Maskinsjefen ved verket la særlig vekt på dette. I 1971 var en ganske kort rørlengde blitt stålbørstet, skrapet og påført "Inertol". Rengjøringen av de minste gropene hadde da vært et særlig stort problem. Høsten 1973 var malingen like bra bortsett fra der hvor det hadde vært groptæringer; på disse stedene var det allerede nye rustdannelser.

I rørene som ennå ikke var sandblåst, var gropene dekket av rustknuter med 2 - 3 cm diameter og ca 1 cm høyde (figur 2). En del slike rustknuter ble skrapet av for analyse.

2.2.2 Korrosjonsangrep på turbin

NILU har ikke undersøkt selve kraftstasjonen. Følgende beskrivelse er hentet fra en artikkel av Römcke ved Sørumsand Verksted, som har levert turbinene (2): "På turbinen som ble ingangsatt i 1960 ble det ved rutinemessig inspeksjon konstatert begynnende, men ikke spesielt alvorlige kavitasjonsskader i 1967. Tre år senere ble det oppdaget at turbinhjulet og aksel hadde så store kavitasjonsskader at en kunne snakke om betydelige vekttap, og fortsatt drift ville utvilsomt ført til havari innen kort tid".

Sørumsand Verksted leverte høsten 1973 ny turbin til Suvdøla kraftverk. I leveringsbeskrivelsen for turbinen heter det: "Hjulet leveres i sveiset utførelse med boss av vanlig stål og skovler og ring av rustfritt stål med 13% krom og 6% nikkel." Hvis alle deler av denne konstruksjonen er i vann, er det en uheldig materialkombinasjon som høyst sannsynlig vil medføre korrosjonsproblemer. I Bilag 1 er gjengitt data fra en nylig utført svensk undersøkelse, hvor det ble målt store galvaniske korrosjonsstrømmer og en potensialforskjell på ca 0.7 volt mellom rustfritt stål og vanlig ulegert stål (3).

3 MULIGE KORROSJONSÅRSAKER I VANNKRAFTVERK

Römcke har beskrevet forskjellige typer av korrosjonsangrep som kan oppstå i vannkraftverk (2). Det synes her riktig å skille mellom naturlig forekommende korrosjon og eventuell økt korrosjon som følge av spesielle forhold.

3.1 Naturlig forekommende korrosjonsårsaker

En vil alltid ha en viss naturlig korrosjon fordi jern/stål ikke er stabilt i vanlig forekommende vann (4). Korrosjonshastigheten i tilnærmet nøytralt og middels hardt vann er imidlertid relativt liten.

I vannkraftverk vil man ha store vekslende mekaniske belastninger, strømmende vann og ofte høye trykk. Dette vil medføre økt korrosjon i form av korrosjonsutmatning, kavitasjonskorrosjon og erosjonskorrosjon. Disse forhold vil en ikke gå nærmere inn på i denne rapporten.

3.2 Årsaker til økt korrosjon

Som allerede berørt innledningsvis påstås det ofte at den stadig økende forsureningen av våre vassdrag gjennom sur nedbør, har medført økt korrosjonshastighet i vannkraftverkene i de senere år. Således påstås det at problemene er størst i fylkene Telemark, Aust- og Vest-Agder, som alle er sterkt utsatt for sur nedbør (5).

Videre refereres det ofte til korrosjon som følge av vårfluelarver og jernbakterier. Et annet forhold av stor betydning er vannets hardhet. Enkelte stiller også spørsmål ved stål-kvaliteten.

3.2.1 Korrosjonshastighet og vannets surhetsgrad

Whitman et al (6) har målt korrosjonshastigheten for jern i vann med og uten oppløst CO₂ og ved forskjellige pH (figur 4a).

Uten oppløst CO₂ er korrosjonshastigheten tilnærmet konstant i pH-intervallet 9.5 til 4. Dette forløpet skyldes to forhold. For det første at i dette området er den korrosjonsbestemmende reaksjon reduksjon av oppløst oksygen etter



Hastigheten av denne reaksjonen er diffusjonsbestemt og derfor uavhengig av pH.

Det andre forhold er at O₂-reduksjonen produserer OH⁻ ioner som øker pH tett inne ved selve jernoverflaten (6),(7). Reduksjon av hydrogenioner

