FREMTIDIGE TERMISKE KRAFTGENERERINGSFORMER I NORGE

Utarbeidet ved Statskraftverkene,
Varmekraftavdelingen.

NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEKET

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE

Januar 1974

INNHOLD

1. INNLEDNING 1-1
2. KRAFTGENERERINGSFORMER 2-1
2.1 Kjernekraft 2-1
2.1.1 Lettvannsreaktorer 2-1
2.1.2 Høytemperatur gasskjølt reaktor (HTR)..... 2-2
2.1.3 Formeringsreaktorer 2-5
2.1.4 Fusjonsreaktorer 2-7

2.2 Oljefyrte dampkraftverk 2-9
2.2.1 Grunnlastverk 2-9
2.2.2 Forenklet verk 2-10

2.3 Gassfyrte dampkraftverk 2-11
2.3.1 Grunnlastverk 2-11
2.3.2 Forenklet verk 2-12

2.4 Kullfyrte dampkraftverk 2-12

2.5 Gassturbiner 2-13

2.6 Kombinerte anlegg 2-15

2.7 Kraftvarmeverk 2-18

2.8 Øvrig kraftgenerering og energiomvandling.... 2-21
2.8.1 Øvrige energiformer 2-21
2.8.2 Energiomvandling 2-24

3. KJERNEKRAFT 3-1

3.1 Kort beskrivelse av virkemåte..... 3-1

3.2 Faktorer for valg av lokalisering..... 3-4

3.2.1 Byggested-tekniske krav 3-4

3.2.2 Kraftoverføring 3-5

3.2.3 Personalbehov 3-6

3.2.4 Resipientbehov 3-6

3.2.5 Ferskvannsbehov 3-7

3.2.6 Transport- og lagerbehov 3-7

3.2.7 Sikkerhet - befolkningstetthet..... 3-8

3.2.8 Samfunnsmessige målsetninger..... 3-9

3.3 Påvirkning på samfunn og miljø..... 3-10

3.3.1 Arealbehov og landskapspåvirkning..... 3-10

3.3.2 Sysselsetting - påvirkning på service og næringsliv 3-11

3.3.3 Utslipp - påvirkning på kjølevannsresipient.. 3-12

3.3.4 Transporter 3-15

3.3.5 Ferskvannsbehov 3-15

3.3.6 Støy 3-15

3.3.7 Endelig avstenging av verket..... 3-16

3.4 Aktivitetsutslipp til luft og vann under normal drift 3-25

3.4.1 Utslippstyper 3-25

3.4.2 Radiologisk belastning som følge av aktivitetsutslipp 3-28

3.4.3 Normer og regler for tillatte utslipp..... 3-29

3.4.4 Biologiske virkninger av ioniserende stråling 3-33

3.5 Sikkerhetsmessige forhold 3-39

3.5.1 Grunnleggende sikkerhetsfilosofi..... 3-39

3.5.2 Dimensjonerende uhell 3-52

3.5.3 Nødkjøling av reaktorkjernen..... 3-57

3.5.4 Sannsynlighet for og konsekvenser av hypotetisk maksimale uhell..... 3-66

3.5.4.1 Innledning 3-66

3.5.4.2 Sannsynligheten for hypotetisk maksimale reaktoruhell 3-66

3.5.4.3 Konsekvenser av hypotetisk maksimale reaktoruhell 3-72

3.5.4.4 Tidligere uhellsvurderinger..... 3-80

3.5.4.5 Konklusjon 3-81

3.5.5 Aktivt avfall 3-83

3.5.5.1 Avfallstyper 3-83

3.5.5.2 Transport 3-85

3.5.5.3 Lagring og deponering av avfall..... 3-85

3.5.6 Sikkerhetskontroll av nukleære materialer.. 3-89

3.5.7 Ytre påvirkninger 3-95

3.5.7.1 Jordskjelv 3-95

3.5.7.2 Flystyrt 3-97

3.5.7.3 Sabotasje 3-98

3.5.7.4 Krigshandlinger 3-99

3.6 Forlegning av kjernekraftverk i fjell..... 3-101

3.7 Kostnadsstruktur og resurser..... 3-104

3.7.1 Muligheter for norske leveranser til kjernekraftverk 3-104

3.7.2 Forsyningssituasjonen for brensel..... 3-108

4. OLJEFYRTE DAMPKRAFTVERK 4-1

4.1 Kort beskrivelse av virkemåte..... 4-1

4.2 Faktorer for valg av lokalisering..... 4-2

4.2.1 Byggested - tekniske krav..... 4-2

4.2.2 Kraftoverføring 4-3

4.2.3 Personalbehov 4-3
4.2.4 Resipientbehov 4-3
4.2.5 Ferskvannsbehov 4-4
4.2.6 Transport og lagerbehov 4-4
4.2.7 Samfunnsmessige målsetninger..... 4-5

4.3 Påvirkning på samfunn og miljø..... 4-6
4.3.1 Arealbehov og landskapspåvirkning..... 4-6
4.3.2 Sysselsetning - påvirkning av service og næringsliv 4-7
4.3.3 Utslipp - virkninger på resipienten..... 4-7
4.3.4 Transport 4-8
4.3.5 Ferskvannsbehov 4-8
4.3.6 Støy 4-8
4.3.7 Deponering av avfall 4-9
4.3.8 Sanering etter nedlegging av verket..... 4-9

4.4 Utslipp til luft og vann, normale driftsforhold 4-12
4.4.1 Utslippstyper og begrensningsmuligheter..... 4-12
4.4.2 Konsekvenser av utslipp 4-15

4.5 Sikkerhetsmessige forhold..... 4-27
4.5.1 Analyse av mulige ulykker..... 4-27

5. GASSFYRTE DAMPKRAFTVERK 5-1
5.1 Kort beskrivelse av virkemåte..... 5-1

5.2 Faktorer for valg av lokalisering..... 5-1

5.3 Påvirkning på samfunn og miljø..... 5-4

5.4 Utslipp til luft og vann, normale driftsforhold 5-10

5.4 Utslipp til luft og vann, normale driftsforhold.. 5-10
5.4.1 Utslippstyper og begrensningsmuligheter..... 5-10
5.4.2 Konsekvenser av utslipp 5-12

5.5 Sikkerhetsmessige forhold 5-13
5.5.1 Analyse av mulige ulykker 5-13

6. SAMMENLIGNENDE VURDERINGER 6-1
6.1 Miljøbelastning og sikkerhet 6-3
6.1.1 Utslipp til atmosfæren 6-7
6.1.2 Utslipp til vann 6-10
6.1.3 Fast avfall 6-13
6.1.4 Beslagleggelse av landarealer..... 6-13
6.1.5 Den yrkesmessige helsepåvirkning..... 6-15
6.1.6 Teknologiske muligheter for å redusere miljø-påvirkningsfaktorene 6-15
6.1.7 Allmenn helsepåvirkning 6-15
6.1.8 Potensiell risiko for ulykker..... 6-21

6.2 Resurstilgang og belastning 6-22

6.3 Teknisk utviklingsnivå og videreutvikling..... 6-28

6.4 Økonomiske forhold 6-31
6.4.1 Anleggskostnader 6-31
6.4.2 Driftsavhengige kostnader 6-33

7. REFERANSER 7-1

8. BETEGNELSER 8-1

1. INNLEDNING

Denne rapport utgjør et sammendrag av en rekke vurderinger av spesifikke forhold omkring ulike termiske kraftslag og bygger i noen utstrekning på mer detaljerte underlagsrapporter. Man har likevel lagt vekt på at rapportene skal kunne leses i sammenheng uten å behøve å gå til det mer omfangsrike grunnlagsmaterialet annet enn for innhenting av mer detaljerte informasjoner.

Kapittel 2 er en kort sammenfatning av teknisk status for ulike termiske kraftgenereringsformer. Her er også kort omtalt energiformer som kan tenkes spille en rolle i et mer langsiktig perspektiv samt nye energiomvandlingsprosesser som er under utvikling.

I de etterfølgende kapitler har man mer detaljert omhandlet de termiske kraftgenereringsformer som kan være aktuelle i Norge i et tidsrom som strekker seg fram til ca. 1990. Man har her konsentrert beskrivelsene til kjernekraftverk med lettvannsreaktorer, oljefyrte verk og gassfyrte verk, slik disse er utformet i et grunnlastverk med normal dampsyklus. Man har forsøkt å belyse tekniske, sikkerhetsmessige og miljømessige sider ved de ulike kraftslagene. Spesielt for kjernekraftverkene har en behandlet mer detaljert de spørsmål som har vært sterkt framme i debatten i den senere tid. Dette gjelder i første rekke vurderinger av helse- og sikkerhetsmessige forhold omkring denne krafttype, men også slike spørsmål som lagring av avfall og spredning av spaltbart materiale. Denne del av rapporten er blitt relativt omfangsrik og gjenspeiler også da i noen utstrekning det forhold at helse- og sikkerhetsspørsmål for kjernekraft er blitt gjenstand for nøyere undersøkelser og vurderinger enn for andre termiske kraftslag.

I et avsluttende kapittel har man sammenlignet kraftslagene med hensyn til miljøbelastning og sikkerhet, resurstilgang og -belastning, teknologisk utviklingsnivå og økonomiske forhold. En har her så langt mulig forsøkt å gi en sammenlignende vurdering av disse spørsmål for hvert kraftslag.

Utviklingen innenfor de tema som rapporten omhandler, har gått meget raskt i de senere år, og man kan forutse at de utviklingsinnsatser som pågår også vil endre vurderingsgrunnlaget i framtiden. Det er altså i høyeste grad en dynamisk situasjon i et samspill mellom teknologi, økonomi

og miljøpåvirkning som en har forsøkt å vurdere. Denne rapport må da betraktes som en statusrapport der man også i viss utstrekning har forsøkt å bedømme utviklingstrender.

Under utarbeidelsen av denne rapport med grunnlagsrapporter har ekspertise på ulike områder vært konsultert. Spesielt kan nevnes Institutt for Atomenergi, Scandpower A/S, Norsk Dampkjelforening og Norsk Institutt for Luftforskning.

2. KRAFTGENERERINGSFORMER

2.1 Kjernekraft

2.1.1 Lettvannsreaktorer

Markeds-situasjonen

Kjernekraftanlegg med lettvannsreaktorer, trykkvannsreaktorer eller kokvannsreaktorer, er idag helt dominerende på verdens kjernekraftmarked. Av de totalt 391 anlegg med kapasitet ca. 280 GW i drift, under bygging eller bestilt fram til midten av 1973 var 320 anlegg med kapasitet ca. 250 GW utrustet med lettvannsreaktorer. Lettvannsreaktorenes framgang ble grunnlagt i forbindelse med den sterke satsing USA tidlig gjorde i forbindelse med utvikling av reaktorer for ubåtdrift og som førte til at reaktortypen tidlig nådde kommersiell modenhet. Dette har også gitt det resultatet at så godt som alle leverandører av lettvannsreaktorer utenfor USA har - eller har hatt - lisensavtaler med de store amerikanske reaktorleverandørene.

Teknologisk status

Enda om grunnprinsippene i lettvannsreaktorenes konstruksjon har vært uforandret fra den første introduksjonen på markedet, har anleggene ellers gjennomgått store konstruksjonsendringer. Disse forandringer har dels sin grunn i en utvikling mot mer økonomiske og driftssikre anlegg og dels i krav om å møte de stadig strengere sikkerhetsfordringer som er blitt stilt. Blant de forandringer som er mest fremtredende når det gjelder forbedring av økonomien, er den kraftige økning av effekttettheten i reaktorkjernen som har skjedd. Dette har medført at man stadig har kunnet øke effektuttaket fra en gitt reaktortankstørrelse. Det ser nå ut som om man har nådd en grense for mulige økninger i effekttetthet. Denne grense er blant annet diktert av de begrensninger som er satt med hensyn til maksimalt tillatte brenselstemperaturer etter en ulykke med tap av kjølemiddel.

Strengere sikkerhetskrav har resultert i bl.a. dobling og diversifisering av alle sikkerhetssystem, fysisk separasjon og brannsikring av individuelle sikkerhetssystem, systemer for å oppnå lave aktivitetsutslipp o.l. Også innenfor dette området synes det som man har nådd et stadium med mer langsom utvikling. Dette bestyrkes blant annet av at de store amerikanske reaktorleverandørene nå forelegger standardiserte sikkerhetsrapporter for myndighetene, hvilket da uttrykker en innstilling at man har kommet inn i en stabil situasjon når det gjelder anleggsutformning.

Aggregat-størrelse

Aggregatstørrelsen for kjernekraftanlegg med lettvannsreaktorer har gjennomgått en voldsom utvikling mot stadig større enheter. De mest vanlige enhetsstørrelser på markedet idag er ca. 900 MWe og ca. 1 200MWe. (I USA har myndighetene foreløbig satt en grense ved 3 800MWt eller ca. 1 300 MWe). Disse størrelser betraktes ikke som noen grense, og ferdige konstruksjoner for ennå større enheter foreligger hos de store leverandørene. Motivet for økningen i aggregatstørrelsen er den senkning i investering pr. kWe installert man oppnår med økning i størrelse. Denne kostnadsredusering er betydelig mer markert enn for konvensjonelle termiske kraftverk, hvilket bla. henger sammen med at kjernekraftverk har samme antall sikkerhetssystemer og sikkerhetsfunksjoner uavhengig av størrelse og med at de høye ingeniørskostnadene også varierer lite med aggregatstørrelsen.

Drifts-erfaringer

Driftstilgjengeligheten for de større kjernekraftverk med lettvannsreaktorer, som nu har vært igang i noen år, har vært sterkt varierende og tildels lav. I stor utstrekning har lav tilgjengelighet vært forårsaket av feil i konvensjonelle komponenter og av feil i den elkraftprduserende delen av anlegget. Lav tilgjengelighet kan i høy grad tilskrives den rivende utvikling som har foregått på reaktoranlegg både når det gjelder konstruktiv utforming og aggregatstørrelser. Man har således ikke i ønsket omfang kunnet dra nytte av erfaringer fra en anleggsgenerasjon før en ny generasjon er blitt introdusert. Det er nå likevel en klar tendens mot øket driftstilgjengelighet etter hvertsom et marked med et stort antall standard-anlegg har utviklet seg. Det synes således rimelig å vente seg at et anlegg bør oppnå en tilgjengelighet på 85 - 90 % etter noen får innledende år med lavere tilgjengelighet.

Når det gjelder forholdet mellom de to typene lettvannsreaktorer, kokvannsreaktorer og trykkvannsreaktorer kan en ikke hevde at den ene har fordeler framfor den annen når det gjelder økonomi, driftstilgjengelighet eller sikkerhet. Bestillingsvolumet for de to typene totalt er da også stort sett det samme, med små utslag til fordel for den ene eller den andre fra år til år. Avgjørelse om type ved bestilling blir da i første rekke et spørsmål om kostnad og teknisk standard ved bestillingstidspunkt.

2.1.2 Høytemperatur gasskjølt reaktor (HTR)

Generelt

Denne reaktortype er ikke så teknisk utprøvet og så kommersielt etablert som lettvannsreaktorene, men det forventes at den kan komme sterkere inn i bildet i de nærmeste årene framover.

I en høytemperatur reaktor kjøles brenslet med sirkulerende heliumgass. Gassen som har en temperatur på ca. 750 °C ved utløpet fra kjernen, sirkuleres deretter til et antall dampgeneratorer. I dampgeneratorene produseres på sekundærsiden damp av høyt trykk og temperatur (ca. 170 bar og ca. 500°C), og dampen driver et konvensjonelt dampturbinanlegg med høy virkningsgrad.

Brensel

I den HTR-variant som er dominerende på markedet idag, består brenselselementene av prismatiske grafittblokker der brenselsstaver er plasert i langsgående hull i blokkene. Brenselet er oppbygd av partikler som inneholder selve brenslet innkapslet av lag av silisiumkarbid og grafitt. Partiklene har diameter på ca. 1 mm. Brenslet kan enten bestå i en blanding av høyanriket uran 235 og thorium eller lavanriket uran 235 og plutonium. Den første varianten som idag foretrekkes, gir mulighet for å utnytte thorium som brensel idet det ikke-spaltbare thorium 232 ved neutroninnfangning overføres til spaltbart thorium 233. Dette går siden etter reprosessering inn som nytt brensel i reaktoren. For syklus med høyanriket uran er anrikningsgraden 93 %, og den eneste forsyningskilde for så høyanriket uran i den vestlige verden er US Atomic Energy Commission.

I en annen variant av HTR består kjernen av en samling kuler med ca. 6 cm diameter. Brenslet er da også innkapslet i silisiumkarbid og grafitt.

Grafitt er således moderator i begge variantene og bortsett fra kontrollstavene, anvendes det ikke metalliske materialer i kjernen. Kjerne, dampgeneratorer og gassvifter er bygget inn i en tank av forspent betong.

HTR-fordeler

Som fordeler ved denne reaktor i forhold til lettvannsreaktorene anføres bedre inherente sikkerhetsegenskaper, redusert termisk påvirkning på omgivelser, bedre brenselsutnyttelse, større utviklingspotensial.

Sikkerhetsegenskaper anses inherent bedre hovedsakelig på grunn av kjernens høye varmelagringskapasitet ved bruk av grafitt som moderator og fordi hele primærsystemet holdes innenfor en forspent betongtank. Den termiske påvirkning er mindre fordi en kan anvende høye dampdata med tilsvarende høy prosessvirkningsgrad, og dette reduserer kjølevannsbehovet tilsvarende. Brenselsutnyttelsen er bedre blant annet fordi det ikke er neutronabsorberende metalliske materialer i kjernen. Utviklingsmuligheter omfatter utvikling av HTR til en direkte syklus basert på heliumturbin, utvikling av gasskjølt formeringsreaktor og utvikling av HTR for direkte bruk i industrielle prosesser.

HTR ulemper

Ulemper ved denne reaktor i forhold til lettvannsreaktorene er at den foreløbig representerer mindre utviklet teknologi, og at den ennå ikke er overbevisende kommersielt etablert. I tillegg er det noe mer monopolbetonet brenselsituasjon for den HTR-variant som dominerer markedet idag.

Utviklings-status

Utviklingen av HTR har særlig funnet sted i USA, England og Tyskland.

I USA har et prototypanlegg på 40 MW vært i tilfredsstillende drift siden 1967. Et anlegg på 330 MW forventes igangsatt våren 1974. Videre ble det i løpet av 1971 og -72 bestilt i alt 6 aggregater med en samlet effekt på omtrent 5 500 MW, fordelt på enheter på 770 MW og 1 150 MW. Det første forventes satt i drift omkring 1980. I England har en internasjonal eksperimentreaktor på 20 MW vært i drift siden 1966. Det anses videre mulig at CEGB i England vil treffe en beslutning om å bygge en HTR i kommersiell størrelse i løpet av 1974. I Tyskland har en eksperimentreaktor på 15 MW vært i drift siden 1967. Et demonstrasjonsanlegg på 300 MW er under bygging og forventes driftsklart i løpet av 1977, og det anses mulig at et kommersielt anlegg på 1 150 MW av amerikansk type kan bli bestilt i løpet av 1975.

Markedssituasjonen er foreløbig preget av at det bare er ett fabrikat HTR som tilbys. Dette er den type det amerikanske selskapet Gulf General Atomic (GGA) har utviklet. De typer som er utviklet i Tyskland og England er foreløbig ikke tilbudt på det åpne marked. Gulf har i løpet av 1972 og 1973 etablert samarbeidsforhold med tyske og franske industrigrupperinger, og er tilbudsklar med sin type også på det europeiske marked.

GGA har videre gått inn i et samarbeide med Shell, der hver part deltar med 50 % i det nye firma. Samarbeidet Gulf/Shell vil representere en vesentlig styrking av HTRs muligheter for markedsekspansjon.

Til tross for et meget stort bestillingsvolum av nye reaktoranlegg i løpet av siste tiden har GGA fram til slutten av 1973 ikke lykkes å få noen ny bestilling. HTR's fordeler har således ikke hatt den gjennomslagskraft som var forventet. Dette kan til dels skyldes at lettvannsreaktorene lett har kunnet anpasses til nye strenge sikkerhetskrav som man kunne vente ville gi HTR fordeler.

HTR i Norge

I hvilken grad HTR kan bli aktuell for det første norske kjernekraftverk avhenger av oppstartingstidspunkt. Med eksempelvis oppstarting i 1982 kan denne type neppe anses aktuell. Om imidlertid markedsutviklingen de nærmeste 3 - 4 år skulle være gunstig for HTR, kan den bli interessant om oppstarting blir omkring 1985 eller noe senere. Om en imidlertid setter som krav at det skal foreligge driftserfaringer fra de store amerikanske anlegg som nå er under bygging, hvilket man bør

gjøre før man bestiller et slikt anlegg, rykker tenkbart oppstartingstidspunktet utover mot 1990.

2.1.3 Formeringsreaktorer

Prinsipp

Formeringsreaktoren vil produsere mer spaltbart materiale enn den forbruker ved at den ikke spaltbare isotopen uran 238 ved innfangning av neutroner overføres til spaltbart plutonium i hurtigere takt enn uran 235 eller plutonium 239 spaltes ved produksjon av varme i reaktoren. Formeringsreaktorene har således evne til å utnytte praktisk talt hele energiinnholdet i uran og kan da sikre kraftgenerering på kjernekraftbasis i århundrer med de uranresurser som foreligger.

Teknologisk status

Utviklingsarbeidet på formeringsreaktorer pågår flere steder i verden. Flere prinsipielt ulike typer har vært vurdert, men den uten sammenligning største satsingen gjøres idag på natriumkjølte formeringsreaktorer. I noen utstrekning studeres også gasskjølte formeringsreaktorer.

Den natriumkjølte formeringsreaktoren, er som navnte angir, kjølt med flytende natrium og benytter som brensel en blanding av uran- og plutoniumoksyd. Natrium er valgt som kjølemiddel på grunn av gode varmetransportegenskaper, hvilket er nødvendig i den kompakte utformning kjernen i en formeringsreaktor får. Natrium kan videre oppvarmes til høye temperaturer uten å overskride kokepunktet ved atmosfærisk trykk, hvilket medfører at man selv ved lave driftstrykk i primærsystemet får gode dampdata i turbinsyklusen.

Ulempene med natrium er at det reagerer voldsomt med vann, og systemene må derfor gjøres meget tette. Dette gjelder spesielt dampgeneratorene, der man har vann og vanndamp med høyt trykk på den ene siden og natrium ved nær atmosfæretrykk på den andre siden. Natrium blir videre aktivert og en mellomkjølekrets mellom primærsystem og turbinsystem er derfor nødvendig.