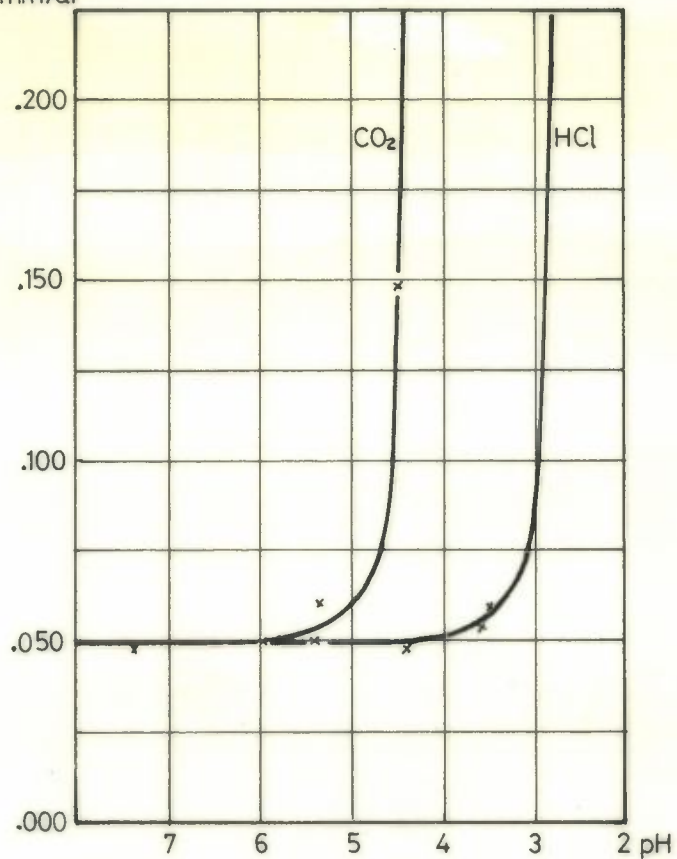


vil kunne bidra til å øke korrosjonshastigheten. Hastigheten av (2) øker med surheten og vil derfor kunne forårsake økt korrosjon med økende surhet. Når den ikke gjør det i pH-intervallet 4 - 9.5, så skyldes det at uten oppløst CO₂ i vannet er pH inne ved ståloverflaten tilnærmet lik 9.5, så lenge pH i vannets hovedmasse ligger i intervallet av pH fra 4 til 9.5. Korrosjonshastigheten er derfor konstant i dette området.

Vannet i naturen vil inneholde CO₂, som gir karbonsyre

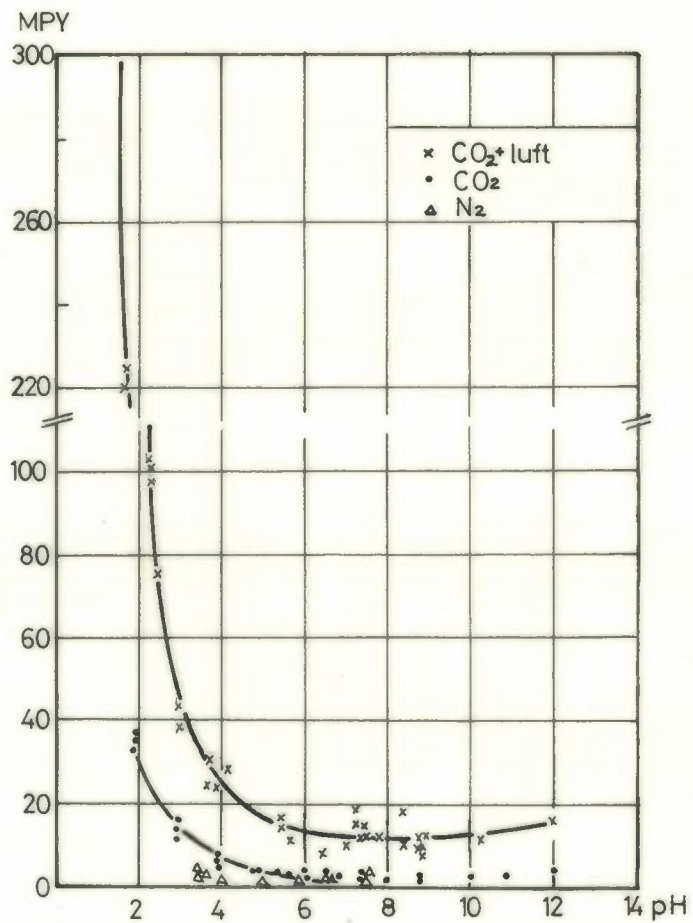


Korrosjon
mm/år



- 12 -

a. I Cambridge-vann (etter Whitman et al (6)).



b. i 10% saltoppløsning (etter Annand et al (9)).

Figur 4: Korrosjonshastighet for jern som funksjon av pH. (MPY = 0.025 mm/år.)

Luften inneholder ca 0.5 ppm CO₂ og karbonsyreliekvectene vil medføre at rent vann i likevekt med luft har pH ca 5.7 (8). Karbonsyre er en sterk puffer som, når pH i vannet blir lavere enn 5.7, vil motvirke at O₂-reduksjonen (1) hever pH over 5.7 inne ved ståloverflaten. Hydrogenreaksjonen (2) vil derfor medføre en økning i korrosjonshastigheten med avtagende pH i vannet under pH 5.7.

Under utprøving av måleinstrumenter for bestemmelse av korrosjonshastigheter har Annand et al (9) nylig fått resultater som helt bekrefter Whitman's resultater og forklaringer (figur 4b).

Målinger viser at en rekke av våre vassdrag i Sør-Norge nå har pH < 5 (10). Av figur 4 følger at det da er grunn til å anta at korrosjonshastigheten for jern/stål vil øke som følge av det surere miljø.

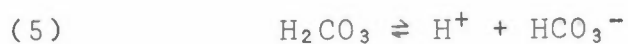
3.2.2 Korrosjonshastighet og vannets hardhet

Hardheten i vannet bestemmes av kalsium og magnesiuminnholdet. Hardt vann inneholder mye kalsium som kan felles ut som CaCO₃. Dette har en sterkt korrosjonshemmende virkning.

Utfellingen av CaCO₃ bestemmes av oppløselighetsproduktet for CaCO₃



Av likevektene



framgår at vannets pH også blir bestemmende for hvor mye CaCO_3 som felles ut. CO_3^{2-} -konsentrasjonen avtar med avtagende pH. Ved $\text{pH} < 7$ og den aktuelle likevektskonsentrasjonen av CO_2 vil man måtte ha meget store Ca^{2+} konsentrasjoner for å få utfelt CaCO_3 .

Graderingen av vannets hardhet er gitt i tabell 2.

Tabell 2: Hardhet i vann (8).

ppm $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$	Gradering
≤ 50	Meget bløtt
50 - 100	Bløtt
100 - 150	Svakt hardt
150 - 200	Moderat hardt
200 - 300	Hardt
> 300	Meget hardt

3.2.3 Korrosjonshastighet og stålqualität

Det er alminnelig akseptert at for vanlig ulegert stål i nøytralt O₂-holdig vann har ikke variasjoner i legerings-sammensetning og varmebehandling noen innvirkning på korrosjonshastigheten. Den diffusjonsbestemte O₂-reduksjonen bestemmer korrosjonen (4).

Bliir miljøet så surt at H₂-utviklingen også blir bestemmende, vil stålqualitäteten også kunne ha betydning (4). Her har en for lite aktuelle data for anvendte stålqualitäteter til at en vil gå nærmere inn på dette.

De høyfaste C-Mn stålene har fått en økt anvendelse i kraftverkene i de senere år. Disse stålene har i visse tilfeller vist seg spesielt ømfintlige ovenfor groptæringskorrosjon. Dette er et meget omfattende problemkompleks som er behandlet annensteds (7). En vil understreke at en ikke har grunnlag for å uttale seg om hvorvidt disse stålene byr på spesielle korrosjonsproblemer innen kraftverksbransjen.

3.2.4 Korrosjon i forbindelse med vårfluelarver og jernbakterier

I løpet av høsten 1973 har NILU foretatt en litteraturundersøkelse kombinert med befaringer til flere kraftverk for å sette seg inn i dette problemkomplekset. Resultatene er samlet i et teknisk notat (11).

Det kan ikke være tvil om at en ofte finner vårfluelarver i forbindelse med korrosjonsproduktene, idet disse er naturlige festesteder for vårfluelarvenes fangnett. Hovedproblemet er å fastslå om vårfluelarvens fangnett som festes til ståloverflaten framkaller korrosjon. Dette problemet lar seg bare avklare ved å studere korrosjonens initieringsfase, ikke ved å betrakte konstruksjonsdetaljer med årsgamle

korrosjonsprodukter. En har i den forbindelse satt ut prøver på Rånåsfoss kraftverk. Disse observeres med jevne mellomrom for å følge korrosjonsutviklingen.

Dersom vårfluelarven forårsaker korrosjon, er mekanismen sannsynligvis tildekningskorrosjon. I så fall er det lite trolig at vårfluelarven har annen effekt enn andre tildekningsstoffer som kan forekomme.

Jernbakterier forekommer i vannprøver fra de besøkte kraftverk, heriblant også vesentlige mengder av korrosjonsframkallende Gallionella-bakterier. Disse bakterier virker gjennom tildekningskorrosjon ved at de kan feste seg på rørveggen og framkalle konsentrasjonsceller. Det er meget tvilsomt at jernbakteriene er hovedårsaken til de økte korrosjonsangrep.