En formeringsreaktor med helium som kjølemiddel vil ha fordelen av et ikke aktivt kjølesystem. På lang sikt kan dette utvikles mot direkte gassturbindrift eller direkte omvandling av varme til elektrisitet. Ulempene med helium som kjølemiddel er de høye trykk som er nødvendige i primærsystemet samt at vanskeligheter kan foreligge med kjøling av kjernen etter tap av kjølemiddel.

I Europa pågår omfattende innsatser i første rekke på natriumkjølte formeringsreaktorer. Frankrike har siden 1967 hatt i drift en mindre forskningsreaktor på 40 MWt. I 1972

var reaktoren i drift i 9 måneder og hadde da en tilgjengelighet på 94 %. Brenslet i reaktoren har nå oppnådd energiuttak på over 70 000 MWd/t. Man har forhåpning om å kunne øke dette til 100 000 MWd/t, hvilket burde gi optimal brenselsøkonomi for store kraftverksenheter.

For kort tid siden oppnådde man også i Frankrike kritisitet i et prototypanlegg på 250 MWe. Man venter at driften av dette anlegg vil gi verdifulle erfaringer som basis for avgjørelse om bygging av kommersielle verk i størrelsesorden 1 200 MWe. Et første slikt verk ventes å bli et samarbeidsprosjekt mellom Frankrike, Italia og Tyskland. Verket ventes å kunne komme i drift ca. 1980.

Det første engelske prototypanlegg ventes å bli satt i drift innen kort. Også dette anlegg er på 250 MWe med en natriumkjølt reaktor. Omfattende eksperimentelle studier har tidligere vært utført i et mindre forsøksanlegg. Videre planer går ut på å ha et første kommersielt anlegg i 1 000 MWeklassen i drift omkring 1980.

I USA begynte man tidlig med utviklingsarbeid på hurtige reaktorer. Erfaringene med spesielt et av de forsøksanlegg som har vært i drift, Enrico Fermi 1, har vært mindre gode. Bygging av et første demonstrasjonsanlegg med natriumkjølt reaktor på 400 MWe er nå planlagt å starte i begynnelsen av 1974, og anlegget beregnes å være i drift omkring 1980. USA's president har nylig uttrykt at programmet med utvikling av hurtige formeringsreaktorer bør forseres.

Tyskland, Holland og Belgia samarbeider om et natriumkjølt prototyp-anlegg på 300 MWe, der bygging startet i 1973. Anlegget ventes å være i drift i slutten av 70-årene.

Sovjet tok i drift sitt første prototypanlegg i 1972. Anlegget er et kombinert anlegg med 150 MWe og avsalting av vann med kapasitet 12 000 tonn/døgn ferskvann. Et anlegg på 600 MWe er videre under bygging og ventes i drift 1975.

Utover de innsatser som her er antydet, pågår mindre forsknings- og utviklingsinnsatser i en rekke land, bl.a. i Japan, Sverige og Italia.

Slik situasjonen fortoner seg idag, vil man i kommende år få erfaringer fra større prototypanlegg, som kan danne grunnlag for utforming av store kommersielle anlegg. De store

kommersielle enhetene kan ventes å komme tidligst i begynnelsen av 80-årene. Dette skulle indikere at en introduksjon i stor skala på kraftreaktormarkedet først kan tenkes mot slutten av 80-årene eller begynnelsen av 90-årene, siden det er rimelig at man vil avvente driftserfaringer fra de første store enheten før bestillinger i større omfang plaseres.

Enda om mange tekniske problemer i forbindelse med natriumkjølte reaktorer har funnet løsninger, er det fremdeles en hel del spørsmål som man ennå ikke har tilfredsstillende svar på. Dette gjelder f.eks. brenselsmaterialets svelling og deformasjon ved de høye energiuttak som man bør oppnå for å få god brenselsøkonomi, utvikling av effektive og pålitelige dampgeneratorer som fyller de krav på tetthet som man må stille, og materialforandringer ved de høye temperaturer og bestrålinger som materialene utsettes for. Noen av disse spørsmål vil man kanskje først få svar på i forbindelse med drift av de store kommersielle anleggene fra begynnelsen av 1980-årene.

Økonomi

Formeringsreaktorenes økonomi i forhold til dagens reaktorer er i høy grad avhengig av deres brenselsykluskostnader. Det er sannsynlig at denne kostnad kan bli ca. halvparten av kostnadene i dagens termiske reaktorer, forutsatt at man oppnår et relativt stort volum på brenselsfabrikasjon. Den lavere brenselskostnaden kan da kompensere en ventet høyere kapitalinvestering for formeringsreaktorer. Grunnlaget for en økonomisk sammenligning er idag temmelig svakt, og det eneste man egentlig med sikkerhet kan si er at forventede økninger i uranprisene vil favorisere formeringsreaktorene.

Med de satsinger som gjøres idag er det overveiende sannsynlig at formeringsreaktorer vil overta en stadig større markedsandel fra 1990-årene. For å utnytte uranresursene bedre enn dagens reaktorer gjør, bør formeringsreaktorer komme inn i kraftproduksjonen siden vi ikke i dette tidsperspektiv kan vente at andre energikilder kan overta fisjonsreaktorens rolle i stor skala.

2.1.4 Fusjonsreaktorer

Prinsipp

Fusjonsreaktorenes funksjon baseres på energifrigjøring ved sammenføring av lette atomkjerner slik at tyngre dannes. I dag konsentreres interessen til to brenselssykluser. Den ene utnytter de tunge hydrogenisotopene deuterium og

tritium for å danne helium (DT-reaksjonen), mens den andre baseres helt på deuterium for å danne helium (DD-reaksjonen). For å kunne starte og drive en funksjonsreaksjon kreves høye temperaturer, for DT-reaksjonen 100 millioner grader og for DD-reaksjonen 500 - 1 000 millioner grader. Ved disse temperaturer består materien av fullstendig ioniserte partikler, såkalt plasma. For at videre fusjonsreaktoren skal fungere kontinuerlig og gi et netto energiutbytte, må plasmaet kunne holdes innesluttet i en viss tid og også opprettholde en viss tetthet.

Teknologisk status

For å føre fram fusjonsenergien til en praktisk og kommersiell energikilde, foreligger det et kompleks av problemer som må løses. For det første gjelder dette de grunnvitenskapelige spørsmålene omkring plasmafysikken og de prinsipielle løsninger som må utarbeides for å oppnå de forutsetninger som gjelder for å få en kontinuerlig fusjonsreaksjon. Man tenker seg nå to ulike metoder for innesluttning av plasma. Den ene metoden benytter magnetfelt for å holde plasmaet innenfor et avgrenset rom, mens den andre metoden går ut på å benytte laserstråler for å antenne plasmaet i et reaksjonskammer. Ingen av metodene har ennå gitt resultat i form av kontinuerlig fusjonsreaksjon selv om store framskritt er blitt gjort i de senere år.

Andre spørsmål som må løses, er de mer reaktorteknologiske problemene. Dette omfatter system for generering av sterke magnetfelt og produksjon av store oppvarmings- og laserpuls-effekter, problem med forurensninger i plasmaet, materialspørsmål, kjølesystem og metoder for energiuttak. Også på dette området er store framskritt blitt gjort. Et siste ledd i fusjonsforskningen er de problemer som henger sammen med investeringer og drifts- og brenselskostnader for kommersielle reaktorer.

Det er helt klart at en vellykket utvikling av fusjonsreaktoren vil løse verdens energiproblem i uoverskuelig framtid. Det første skrittet vil sannsynligvis bestå i en utnyttelse av DT-reaksjonen, hvor man forutsetter at tritium utvinnes fra litium-forekomster. Forekomstene av litium utgjør da begrensningen for den energi som kan utvinnes. Litium forekommer likevel i et omfang som skal kunne gi et energiutbytte tilsvarende det man kan få fra formeringsreaktorer basert på uranforekomster. Det neste skrittet med DD-reaksjon, forutsetter utvinning av deuterium fra havet og resursene blir da praktisk ubegrenset.

Stråling og avfall

Fusjonsreaktoren vil ikke helt eliminere problemene med radioaktiv stråling og avfall. Det er likevel sannsynlig at problemene spesielt når det gjelder avfall, blir betydelig mindre enn i dagens fisjonsreaktorer. En strålebelastning vil folk i omgivelsene av en fusjonsreaktor få på grunn av utlekkasje av tritium. Denne belastning mener man skal kunne begrenses til 1 mrem/år, eller stort sett det nivå man vil ha i normal drift av en fisjonsreaktor. Det radioaktive avfallet vil i hovedsak bestå i material som aktiviseres ved den intense neutronbestrålingen som det utsettes for. Man håper å kunne finne fram til material som begrenser denne aktivering og dermed også problemet med avfall. Fusjonsreaktorer hevdes ikke å behøve nødkjølesystemer samtidig som ukontrollerte kjedereaksjoner prinsipielt er umulig, Risikoen for store ulykker burde derfor være ytterst liten.

Tidspunkt for introduksjon

Tidspunktet når fusjonsreaktorer kan tenkes å være utviklet så langt at de kan gi et vesentlig bidrag til verdens energiforsyning, er usikkert og bedømmes ulikt av eksperter. Dette avhenger også av hvor store resurser som tildeles fusjonsforskningen. Det synes likevel være enighet om at selv med vesentlig større resurser enn hva som idag tildeles, kan man ikke vente de første resultater fra et forsøksanlegg før tidligst i år 2000. Kommersiell utnyttelse i større skala må da bedømmes å ligge minst et par tiår senere. Det synes således helt klart at formeringsreaktorer må introduseres som en garanti for energiforsyningen fram til den tid da fusjonsreaktoren kan komme inn i bildet.

2.2 Oljefyrte dampkraftverk

2.2.1 Grunnlastverk

Fossilt fyrte grunnlast dampkraftverk er fortsatt det dominerende kraftslag i de fleste utenlandske varmekraftbaserte elforsyningssystem. Slike verk bygges for fyring med olje, gass eller kull avhengig av brenselsmarked og nasjonale forhold, og utføres ofte med omvekselmulighet mellom flere brenselslag. Oljefyrte grunnlastverk er derfor utprøvet og anvendt teknologi i de fleste land.

Som regel anvendes tungolje som brensel i oljefyrte verk. Kjelanlegget i et slikt verk er mindre følsomt overfor kvalitet av brensel enn eksempelvis gassturbiner, og i praksis er det mer miljøhensyn enn tekniske begrensninger i anlegget som setter grenser for kvaliteten. Med kvalitet menes her mengde og sammensetning av oljeasken. Råolje kan anvendes, så sant spesielle anleggstekniske tiltak er truffet når anlegget bygges. Fyring med råolje har funnet

en viss utbredelse i USA som følge av skjerpede krav til reduksjon av SO_2-utslipp, og som følge av spesielle markedsforhold med uforholdsmessig lav pris på råolje.

Et oljefyrt dampkraftverk optimert for grunnlastdrift vil normalt ha høye virkningsgrader. Restriksjoner i optimeringen utgjøres da av teknologiske og praktiske begrensninger inklusive vurderinger av driftstilgjengelighet. En representativ virkningsgrad for et oljefyrt dampkraftverk er området 40 %. De 60 % som går tapt kan typisk omfatte 50 % varmetap i turbinanlegg, 8 % varmetap i kjelanlegg, 2 % øvrige tap. Det er særlig tapet i turbinanlegget som er søkt redusert med optimalisering av dampprosessen. Slike tiltak er omtalt i avsnitt 4.1. I tillegg er imidlertid også tap i kjelanlegg søkt minimalisert ved så dyp nedkjøling av røkgassen fra kjel som praktisk mulig, og ved å holde luftoverskuddet ved forbrenning lavt.

I Europa er det bygget et antall oljefyrte grunnlastverk med aggregatstørrelser opp til området 600 - 660 MW, og slike aggregatstørrelser må anses som utprøvet teknologi. Det planlegges eksempelvis i Danmark flere aggregater i dette størrelsesområde.

Tall for forventbar tilgjengelighet for store grunnlastverk varierer, men en tendens synes å være at det for innkjørte anlegg forventes en tilgjengelighet omtrent som for store kjernekraftaggregater. Forliggende statistikk er imidlertid sparsom, og viser tildels meget avvikende resultater de enkelte anlegg imellom.

2.2.2 Forenklede verk

Forenklede oljefyrte dampkraftverk adskiller seg fra det tilsvarende grunnlastverk særlig ved at virkningsgraden er lavere. For grunnlastverket var en representativ virkningsgrad 40 %. For et forenklet verk kan et tilsvarende tall være omkring 32 - 33 %. Poenget med denne forenkling er at anleggskostnader reduseres, slik at sum av faste kostnader og utgifter til brensel ved kortere brukstider kan bli mindre enn tilsvarende sum for grunnlastverk. Denne type verk optimeres således for korte brukstider pr. år som topplastverk eller som tørrårsreserve i et vannkraftdominert system.

Forenklingen går særlig ut på å forenkle dampprosessen. I praksis medfører dette at varmetap i turbinanlegg øker noe i forhold til tilsvarende tap i grunnlastverket, og at røkgasstap i kjel også øker noe.

For bruk av forenklede verk til tørrårssikringsformål kan også ytterligere forenklinger som ikke påvirker den termiske prosessen komme på tale. Slike forenklinger kan eksempelvis være reduksjon i dubleringer av utstyr der en komponent er i drift og en står som automatisk innkoplingsklar reserve. Dette kan eksempelvis bety bruk av 1 x 100 % pumpe istedenfor 2 x 100 % eller 3 x 50 %, og kan være akseptabelt i tørrårsverk hvor kortere driftsstans for utskiftning av komponenter kan aksepteres.

Hittil har forenklede oljefyrte dampkraftverk funnet beskjeden anvendelse for elforsyningsformål. For andre formål, eksempelvis fremdriftsmaskineri for skip er tilsvarende komplikasjonsgrad av dampprosess brukt i utstrakt grad. Anlegg under bygging omfatter imidlertid 2 x 265 MW aggregater i Danmark, og i Norge har A/S Hafslund fremmet forslag om tilsvarende installasjon på Slagentangen.

Aggregatstørrelser hittil har vært begrenset til området 300 MW. For turbinanlegget tillater dette bruk av spesielt enkle og billige turbinanlegg, og foreløbig synes dette å representere en lønnsomhetsgrense for forenklede verk. Teknisk er det imidlertid intet i veien for å lage større aggregater.

Hva angår tilgjengelighet foreligger det ingen statistikk for oljefyrte forenklede verk til elforsyningsformål. Som følge av enklere prosess med lavere dampdata burde den prinsipielt kunne bli minst like god som for det oljefyrte grunnlastverket, og rimeligvis noe bedre.

2.3 Gassfyrte dampkraftverk

2.3.1 Grunnlastverk

Gassfyrte grunnlast dampkraftverk utføres i prinsippet som oljefyrte dampkraftverk hva angår utforming av dampanlegget. Forskjellen i utforming omfatter i alt vesentlig brenseltilførselsystem og brennere. For et rent gassfyrt verk faller utstyr for mottaging, lagring og forbehandling av olje bort, istedet kommer utstyr for forbehandling av gass. Det kan videre også bli aktuelt med mindre modifikasjoner på kjelanlegget. Disse forhold er omtalt i avsnitt 5.1.

Fyring av konvensjonelle dampkraftverk med naturgass er utprøvet teknologi. Slik fyring har blant annet vært anvendt i stor utstrekning i de sydlige, vestlige og østlige områder av USA, hvor distribusjonsnett har vært utbygget fra kildene i syd og vest. I Europa er også gass anvendt i et visst omfang.

Anvendelse av gass som brensel i grunnlastverk har generelt vært diktert av mulighet og kostnad for slik brenseltilgang. Prinsipielt er gass teknisk et enkelt og attraktivt brenselslag i varmekraftverk.

Hva angår tilgjengelighet foreligger lite sammenlignende statistikk mellom oljefyrte og gassfyrte verk. Prinsipielt er det imidlertid rimelig å forvente at den er minst like god, sannsynligvis noe bedre for gassfyring. Dette skyldes særlig at risikoen for høytemperaturkorrosjon og lavtemperaturkorrosjon i kjelanlegget blir mindre.

2.3.2 Forenklet verk

Gass har ikke funnet utbredelse som brensel for forenklede verk. Teknisk er det intet i veien for å bruke gass, men krav til jevnt, forutsigbart uttak av gass gjør slikt brensel uhensiktsmessig for anlegg med varierende og tilfeldig drift. For norske forhold måtte gass ifall ilandfjøring påregnes betalt med et større fast beløp uansett uttak, og dette ville øke brenselskostnadene i forhold til et anlegg med jevnt forbruk.

2.4 Kullfyrte dampkraftverk

Også kullfyrte dampkraftverk utføres i prinsippet som oljefyrte anlegg hva angår utforming av dampanlegget. Forskjeller i utforming omfatter igjen brenseltilførselssystem og brennere, men i tillegg kommer for kullfyrte verk også betraktelig tekniske installasjoner for å kunne håndtere de store askemengder i brenslet. For kull kan askemengden eksempelvis variere i området 5 - 20 vektprosent av tilført brensel, mens tilsvarende for tungolje kan være størrelsesorden 0,1 %. I det hele er kull et mer inhomogent brensel enn olje og naturgass, idet også vanninnhold og brennverdi kan variere betraktelig de enkelte kilder imellom.

Kullfyring av dampkraftverk er vel utprøvet og etablert teknologi, og var tidligere den dominerende fyringsmåte. I de senere år har oljen fortrengt kull i endel områder av lønnsomhetsgrunner, men de siste hendinger på oljesektoren må forventes å endre på denne utvikling.

Som illustrasjon på størrelsesorden av kullbehov vil det for et 600 MW kullfyrt grunnlastverk kunne medgå vel 1 mill. tonn kull pr. år av slik kvalitet som utvinnes på Svalbard. Til sammenligning ble det på Svalbard i 1972 utvunnet ca. 400 000 tonn kull, hvorav ca. 325 000 tonn ble brukt innenlands, og ca. 75 000 tonn solgt til utlandet som brensel i kullfyrte kraftverk. For tiden representerer derfor egne kull ikke grunnlag for varmekraftproduksjon av noe omfang.

2.5 Gassturbiner

Gassturbiner har i de senere år funnet økende anvendelse i utenlandsk elforsyning. Generelt har gassturbiner lave investeringskostnader og høye driftsavhengige kostnader i forhold til andre termiske kraftslag, og dette har gjort dem attraktive for dekning av belastningstopper av kort varighet. I den senere tid har kombineringen med damp-kraftprosessen som omtalt i avsnitt 2.6, bidratt til at gass-turbinen har fått utvidet sitt bruksområde. I slike anlegg blir gassturbinen også attraktiv for grunnlastdekning.

Energiomvandlingsprosessen fra kjemisk energi i brensel til elektrisk energi omfatter i en gassturbin færre trinn enn tilsvarende for et dampkraftverk. Vann-dampsystemet faller her bort. I prinsippet omfatter prosessen for turbiner for el-forsyningsformål vanligvis at luft komprimeres, at komprimert luft varmes opp ved forbrenning av brensel direkte i luft-strømmen, og ved at den oppvarmede blanding av luft og gass ekspanderer gjennom en turbin. Avgassen slippes så ut til luftresipient via en skorstein. Det er mange varianter til denne prosess, men i praksis synes denne enkle prosess etter hvert å bli dominerende for gassturbiner i elforsyningen. En større del av energien som utvikles i turbinen brukes til å drive kompressoren, den overskytende del driver den elektriske generatoren. Virkningsgraden for ovennevnte prosess avhenger av komponentvirkningsgrader, av trykkforhold og av temperatur inn på turbin. For turbiner i drift synes et representativt variasjonsområde for virkningsgrad å være 27 - 29 %. Utvikling pågår bl.a. for å høyne turbin-innløpstemperatur, og det anføres for noen tilbudsklare turbiner at virkningsgrader i området 30 - 33 % kan påregnes.

Hva angår aggregatstørrelser er det i drift enheter av industritype i området 60 - 70 MW. Det er under bygging eller tilbudsklare anlegg i størrelsesorden 80 - 90 MW.

Tilgjengeligheten for gassturbiner må anses å være meget god, i hvert fall like god eller bedre enn tilsvarende for store dampkraftverk. Dette fordi et gassturbinverk er enklere i oppbygging enn et dampkraftverk. Erfaringer fra enkelte anlegg har imidlertid vist noe avvikende resultater.

Utslippsforhold fra gassturbiner er omtalt under avsnitt 4.4.

Hva angår brensel settes det strengere krav for gassturbiner enn for konvensjonelle varmekraftverk. Problemet er å unngå at eventuell aske i brenslet akkumulerer på skovler i turbinen, og å unngå at denne aske inneholder elementer som kan bevirke korrosjon. Krav til brensel går derfor vanligvis ut på å

holde askemengden lav, og å unngå korrosjonsmessig kritiske bestanddeler som natrium og vanadium. I praksis er gass det ideelle brensel, idet dette er helt askefritt. Lettere oljedestillater er også helt anvendelige. Det er derimot fortsatt avvikende syn de enkelte leverandører imellom om i hvilken grad tungolje kan anses praktisk anvendbar som brensel. I de tilfeller tungolje har vært anvendt, har den blitt spesielt forbehandlet. Forbehandlingen omfatter en vaskeprosess for å fjerne noen av de skadelige elementene, og en dosering av tilsatsstoffer for å nøytralisere andre.

For norsk elforsyning er gassturbiner allerede i bruk i et beskjedent omfang som nødstrømsaggregater for mindre, isolerte elforsyningsområder. For framtidig bruk er installasjon av et visst omfang gassturbiner som effektreserve, eller tørrårssikring,sannsynlig. Mulighetene for anvendelse i kombinerte anlegg, som synes å representere en spesielt interessant anvendelsesform, er omtalt i avsnitt 2.6. A/S Kværner Brug og Norsk Hydro har videre også lagt fram et skisseprosjekt over gassturbiner installert på plattform i Friggfeltet for grunnlastproduksjon.

På lang sikt kan gassturbiner også tenkes å finne anvendelse i norsk elforsyning i kombinasjon med en høytemperatur-gasskjølt reaktor, se avsnitt 2.1.2.

2.6 Kombinerte anlegg

I de senere år har de kombinerte gassturbin/dampturbinanlegg kommet sterkere inn i bildet som alternative kraftslag i utenlandsk elforsyning. Slike anlegg har både funnet anvendelse som kraftslag for midlere brukstid, og for grunnlastdrift.

Prinsippet for kombinerte anlegg er at avgassvarme fra en gassturbin tas vare på i et tilkoplet dampkraftanlegg. Dette betyr at virkningsgraden for disse to prosesser slått sammen blir høyere enn virkningsgraden for enkeltprosessene.