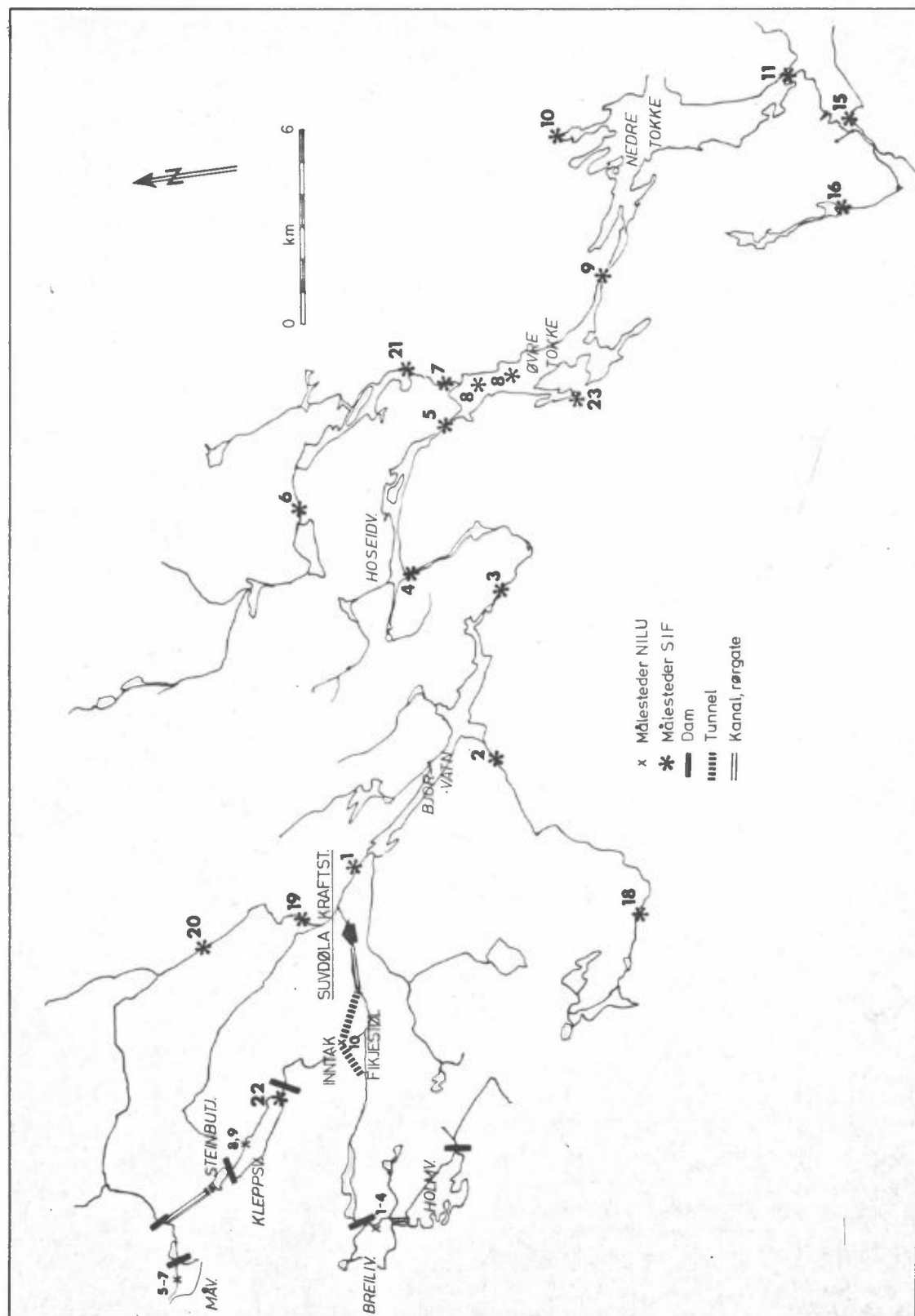
4 PRØVETAKING VED SUVDØLA KRAFTVERK

4.1 Vannprøver til NILU

Figur 5 og tabell 3 angir målesteder for vannprøver tatt av maskinsjef Knut Sollid i september 1973 og innsendt til NILU for analyse.

Tabell 3: Vannprøver

Dato 1973	Målested	Vann	Anmerkninger
8 september	1	Breilivatn	Ca 25 cm under vannoverflaten.
" "	2 - 3	"	Ved luke ca 2,5 m under overflaten.
9 september	4	"	Ved tappeluken ca 3,5 m under overflaten.
" "	5-6-7	Måvatn	Med 50 m mellomrom ca 25 cm under overflaten.
10 september	8-9	Kleppsvatn	Ca 25 cm under overflaten.
" "	10	Fikjestøl inntaksmagasin	I tappetunnel med lite vannføring. Ca 6 cm fra luka og etter ca 400 m renning i tunnel. Grumsete og dominert av tørken.



Figur 5: Vannmagasiner og målesteder i Suvdøla kraftverk.

4.2 Vannprøver til Statens Institutt for Folkehelse (SIF)

I mai og september 1972 tok Ingeniørkontoret i Drangedal kommune en rekke prøver som ble innsendt til Statens Institutt for Folkehelse (SIF) for analyse (12). De fleste målestedene vises på figur 5. Bare analyseresultatene fra stasjon 22 er gjengitt i denne rapporten.

4.3 Prøver av korrosjonsprodukter

Det ble tatt prøver av tre rusttuberkler på selve rørveggen.

5 ANALYSERESULTATER

5.1 Vannanalyser

Resultatene er gjengitt i tabell 4.

Tabell 4: Vannanalyser

MÅLESTED	BREILIVATN			MÅVATN				KLEPPSVATN			FIKJESTØL	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	22	10	
pH	4.75	4.8	4.95	5.15	5.1	5.1	5.15	4.8	4.8	4.7	4.95	
(mg/l) Cl ⁻	1.2	1.25	1.25	0.95	0.95	0.95	1.0	1.4	1.35	0	1.65	
" SO ₄ ²⁻	3.23	3.08	3.08	3.45	3.45	3.39	3.3	3.39	3.45	-	3.08	
" Fe ²⁺	-	0.35	2.00	0.1	0.05	0.1	0.1	0.45	0.45	0.38	2.45	
" Ca ²⁺	0.53	0.57	0.68	0.83	0.83	0.83	0.84	0.78	0.78		1.05	
" Mg ²⁺	0.18	0.18	0.18	0.29	0.28	0.29	0.29	0.29	0.29		0.33	
" Na ²⁺	0.75	0.7	0.7	0.65	0.65	0.65	0.7	0.8	0.8		0.8	
" NH ₄ ⁺	0	0	0.03	0	0	0.02	0.04	0.03	0.01	0.025	0.08	
" NO ₃ ⁻	< 0.05			< 0.05				< 0.05			-	<0.05
" Mn ²⁺										0.03		
dH° Bikarbonat hardhet										0		
dH° Total hardhet										0.6		
κ (µS/cm)										17.0		

Av tabellen ser en at vannet fra samtlige av de 4 prøvestedene må betegnes som sterkt surt, med pH-verdier varierende fra 4.7 til 5.15. Som middelværdi har Breilivatn pH 4.8, Måvatn 5.1, Kleppsvatn 4.8 og Fikjestøl inntaksmagasin 4.9. (En vannprøve som ble tatt senhøstes ved Fikjestøl hadde så lav pH som 4.55.) Ellers framgår det at vannenes hardhet er meget liten.

Totalmengden av oppløste faste stoffer er meget liten, og ledningsevnen ikke særlig høy.

SO_4^{2-} -verdiene er vesentlig høyere enn for de andre elementene.

To av Fe-verdiene ligger vesentlig høyere enn de andre. Den høye verdien på prøve 3 sammenlignet med prøve 2 er vanskelig å forklare. Den høye verdien i tappetunnelen ved Fikjestøl skyldes trolig oppkonsentrering i tørkeperioden.

Ellers siteres fra Statens Institutt for Folkehelse vedrørende analyseresultatene fra Kleppsvatn (12): "Vannet har karakter av et noe humusholdig, surt og mineralfattig overflatevann". Dette er karakteristisk for mange av vassdragene på Sørlandet (10).

5.2 Analyse av korrosjonsprodukter

Resultatene er gjengitt i tabell 5.

Tabell 5. Analyser av korrosjonsprodukter.