Prinsipielt kan de kombinerte anlegg deles opp i to hovedgrupper, nemlig det såkalte ufyrte anlegg og det fyrte anlegg. I et ufyrt anlegg er det bare varme i avgass fra gassturbinen som brukes i det tilkoplede dampanlegg. I et fyrt anlegg tilføres ekstra varme utover dette til dampanlegget via tilsatsfyring i et kjelanlegg. I praksis er det utført alle varianter av anlegg, fra helt ufyrte til maksimalt fyrte. Ved maksimalt fyrte nyttes alt anvendbart surstoff i avgass fra gassturbinen til forbrenning i kjelanlegget.

For begge anleggstyper kan det med allerede kommersielt etablerte gassturbiner, oppnås høye virkningsgrader. For et ufyrt anlegg kan der med enkel utforming oppnås omkring 39 %, altså i området som et oljefyrt grunnlastverk. For et anlegg under bygging med en høyere komplikasjonsgrad og turbininnløpstemperatur er det anført en virkningsgrad på vel 43 %. Med utvikling mot høyere turbintemperaturer kan virkningsgraden økes ytterligere, eksempelvis til 45 % og vel så det. Med tilsatsfyring kan en også få virkningsgrader høyere enn for konvensjonelle verk, men her koster virkningsgradøkningen mer. For fyrte anlegg, hvor gassturbineffekten utgjør en mindre del av samlet effekt, vil framtidig utvikling på gassturbinsiden ikke slå så sterkt ut i virkningsgraden som for ufyrte anlegg. Foreløbige indikasjoner antyder at det ufyrte anlegg har de laveste anleggskostnader og at de av de maksimalt fyrte som er konstruert for høy virkningsgrad har de høyeste anleggskostnader. Anleggskostnadene for det siste alternativ synes å ligge i størrelsesorden som for et tilsvarende konvensjonelt grunnlastverk. Videre synes endringen i spesifikke anleggskostnader med aggregatstørrelse mindre for kombinerte anlegg enn for konvensjonelle verk. Dette betyr at trykket mot store aggregatstørrelser avtar, idet mindre anlegg kan lages for enhetskostnader i størrelsesorden som for store.

Ut fra dette kostnadsbilde synes ufyrte anlegg mest hensiktsmessig om det brensel som disponeres uten merkostnad også kan anvendes i gassturbiner. Dette vil være tilfelle om naturgass er hovedbrenslet, eller om det av miljøhensyn settes så skarpe krav til oljekvaliteten at oljen også er egnet

til gassturbinformål. Om det anvendes kostbarere spesialbrensel for gassturbinen, synes fyrte anlegg mer motivert. For maksimalt fyrte anlegg tilføres størrelsesorden 25 % av brenslet til gassturbinen, størrelsesorden 75 % til kjelanlegget.

Det pågår imidlertid utvikling for å gjøre både de tyngste oljer og kull anvendbare som gassturbinbrensel i kombinerte anlegg. Enkelte leverandører anser at tyngre oljer allerede idag er anvendbare som gassturbinbrensel. Denne utvikling kan påvirke konkurranseevnen for det kombinerte anlegget, og hva som måtte anses som optimal utforming i det enkelte tilfelle.

Oppnåelig effekt pr. sammenkoplet gassturbin-dampturbin varierer med grad av tilsatsfyring. For ufyrte anlegg under bygging utgjør gassturbineffekten størrelsesorden 70 % av samlet kombinert effekt, for fyrte anlegg 10 - 20 %. Det største ufyrte anlegget under bygging har en samlet effekt på 325 MW, fordelt på flere parallelle enheter. Det største fyrte anlegget under bygging har en samlet effekt på 510 MW, basert på en gassturbin og en dampturbin.

En annen egenskap som særmerker kombinerte anlegg i forhold til konvensjonelle varmekraftverk er at en får andre utslippsforhold til luftresipient og mindre utslipp av varme til kjølevannsresipient.

Utslipp av SO_2 vil vanligvis bli lavere som følge av mindre innhold av svovel i brenslet. For ellers like forhold vil reduksjonen være størst for et ufyrt anlegg. Partikulære utslipp vil også reduseres tilsvarende. Utslippet av nitrogenoksyder kan også bli noe mindre.

For et ufyrt anlegg er kjølevannsbehovet omtrent halvparten av det som trenges for et tilsvarende konvensjonelt anlegg. For et maksimalt fyrt kombinert anlegg blir imidlertid kjølevannsmengden omtrent som for det konvensjonelle verk, men fortsatt noe mindre.

Mindre kombinerte anlegg har vært bygget allerede fra begynnelsen av 60-årene, og så tidlig som i 1970 ble et fransk anlegg på 2 x 320 MW satt igang. Det er imidlertid i de siste par år at bestilling av store kombinerte anlegg har skutt fart. I USA er det omtrent 7 000 - 8 000 MW under bygging, i Tyskland omtrent 5 000 MW under bygging eller i drift. I USA har en stort sett satset på ufyrte anlegg, i Tyskland på fyrte anlegg. De amerikanske anleggene er ikke kommet igang, men innledende resultater fra de tyske verk som er kommet igang, er gode. I løpet av de nærmeste par år burde erfaringsgrunnlaget kunne bli utvidet betraktelig. Hittil er det begrenset.

For norsk elforsyning synes kombinerte anlegg særlig å være et interessant alternativ om gass skulle ilandføres for elforsyningsformål. Det burde også kunne tenkes å bli konkurrent til det forenklede varmekraftverk for tørrårssikringsformål.

Det foreligger allerede forslag fra enkelte leverandører på kombinerte anlegg for norsk elforsyning. A/S Kværner Brug har utarbeidet et foreløbig prosjekt på en 450 MW stasjon, basert på 4 gassturbinenheter og en dampturbin. Stal-Laval antyder en enhetsstørrelse på 250 MW, basert på 2 gassturbiner og en dampturbin. Øvrige leverandører vil rimeligvis også kunne framlegg forslag til anleggsutformninger.

2.7 Kraftvarmeverk

Arbeidsprinsipp

Med begrepet kraftvarmeverk menes et verk som leverer både elektrisk energi og varmeenergi.

Varmeenergi fra kraftvarmeverk foreligger vanligvis i form av varmt vann. Energi i denne form er kostbar å transportere og fordele, og lønnsomheten i å fordele slik energi avhenger i stor grad av lokale forhold. Forhold som bidrar til å redusere transportkostnadene er begrenset geografisk utstrekning, stort varmebehov innen et område, gunstig topografi og gode markforhold. I praksis betyr dette at mulighetene for lønnsom utbygging av kraftvarmeverk er begrenset. Poenget med kraftvarmeverk er imidlertid at de er resursbevarende, idet overskuddsvarme som ellers går tapt kan anvendes til nyttige formål.

I prinsippet kan kraftvarmeverk være basert på fossilt fyrte dampkraftverk, på kjernekraftverk, på gassturbinanlegg eller på dieselmotoranlegg. Hittil er det imidlertid bare de fossilt fyrte dampkraftverk som har funnet særlig anvendelse. Prosjekt basert på utnyttelse av overskuddsvarme fra kjernekraftverk til oppvarmingsformål er imidlertid under bearbeiding, eksempelvis i Sverige. I slike tilfeller planlegger en å legge kjernekraftverket et stykke fra forbruksområdet og overføre varmen dit via fjernledninger. Et eksempel på dette er det planlagte Haninge kjernekraftverk sydvest for Stockholm, der varme tenkes transportert til Stockholm sentrum via omtrent 30 km. lange fjernledninger. I den senere tid har også gassturbiner fått økende aktualitet og dieselmotorer har også blitt anvendt i en viss utstrekning.

For fossilt fyrte dampkraftverk og kjernekraftverk er det kondensasjonsvarmen fra turbinanlegget som søkes utnyttet. For gassturbiner og dieselmotorer utnyttes først og fremst varmen i avgasser. For de to første er temperaturen ved normal kondensasjon for lav for oppvarmingsformål, og for å øke den må ekspansjonen av dampen avbrytes på et tidligere trinn i turbinen. Dette betyr at produksjonen av elektrisk effekt avtar. I praksis kan anlegg utføres med forskjellig grad av fjernvarmeuttak ved å variere den del av kondensasjonsvarmen som konverteres til fjernvarmeforhold.

Oppbygging av fjernvarmenett

Oppbyggingen av et fjernvarmesystem tar lang tid. I praksis kan det ha tatt 10-20 år fra beslutning om fjernvarmeutbygging frem til utbygget system med kraftvarmeverk tilsluttet. Oppbyggingen har vanligvis skjedd i trinn, med begynnende utbygging av mindre områder tilkoplet mindre, midlertidige, konvensjonelle kjelanlegg. Etter hvert koples disse mindre nett sammen til

et større system, og når det er blitt stort nok til at bygging av kraftvarmeverk kan være lønnsomt, kan et slikt koples til. Dette blir da hovedleverandør av varme, og de midlertidige kjelanlegg kan koples ut. Et visst omfang konvensjonell kjelkapasitet vil fortsatt være bygget inn i systemet, både for å ha reserver, og for å dekke belastningstopper. Det er ulønnsomt å lage turbinanlegget i kraftvarmeverket så stort at kortvarige belastningstopper kan dekkes med kondensjonsvarme.

En optimal utnytting av fjernvarme innen et område forutsetter at flest mulig er knyttet til fjernvarmesystemet. Bruk av andre oppvarmningsmetoder innen et område reduserer varmegrunnlaget, og øker spesifikke varmetransportkostnader for de gjenværende fjernvarmekonsumenter.

Utbygging av fjernvarmesystem basert på tilslutning av kraftvarmeverk forutsetter derfor alt i alt en meget langsiktig og overordnet planlegging på kommunalt, interkommunalt eller høyere plan.

Utbredelse av fjernvarmesystem

Fjernvarme har funnet betraktelig utbredelse i våre naboland.

I Danmark er det ca. 400 fjernvarmeverk, hvorav 7 kraftvarmeverk. De siste ligger i byer med mer enn 50 000 innbyggere. Rene varmeverk finnes i tettsteder med ned til 1 000 innbyggere. Omtrent 30% av alle husstander er tilknyttet fjernvarme.

I Sverige er det ca. 50 - 60 fjernvarmeverk, derav 14 kraftvarmeverk. Idag antas ca. 30 % av antall leiligheter i flerfamiliehus og ca. 1 % av eneboligene å være tilsluttet fjernvarme. Utbyggingen av fjernvarme tok til rundt 50 tallet da utbyggingen av svensk varmekraft tok til.

I Norge har vi hittil beskjedent omfang av fjernvarme. En sammenligning med utlandet kan tolkes noe forskjellig som følge av at det ikke er klart definert hvor stort et sentralvarmeanlegg mellom flere bygninger må være før det kan kalles fjernvarmeanlegg. Sammenlignet med svenske forhold har vi antagelig bare ett anlegg, nemlig Oslo Lysverkers anlegg i Oslo sentrum. Sammenlignet med danske forhold har vi imidlertid ca. 30 fjernvarmeanlegg, hver for boligområder som dekker 500 - 1500 leiligheter. Av disse ligger 25 i Oslo-området, de øvrige i Bergen, Trondheim og Tromsø.

Videre utvikling, Norge

Tenkbar andel av kraftvarmeverk innebygget i vårt samlede fremtidige elproduksjonssystem avhenger av i hvilken grad varmeunderlag kan etableres. Bortsett fra enkelte bydeler i Oslo er det få tettsteder som har eksisterende bebyggelse egnet for tilknytning til fjernvarmenett. Varmegrunnlaget må derfor hovedsakelig forutsettes bygget opp i fremtidige utbyggingsområder. Størrelsesorden av slikt varmegrunnlag de nærmeste 20 år fremover kan eksempelvis være 50-200 MW for hvert av områdene Oslo, Bergen og Stavanger. Før eksisterende og fremtidige varmegrunnlag er ordentlig kartlagt er det vanskelig å få en samlet oversikt over tenkbar utbygging av kraftvarmeverk, men foreløpig synes denne andel å kunne bli beskjeden. Gassturbiner eller mindre dampkraftverk synes ifall å være mest aktuelle kraftforslag.

Grundigere undersøkelser er nødvendig for å klarlegge hvor stor denne andel kan bli.

2.8 Øvrig kraftgenerering og energiomvandling

2.8.1 Øvrige energiformer

Her tidligere behandlede former for kraftgenerering er basert på kjerneenergi (fisjon og fusjon) og fossile brensler kull, olje og gass. Det kan nevnes at det idag gjøres store insatser for å overføre kull til mere letthåndterlige energibærere. Forgassing og utvinning av syntetisk bensin og olje er noen muligheter som studeres.

Andre mulige energikilder for kraftproduksjon er jordvarme, solenergi, vind, tidevann og vannfall. Tenkbar omvandling av energi fra jordvarme, sol, vind og tidevann omtales her.

Jordvarme

Jordens indre består av en smeltet masse, magma, som har en temperatur på flere tusen grader. Fra denne kjerne skjer det en varmetransport mot jordens overflate. Normalt må en dypt ned, størrelsesorden noen mil, for å nå temperaturer så høye at jordvarmen, eller den geotermiske energi, kan nyttes. For så store dyp er boringsteknikken ennå ikke utviklet.

På en del steder på jorden forekommer imidlertid høytemperatur jordvarme på eller like under overflaten. Den kan forekomme som damp eller varmt vann som strømmer opp i form av varme kilder eller som reservoirer av varmt vann under høyt trykk på dyp som kan nås med dagens boreteknikk, ned til noen km. Disse former for jordvarme utnyttes for elgenerering eller for oppvarmingsformål gjennom fjernvarmeanlegg bl.a. på Island, Italia, California, Mexico, New Zealand, Japan og Sovjet-Samveldet. Total elektrisk installasjon i geotermiske kraftverk er idag ca. 1.000 MW,men store utbyggingsplaner eksisterer for de nærmeste år, ikke minst i California og New Zealand. Kraftverkene blir vanligvis billigere enn konvensjonelle varmekraftverk, i det boreutgiftene hittil har vært beskjedne. Miljøproblemene er vesentlig knyttet til utslipp av visse gasser, som hydrogensulfid, ammoniakk m.v. som følger med dampen eller varmtvannet opp.

Endelig forekommer jordvarme enkelte steder på midlere dyp i tørre fjellmasser ved høy temperatur. Disse forekomster er enda ikke gjenstand for utnyttelse, men utviklingsarbeider pågår på området. Som en mulighet tenker en seg å bore to hull i passende innbyrdes avstand og injisere vann i det ene og få opp damp eller varmt vann i det andre. Eventuelt vil en, for å få til vanngjennomstrømming gjennom fjellet mellom de to hull og etablere et varmereservoir, foreta underjordisk sprengning med konvensjonelle eller kjernefysiske ladninger. En regner for øvrig med at injiseringen av kaldt vann i det varme fjellet også vil medføre sprekkdannelser og dermed gjennomstrømmingsveier.

Forekomstene av geotermisk damp anses globalt som ganske små, og vil bare i noen få områder av verden kunne gi vesentlige bidrag til energiforsyningen. Varmtvannforekomstene ved midlere og lavere temperaturer anses vesentlig større, og anslått jordvarme i tørt fjell i midlere dyp vil kunne bli en vesentlig energikilde, når teknikken for utnyttelsen måtte bli utviklet.

Det finnes ikke indikasjoner på geotermiske forekomster i Norge. For å oppnå temperaturer som skulle kunne utnyttes for rasjonell energiproduksjon, må en bore ned til et dyp på ca. 100 km.

Solenergi

Omforming og utnyttelse av den direkte solenergien i form av andre energislag har enda ikke fått noe større omfang. Selv om solen er en evigvarende energikilde som kontinuerlig tilfører jorden en enorm effekt, vanskeliggjøres en økonomisk utnyttelse av solenergien ved at tilførselen til et bestemt sted på jordoverflaten varierer over døgnet og med de meteorologiske forhold. Hertil er effekttettheten av innfallende solenergi liten, ca. 1 kW/m^2 i gjennomsnitt.

Det foregår likevel også på dette området adskillig utviklingsarbeid i land som USA, Sovjet-Samveldet, Japan m.fl.

Solenergien kan samles enten på plane flater eller mer konsentrert ved hjelp av linse- eller konkave speilsystemer. Energien kan direkte eller via et energibærende medium utnyttes som varmeenergi for oppvarming og avkjøling av bygninger. Solenergien kan direkte og uten hjelp av bevegelige deler omformes til elektrisk energi ved hjelp av solseller, som er utviklet i forbindelse med romfartforskningen. Solenergien kan også omformes til elektrisk energi via en vanlig væske/damp-syklus ved hjelp av roterende maskineri. Da solenergien som nevnt ikke alltid er tilgjengelig, må installasjonene for utnyttelse av denne energien kompletteres med utstyr for energilagring og gjenvinning og/eller de må kunne suppleres med energi fra andre kilder i solløse perioder.

Det er allerede utviklet og i drift, bl.a. i USA, solenergianlegg for delvis oppvarming, avkjøling og strømforsyning av bygninger. De kan bruke vann eller stein som varmemagasin. Den beste økonomi synes en å oppnå ved et omtrentlig likt forbruk av solenergi og annen tilført energi (f.eks. el., olje eller gass). Denne form for energiforsyning av bygninger vil kunne få stor utbredelse, spesielt i de mer solrike områder, i løpet av de nærmeste 10-år.

På lengre sikt arbeides det med utvikling av solsellekraftverk i større skala, enten plassert på jordoverflaten eller brakt opp i en jordsynkron bane i ca. 36.000 km høyde, hvor solbestrålingen på det nærmeste er kontinuerlig. I siste tilfelle må den elektriske energien omformes til mikrobølgestråling for overføring til en mottagerantenne på jorda, hvor den igjen overføres til elektrisk energi. Prinsipielt er endog satelittalternativet løst, men forsatt gjenstår utviklingsarbeid antagelig ut dette hundreår for å komme fram til økonomisk interessante løsninger.

Vindkraft

Vindkraften har fra gammelt av vært utnyttet til framdrift av fartøyer og drift av vindmøller.

For generering av elektrisk energi har det vært bygget en del forsøksanlegg med ytelser opp til noen hundre kW bl.a. i USA, Storbritannia, Danmark og Sverige.

I flere land, bl. a. Norge, finnes små vindkraftverk på inntil noen få kW, for forsyning av avsidesliggende forbrukere som fyranlegg på øyer og antenneanlegg på fjelltopper.

Vinden er som kjent en evigvarende kraftkilde, men den er varierende i styrke. Kraften øker meget sterkt (i 3. potens) med vindstyrken. Vindstyrken øker med høyden over marken.

Vindkraftverk kan drives i vindhastighetsområdet ca. 5 - ca. 20 m/s. En anser at propellerblader av maksimalt 50 m lengde kan bygges i dag. Med en vindeffekt på ca. 5 kW pr. m^2 ved en vindstyrke på 20m/s og en virkningsgrad på ca. 20%, gir dette en toppytelse på 6-8MW pr. verk.
I Sverige har bl.a. Styrelsen för teknisk utveckling (STU) og Statens Vattenfallverk høsten 1973 satt i gang en utredning av vindkraftens muligheter for å supplere det svenske kraftforsyningssystemet. Foreløpig ønsker en å undersøke konstruksjon av tårn opp til 300 m høyde og propeller med inntil 400 m diameter.

Vindkraft vil normalt måtte kombineres med anlegg for magasinering av energi i vindrike og generering av elektrisitet i vindfattige perioder. Ved små anlegg brukes gjerne batterier for dette formål. I større skala kan en tenke seg pumpekraftverk eller elektrolyse av hydrogen for senere bruk i gassturbiner eller brenselseller. Dette blir da meget kostbare løsninger.

Vindkraftverk som måtte bli tilkoplet et større kraftsystem, som f.eks. det norske, ville bare kunne produsere energi i takt med vindstyrkevariasjonene. Tilpasningen til forbruket ville i et slikt tilfelle tas av de øvrige kraftverk, som f.eks. vannkraftverkene.

Som eksempel kan nevnes at om Norges aktuelle økning av kraftbehovet på vel 3 TWh/år skulle dekkes ved hjelp av vindkraft, måtte det hvert år bygges ca. 300 vindkraft-agregater av foran nevnt størrelse.

Selv om vindkraften vanskelig kan tenkes å få større betydning i vårt kraftsystem, kan det være grunn til å følge dens teknisk-økonomiske utvikling.

Tidevann

Energien i tidevannsbevegelsene i sjøen vil under visse forutsetninger kunne utnyttes for generering av elektrisk energi. Det må forefinnes en passende havbukt eller fjord-arm som kan stenges av med en dam med innebygde aggregater og nivådifferansen mellom flo og fjære antas å måtte være minst ca. 4 m. Disse begrensningene gjør at tidevannskraft-verk neppe noen gang kan representere noen vesentlig kraft-kilde. I Norge er tidevannsforskjellen så liten at slike kraftverk ikke kan komme på tale. De større tidevannskraft-verk og -planer som finnes i verden forutsetter kraftgenerering både ved inn- og utstrømming av vannet, dvs.to genereringsperioder innenfor et tidsrom på 25 t. Om overskuddskraft finnes i nettet, vil en også kunne pumpe inn noe vann i det avstengte bassenget i tillegg til det som er strømmet inn ved flo sjø, før en starter genereringsperioden med utstrømmende vann.

Det mest kjente tidevannskraftverk, La Rance, ligger i Nord-Frankrike der midlere tidevannsforskjell er ca. 8,5 m. Dette har en installasjon på 24 stk. generatorer á 10 MW. Kraftverket har en utnyttelsesgrad på ca. 26%. Produksjons-kostnadene for kraften ligger relativt høyt. Forsøk med slike kraftverk er i gang i Sovjet og planer finnes også i England og i Canada.

2.8.2 Energiomvandling

Den vanligste prosessen idag for omvandling av energi bygger i prinsipp på at energi overføres via et varmetransporterende medium til roterende turbogeneratorer der termisk energi omvandles til elektrisk energi. Andre omvandlingsprosesser under utvikling er den MagnetoHydroDynamiske (MHD) og brenselsellen.

MHD-generator

I en MagnetoHydroDynamisk generator (MHD-generator) omvandles varmeenergi direkte til elektrisk energi uten å gå veien om vann/damp og uten hjelp av bevegelig maskineri. Prinsippet består i at et elektrisk ledende medium med stor hastighet føres gjennom et sterkt magnetfelt. Derved induseres det en elektrisk spenning mellom to elektroder, og elektrisk energi kan tas ut over disse.

Energikilden for en MHD-generator kan være:

- Fossile brennstoffer, kull, olje eller gass. Det ledende mediet kan være avgassene fra forbrenningen.

- Kjerneenergi fra en gasskjølt høytemperaturreaktor, en gasskjølt formeringsreaktor eller en fusjonsreaktor. Det ledende mediet kan være den gass som kjøler reaktoren, f.eks. edelgassen helium.

- Solenergi. Det ledende mediet kan også da være en edelgass.

Et alternativt ledende medium for alle tre ovennevnte energikilder kan være flytende metall. I dette tilfelle er imidlertid virkningsgraden svært lav og metoden har derfor vesentlig interesse for spesielle formål der økonomien ikke er avgjørende.

Ved høye temperaturer, 2.000-2.500°C, blir gasser elektrisk ledende ved at de joniseres, d.v.s. gassens atomer avgir elektroner som er negativt elektrisk ladet, hvorved atomene selv blir positivt ladet. De kalles da joner. I en del tilfelle, og spesielt ved edelgasser, må imidlertid joniseringsprosessen hjelpes ved tilsetting av visse stoffer. Smeltet metall vil selvsagt uten videre være elektrisk ledende. En MHD-generator kan arbeide i åpen krets (med forbrenningsgasser) eller i lukket krets (med edelgasser eller smeltet metall). Begge de nevnte gasstyper vil etter passering av MHD-generatoren kunne brukes for drift av et vanlig dampturbinaggregat idet de stadig vil ha en høy temperatur etter utgangen av MHD-generatoren. For slike kombinerte anlegg ventes virkningsgrader opp mot 60%, sammenlignet med ca. 40% for høyeffektive fossilfyrte kraftverk og ca. 33% i dagens kjernekraftverk.

Det pågår forskning og utvikling på MHD-området i flere av de større industriland. Mindre eksperimentgeneratorer er bygget og under utprøving. En tenker seg muligheten av meget store MHD-generatorer i framtiden, flere hundre til noen tusen MWe. Det råder noen usikkerhet med hensyn til når MHD-generatoren kan være utviklet for bruk i større omfang. Muligens kan fossilfyrte enheter komme på markedet i løpet av 80-tallet.

Brenselselle

I en brenselselle omformes kjemisk energi direkte til elektrisk energi uten å gå veien om varmeenergi og uten hjelp av bevegelig maskineri.

Energikilde er vanligst hydrogen, som framskaffes ved omdanning av gass, olje eller kull.

I tillegg til energikilden trenges et oksydasjonsmiddel, vanligvis luftens oksygen.

Forenklet er prinsippet for en hydrogen-oksygen-selle følgende : Hydrogen joniseres ved den ene elektrode til frie elektroner, som er negativt ladet og til positivt ladede hydrogenjoner. Elektronene strømmer gjennom elektroden og den ytre strømkrets til den annen elektrode. Ved denne opptar det tilførte oksygen elektronene og danner negative joner. De positive joner fra anoden og de negative fra katoden kombineres så i den elektrolyttvæske som omgir elektrodene til vann, H_2O.

En brenselselle har mye til felles med en akkumulator (batteri). Den adskiller seg fra denne ved at den kjemiske energi tilføres kontinuerlig utenfra i stedet for, som i akkumulatoren, å lagres på elektrodene under opplading.

De mest utviklede brenselseller arbeider ved lave temperaturer, under 100-200°C. H/O-sellen er et eksempel. Mindre utviklet er høytemperatursellene, 600-1000°C, som sikter mot en mer direkte utnytting av fossile brensler. En venter å oppnå virkningsgrader i området 50-60%. Det pågår forsknings- og utviklingsarbeid på brenselselleområdet i flere av de større industriland. Små enheter er forlengst tatt i bruk innen romfarten og for militære formål. De kan også ventes å få anvendelse ved mindre, isolert beliggende anlegg, som nødkraftaggregater osv., men neppe for elgenerering i store kraftverksenheter. Et mulig framtidig anvendelsesfelt er drift av kjøretøyer og fartøy. Det eksperimenteres også med enheter av passende størrelse for en bygning eller et bygningskompleks. Brenselsellen vil da kunne inngå som elektrisitetsproduserende enhet i et såkalt "totalenergi"-anlegg. Det kan tenkes fyrt med naturgass og kan foruten elektrisk energi levere varme, avkjøling, luftkondisjonering og mekanisk energi. Det diskuteres for tiden om en på lang sikt vil komme over på et energidistribusjonssystem basert på hydrogen som energibærer, til gradvis avløsning av dagens elektriske distribusjon, som er dyr, plasskrevende og ikke tillater lagring av energi. I så fall vil brenselsellen

kunne få en bred anvendelse som lokal elgenereringskilde. Hydrogenet vil i så fall bli produsert enten ved elektrisk spalting av vann, elektrolyse, eller ved å bruke varme-energien fra kjernekraftreaktorer til spaltning av vann under høy temperatur. De fossile brennstoffer må under dette mer langsiktige perspektiv av resursmessige grunner forutsettes å ha inntatt en sterkt redusert rolle som energiråstoff.

3. KJERNEKRAFT

3.1 Kort beskrivelse av virkemåte.

Generelt.

Som nevnt under avsnitt 2.1 domineres kjernekraftmarkedet idag av kokvannsreaktorer (BWR) og trykkvannsreaktorer (PWR). Disse reaktorene går under fellesbetegnelsen "Lettvannsreaktorer".

NVE's planleggingsarbeide vedrørende kjernekraft har vært konsentrert på lettvannsreaktorer siden man med den målsetting som tidligere har vært angitt for idriftsetting av et første kjernekraftverk ikke har kunnet vurdere andre typer å ha tilstrekkelig kommersiell modenhet. Beskrivelsene i dette avsnitt er derfor helt knyttet til kjernekraftverk med lettvannsreaktorer.

Lettvannsreaktorene benytter vanlig vann både som moderator og kjølemiddel for kjernen. Brenslet består av ca. 4 m lange staver med diameter ca. 10 - 12 mm. Uranbrenslet foreligger i form av urandioksyd (UO_2) som er et keramisk materiale framstilt ved pressing og sintring og er innkapslet i rør av en zirkonium-legering. Hvert brenselselement er bygget opp av et antall staver som innbyrdes holdes i et geometrisk mønster ved hjelp av avstandsholdere. Lettvannsreaktorene krever en konsentrasjon av den spaltbare isotopen uran 235 på 2 - 3% i brenslet. Naturlig uran som inneholder ca. 0,7% uran 235 må således anrikes i spesielle anrikningsanlegg.

Kokvannsreaktoren

I et anlegg med kokvannsreaktor utnytter man en direkte dampsyklus (fig.3.1). Damp som genereres i raktoren går således etter tørring direkte til anleggets dampturbin og kondensatet fra turbinen pumpes tilbake til reaktoren. Denne løsning gir en relativt enkel primærsyklus, men har ulempen at en stor del av turbinanlegget ikke er tilgjengelig under normal drift på grunn av aktiviteter i dampen. Aktivitetene skyldes i første rekke nitrogen-16, som er meget kortlivet, og tubinanlegget er derfor tilgjengelig nesten umiddelbart etter stopp av anlegget. Dette spesielle forhold har derfor ikke medført vesentlige problem for reaktortypen.

Reaktoreffekten reguleres over et mindre område (ca. 30% av utgangseffekt) ved hjelp av turtallsregulering av reaktorens kjølevannspumper. Derved påvirkes dampmengden i reaktorkjernen og da også modereringsegenskapene. Over større

områder reguleres effekten ved hjelp av absorbator-staver som kjøres inn og ut av kjernen med drivmekanismer plasert under reaktortanken. Absorbatorene kan også drives inn i kjernen med meget høy hastighet om hurtig-stopp av reaktoren er nødvendig.

Reaktorens driftstrykk er 70 bar og dampen som går til turbinen har da tilsvarende metningstemperatur (ca. 280°C). Turbinen drives altså med mettet damp, hvilket gir en relativt lav totalvirkningsgrad for anlegget (33 - 34 %). Ca.2/3 av den varme som genereres i reaktoren føres da bort med turbinkondensatorens kjølevannssystem.

Reaktortanken og visse primærsystem er plasert i en såkalt sikkerhetsbeholder, som kan være en bygningskonstruksjon i stål eller betong. Sikkerhetsbeholderens funksjon er å hindre at aktiviteter skal lekke ut til omgivelsene om brudd på systemer skulle forekomme. Damp som strømmer ut fra et slikt brudd, kondenseres i et vannbasseng som ligger innenfor beholderen.

Anlegget er utrustet med et stort antall hjelpesystem med ulike funksjoner. Her inngår bl.a. kjølesystem for kjøling av kjernen etter stopp, nødkjølesystem, vannrensesystem, avblåsningssystem for å hindre for høye trykk, system for å pumpe inn neutronabsorbator i kjernen som ekstra av-stengningsmulighet, system for behandling av avfall i fast og flytende form og i gassform, system for effektkontroll og kontrollsystemer for overvåking av prosessvariabler.

Trykkvanns-reaktorer

I en trykkvannsreaktor opprettholdes tilstrekkelig høyt trykk i reaktortanken til at nettokoking av kjølevannet ikke forekommer (fig.3.2). Varmtvann fra reaktoren pumpes gjennom dampgeneratorer der damp genereres på sekundærsiden. Dampen føres til turbinen og kondensat fra turbinen føres tilbake til dampgeneratorene. Denne utformning har fordelen at dampen som går til turbinen normalt ikke inneholder aktiviteter, men har ulempen at det kreves store dampgeneratorer.

Kjølevannet i en trykkvannsreaktor inneholder en neutron-absorbator (bor-løsning). Langsiktige endringer i reaktivitet på grunn av utbrenning av uran 235 kompenseres ved å redusere innholdet av bor i kjølevannet. Reaktoreffekten reguleres ved hjelp av absorbatorstaver som kjøres inn og ut

av reaktorkjernen med drivanordninger som er plasert over reaktortanken. Ved hurtigstopp utløses stavene slik at de faller inn i kjernen.

Reaktorens driftstrykk er ca. 160 bar og kjølevannstemperaturen ved utløp fra kjernen er ca 330°C. Damptrykket på dampgeneratorenes sekundærside er ca. 70 bar med tilsvarende metningstemperatur. (Visse anlegg har dampgenerator av gjennomstrømningstype, hvilket gir mulighet for svak overhetning av dampen som går til turbinen). Dampsyklus, virkningsgrad og kjølevannsbehov blir da tilsvarende et anlegg med kokvannsreaktor.

Også her er reaktortank med visse primærsystem plasert i en sikkerhetsbeholder. Beholderen er normalt konstruert for å oppta det trykk som oppstår ved utstrømning av damp og varmt vann etter brudd i et system uten umiddelbar kondensering av dampen.

Et anlegg med trykkvannsreaktor er utstyrt med i hovedsak samme typer av hjelpesystemer som et anlegg med kokvannsreaktor.

3.2 Faktorer for valg av lokalisering

Lokalisering av kjernekraftverk vurderes ut fra en rekke faktorer som må veies mot hverandre. Når det endelige byggested skal velges mellom flere alternativer, bedømmes byggestedene med hensyn til tekniske, økonomiske, samfunnsmessige, sikkerhetsmessige og miljømessige krav. For vurdering av byggestedene må en legge til grunn den ønskede eller forventede maksimale effektinstallasjonen på et spesifikt sted. Det kan her også bli tale om en avpassing mellom et byggesteds spesielle forhold og de krav som økonomi og nettilpassing ellers setter.

3.2.1 Byggested - tekniske krav

En mulig plasering av et kjernekraftverk stiller en rekke tekniske krav til forholdene på stedet. Av disse kan nevnes arealbehov, grunnforhold og kjølevannsforsyning. I tillegg kommer krav vedrørende tilkopling til eksisterende og planlagt kraftledningsnett, ferskvannsforsyning, havnemuligheter, veiforbindelser, etc. (Se fig. 3.3 og 3.4.)

Arealbehov

Arealbehovet avhenger naturligvis av aggregatenes størrelse og antall samt de lokale terrengforholdene. Foruten arealer til selve kraftverksbygningene kreves store områder for byggevirksomheten, lager, diverse hjelpeanlegg og forsyninger.

Nedenfor vises en tabell over arelbehovet for to kjernekraftverk i Sverige. Arealbehovet for midlertidige boliger er ikke inkludert da antallet her kan variere fra sted til sted. I nødvendige arealer for anleggspersonale er inkludert parkeringsplass.

AREALBEHOV FOR ULIKE AKTIVITETER VED OSKARSHAMN KJERNEKRAFTVERK (I + II), RINGHALS KJERNEKRAFTVERK (I + II) (I 1 000 m2)

	O I + II	R I + II
	1 020 MW	1 580 MW
Arealbehov i driftstiden	51	100
" for byggevirksomheten	54	105
" " anleggspersonale	32	155
Totalt arealbehov	137	360

Grunnforhold

Turbin- og reaktorbygningene inneholder tunge enheter som ikke må utsettes for setninger i grunnen. De krever derfor god fundamentering, og med våre grunnforhold er fundamentering på fjell det naturlige. Store områder langs kysten av Norge har i tidligere tider ligget under havets nivå, noe som har medført store leiravsetninger. Slike løsmasser må i stor utstrekning fjernes fra byggestedet. Dette er komplisert og kostbart, og en legger derfor vekt på å finne steder hvor dybden til fast fjell er liten.

Kjølevann/ nivåplasering

Et kjernekraftverk har behov for store mengder kjølevann. Hvis anlegget legges på et nivå stort høyere enn havflaten, pådrar en seg store ekstrakostnader til pumping, da kjølevannet normalt tas fra sjøen. Kraftverket plaseres derfor nær havets nivå. For å unngå store sprengningskostnader bør derfor det opprinnelige terrengnivået ikke overskride 25 m.o.h. For å slippe lange og kostbare kjølevannstunneler, bør kraftverket samtidig plaseres så nær sjøen som mulig.

3.2.2 Kraftoverføring

De store aggregatene en her taler om, stiller store krav til det øvrige kraftforsyningssystemet. For hovednettet i Norge nyttes spenningene 275 kV og 380 kV. Overføringskapasiteten for en 275 kV-linje kan være 400 - 600 MW, mens 800 - 1 000 MW kan overføres på en 380 kV-linje.

For å kunne mestre ulike driftssituasjoner er det dog nødvendig at kraftlinjene har noe ledig kapasitet. For et fullt utbygget kraftverk på ca. 4 000 MW (4 aggregater på ett byggested) vil det normalt være nødvendig med 6 stk. 380 kV-linjer for overføring av kraften. Ved lokalisering av kjernekraftverk er det derfor ønskelig å utnytte eksisterende kraftledningsnett i størst mulig grad, slik at en tilleggsutbygging av nettet kan reduseres til et minimum.

Kraftlinjekostnadene vil utgjøre en vesentlig del av de byggestedsavhengige kostnader. En kan regne byggekostnadene for en 380 kV-linje til ca. 0,4 mill kr/km. I tillegg kommer drift og overføringstap som kapitalisert utgjør 30 - 40 % av dette. Kostnadene for kabeloverføring er 10 - 20 ganger høyere enn for luftlinjer og nyttes derfor mest kun ved kryssing av fjorder og i bymessige strøk. Disse forhold sammen med de betydelige miljømessige påvirkninger som kraftlinjene forårsaker, gjør at det er ønskelig å plassere kraftverket nær sterke knutepunkter i hovednettet, slik at tilkoplingen kan gjøres så kort som mulig.

3.2.3 Personalbehov

I byggetiden — Byggetiden for et aggregat kan bli ca. 5 - 7 år, og antall sysselsatte i byggetiden antas å bli vel 700 personer i den tid aktiviteten på byggeplassen er på sitt høyeste (Jfr. fig.3.5)

Under drift — Antall sysselsatte under kraftverkets drift vil avhenge av antall aggregater. Ett aggregat krever normalt ca. 80 sysselsatte, mens 4 aggregater krever ca. 220.

3.2.4 Resipientbehov

Luft — Under normal drift vil luftresipienten motta små, kontrollerte mengder radioaktivitet. Kraftverkets belastning på luftresipienten vil normalt ikke være en begrensende lokaliseringsfaktor

Kjølevann — Et kjernekraftverk har behov for store mengder kjølevann. Et aggregat på 1 000 MW har behov for en kjølevannsmengde på 40 - 50 m3/s. For et fullt utbygget kjernekraftverk på 4 000 MW vil behovet øke til 160 - 200 m3/s. Ved passering gjennom kondensatoren vil vanntemperaturen normalt stige 8 - 10°C. Det kan også komme på tale med en temperaturstigning på ca. 15° C.

Behovet for kjøling kan tilfredsstilles på ulike måter:

1. Kraftverket lokaliseres nær åpne sjøområder, store elver eller store innsjøer.

   Norge har forholdsvis små vassdrag, samtidig som det bør finnes gode muligheter til å lokalisere et kjernekraftverk ved kysten.

2. Varmen fra kjølevannet avgis direkte til atmosfæren slik at dette kan brukes om igjen, resirkuleres. Dette kan ordnes enten ved kjøletårn som er meget høye (80 - 120 m) eller store kjøledammer (15 - 25 km2). Disse tiltak krever vanligvis store ekstrakostnader og har derfor ikke vært aktuelle så lenge en naturlig resipient er tilgjengelig.

Resipienten må ha kapasitet til å motta og transportere bort varmen i kjølevannet uten fare for resirkulasjon eller varmeakkumulering med derav følgende ugunstige påvirkninger for livet i sjøen. (Se fig.3.6 og 3.7).

Kjølevannsresipienten må også kunne ta imot kontrollerte mengder radioaktive stoffer som slippes ut i kjølevannet. Radioaktiv belastning på omgivelsene på grunn av disse utslipp behandles nærmere i avsnitt 3.4.

3.2.5 Ferskvannsbehov

I byggetiden

I byggetiden vil en ha behov for ca. 300 m3 ferskvann i døgnet. Hvis mulig vil en nytte samme vannkilde som ved den senere drift. Vannforsyningen til byggestedet bør derfor være ferdig før byggearbeidene igangsettes.

Under drift

I pågående lokaliseringsstudier har en valgt som dimensjonerende forutsetning at et aggregat på 1 000 MW forbruker ca. 1 000 m3 ferskvann i døgnet. Dette tilsvarer det midlere vannforbruk for en by på ca. 2 000 innbyggere. Et fullt utbygget kjernekraftverk på ca. 4 000 MW vil ha behov for 4 000 m3 ferskvann pr. døgn.

Vannet brukes til kjøling og spyling av komponenter, spyling av filtre m.m. Til mesteparten av vannet stilles store krav til renhet og lavt mineralinnhold. Det er derfor nødvendig med totalavsalting av denne del av ferskvannet. Dette utføres i selve kraftverket, og en vil fra selve ferskvannskilden kreve vanlig drikkevannskvalitet.

Under drift er en kontinuerlig tilførsel av ferskvann nødvendig. Ved å bygge et større vannreservoar ved kraftverket, sikrer en seg en viss tid mot driftsstopp av verket ved avbrudd i den normale ferskvannstilførsel.

Ved å resirkulere ferskvannet i størst mulig grad kan de antydede vannmengder reduseres til ca. 1/5. Berettigelsen av dette vil også avhenge av hvilke aktivitetsutslipp til resipienten som kommer til å tillates

3.2.6 Transport-og lagerbehov

Personell
Materialer

Byggetiden for et aggregat vil være ca. 5 - 7 år, og antall sysselsatte vil være vel 700 personer i toppbelastningsperioden. I byggetiden vil det foregå transport av jord- og steinmasser, materialer, utrustning og personell. Etter erfaringer fra Sverige kan personbiltrafikken komme opp i ca. 1 000 kjøretøyer pr. døgn. Den nødvendige materialtransport kan kreve ca. 500 lastebiler pr. døgn. Dette krever gode veiforbindelser med høy standard, og kan nødvendiggjøre en forsterkning av eksisterende veier og ombygging av broer. Her i landet vil det trolig være naturlig å la en større del materialtransportene gå sjøveien.

Komponenter

Flere maskin- og elektrotekniske komponenter er meget tunge og store og kan vanskelig transporteres over land. Disse må transporteres med båt til byggeplassen. Havnemuligheter i nærheten av byggeplassen er derfor nødvendig så vel som en god vei fram til byggeplassen. Havnen bør ha en dybde på minst 6 m med en kailengde på ca. 100 m.

Noen av de komponenter som må fraktes fram til byggestedet (til et aggregat på ca. 1 000 MW) er gitt i nedenstående tabell:

	Ca. vekt tonn
Reaktortank (for BWR)	700
Generatorstator	400
Hovedtransformator, 3-fase	450
Brenselselementer i transport-beholder	100

Transport av brensel

Transport av breenselselementer, utbrent brensel og radioaktivt avfall er spesielt for et kjernekraftverk. Nye brenselselementer er ikke radioaktive og kan i driftstiden transporteres med båt eller bil frem til verket uten spesielle foranstaltninger. Utbrent brensel sendes til reprosesseringsanlegg for gjenvinning av spaltbart materiale. Da utbrent brensel er meget radioaktivt, må det transporteres i godt skjermede beholdere, vanligvis av bly. Disse transportene vil også gå over kraftverkets havneanlegg.

3.2.7 Sikkerhet - befolkningstetthet

Det finnes ikke i Norge på nåværende tidspunkt, regler for hvor stor befolkningstettheten kan være rundt et kjernekraftverk.

Amerikanske retningslinjer

Et holdepunkt i bedømmelsen av akseptabel befolkningstetthet rundt et kjernekraftverk har en fra amerikansk praksis (USAEC). På fig.3.8 er vist to kurver for befolkningsmengde-avstand som avspeiler hva som betegnes som et tynt befolket område og et tett befolket område. Den siste har til nå vært sett på som "øvre grense" for tillatt befolkningstetthet. En kurve som viser forventet skjerping av reglene er også vist. For sammenligning er tegnet kurver for befolkningstetthet ved to mulige lokaliseringsalternativ i Oslofjord-området.

Svenske retningslinjer

Ved Ringhals kjernekraftverk i Sverige har en ansett at arealet innenfor 500 m fra kraftverket bør eies og kontrolleres av kraftselskapet. I dette området kan jordbruk tillates. Utenfor dette området, men innenfor en sone på 2 km fra kraftverket, bør befolkningstettheten være lav, spesielt med henblikk på evakueringsmuligheter. Nybygging av permanente bolighus eller industrireising får ikke skje i dette området. Innefor en radius av et par mil fra kraftverket vil oppføring av nye, store boligfelt kreve godkjennelse av sikkerhetsmyndigheter. Hyttebebyggelse og friluftsliv kan tillates helt inntil kraftverkets gjerde.