Prøve	% vannløselig	Sammensetning (% av vannløselig)							Vann og syreløselig (% av total)				
		SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃	Ca ²⁺	Mg	Fe	Mn	Totalt	Ca	Mg	Fe	Mn
1	10.0	4.6	2.7	<1	0.15	0.04	1.86	0.21	Totalt u-løst Noe tilbake	0.02	0.04	47.0	0.08
2	12.8	2.8	1.6	<1	0.01	0.01	1.13	0.06		0.01	0.02	45.0	0.03
3	10.2	7.3	4.0	<1	0.02	<0.01	2.12	0.04		0.01	0.02	47.0	0.02

Ca 10% av korrosjonsproduktene er vannløselige. Nesten alt er løselig i varm 1:1 HCl. Den ikke-løste fraksjon er meget liten og det er ikke gjort forsøk på å bestemme den nærmere. Ca 50% av det vannløselige er så flyktig at det drives av ved varming ca 2 timer ved 100°C.

Mesteparten av korrosjonsproduktene består av Fe^{II}- og Fe^{III}-hydroksyder og oksyder. Dessuten finnes en del jern som FeSO₄ og FeCl₂. Som det framgår av tabell 4 er SO₄²⁻ og Cl⁻ de dominerende anioner i vannet. Som følge av selve korrosjonsmekanismen vil disse dessuten anrikes i korrosjonsproduktet. Tuberkleene inneholder lite Mn.

Rusttuberkleene er også undersøkt i mikroskop. De hadde en viss sjiktning, og besto av mørke brune til sorte, sprø jernforbindelser med litt magnetitt. Innimellom var det lyst brune til gulbrune partier med melaktig konsistens. En eiendommelighet var en mengde sorte, helt runde, delvis hule kuler (11). Kulene var lokalisert i sprekker og hulrom i tuberkleene og ble identifisert som magnetitt.

Prøvene ble transportert i tørr tilstand, og det var ikke mulig med sikkerhet å fastslå bakterievirksomhet. Det var en hel del inkrusterte trådfragmenter i tuberkleene.

6 DISKUSJON

6.1 Surhetsgraden

Middelverdien for surhetsgraden er pH 4.95. Basert på figur 4a kan man anslå at korrosjonshastigheten ved pH 4.95 vil være ca 20% høyere enn ved pH 6.

Det understrekes at disse tallene refererer seg til den generelle korrosjonshastighet, og til andre typer av vann enn i Suvdøla. Figur 4a gjelder for springvann (Cambridge-vann) tilsatt henholdsvis HCl og CO₂, men ellers uten nærmere angivelser, og figur 4b gjelder for 10% saltløsning puffret med karbonatpuffer. Det vil være av meget stor betydning å bestemme liknende kurver for vannet i flere vassdrag med forskjellig pH. NILU har vurdert forskjellige metoder for bestemmelse av korrosjonshastigheten (13), og satt i gang laboratorieforsøk både for nærmere utprøving av metodene og for å skaffe korrosjonsdata.

Vi anser det for svært viktig å bestemme slike data, ikke bare i laboratoriet, men i enda større grad for de praktiske forhold i selve kraftverkene. Basert på det som finnes av vassdrags- og nedbørdata har NILU således utarbeidet et forslag til kraftverk som bør inngå i en slik undersøkelse. Kraftverkene ligger i vassdrag som spenner over pH-intervallet 4.5 - 7.5 (14).

Hvis man finner liknende kurveforløp som i figur 4, så understreker dette et alarmerende forhold. Hvis nemlig surheten i våre vassdrag i Sør-Norge skal fortsette å øke, kanskje ned mot pH 4,5 og 4, vil dette kunne medføre en sterk økning av korrosjonshastigheten.

Angående sammenhengen mellom økende surhet og sur nedbør finnes det allerede en rekke publikasjoner som har påvist dette (10), (15). Det høye sulfatinnholdet i vannet relativt til de andre elementene peker også i denne retning (tabell 3). En videre økning av surheten i vassdragene, med de følger dette kan ha for korrosjonshastigheten, er derfor ikke usannsynlig.

6.2 Hardheten

Vannet inneholder ca 0.8 mg Ca^{2+}/ℓ eller ca 3.2 ppm $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. Dette må karakteriseres som et meget bløtt vann (tabell 2), med dertil hørende høy korrosivitet (3).

6.3 Vårfluelarver og jernbakterier

En har ikke funnet spor etter nett fra vårfluelarver i korrosjonsproduktene. Det er heller ikke sannsynlig at larvene kan leve i den sterke strømmen som er i rørgaten (1 - 9 m/s). Hvis det viser seg at vårfluelarven har korrosjonsmessig betydning, vil en ikke se bort fra at andre deler av anlegget er påvirket av problemet.

Korrosjonsproduktene var tørre ved prøvetaking. Det var derfor ikke mulig å påvise jernbakterier, selv om en del trådfragmenter kunne indikere en viss bakterievirksomhet. Det lave Mn-innholdet i produktene utelukker manganbakterier (11). I en tappetunnel for rørgaten fant man en del rustne stålbitar og på disse ble funnet den korrosjonsframkallende bakterien Gallionella. Det er liten grunn til å tvile på at både denne og andre jernbakterier finnes i vannet, og således er med på å øke korrosjonen. Hvor mye er umulig å si, men en vil ikke anse disse bakterier som noen hovedsak.

7 BESKYTTELSESMETODER

Aktuelle beskyttelsesmetoder vil være maling, maling + katodisk beskyttelse eller kjemisk behandling av vannet. Her vil en bare gi noen bemerkninger om metodene. En mer inngående vurdering ligger utenfor rammen av denne rapporten, men en vil understreke at en utredning om alternative beskyttelsesmetoder bør gis høy prioritet, og gå parallelt med en utvidet undersøkelse av skadenes omfang.

7.1 Maling og utførte utbedringsarbeider

Det finnes en rekke gode malinger på epoxy-, uretan- eller fenolbasis. Alle malingene stiller strenge krav til forbehandlingen, som helst bør være sandblåsing til SA 2.5 eller SA 3. En går ikke her nærmere inn på de ulike malinger og de spesifikke krav til disse, men viser til (17). Hovedproblemet vil være den praktiske utførelsen av forbehandling og påføring.

Under utbedringene høsten 1973 ble det påført malingssystemet "Comastic", som er en kulltjæreforsterket epoxy-maling. Fra leverandøren angis "Comastic" å ha en del spesielle egenskaper som gjør den velegnet for vanskelig feltarbeid.

Med hensyn til forbehandlings utførelse var ikke inspeksjonen så inngående at en kan uttale seg med sikkerhet omkring dette. Etter sigende (16) bød imidlertid automatikken ved sandblåsing og malingen på problemer. Dette har sannsynligvis medført dårligst beskyttelse ved sveisene, som fra før var mest utsatt.

Et annet forhold som også kan virke uheldig er at det kunne gå opptil flere uker mellom sandblåsing og påføringen av malingen. I mellomtiden ble det en viss ny rustdannelse på rørveggen.

Angående utbedringen og beskyttelsen av rørgaten vil en derfor bemerke at valget av selve malingsystemet synes tilfredsstillende. Det kan settes spørsmålsteget ved utførelsen av forbehandlingen og malingen, spesielt ved sveisene. Det bør derfor foretas en inspeksjon så snart som praktisk mulig.

7.2 Katodisk beskyttelse

Katodisk beskyttelse er en meget aktuell beskyttelsesmetode som er utførlig behandlet i litteraturen (4),(8),(18),(19).

Prinsippet for metoden er at stålet gjøres til katode i en elektrokjemisk celle. Stålets elektrodepotensial senkes så til det kommer under sitt likevektspotensial i den aktuelle løsningen. Det er da ikke lenger mulig for stålet å korrodere, det er immunt.

Dette kan oppnås på to måter, enten ved

- a) galvaniske offeranoder. Disse er av uedlere metall enn stål, og beskytter dette ved at de selv går i oppløsning. Al, Zn og Mg er aktuelle anoder ovenfor stål.
- b) uløselig anoder og påtrykt spenning fra en ytre spenningskilde. Strømtilførselen reguleres via måling av stålets elektrodepotensial mot en referanse-elektrode.

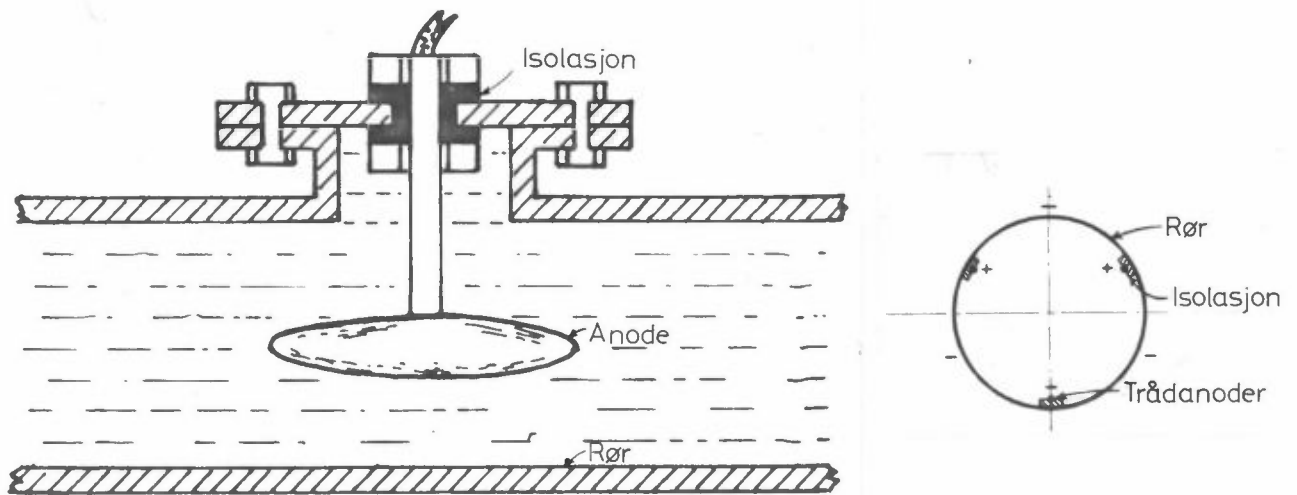
Katodisk beskyttelse har en rekke anvendelser til beskyttelse av stålkonstruksjoner i jord og vann, således også til innvendig beskyttelse av vannføringsledninger (8).

Ved vurdering av katodisk beskyttelse er vannets ledningsevne en meget viktig faktor. Således angis det at i meget bløte vann med mindre enn 40 ppm oppløste faste stoffer er motstanden for høy for effektiv beskyttelse (8).

Den høye surheten i vannet i Suvdøla gjør at ledningsevnen ligger innenfor verdier som gjør katodisk beskyttelse til et aktuelt alternativ. Av flere grunner bør det i så fall velges anlegg for påtrykt spenning. Offeranodene må skiftes etter 2 - 3 år mot 10 - 12 år for permanente anoder. Offeranodene kan videre falle av og skape problemer i kraftstasjonen. Det er også adskillige problemer forbundet med å skifte anoder inne i en rørgate. Påtrykt spenning vil være et spesielt billig alternativ på elektriske kraftstasjoner.