De svenske retningslinjer er forholdsvis strenge sammenlignet med de som følges i andre land. I f.eks. USA aksepterer en idag byggesteder som har opptil 80 000 personer innenfor en sirkel med 10 km radius og 250 000 personer innenfor en sone på 20 km.

3.2.8 Samfunnsmessige målsettinger

Disponering av arealer for kjernekraftverk må avveies mot andre anvendelser som samfunnet har bruk for. Tilgjengelig planmateriale for den fremtidige arealdisponering vil danne grunnlag for denne avveining. Ved lokaliseringsarbeider tar en i størst mulig grad hensyn til de planer som finnes.

En har hittil ikke i større omfang vurdert slike faktorer som arbeidsmarked og distriktpolitiske målsettinger. I den videre behandling kan imidlertid disse faktorene av de politiske myndigheter bli tillagt lokaliseringsstyrende betydning.

3.3 Påvirkning på samfunn og miljø

Kraftverket kan innebære forskjellige typer påvirkning både i nærområdet rundt kraftverket og på større avstand. Påvirkningen kan oppfattes som negativ i form av forstyrrelser på og endringer i det bestående miljø. Men kraftverket kan også innebære en positiv påvirkning målt etter menneskers nytte- og verdibegrep. Da disse nytte- og verdibegrepene ikke er klart definert, er det en meget vanskelig oppgave å bedømme den samlede påvirkning fra et kjernekraftverk. Her skal bare omtales en del viktige momenter.

3.3.1 Arealbehov og landskapspåvirkning

Et kjernekraftverk og tilhørende kraftlinjer legger beslag på store markområder. Trass i lange, tildels ubebodde kystområder i Norge, er konkurransen om arealanvendelsen påtagelig. Kjernekraftverk blir derfor viktige lokaliseringsobjekter i en landsplan vedrørende fremtidig elforsyning, industri- og boligutbygging.

Kjernekraftverk er volummessig små anlegg sett i relasjon til den mengde elektrisk kraft de produserer. Virkningen av den konsentrerte elktrisitetsproduksjon blir mer fremtredende når en kommer til de kraftlinjer som skal føre kraften fra stasjonen. Ledningsnettets plassering og fremføring må derfor vies stor oppmerksomhet og må sees i sammenheng med selve kraftverkets lokaliserings-problematikk.

Visuell påvirkning

Et kjernekraftverk er et sammensatt anlegg hvor hvert aggregat er inneholdt i et sammenbygget kompleks av store bygningskropper. Det samlede bygningsvolum pr. aggregat utgjør 500 - 600 000 m3, og høyden av de høyeste bygninger er ca. 60 m. Det er klart at et slikt anlegg kan virke dominerende i et åpent landskap. I Norge er oftest landskapsformene slik at det bare vil være de øverste delene av bygningene, og eventuelt skorsteinen, som kan ses på lengre avstand. Det er også gode muligheter for, ved egnede fasadekledninger, å få verket til å gli inn i lanskapsbildet.

Ved plasseringen av kraftverket kan det være en fordel å trekke et stykke inn fra kystlinjen, slik at det ikke beslaglegger strandsonen og blir altfor dominerende fra sjøen.

Kraftlinjene i forbindelse med kjernekraftverket kan legge beslag på store arealer og kan bety en større påvirkning på landskapet totalt sett enn selve kraftstasjonen.

Havneanlegget vil bli utstyrt med kai, en kran og muligens lagerhus.

På kartskissen (fig.3.9) er det vist hvordan en kan tenke seg et kjernekraftverk med 4 aggregater (2 er vist stiplet) plasert ved Vardeåsen i Rygge. Skissen viser også hvordan omlegging av riksvei 119 samt havneanlegg, kjølevannstunneler etc. er tenkt utført.

3.3.2 Sysselsetting - påvirkning på service og næringsliv

I byggetiden

Antall sysselsatte i byggetiden antas å bli 700 personer i en toppbelastningsperiode. (Se fig.3.5). Skal flere aggregater bygges ut fortløpende, vil den totale byggetid forlenges, og antall sysselsatte kan bli vesentlig større. En tidsforskyvning på minst 3 år vil imidlertid ikke øke anleggsstyrken utover det som trengs for et aggregat.

Med hensyn til virkningen på arbeidsmarkedet kan de sysselsatte inndeles i følgende kategorier :

1. Personell som midlertidig bor på arbeidsplassen i brakker, på hybel e.l.
2. Personell som rekrutteres fra distriktet eller som pendler til nærliggende tettsteder.
3. Personell som rekrutteres fra andre regioner og som krever familiebolig.

Under kategori 1 kommer personer som er ansatt i kraftselskapet eller entreprenørfirma, og som deltar i bygging av kraftverk rundt i landet. Dessuten inngår monteringspersonell fra norske og utenlandske leverandører. I deler av byggetiden vil en ha opptil 200 - 300 montører pr. aggregat.

Totalt antall personer under kategori 2 og 3 er avhengig av de lokale forhold rundt byggestedet og arbeidskraftsituasjonen i regionen.

Et kjernekraftverk er et komplisert anlegg, som i stor grad krever spesialutdannet personale. Driftspersonalet vil derfor rekrutteres fra hele landet.

En regner med et personale på ca. 80 personer for drift av en kraftverksenhet ca. 220 for et fullt utbygd kraftverk med 4 enheter.

Boliger, tjenester

Boliger for personell av kategori 3 og for driftspersonale bør kunne skaffes innen en avstand av 20 km.

Et regionalt sykehus, høyere skole, forretninger osv. bør finnes innen en avstand av ca. 50 km.

Krav på kommunen

I forbindelse med boligbehovet og krav på kommunale tjenester som følger av kraftverket, vil kommunen trolig bli stilt overfor utbyggingsoppgaver. I første rekke vil dette gjelde medvirkning i planlegging av boligarealer og teknisk forsyning. Videre kan det bli tale om utbygging av skoler, helsevesen og andre kommunale tjenester.

3.3.3 Utslipp - termisk påvirkning på kjølevannsresipient

Når kjølevannet forlater kraftverket, er det til nå forutsatt en temperaturøkning på ca. 8 - 10 °C. (Det er også mulig med temperaturøkning opptil 15 °C. Resipienten må derfor ha kapasitet til å motta og transportere bort varmen i kjølevannet.

Minst virkning på resipienten vil en generelt vente i åpne kystområder og i andre områder med gode transport- og fortynningsmuligheter. Lukkede og grunne fjordområder bør nyttes som kjølevannsresipient først etter nøyere undersøkelser. Det samme gjelder steder hvorfra strømmen kan føre kjølevannet til slike områder.

Det som her er sagt om kjølevann og resipientpåvirkning gjelder prinsipielt for alle typer varmekraftverk, men den avgitte varmemengde er større (ca. 50 %) for kjernekraftverk enn for tilsvarende olje- eller gassfyrte verk.

Kjølevanns-inntak og utslipp

Et kjølevannsinntak og -utslipp kan prinsipielt anordnes på to forskjellige måter ved å plaseres i henholdsvis overflaten eller på et visst dyp. (Se fig. 3.6 og 3.7).

Ved inntak og utslipp i overflaten vil det oppvarmede vannet som slippes ut være lettere enn resipientvannet og derfor legge seg som et teppe oppå dette. Det medfører en relativt høy temperatur i overflaten utenfor utslippsstedet og dermed en hurtig varmeavgivelse til atmosfæren. Relativt små vannmengder vil bli pårvirket.

Ved inntak på 20 - 40 m dyp vil det oppvarmede vannet normalt være tyngre enn overflatevannet i resipienten ettersom saltholdigheten øker med dybden. Forskjellen i saltholdigheten har nemlig større innvirkning på egenvekten enn temperaturøkningen har i dette tilfellet. Under disse forhold vil kjølevannet innlagres i et visst nivå under overflaten. Varmeangivelsen til atmosfæren vil da skje langsommere gjennom det ovenfor og omkringliggende vannet, noe som medfører at større vannmasser får en relativt lav overtemperatur.

Varme fra kjølevannet vil før eller senere avgis til atmosfæren. Jo større temperaturen i overflaten er, jo hurtigere skjer varmeavgivelsen til atmosfæren, og mengden temperaturpåvirket vann vil bli minst mulig.

Frostrøyk

Hvis forskjellen mellom luften og vannets temperatur er større enn ca 10 °C, kan det dannes frostrøyk (alvedans) eller frosttåke. Dette inntreffer i første rekke når lufttemperaturen er under 0 °C, altså om vinteren. Som regel vil denne frostrøyk eller frosttåke være begrenset til kjølevannets utbredelse, og være tettest nær utslippet og kontinuerlig avtagende derifra. Utbredelsen i høyden vil som regel være svært begrenset. Beregninger på grunnlag av meteorologiske data for Oslofjord-området tyder på at frostrøyk ikke kan anses å medføre noe stort problem. Ved dypvannsinntak av kjølevann vil en trolig helt kunne unngå frostrøyk.

Biologisk påvirkning

Temperaturen innvirker på de kjemiske og fysiologiske forhold og derved på alt som lever i vannet. En økning av temperaturen fører i sin alminnelighet, innenfor visse grenser, til en økning av den biologiske omsetningshastigheten. Dette kan i sin tur føre til forskyvninger i organismesamfunnenes sammensetning og bestanden av de forskjellige arter. Temperaturen kar en avgjørende innflytelse på artenes utbredelse og vil påvirke alle stadier av en arts livssyklus, f.eks. en fisks vandring, tid og sted for gyting, veksthastighet og dødelighet. En temperaturøkning i resipienten kan ha både positive og negative virkninger sett ut fra praktiske brukerinteresser i de kystområder som berøres. Å forutsi detaljert de biologiske virkninger i en resipient på kortere og lengere sikt er vanskelig. Undersøkelser er nødvendig for å følge den utvikling som finner sted.

Ved vurdering av resipienten i forbindelse med betydelige utslipp av oppvarmet vann, er det en rekke forhold det må tas hensyn til. Særlig viktig er:

Utslippene må ikke skade verdifulle, biologiske ressurser eller ha uheldig innvirkning på bruken av slike ressurser i området. I dag er de betydeligste biologiske ressurser knyttet til fiskeriene, men en må også regne med å beskytte ressurser som kan tenkes utnyttet i fremtiden.

Gruntvannsområdene er av stor betydning for de biologiske forhold i havet. Det bør unngås å påvirke kystavsnitt med store gruntvannsområder.

Utslippene fra kjernekraftverk vil kunne forsterke en eksisterende forurensningspåvirkning av fjordområder. Av den grunn bør utslipp fra kjernekraftverk komme på avstand fra de sterkest belastede resipienter, eller en kan overveie å bygge renseanlegg for å redusere forurensningen i fjorden. I fjorder med oksygenunderskudd kan andre foranstaltninger komme på tale

Munningsområdene til de store vassdragene står i en spesiell stilling både når det gjelder organismesamfunnenes sammensetning og som forbindelsesledd mellom sjøen og vassdragene. Blant annet faren for å påvirke vandringsfisken gjør også at en ytterligere bør unngå å belaste munningsområdene.

Områder som er spesielt verneverdige ut fra naturvitenskapelige forhold, bør påvirkes minst mulig.

De biologiske ressurser i sjøområder som i dag er gjenstand for utnyttelse, begrenser seg til et fåtall fiskeslag, krabbe, hummer, reker og blåskjell. I forhold til de produksjonsmuligheter som finnes i mange områder, er den aktuelle utnyttelse liten, og man må regne med at det i fremtiden kan bli aktuelt å utnytte ressursene ytterligere ved å ta i bruk nye arter og satse på dyrking av egnede arter (aquakultur). Det foreligger muligheter for en positiv utnyttelse av oppvarmet vann fra kjernekraftverk i sammenheng med aquakultur. Dette bør vises særlig oppmerksomhet.

I en totalvurdering bør en ta hensyn til ekstra kostnader av å måtte flytte et kjernekraftverk bort fra forbruksområdet, mot de kostnader som ekstra tiltak for å minske påvirkningen på en resipient kan medføre. Det vil være naturlig å se virkningen av et par aggregater i drift en tid, før en bestemmer seg for å gå videre med utbyggingen på et byggested.

3.3.4 Transporter

Trafikken av spesialtransporter, lastebiler og personbiler, i byggetiden kan være til ulempe for befolkningen nær adkomstveiene. Dette må tas hensyn til ved valg av trasé for veiforbindelsene.

Under drift av kraftverkene blir transportmengdene små.

3.3.5 Ferskvannsbehov

I byggetiden antas at det vil være behov for ca. 300 m^3 ferskvann pr. døgn.

Under drift kan vannbehovet anslås til ca. 1 000 m^3 pr. døgn for et aggregat på ca. 1 000 MW. Dette tilsvarer forbruket i en by på 2 000 innbyggere. De færreste steder vil en kunne ta ut slike vannmengder direkte av det offentlige vannforsyningsnett, men ved et samarbeid med aktuelle vannverk vil en kunne tilgodese både kraftverket og samfunnets økte behov i framtiden.

Forøvrig vil det være mulig, ved en større grad av gjenvinning, å redusere vannforbruket i kraftverket noe, men dette vil være et økonomisk spørsmål.

3.3.6 Støy

I byggetiden vil kraftverket være en stor støykilde. Spesielt kan fjellsprengning og massetransport forårsake støy.

Under drift vil imidlertid et kjernekraftverk være en meget rolig bedrift som ikke påfører omgivelsene støyplager.

3.3.7 Endelig avstengning av verket

- Endelig avstengning av kjernekraftverk krever spesielle skjermingstiltak mot stråling under demonteringsarbeidet fordi visse komponenter (reaktortank, interne deler m.m.) og betongkonstruksjoner (biologisk strålingsskjerm) blir betydelig radioaktive etter noen års drift. Etter ca. 30 års stillstand avklinger denne induserte aktivitet til ca. 1,5 % av begynnelsesverdien (Halveringstid for den mest kritiske nuklid, kobolt 60: 5,3 år).

- Ingen store kommersielle kjernekraftverk er naturlig nok nedlagt ennå, men erfaring for flere fremgangsmåter foreligger fra nedlegging av en lang rekke forsøksreaktorer, prototyper og demonstrasjonsanlegg. I Norge er forsøksreaktoren Jeep I nedlagt i 1966.
  I fremtiden vil nedlegging (endelig avstengning) av kjernekraftverk bli en vanlig foreteelse, og om ca. 40 år kan vi regne med at minst 20-30 verk vil bli nedlagt pr. år.
  Studier foregår p.t. i bl.a. USA, Tyskland og England for å kartlegge i detalj de aktuelle fremgangsmåter m.h.t. kostnader, teknikk og evt. miljøpåvirkning.
  Resultatene ventes i 1974-75.

- Det er en rekke alternative muligheter for nedlegging, alt fra en "forsegling" av anlegget med fortsatt overvåking, og til fullstendig demontering.
  Den løsning man velger vil avhenge av bl.a. kostnader, evt. alternativ utnyttelse av bygninger og stasjonsområde, miljø- og sikkerhetsmessige vurderinger, m.m.

- Fire metoder er grovt kostnadsberegnet (1973-priser) for en 1100 MWe reaktor.

	Metode	Beskrivelse	Kostnader	Årlige driftsomk. x)
1	FORSEGLING	Anlegget fortsatt intakt, men brensel og radioaktivt avfall fjernes. Anlegget må være under fortsatt overvåking/kontroll	ca. 9 M.kr.	ca. 0,1-0,7 M.kr.
2	INNBUNKRING	Alle radioaktive og kontaminerte produkt samles innenfor reaktortankens biologiske strålingsskjerm. Denne gjenstøpes.	25-29 M.kr.	ca. 0,1-0,5 M.kr.
3	UMIDDELBAR DEMONTERING	Fullstendig fjerning av anlegget fra området.	67-100 M.kr. (PWR) (BWR)	0
4	FORSEGLING OG SENERE DEMONTERING	Anlegget forsegles i noen år, (trolig ca. 30 år), -og fjernes deretter fullstendig	20-30 M.kr. (antatt)	0,1-0,7 M.kr i noen år. Deretter 0.

x) Årlige driftsomkostninger (overvåking) vil kunne variere sterkt avhengig av om det finnes idriftværende aggregater på samme byggested eller ei.

Den mest aktuelle løsning vil trolig være nr. 4, - forsegling og senere demontering, idet som nevnt aktiviteten avklinger betydelig i løpet av relativt få år, og omkostningene ved skjermingstiltak under saneringen reduseres sterkt.

De angitte løsninger og kostnader er også vurdert av den amerikanske atomenergikommisjon, USAEC. Den konkluderer med at kostnadene er tilstrekkelig nøyaktig klarlagt, da de i verste fall bare utgjør mindre enn 1% av anleggs- og drifts-kostnadene beregnet over hele levetiden.

Kostnadene, uansett metode og usikkerhet i kostnadsberegningene, er imidlertid såvidt store at de trolig bør tas med i kostnads-kalkylene på planleggingsstadiet.

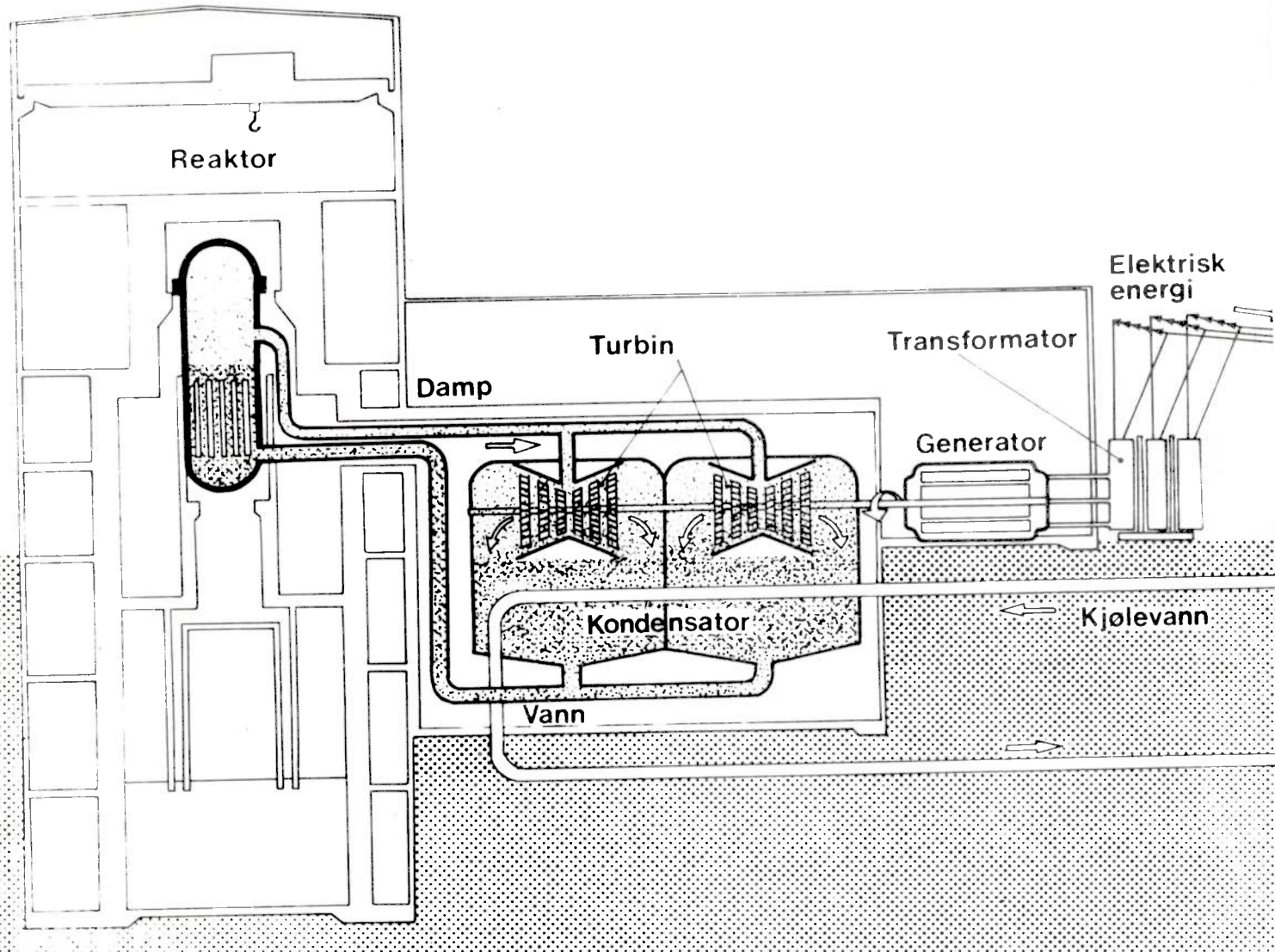


Fig. 3.1

Kokvannsreaktoren (BWR)