Platinert titan er det beste materialet for de permanente anodene. De må plasseres slik at de gir en jevn strømfordeling og samtidig være slik utformet at de ikke påvirkes vesentlig av vannstrømningen. De må isoleres fra rørveggen. Figur 6 viser eksempler på anodearrangement.

Katodisk beskyttelse bør kombineres med malingbeskyttelse. Strømkravet går da ned til 0.1 - 10% av kravet for ikke-malt flate (19). Beskyttelsesgrad og beskyttelseskostnader har således et optimum ved kombinasjon av metodene (4).



Figur 6: Eksempler på permanente anoder ved innvendig katodisk beskyttelse av rør.

Med hensyn til kostnader, strømkrav og teknisk utførelse vil en understreke at dette vil variere fra tilfelle til tilfelle avhengig av en rekke forhold. Det trengs således forberedende målinger og dimensjoneringsarbeid for hvert anlegg. Det kan imidlertid nevnes at Wranglen (4) angir strømkravet for malt stål i nøytralt vann til 5 mA/m^2 . Regner en rørdiameteren i Suvdøla til 1 m og rørlengden til 1 km gir dette 3140 m^2 og strømkrav 15.7 A . I Bilag 2 er gitt eksempel på kostnader for forskjellige beskyttelsesalternativer under ulike forhold (19). Prisene ligger vesentlig under det en må betale ved stadige utbedringer av malingbeskyttelsen.

Katodisk beskyttelse kan også hindre utmatningskorrosjon og kavitasjonskorrosjon. Som nevnt tidligere finnes disse problemene svært ofte i forbindelse med turbinene. Dette forhold bør derfor være ytterligere et meget vesentlig argument for at man alvorlig vurderer katodisk beskyttelse i vannkraftverk.

7.3 Kjemisk behandling av vannet

Vannet til Suvdøla må karakteriseres som et surt og svært bløtt vann fra myrlendt område. Ved inspeksjonen ble det diskutert hvorvidt det var mulig å bedre forholdene ved å la vannet renne gjennom kalkstein. Kalksteinen mente man kunne skaffes billig fra Norsk Hydro, og etter sigende skulle det være et sted i terrenget som naturlig ville passe for plassering av et kalksteinsbasseng.

Dette spørsmålet vil kreve mer utredning enn det som kan innbefattes i denne rapporten, blant annet med hensyn til tilsatsmengder. En vil bare referere hva Ison & Butler (8) skriver i denne anledning (oversatt av S E Haagenrud):

"Bløtt vann av myrlendt opprinnelse inneholder ofte lite kalsium og surheten skyldes både organiske syrer og CO_2 . Behandlingen av vannet ved kaskade vil være lite effektivt i dette tilfelle, og behandlingen bør skje ved at det renner over senger med knust kalkstein eller helst kalsinert dolomitt. Dolomitten bør være varmet til $500 - 600^\circ\text{C}$ for å få omdannet MgCO_3 til MgO , uten å omdanne $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. Både MgO og CaCO_3 har betydning for vannbehandlingen. Alternativt kan alkali tilsettes direkte som kalkmelk, eller som natronlut. Det førstnevnte er billigst, mens det andre kan være lettere."

Beskyttelsesalternativene bør vurderes ut fra at de antagelig må benyttes i en rekke kraftverk. Ut fra dette vil en ikke tro at kalktilsatser til vannet vil være den riktige veien å gå.

9 FORSLAG TIL VIDERE UNDERSØKELSER

Sur nedbør har gitt og gir økende surhet i mange Sørlands-
vassdrag. Således er pH mange steder under 5.5.

Litteraturundersøkelser gir grunnlag for å anta at korrosjons-
hastigheten vil begynne å øke ved pH < 5.5 og at økningen
vil bli sterkt akselerert ved pH < 4.5.

På grunnlag av dette anbefales det at man hurtigst mulig
foretar en større undersøkelse av korrosjonsforholdene for
vannkraftverk i utsatte områder. Samtidig bør man ved
laboratorieforsøk undersøke sammenhengen mellom surhetsgrad
og korrosjonshastighet.

I denne forbindelse har NILU allerede utarbeidet et
forslag til utvalg av vannkraftverk (14), videre utarbeidet
forsøksutstyr og -metodikk til forsøk i laboratoriet.
Instituttet har også hatt førstegangskontakt med NVE for å
diskutere en større undersøkelse. I en slik større
undersøkelse bør også inngå en grundig utredning av
aktuelle beskyttelsesmetoder.

En vil også foreslå at forholdene i Suvdøla følges nøye,
og at man planlegger og installerer de mest hensiktsmessige
beskyttelsesmetoder.

10 LITTERATURLISTE

- (1) Alveberg, N.J. Befaring av turbinrøret ved Suvdøla kraftverk for eventuell korrosjonsbeskyttelse. Rapport til Drangedal El-verk 1. september 1971, fra Jak. Alveberg A/S.
- (2) Römcke, N. "Korrosjon i vannkraftverk". Korrosjonsnytt nr 5, 1973.
- (3) Linder, M.,
Mattson, E. "Galvanisk korrosion i søtvatten. Opprättande av galvaniska serier". STU-rapport 71 - 359/U264. KI-Projekt 2 7105 5
- (4) Wranglén, G. An Introduction to Corrosion and Protection of Metals. Butler & Tanner, London 1972.
- (5) Schjoldager, J. Svovelforurensninger i luft og nedbør ved norske bakgrunnstasjoner. NILU teknisk notat nr 52/73, april 1973.
- (6) Whitman, G.W.,
Russel, R.P.,
Altieri, V.J. Effect of Hydrogen-Ion Concentration on the Sugmerged Corrosion of Steel. Ind. Eng. Chem., vol. 16, no. 7, s. 665-670.
- (7) Haagenrud, S.E. Korttidsmetoder for korrosjonsprøvning av sveiser i stål i sjøvann. Hovedarbeid for den tekniske licentiat-grad ved NTH, februar 1972.
- (8) Butler, G.,
Ison, H.C.K. Corrosion and its Prevention in Waters. L. Hill - London 1966.
- (9) Annand, R.R.,
Eaton, P.E. Modern Developments in Polarization Techniques for Corrosion Rate Measurements. Corrosion 73, March 19th - 23rd. Disneyland Hotel, Anaheim, California.