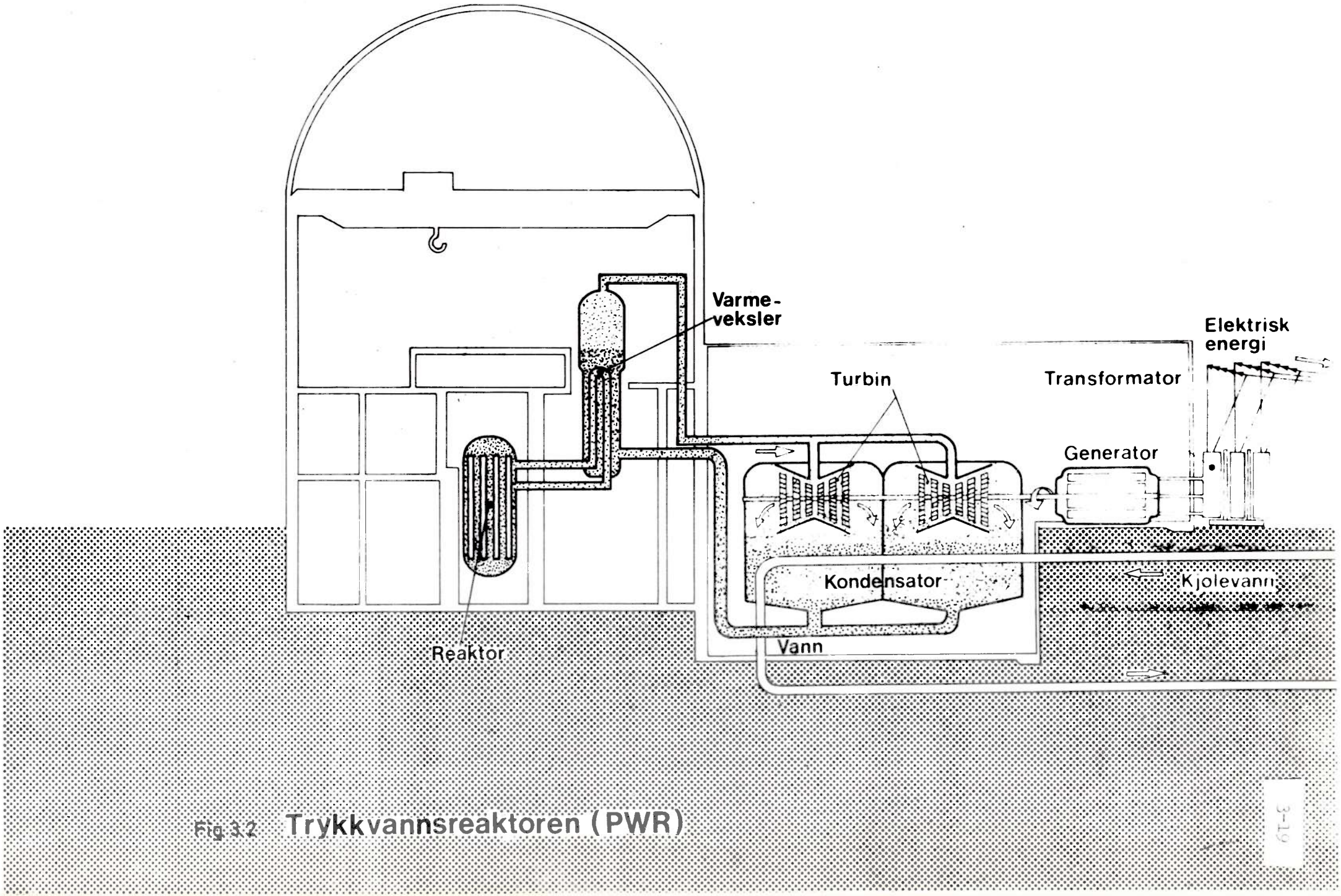


Fig 3.2 **Trykkvannsreaktoren (PWR)**

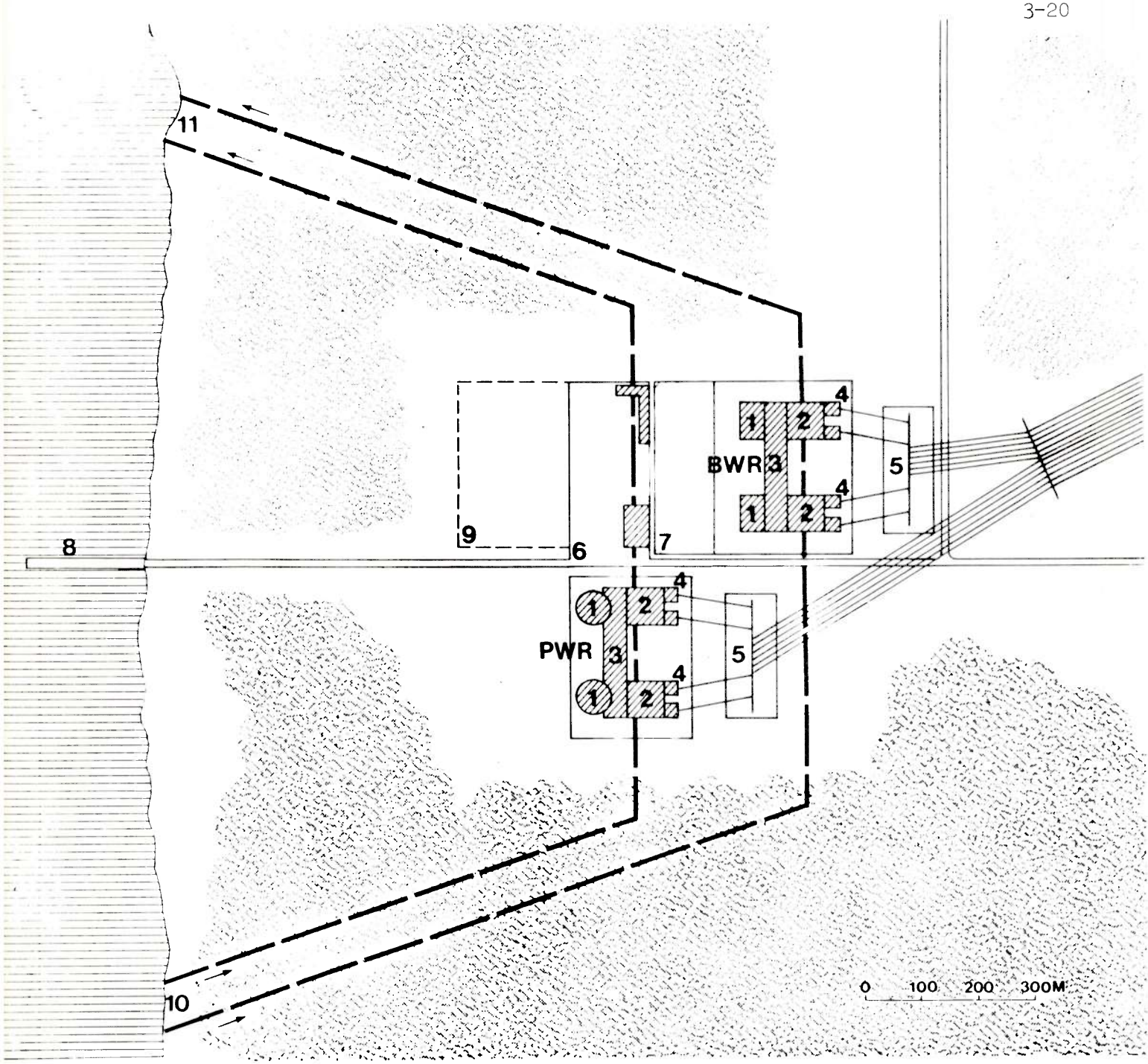


Fig. 3.3 SKJEMATISK PLAN FOR KJERNEKRAFTVERK MED 4 AGGREGATER

1. reaktorbygning
2. turbinbygning
3. elektrobygning, hjelpesystemer, kontrollrom m m
4. transformator
5. koplingsanlegg
6. anlegg for behandling av radioaktivt avfall, mekanisk verksted, kontor m m
7. parkering
8. havn
9. areal for anleggsaktiviteter
10. inntak for kjølevann
11. utslip for kjølevann

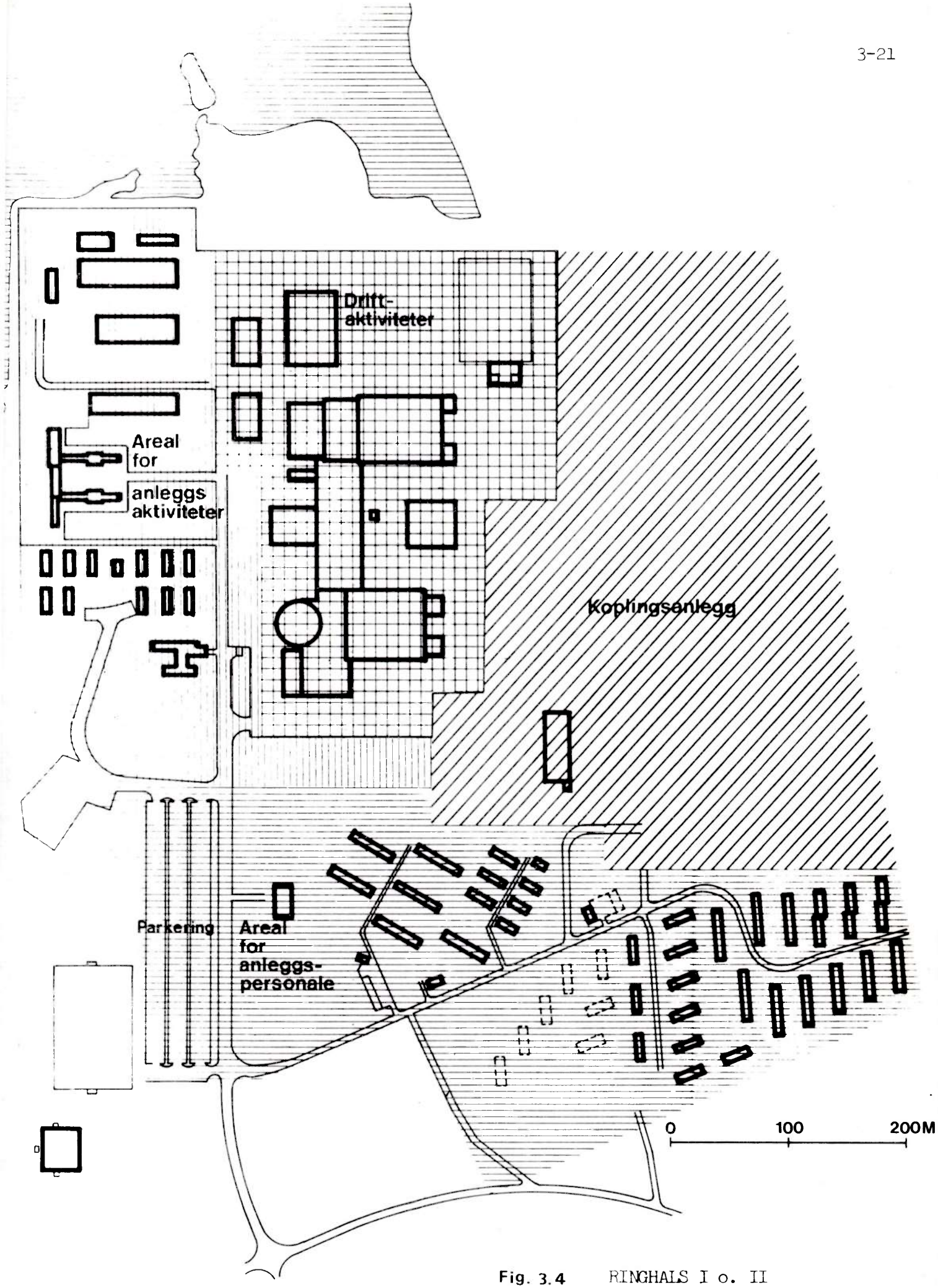


Fig. 3.4 RINGHALS I o. II
AREALBEHOV UNDER BYGGETID
SKALA 1:4000

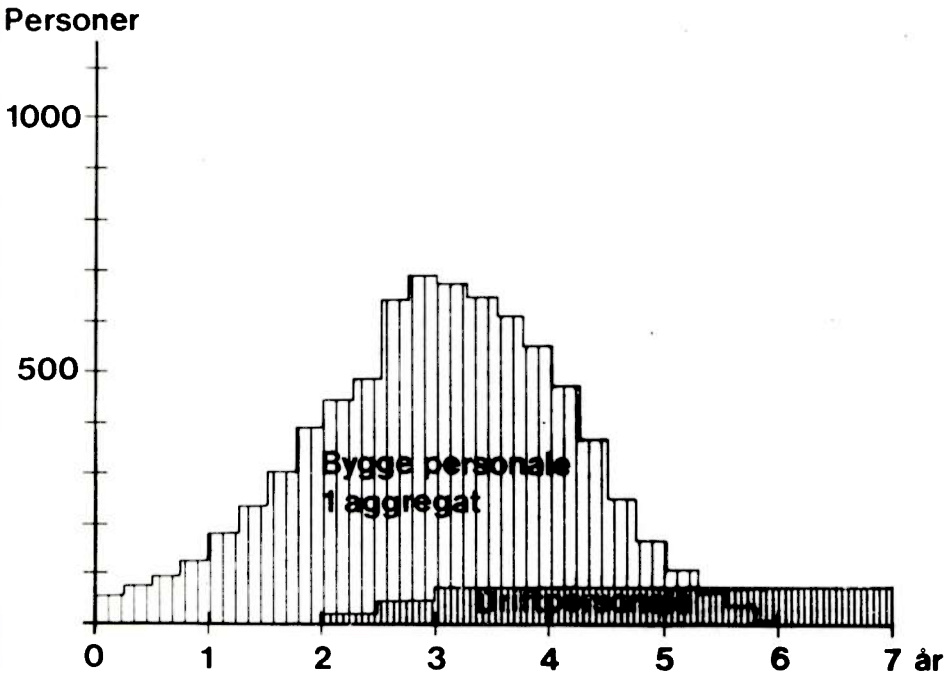


Fig. 3.5
BEHOV FOR PERSONALE UNDER BYGGING OG DRIFT AV KJERNEKRAFTVERK

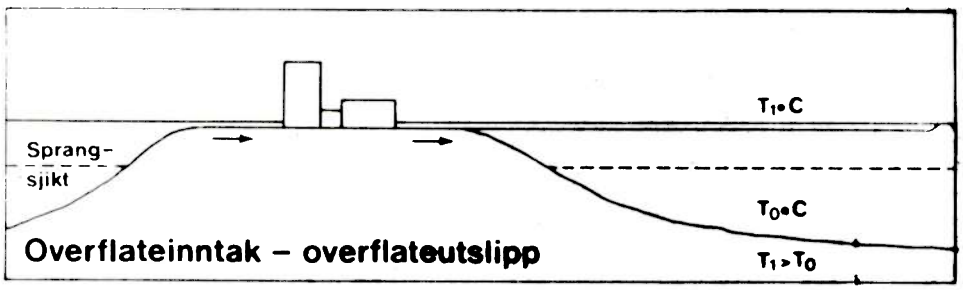


Fig. 3. 6

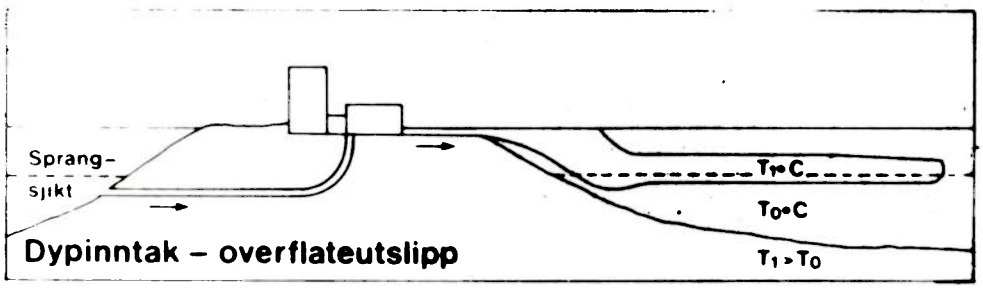


Fig. 3.7

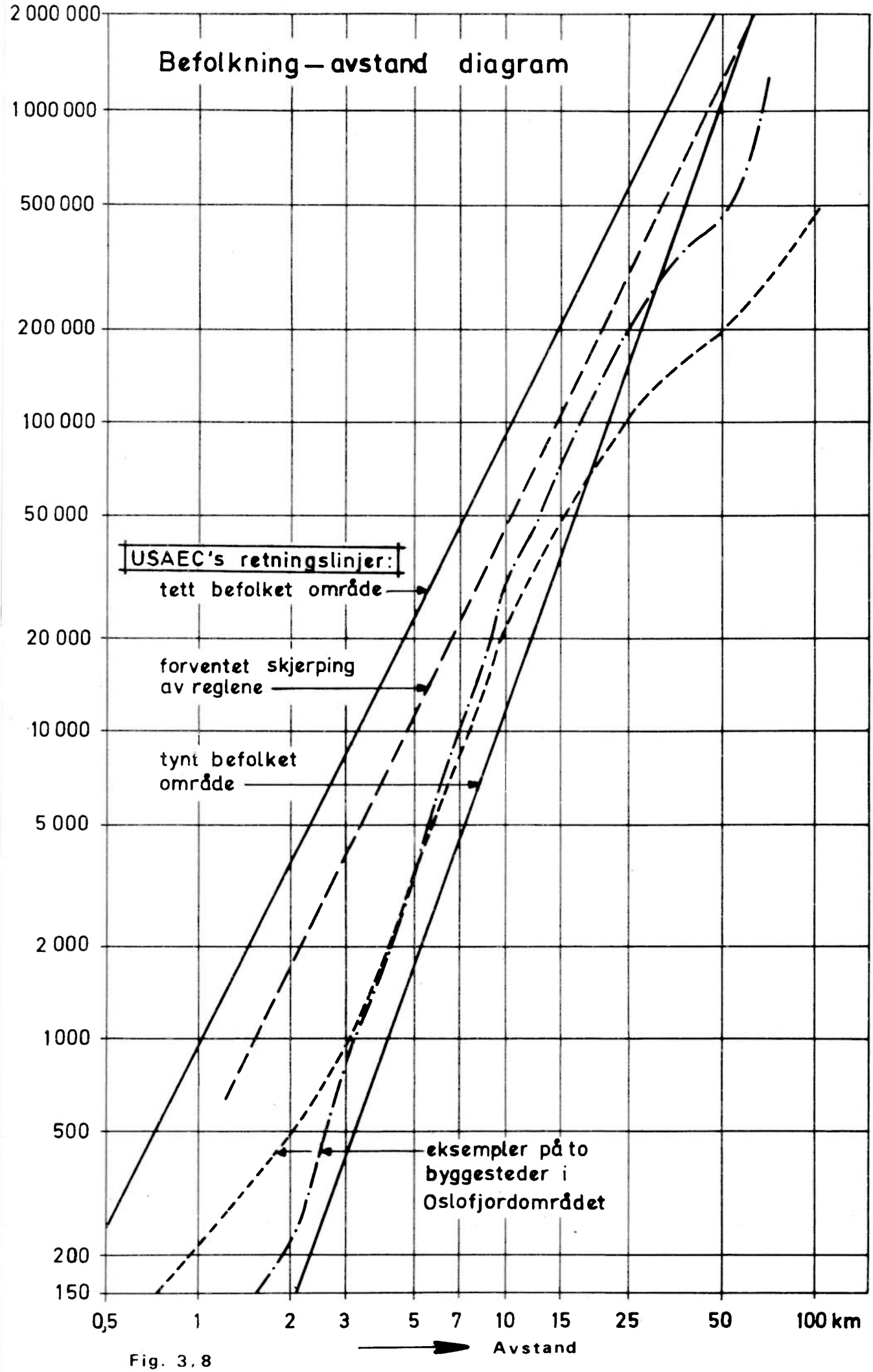

Befolkning – avstand diagram
2 000 000
1 000 000
500 000
200 000
100 000
50 000
20 000
10 000
5 000
2 000
1000
500
200
150
USAEC's retningslinjer:
tett befolket område
forventet skjerping av reglene
tynt befolket område
eksempler på to byggesteder i Oslofjordområdet
0,5
1
2
3
5
7
10
15
25
50
100 km
Avstand

Fig. 3.8

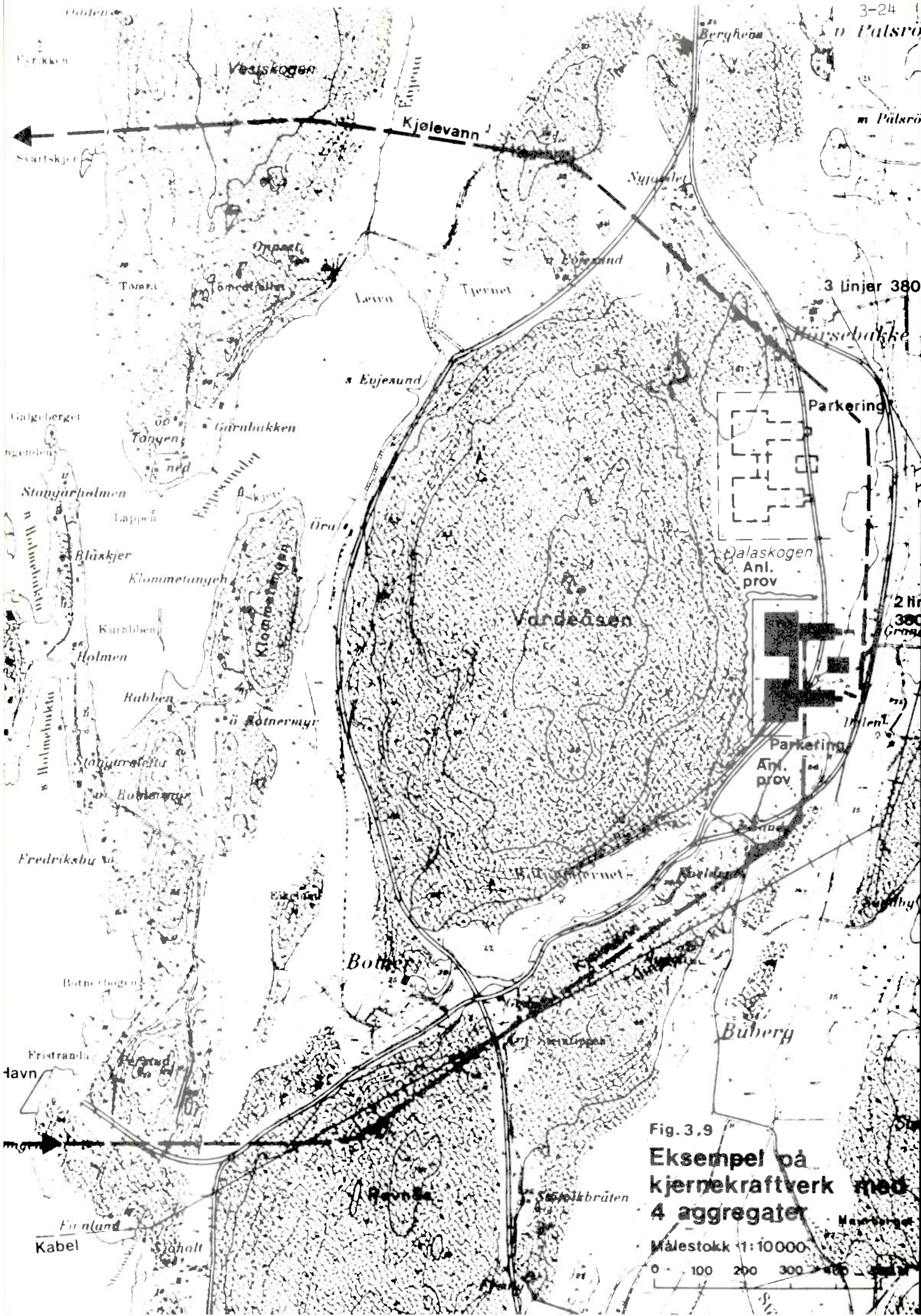


Fig. 3.9
Eksempel på kjernekraftverk med 4 aggregater

3.4 Aktivitetsutslipp til luft og vann under normal drift.

3.4.1 Utslippstyper

Dannelse av radioaktive stoffer

Under drift av kjernekraftverk dannes det radioaktive stoffer. Den alt overveiende delen utgjøres av biproduktene av fisjonsprosessen - de såkalte fisjonsproduktene (som foruten de primære spaltningsprodukter også omfatter deres eventuelle datterprodukter). Disse produktene dannes og akkumuleres i brenslet.

Den øvrige delen dannes ved aktivering av forskjellige stoffer i reaktoren og i reaktortankens umiddelbare nærhet.

Disse radioaktive stoffene er meget uensartet. De vil således tildels ha svært forskjellige kjemiske, fysiske og nukleære egenskaper, og de vil foreligge dels i fast-, flytende og gassform.

Prinsipielle behandlingsmåter

De radioaktive stoffene blir behandlet på to prinsipielt forskjellige måter :

- Konsentrering, hvis påkrevet, og forpakking for skiping, og
- fortynning og spredning i omgivelsene.

De stoffer som blir behandlet på førstnevnte måte er i første rekke de utbrente brenselselementene. Disse inneholder den alt overveiende delen av de radioaktive stoffene som dannes på et kjernekraftverk. Diverse deler og komponenter som blir skiftet ut og det faste og tildels slamaktige avfallet fra avfallsbehandlingsanlegget på verket behandles også på denne måten. Se forøvrig pkt.3.5.5.

De stoffer som blir behandlet på sistnevnte måte, er de væsker og gasser som inneholde spor av radioaktive stoffer. Utslipp av disse stoffer foregår under nøye kontrollerte betingelser og i samsvar med de regler som myndighetene har fastsatt.

Primærkilder for utslippene

De radioaktive stoffene som blir sluppet ut i atmosfæren og hydrosfæren er dels fisjons- og dels aktiveringsprodukter.

Ideelt skulle alle fisjonsproduktene forbli i de hermetisk lukkede brenselsstavene inntil disse blir opparbeidet. En del av de lett-flyktige fisjonsproduktene vil imidlertid diffundere gjennom den metalliske brenselskapslingen, og små mekaniske feil på en mindre andel av brenselsstavene kan ventes. En mindre del av fisjonsproduktene som dannes i brenselsstavene vil således lekke ut i den primære kjølekretsen.

I det primære kjølemiddel vil det dannes radioaktive stoffer ved aktivering av selve kjølemiddelet, av forurensninger og av tilsatsstoffer i dette.

I den umiddelbare nærheten av selve reaktortanken vil visse bestanddeler av luften aktiveres.

Dette kjølemiddelet og denne luften er primærkilder til radioaktiv forurensning av andre flytende og gassformige stoffer på anlegget.

Behandlingsmetoder, flytende avfall

For å forhindre at det under driften akkumuleres radioaktive og andre forurensninger i det primære kjølevannet, vil dette renses kontinuerlig eller med visse mellomrom.

Drenasje- og lekkasjevann som inneholder radioaktive stoffer over en viss konsentrasjon vil, etter behandling, bli tilbakeført til systemet eller sluppet ut til hydrosfæren.

De metoder som benyttes for rensning av radioaktivt forurensede væsker er :

- avgassing, dvs. fraskillelse av oppløste gasser
- ionebytting for fraskillelse av andre oppløste stoffer

- inndampning for fraskillelse av oppløste og faste stoffer,
- mekanisk filtring og
- sentrifugering for fraskillelse av faste stoffer, og
- forsinkelse, aktiviteten vil avta med tiden pga. radioaktiv nedbrytning.

Ved hjelp av disse behandlingsmetoder kan man i høy grad redusere innholdet av radioaktive stoffer i væsker, med unntak av en isotop, tritium. Tritium er en hydrogenisotop og forekommer normalt i vannmolekyl. Tritium lar seg derfor ikke skille fra vanlig vann ved kjemiske prosesser. Tritiumholdig vann blir i stor utstrekning renset for alle andre forurensninger og tilbakeført til systemene. En del slikt vann blir dog sluppet ut i hydrosfæren. (På grunn av at tritium ikke anrikes i hverken flora eller fauna, vil utslipp selv av tildels store mengder av denne isotopen lede til kun en meget beskjeden radiologisk belastning på omgivelsene.)

Behandlingsmetoder, gasser

Ventilasjonsluften fra de bygninger som inneholder radioaktive systemer og gassene fra avgassingssystemet blir behandlet på en eller flere av de følgende måter :

- mekaniske filtre for fraskillelse av faste og aerosolformige partikler,
- kullfiltre for absorpsjon av jod,
- forsinkelse.

Ved hjelp av disse behandlingsmetoder kan man i høy grad redusere aktivitetene til de aller fleste gassformige isotoper. Det eneste unntak er den langlivede edelgassisotopen, krypton-85, som har en fysisk halveringstid på 10,8 år. Edelgasser inngår ikke i kjemiske reaksjoner og anrikes således ikke i naturen.

Behandlingssystemer

Avfallsbehandlingssystemene avspeiler de grenser som myndighetene har satt for de tillatte utslipp til atmosfæren og hydrosfæren.

De behandlingssystemer for radioaktivt forurensede væsker og gasser man har på de reaktoranlegg som allerede er i drift, er tildels ganske forskjellige. Forskjellen ligger dels i de komponenter man anvendes og dels i oppbygningrn av systemene.

På de kjernekraftverk som er under bygging vil, generelt sett, avfallsbehandlingssystemene være mer omfattende enn på de tidligere anlegg.

Videre vil man på de nye verk benytte videreutviklede og forbedrede komponenter som har en høyere effektivitet enn de tidligere utgaver.

Komponenter som utnytter nye prosesser er også under utvikling. De mest aktuelle nye prosesser er (a) lavtemperaturdestillasjon som utnytter forskjellen i fordampningstemperatur til ulike gasser og (b) selektive absorpsjonsprosesser som utnytter forskjellen i oppløselighet av ulike gasser i kjemiske løsninger.

3.4.2 Radiologisk belastning som følge av aktivitetsutslipp

Etter at de radioaktive stoffene er sluppet ut til atmosfæren og hydrosfæren, vil de inngå i en rekke fysiske, kjemiske og biologiske prosesser som foregår i naturen.

Disse prosessene vil transportere, fortynne, konsentrere og avlagre de radioaktive stoffene i miljøet.

I betraktning av den kompliserte strukturen til og funksjonsmessige sammenhengen i naturen vil det være en uoverkommelig oppgave å kartlegge i detalj skjebnen til alle radioisotopene.

Dette er ikke ansett å være nødvendig av følgende to grunner :

(a) Det er i første rekke menneskets helse man vil beskytte. Når denne er tilbørlig ivaretatt, på kort og lang sikt, vil høyst sannsynlig automatisk også de andre organismer være tilbørlig beskyttet (1). Disse organismer er generelt sett mindre følsomme overfor ioniserende stråling enn mennesker.

(b) Undersøkelser av spredning og avlagring av radioaktive stoffer fra kjernevåpenprøver, reprosesseringsanlegg og kjernekraftverk har vist at et fåtall av isotoper og transportveier vil dominere over de øvrige (2).

Fig.3.10 og 3.11 viser, noe forenklet, de prinsipielle måter hvorpå mennesker kan bli utsatt for ioniserende stråling som følge av utslipp av radioaktive stoffer til henholdsvis atmosfæren og hydrosfæren (2).

For kjernekraftverk forlagt ved havet vil generelt sett utslipp av radioaktive stoffer til hydrosfæren lede til mindre radiologisk belastning for enkeltindivider enn utslipp til atmosfæren.

Med mulig unntak av en liten gruppe av personer, vil stråledosen til enkeltindivider som følge av utslipp til hydrosfæren være meget liten.

For utslipp til atmosfæren vil vanligvis følgende to bestrålingsmåter dominere over de øvrige:

- direkte stråling fra gassutslipp
- inntak av melk (jod avsatt på gress → ku → barn.)

Disse vil lede til henholdsvis helkropps- og skjoldbruskkjertelbestråling.

Hvilke av disse to som vil være grensesettende, vil avhenge av blant annet beboelsesmønsteret i og bruken av de nære omgivelsene til kjernekraftverket.

3.4.3 Normer og regler for tillatte utslipp

Grenser for de mengder og konsentrasjoner av radioaktive stoffer som kan slippes ut i omgivelsene fra kjernekraftverk fastsettes av myndighetene.

Mengden av et radioaktivt stoff angis oftest i enheten curie (Ci). En curie er definert som $3{,}7 \times 10^{10}$ desintegrasjoner pr. sekund og er således et mål for aktivitet.

Den spesifikke aktiviteten til en isotop - curie pr. vektenhet - er en isotop egenskap, og den vil variere fra isotop til isotop. Den spesifikke aktiviteten er således ikke et mål for stråledose.

Stråledosen angis i enheten rad eller rem. Rad er et mål for den absorberte energimengde pr. vektenhet. 1 rad = 1 000 millirad (mrad) = 100 erg/gram. Den biologiske virkningen av ioniserende stråling avhenger foruten av den absorberte energimengde pr. vektenhet også blant annet av typen av stråling, dvs. hvorvidt det er alfa-, beta-, gamma-, røntgen-, eller nøytronstråling. For å kunne jevnføre den biologiske virkningen av forskjellige typer stråling, har man innført enheten rem, som er en forkortelse for røntgen ekvivalent mann.

Forholdet mellom dosen gitt i enheten rad og rem er gitt ved uttrykket:

Dose (rem) = Dose (rad) x Q,

hvor Q er en kvalitetsfaktor. For beta-, gamma- og røntgenstråling er Q = 1.

Den totale radiologiske belastningen på en befolkningsgruppe angis i enheten mann-rad eller mann-rem, dvs. summen av produktet av antallet personer og deres respektive dose. Eksempelvis vil den totale radiologiske belastningen på en befolkningsgruppe på 100 mennesker, hvorav 90 har fått en dose på o,ool rad hver og de resterende 10 en dose på o,ol rad hver, beløpe seg til:

(90 x 0,001 + 10 x 0,01) mann-rad = 0,19 mann-rad.

For nærværende sammenheng er forskjellen mellom rad og rem ikke av avgjørende betydning, uten større feil kan man således anta at de er ekvivalente. I det følgende vil for enkelhets skyld doser bli gitt i enheten rem, selvom de i originallitteraturen er gitt i rad.

I de fleste tilfeller er grensen for disse praktisk målbare størrelser, dvs. mengde og konsentrasjon av radioaktive stoffer, avledede eller sekundære standarder. Det vil si, de er fastsatt på grunnlag av (a) en vurdering av de lokale forhold og (b) de offisielle strålevernnormer. De sistnevnte utgjør de primære standarder.

Strålevernmyndighetene i de fleste land har adoptert anbefalingene til den internasjonale strålevernkommisjonen, International Commission on Radiological Protection (ICRP), som grunnleggende normer (3).

ICRP's anbefalinger

Hovedpunktene i ICRP's anbefalinger er :

- Alle stråledoser bør begrenses i den grad det er praktisk mulig, tatt i betraktning økonomiske og sosiale faktorer.

- Dosegrensene for enkeltpersoner blant den almene befolkningen:

  - helkroppsdose 500 mrem/år
  - skjoldbruskkjerteldose 3 000 " " (voksen)
    1 500 " " (barn)

- Grensen for den gjennomsnittlige genetiske dosen til befolkningen 5 rem/30år, dvs. ca. 170 mrem/år.

- De ovenfornevnte dosegrenser innbefatter ikke medisinsk (diagnostisk og therapeutisk) bruk av ioniserende stråling og naturlig bakgrunnsstråling.

- Ingen enkelt type av kilde for ioniserende stråling - eksempelvis kjernekraftverk - bør forårsake en uforholdsmessig stor andel av den totale dosebelastningen.

Amerikanske normer

Som referanseverdi for den konstruktive utformingen av en kjernekraftstasjon - som kan omfatte flere aggregater - har den amerikanske atomenergikommisjonen (USAEC) foreslått følgende dosegrenser for de mest utsatte individer blant den almene befolkningen (4), (5):

- utslipp til luft : 5 mrem/år hellkroppsdose
- utslipp til vann : 5 " " "
- skjoldbruskkjerteldose : 15 mrem/år.

En overskridelse av de nominelle utslippsmengder med en faktor på 2 skal innrapporteres til USAEC, og man skal undersøke årsaken til de unormale utslipp. Ved en overskridelse på en faktor 4 - 8 vil USAEC påse at det blir gjort tiltak for å redusere utslippene.

Med de ovenfornevnte grenser for individdosen anslår USAEC at den totale genetisk betydningsfulle befolkningsdosen vil beløpe seg til mindre enn 400 mann-rem pr. år pr. 1 000 MW(e). Videre regner man i USA med at i den overskuelige fremtiden, dvs. til ca. år 2 000, vil den radiologiske belastningen som følge av kjernekraftverk beløpe seg til ca. 1 % av den forårsaket av den naturlige bakgrunnsstrålingen (4).

Vest-tyske normer

Som referanseverdier for den konstruktive utformingen av kjernekraftverk - som kan omfatte flere aggregater - bruker man i Vest-Tyskland følgende dosegrenser for de mest utsatte individer blant den almene befolkningen (6):

- utslipp til luft 30 mrem/år helkropp
- utslipp til vann 30 mrem/år helkropp

De virkelige utslipp forventes å ville forårsake vesentlig mindre doser.

Svenske normer

I Sverige har man ikke ennå formulert offisielle grenser for doser til enkeltindivider blant den almene befolkningen - disse doser forutsettes dog å være innenfor ICRP's grenser.

De svenske myndigheter synes å være av den oppfatningen at hensynet til den totale genetisk betydningsfulle befolkningsdosen, fremfor det til individdoser, vil være grensesettende for de akseptable utslipp av radioaktive stoffer fra kjernekraftverk.

De foreløpige retningslinjer som er formulert har således til målsetting å begrense den gjennomsnittlige genetiske dosen til befolkningen som følge av utslipp fra kjernekraftverk og tilhørende virksomheter, til 10 mrem/år ved århundreskiftet. (7).

Med en antatt installert effekt av kjernekraftverk på 100 000 MW(e) ved århundreskiftet, vil dette tilsi en dosegrense på 1 mann-rem pr. MW(e) pr. år. Dosebidraget fra selve kjernekraftvekene vil kun kunne utgjøre 0,5 - 0,7 mann-rem pr. MW(e) pr. år.

Nordiske normer

For tiden pågår et samarbeid mellom strålevernmyndighetene i de nordiske land med siktemål å komme fram til et forslag for felles nordisk strålevernsnormer.

Naturlige og kunstige strålekilder

De stråledoser som mennesker påføres fra andre kilder enn kjernekraftverk, kan tjene til å sette de ovenfornevte normer i et visst perspektiv.

Mennesket har til alle tider vært utsatt for ioniserende stråling fra naturlig forekomne radioaktive stoffer. Slike stoffer finnes i jordbunnen og i menneskenes egne kropper, og jorden er utsatt for kosmisk stråling fra verdensrommet.

Innholdet av radioaktive stoffer i jordbunnen varierer tildels med lokaliteten, spesielt høyt er det i visse strøk av Brasil og India. Den kosmiske strålingen varierer med høyden over havet og breddegraden.

Representative verdier for den naturlige bakgrunnsstrålingen er (8) :

Kosmisk stråling (havnivå)	ca. 30 mrem/år
Terrestriell stråling*, ekstern	" 50 " "
" " intern	" 20 " "
Total	ca.100 mrem/år

Målinger i Sverige (7) har vist at den naturlige bakgrunnsstrålingen der varierer fra ca. 65 mrem/år i syd til ca. 110 mrem/år i nord.

På grunn av økingen i den kosmiske strålingen med høyden over havet (fordobling for hver 1 500 m, opp til en høyde av et par kilometer), vil man i fly være mer utsatt enn på landjorden. En flytur over Atlanterhavet vil eksempelvis gi en ekstra dose på ca. 2,6 mrem. Flypersonell som flyr 600 timer i året, vil få en dose på ca. 500 mrem/år. Den totale (hele verden) radiologiske belastningen av luftfart i 1970 er anslått til 2,5 x 10^5 mann-rem (8).

Medisinske undersøkelser i 1970 er beregnet å ha gitt amerikanerne en gjennomsnittlig dose på ca. 70 mrem, dvs. totalt ca. 1,5 x 10^7 mann-rem (1).

3.4.4 Biologiske virkninger av ioniserende stråling

Ioniserende stråling kan forårsake forskjelligartede biologiske virkninger i den menneskelige organisme (7). Disse virkninger vil avhenge av blant annet :

- hvilken kroppsdel/hvilket organ som har vært bestrålt,

* Stråling fra naturlig radioaktive isotoper i berggrunn, jordsmonn, vann, fødestoffer etc.

- hvilken biologisk funskjon vedkommende kroppsdel/organ har,
- cellens evne til vekst og fornyelse,
- strålingssensitiviteten til vevet, og
- stråledosens størrelse.

Virkningene inndeles ofte i to hovedgrupper : somatiske og genetiske.
De somatiske virkningene vil opptre alene i det individ som har vært bestrålt, mens de genetiske først vil manifestere seg i det umiddelbare avkom eller senere generasjoner.

Somatiske virkninger

De somatiske virkninger inndeles ofte i to grupper : akutte virkninger og senvirkninger. Alle akutte strålevirkninger forutsetter at et tilstrekkelig stort antall av celler er skadet slik at vevet ikke kan fungere normalt. For slike virkninger finnes det en terskelverdi for doser, under hvilke ingen synlige virkninger vil oppstå. Terskelnivået vil være forskjellig for ulike vev og organer, og vil vanligvis variere med lengden av det tidsintervallet bestrålingen har strukket seg over. Med unntak av fosterskader vil akutte skader kunne oppstå først ved høye doser - mer enn ca. 100 rem = 100 000 mrem

Den viktigste form for senvirkning er kreft av forskjellig type. Ioniserende stråling kan således framkalle kreft i de fleste kroppsvev og organer. De strålingsfremkalte krefttyper man vet mest om er : leukemi og kreft i skjoldbruskkjertlen, lungene og huden.

Stråleindusert kreft skiller seg ikke på noen måte fra kreft forårsaket av andre påvirkninger.

Genetiske virkninger

Ioniserende stråling kan, i likhet med mange andre påvirkninger på den menneskelige organisme, forårsake forandringer i arvestoffet.

Dette kan skje ved gen-mutasjon, kromosombrudd og -reorganisering, og forandring i antallet av kromosomer.

En kan i praksis ikke skille de strålingsinduserte forandringer i arvestoffet fra de av andre årsaker. De genetiske konsekvenser av ioniserende stråling vil derfor alene komme til uttrykk i en øket frekvens av genetiske skader.

Genetiske skadevirkninger vil kunne manifistere seg på forskjellige måter.

Man har ikke konstatert noen terskel for de stråledoser som kan påvirke arvestoffet. Sannsynligheten for genetisk skade vil avhenge av den akkumulerte, genetisk betydningsfulle dose i reproduktiv alder.

Risiko

De siste beregninger av risikoer for biologiske skadevirkninger på den menneskelige organisme som følge av ioniserende stråling, er de til "FN's vitenskapelige komité for virkninger av atomstråling". I sin rapport fra 1972 (8), angir den følgende antall av krefttilfeller av forskjellig slag:

	Totale antall av skadetilfeller i løpet av 25 år i en befolkning på 1 million pr. rem (dvs. totalt 10^6 mann-rem)
Leukemi	15 - 40
Lungekreft	10 - 40
Brystkreft	6 - 20
Skjoldbruskkjertelkreft	ca. 40
Andre typer kreft	" 40

Disse beregningene er basert på erfaringer med høye stråledoser og tildels også akutt bestråling (overlevende fra Hiroshima og Nagasaki, og en gruppe engelske pasienter). I beregningene har man antatt en lineær sammenheng mellom dose og virkning.

Disse antagelser resulterer sannsynligvis i et for høyt anslag over risikoen for kreft ved bestråling med små doser over lengere tid.

De ovenfornevnte talloppgaver refererer seg til en dosebelastning på 10^6 mann-rem. Ifølge de amerikanske regler (kfr. ref. 4) forventes et 1 000 MW(e) anlegg å resultere i en befolkningsdose på mindre enn 400 mann-rem pr. år.

Ifølge svenske beregninger (7) vil en gjennomsnittlig befolkningsdose på 10 mrem/år (tilsvarende 100 000 MW(e) kjernekraft) resultere i 1-2 ekstra dødsfall pr. år på grunn av kreft i en befolkning på en million.

I en befolkningsgruppe på en million vil det normalt forekomme 2 000 krefttilfeller pr. år (9).

Risikoen for skade på arvestoffet er meget vanskelig å anslå. Den nevnte FN-komité begrenser seg derfor til å si at hvis alle menn får en tilleggsdose på 1 rem, vil anleggene for arvelige sykdommer øke med 1 %.