- (10) Jensen, K.W., Snekvik, E. Low pH-levels Wipe out Salmon and Trout Populations in Southernmost Norway. Ambio, desember 1972, s. 223-225.
- (11) Anda, O. Korrosjon i forbindelse med bakterier og vårfluer. NILU teknisk notat nr 71/74, mars 1974.
- (12) Brev av 21. september 1973 fra El-sjef Tørnes, Drangedal El-verk til NILU.
- (13) Haagenrud, S.E. Metoder til bestemmelse av korrosjons-hastigheten i felten. NILU teknisk notat nr 70/74, mars 1974.
- (14) Anda, O., Rode, A., Haagenrud, S.E. Korrosjon i vannkraftverk som funksjon av vannets surhet. Forslag til utvalg av kraftverk. NILU teknisk notat nr .., mars 1974. (Under trykking.)
- (15) Flere artikler i Vann nr 1, 1972.
- (16) Samtaler med El-sjef Tørnes, Drangedal El-verk.
- (17) Haagenrud, S.E. Korrosjonsbeskyttelse av nedgravde ståltanker. NILU oppdragsrapport nr 24/71, mai 1971.
- (18) Pourbaix, M. Lectures on Electrochemical Corrosion. Plenum Press - New York - London 1973.
- (19) Katodisk Skydd. Informasjonsdag 6.10.1969. Korrosionsinstituttet, Bulletin nr. 63.

BILAG 1

Tabell 5. Uppmätt strömtäthet (A/dm²) efter 12 veckors exponering i galvaniska celler med olika materialkombinationer och med mjukt sötvatten (tabell 3) vid 25°C. Bokstaven A eller K över strömtäthetsvärdet innebär att det material som anges i tabellhuvudet över kolumnen varit anod resp. katod. För kombinationer där polariteten varierat anges A/K. En strömtäthet $\geq 10^{-5}$ A/dm² har i allmänhet inneburit beaktansvärd galvanisk korrosion.

	Aluminium SIS 4007	Brons SIS 5667	Koppar SIS 5015	Hårdlod Ag-halt, PCu	Mjuklod SnAg3	Kolstål	Gjutjärn SIS 0125	Rostfr. stål 1803T	Rostfr. stål SIS 2333	Zink
Aluminium SIS 4007			K 10 ⁻³			K 10 ⁻⁵		K 10 ⁻³	K 10 ⁻³	K 10 ⁻⁵
Brons SIS 5667							A 10 ⁻³			
Koppar SIS 5015	A 10 ⁻³			K 10 ⁻⁶	A 10 ⁻⁵	A 10 ⁻³		K 10 ⁻⁷	K 10 ⁻⁶	
Hårdlod Ag-halt, PCu			A 10 ⁻⁶							
Mjuklod SnAg3			K 10 ⁻⁵							
Kolstål	A 10 ⁻⁵		K 10 ⁻³					K 10 ⁻³	K 10 ⁻³	A 10 ⁻³
Gjutjärn SIS 0125		K 10 ⁻³								
Rostfr. stål 1803T	A 10 ⁻³		A 10 ⁻⁷			A 10 ⁻³				
Rostfr. stål SIS 2333	A 10 ⁻³		A 10 ⁻⁶			A 10 ⁻³				
Zink	A 10 ⁻⁵					K 10 ⁻³				

BILAG 2

Tabell 1. Investeringskostnader, ca, för katodiskt skydd och alternativa korrosionsskydd. Fra (19). (Sv.kr. 1969.)

Korrosionsskydd	Exempel	Investeringskonstad Tkr kr/m ²		Anmärkningar
Katodiskt skydd	Villacistern för olja, 3 m ³ Invändigt	0,1		Galvaniskt katodiskt skydd.
	Utvändigt	0,7	60	0,1 A
	Underjordisk anläggning, 6 cisterner à 10 m ³ Utvändigt skydd	10	30	2 A
	Jordförlagd rörledning, diameter 30 cm; per km	0,4 - 7	0,4 - 7	0,1 - 4 A/km
	400 m ³ cistern; invändigt	5	17	15 A
Tankfartyg, 25000-100 000 ton d.w.; bottenplåtar, propeller och roder	40 - 80	5	150 - 300 A	
Anodiskt skydd	Sulfatkokare, 200 m ³ . Invändigt skydd	25 - 50	125-250	Passivering 4 000 A, därefter 600 A
Högvärdiga tjockskiktbeläggningar av hårdplast	Underjordisk anläggning, 6 cisterner à 10 m ³ . Utvändigt skydd	40	50-125	Invändig beläggning av bottendelen (1/3) samt utvärdig beläggning
Vävarmerad varmasfalt	Utvändig beläggning av underjordiska cisterner		35	
Korrosionsskyddsmålning			15-25	
Varmförzinkning			8-12	