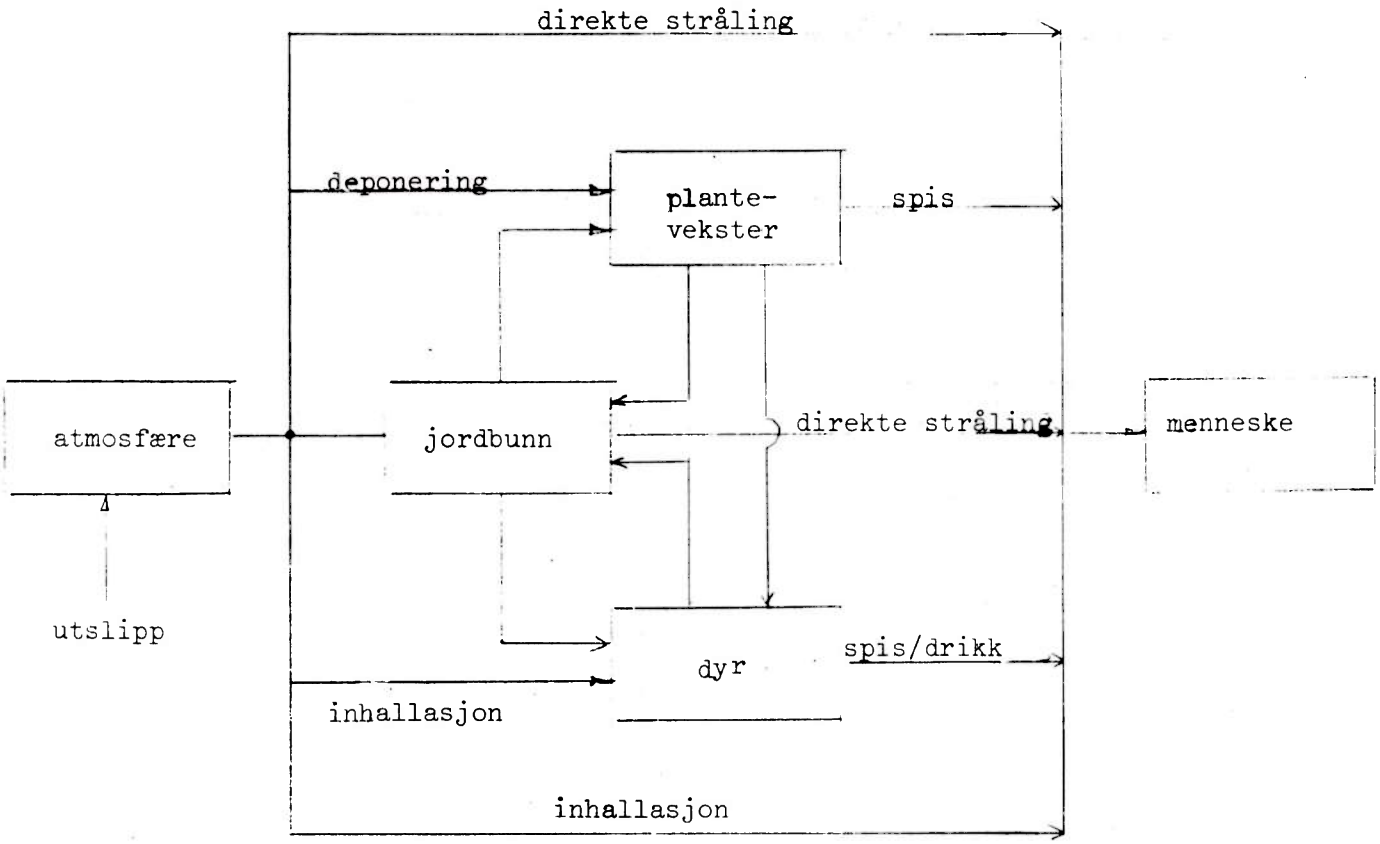


Fig.3.10 Eksponeringsmåter, utslipp til atmosfære

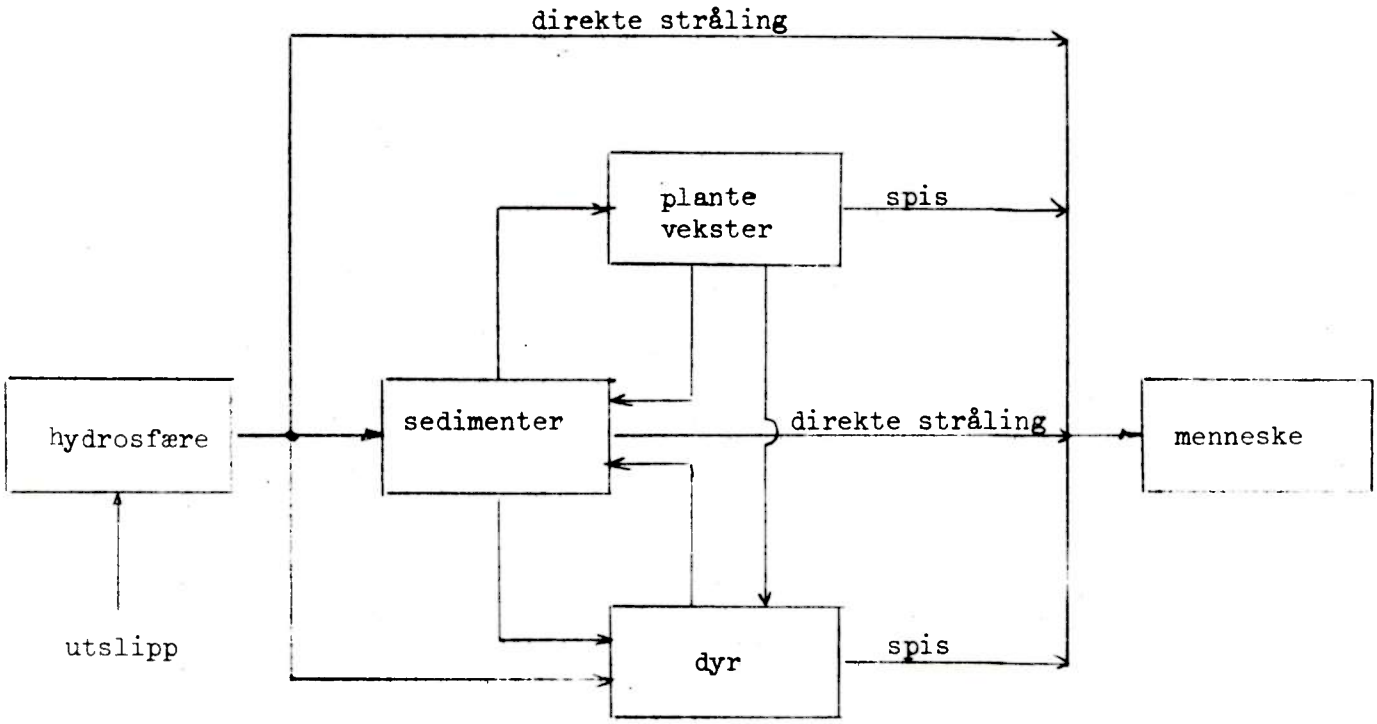


Fig.3.11 Eksponeringsmåter, utslipp til hydrosfære

3.5 Sikkerhetsmessige forhold

3.5.1 Grunnleggende sikkerhetsfilosofi

3.5.1.1 Risiko

Innledning

Definisjon av begrep

De metoder for vurdering av risiko som her er beskrevet, har hittil i hovedsak blitt anvendt for kjernekraft. Prinsipielt er beskrivelsen av metodene også gyldig for anvendelse i en risikovurdering av konvensjonelle varmekraftverk.

Sikkerhet er et subjektivt begrep og det er derfor nødvendig å anvende andre begrep for å kvantifisere graden av sikkerhet. Begrepet sannsynlighet anvendes for å angi kvantitativt hvor stor sjansen for en viss hendelse er. Med begrepet risiko menes vanligvis at det foreligger sjanser for skade eller tap, det kan være materiell eller helsemessig skade henholdsvis økonomisk tap eller tap av liv. Når begrepet risiko anvendes her har det denne betydningen, men fordi det er hensiktsmessig i denne sammenheng vil man også mer spesifikt la det bety produktet av sannsynligheten for at en hendelse skal skje og konsekvensene av denne hendelsen. To ulike aktiviteter kan således ha samme risiko selv om konsekvensene av den ene aktiviteten kan være mye større enn av den andre, men det krever at sannsynligheten er tilsvarende mindre. Begrepet risiko slik som det er definert her setter oss i stand til å kvantifisere sikkerheten. Summen av alle risikoer forbundet med en viss virksomhet kan oppfattes som et direkte uttrykk for sikkerheten. Er summen lav, så er sikkerheten god, er den høy så er sikkerheten dårlig.

Risiko fra naturkatastrofer

I all tid har mennesket vært utsatt for risiko, f.eks. fra naturkatastrofer som oversvømmelser og jordskjelv. Slike naturkatastrofer har relativt hyppig ført til store konsekvenser både i antall døde og miljømessig såvel som økonomisk skade. Risikoen i forbindelse med slike ulykker er sterkt avhengig av de geografiske forhold fordi både det potensielle skadeomfang og sannsynligheten (eller frekvensen) for den enkelte ulykke er avhengig av disse forhold. Skadeomfanget vil dessuten være sterkt avhengig av bosettingsforholdene. Fig.3.12 gjengitt fra (7), viser en sammenstilling av ulykker på verdensbasis der konsekvenser og sannsynlighet (eller frekvens) pr. år fremgår.

Risiko fra samfunnsmessige aktiviteter

I de teknologisk utviklede samfunn har menneskeheten selv introdusert risiko i forbindelse med samfunnsnyttige virksomheter. Den potiensielle skade av slike aktiviteter (eksempelvis kjemisk forurensning, spredning av radioaktive stoffer, eksplosjoner, oversvømmelser fra dambrudd etc.) kan være meget stor og sammenlignbar med de største naturkatastrofer. Risiko i forbindelse med samfunnsnyttige aktiviteter har man imidlertid forsøkt å redusere til et akseptabelt nivå ved å sørge for at sannsynligheten for at den potensielle skade kan oppstå er meget liten. Man må imidlertid erkjenne at denne ikke kan gjøres absolutt lik null.

Fig.3.13 gjengitt fra (7), viser en sammenstilling av risikodata, dels fra naturkatastrofer og dels fra samfunnsmessig virksomhet. Et punkt i diagrammet viser konstruksjonskriteriet for visse nederlandske diker. Disse er blitt utført med en slik høyde at man med en årlig sannsynlighet på 10^{-4} (dette betyr at man i gjennomsnitt kan forvente at den aktuelle hendelse vil inntreffe en gang i løpet av 10 000 år) kan forvente en flom over dikene som kan lede til et par tusen døde (8). Dette er et eksempel på en bevisst bedømmelse av risiko i forbindelse med utbygging av samfunnsmessig betydning.

Kvantitativ vurdering ønskelig

I forbindelse med beslutninger om aktiviteter av samfunnsmessig betydning er det sterkt ønskelig å kunne tallfeste den risiko og den nytte som er forbundet med aktiviteten. Dette vil gjøre det mulig for politikerne å fatte riktigere beslutninger og for almenheten å gjøre en mer nøktern bedømmelse.

Risiko forbundet med normale aktiviteter

Risiko fra statistikk

Det er nyttig å se på risikoen forbundet med daglige aktiviteter for å få en målestokk. I tabell 1 angis dødsfall-sannsynligheter beregnet på basis av statistikk. Om sannsynligheten for et uhell er: $1 \times 10^{-4} = 1 \times 1/10\,000$ pr. person pr. år - betyr det at sjansene er 1 på 10 000 for at man skal rammes av dette uhellet i løpet av et år, om man er like utsatt for den aktuelle risiko som gjennomsnittet.

Når risiko beregnes på basis av statistikk, er det klart at ikke alle risikomomenter er inkludert, da statistikken gjelder for et begrenset tidsrom og hovedsakelig omfatter de mest sannsynlige ulykker. Potensielle skadevirkninger som har lav sannsynlighet, er vanligvis ikke med i observasjonsmaterialet. Da slike skadevirkninger kan være vesentlig større enn de som er observert, kan den risiko de representerer gi et vesentlig bidrag til den totale risiko.

Tabell 1

Statistikk over dødsfall i Norge (9)

Ulykke	Antall dødsfall		Sannsynlighet for dødsfall pr. person pr. år.	
	1969	1970	1969	1970
Transport med motorkjøretøy	521	596	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$
Fall	694	657	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$
Brann, forbrenning	58	69	$1,5 \cdot 10^{-5}$	$1,8 \cdot 10^{-5}$
Drukning	347	306	$0,9 \cdot 10^{-4}$	$0,8 \cdot 10^{-4}$
Skytevåpen, sprengstoff	16	18	$0,4 \cdot 10^{-5}$	$0,5 \cdot 10^{-5}$
Forgiftning	77	82	$2,0 \cdot 10^{-5}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$
Skred	19	15	$0,5 \cdot 10^{-5}$	$0,4 \cdot 10^{-5}$
Andre	270	248	$0,7 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$

Folks holdning til risikoer

Risikonivåer

Ved å studere risiko forbundet med normale, dagligdagse aktiviteter kan man få en indikasjon på folks holdning til risiko. Kjennskap til dette kan gi en mulighet til å bedømme hva som kan betraktes som en akseptabel risiko for en viss aktivitet. Den risiko man her ser på er dødsfallrisikoen.

Det har vist seg at folks holdning til vanlige risikoer, slike som er angitt i tabell 1, er ganske entydige. (1) Det viser seg at det er vanskelig å finne noen dødsfallssannsynlighet som gjelder for folk flest som kommer opp i 10^{-3} pr. person og år. Når en risiko når dette nivå tas umiddelbart forholdsregler for å redusere den.

Ved et risikonivå (dødsfallssansynlighet) på 10^{-4} pr. person og år kan man ikke spore en tilsvarende reaksjon, men folk er villige til å ofre penger på å holde risikoen under kontroll.

Folk er seg bevisst også risikoer (dødsfallssansynligheter) 10^{-5} pr. person og år. Oftest kommer dette til uttrykk i form av advarsler.

Folk flest bekymrer seg ikke over ulykker som har en sannsynlighet 10^{-6} pr. person og år eller mindre.

Frivillig og ufrivillig risiko

Det er enkelte typer av risiko man kan bestemme seg for om man vil utsette seg for eller ikke. Disse vil vi kalle frivillige risikoer. Eksempler er risiko forbundet med sportsflyving, røyking og i mange tilfelle bilkjøring.

Det finnes andre typer av risikoer som man som et medlem av samfunnet utsettes for enten man vil eller ikke. Disse risikoer kaller man ufrivillige og de kan dels skyldes naturforhold, dels samfunnsmessige aktiviteter. Eksempler er risiko p.g.a. oversvømmelser og risiko p.g.a. industriell virksomhet som kan medføre forurensning, eksplosjoner e.l.

Det er rimelig å anta at folk er villige til å akseptere høyere nivå på frivillige risikoer sammenlignet med ufrivillige. Det viser seg også at dette er tilfelle i praksis (1), (2), (3).

Risiko-nytte

Det viser seg også, som man kunne vente, at folk flest aksepterer høyere risiko jo større nytte de har av den tilhørende aktivitet. Med nytte menes her alt som kan tilfredsstille et behov. Det kan være penger, komfort, fornøyelse, spenning o.l. Dette er antydet i fig. 3.14. Figuren er ment å gjelde for forholdet mellom nytte og risiko i forbindelse med ufrivillige belastninger. Alle punkter på oversiden av kurven vil være uakseptable fordi de gir for høy risiko i forhold til nytten. Omvendt er alle punkter under kurven akseptable fordi de gir tilstrekkelig nytte i forhold til risikoen.

Man kan tenke seg en annen likedan kurve, men forskjøvet opp mot venstre i diagrammet, som kunne representere frivillige risikoer.

Folks reaksjon på store uhell

Det er imidlertid ytterligere et forhold som må tas i betraktning når man diskuterer folks holdning til risiko. Om et uhell skjer, vil folk flest reagere mer negativt jo større uhellet er.

At uhellet som skjedde hadde lav sannsynlighet vil trolig ikke i noen særlig grad påvirke folks reaksjon i den aktuelle situasjon. Dette betyr i praksis at offentligheten trolig lettere vil akseptere den av to like store risiki som har den høyeste sannsynligheten og de minste konsekvensene. (Eksempelvis er almenhetens reaksjon på 5-600 hundre døde pr. år i trafikken ofte mindre enn reaksjonen ved en ulykke med 10-20 døde.) Dette betyr igjen at den individuelle risiko ikke er det eneste kriterium man må ta hensyn til.

En virksomhet som er av en slik karakter at uhell med store konsekvenser er tenkbare selv om sannsynligheten riktignok er uhyre lav, må derfor muligens finne seg i å tilfredsstille et risikokriterium som er strengere enn det som vil følge av en risikokurve som antydet på fig.3.14. Hvis ikke, vil et uhell, om det skjer, kunne få ødeleggende virkning på virksomheten framover fordi folks reaksjon vil kunne lede til ulike krav og restriksjoner. Disse betraktninger er behandlet mer utførlig i (4) og (5).

Sammenhengen mellom kostnad, risiko og nytte.

Virksomhet, risiko og nytte

En samfunnsmessig virksomhet slik som kraftproduksjon vil ha en viss nytteverdi for hele samfunnet og for den enkelte. Virksomheten vil også, som all annen virksomhet, medføre en viss risiko.

Risiko og kostnad

Risikoen som er forbundet f.eks. med et kjernekraftverk er avhengig av utførelsen. Om man er villig til å øke risikoen kan man oppnå en redusert kostnad, hvilket betyr større nytteverdi. Det ses her i første omgang bort fra at en økt risiko også kan anses å representere en kostnad. Om man krever en minsket risiko vil det tilsvarende bety økt kostnad og mindre nytteverdi.

Om man kunne beregne den kostnad eller besparelse som er forbundet med en viss endring i risikoen, kunne denne kostnad eller besparelse sammenlignes med den tilhørende besparelse eller kostnad forbundet med den endrede utførelse av kraftverket. Dette krever imidlertid at man vurderer verdien av menneskeliv og menneskelig lidelse i penger. Det er trolig vanskelig å få folk i almenhet til å akseptere en slik verdsetting, og denne betraktningsmåten byr derfor på problemer.

Det finnes imidlertid en annen måte å behandle dette problemet på som de fleste trolig vil kunne akseptere. Man kan se på kostnaden forbundet med å senke risikoen fra f.eks. et kjernekraftverk i en viss utstrekning. Man kan så se på hva en investering tilsvarende denne kostnad anvendt i forbindelse med annen samfunnsmessig virksomhet (f.eks. trafikk) ville medføre i form av redusert risiko. Om denne siste reduksjon er større enn den første, betyr det at pengene ville være bedre anvendt for det siste formålet, og den økende sikkerhet for kjernekraftverket ville da ikke være berettiget.

3.5.1.2 Sikkerhetsmessige betraktningsmåter.

Sikkerhet ved hjelp av en serie forsvarslinjer

Den nødvendige sikkerheten for kjernekraftverk søkes oppnådd ved hjelp av ulike tekniske og administrative midler som tilsammen danner et nettverk av hindringer mot uhell med alvorlige konsekvenser. I USA er denne sikkerhetsfilosofien kjent under betegnelsen "defense in depth".

For å beskrive denne filosofien er det nyttig å inndele de tenkbare driftsforhold på følgende måte:

1. normale driftsforhold
2. driftsforstyrrelser eller små uhell
3. forhold forbundet med alvorlige uhell

Man kan tenke seg tre forskjellige forsvarsnivåer eller linjer (three levels of safety) tilsvarende de ulike driftsforholdene. Siden utgangspunktet alltid er normaldrift, kan et alvorlig uhell bare oppstå om man trenger gjennom minst to av disse forsvarslinjene.

1. forsvarslinje

En sterk første forsvarslinje oppnås på følgende måte:

> Kjernekraftverket konstrueres for maksimal sikkerhet under normal drift og med maksimal kapasitet til å motstå feilfunksjoner. Konstruksjoner utnyttes som har iboende egenskaper som bidrar til sikker funksjon. Det legges vekt på kvalitet og redundans (overflødighet i antall), samt på inspeksjon og prøving før idriftsettelsen og under drift.

Dette skal føre til at kraftverket vil funksjonere som tiltenkt med en meget høy grad av pålitelighet. I dette ligger et bidrag til sikkerhet fordi det vil sikre at kraftverket opereres under normale driftsbetingelser og innenfor de fastlagte driftsbegrensninger under den alt overveiende del av driftstiden.

Nedenfor gis eksempler på faktorer som utnyttes for å oppnå dette mål:

- valg av brensel, kjølemedium og kjernekonstruksjon som tilsammen vil ha iboende egenskaper som bidrar til stabilitet og sikkerhet. I de aktuelle reaktortyper leder disse forhold f.eks. til at fisjonsprosessen i reaktoren stopper av seg selv ved tap av kjølevannet.
- reaktoranlegget utføres på en slik måte at det etableres en serie fysiske barrierer som hver for seg medvirker til å hindre frigjørelse av radioaktive stoffer. Eksemplet på slike barrierer er brenslet selv som under normale forhold vil holde på storparten av fisjonsproduktene, samt brenselskapslingen og primærsystemet.

- valg av materialer med egenskaper som er vel kjent under de forhold som råder i et reaktoranlegg.
- utførelse av komponenter og systemer på en slik måte at kontinuerlig eller regelmessig kontroll av komponentens eller systemets forfatning er mulig. Adkomstforholdene i anlegget skal også bidra til dette.
- anvendelse av den beste tilgjengelige konstruksjonspraksis og kvalitetsstandard for fabrikasjon, installasjon og bygging.
- anvendelse av rense- og avfallssystemer som skal ta hånd om radioaktive stoffer og kjemiske forurensninger.
- anvendelse av instrumenterings- og kontrollsystemer som sikrer at operatøren alltid har kontroll over alle deler av kraftverket, og som ved hjelp av redundans sikrer at dette krav oppfylles når det gjelder alle viktige deler, også under antagelse av svikt i en komponent. Komponenter og systemer, som når de svikter leder til en sikker tilstand, anvendes også i størst mulig grad.

2. forsvarslinje

Den andre forsvarslinjen oppnås på følgende måte:

Til tross for alle hensyn som tas ved konstruksjon, bygging og drift skal man anta at driftsforstyrrelser eller mindre uhell kan oppstå, og kraftverket skal utstyres med sikkerhetsutrustning som kan ta hånd om disse slik at operatøren og omgivelsene beskyttes og slik at skade på kraftverket unngås eller begrenses. Også her legges det vekt på utnyttelse av konstruksjoner som har iboende egenskaper som bidrar til sikker funksjon, på kvalitet og redundans samt på inspeksjon og prøving.

Utførelsen av sikkerhetsutrustningen skal baseres på et spektrum av tenkbare hendelser som kan lede til driftsforstyrrelser eller mindre uhell.

I det følgende gis eksempler på systemer eller funksjoner som skal bidra til å ta hånd om driftsforstyrrelser:

- elektrisk energi tilføres stasjonen fra ytre kraftnett via to uavhengige alternative forbindelser for å gi en høy grad av sikkerhet for at elektrisk energi er tilgjengelig når den kreves. I tillegg finnes et nødstrømsanlegg på kraftverket som omfatter tre eller fire uavhengige alternative enheter. Dette anlegget gjør kraftverket uavhengig av alle andre kilder for elektrisk energi.
- et hurtigvirkende nødstoppsystem for reaktoren som aktiveres fra redundansinstrumentering og som sikrer avbrytelse av fisjonsprosessen.
- begrensning av den hastighet reaktor-effekten kan økes ved hjelp av begrensningsanordninger i kontrollsystemene og ved hjelp av utrustning som hindrer at en kontrollstav presses ut av kjernen i forbindelse med en mekanisk svikt.

- reaktoranlegget skal utstyres med minst to nødkjølesystemer som skal besørge den nødvendige kjøling av kjernen i forbindelse med hendelser som leder til tap av kjølevann i primærsystemet.

3. forsvarslinje Den tredje forsvarslinje baseres på følgende forhold:

Kraftverket utstyres med sikkerhetsutstyr utover det som angitt ovenfor i den utstrekning det er nødvendig for å motstå hypotetiske uhell kombinert med svikt i deler av den utrustning som er beregnet på å ta hånd om diss uhellene.

Det fremgår at den tredje forsvarslinjen skal supplere de to første og sikre at folk i omgivelsene beskyttes selv i forbindelse med ytterst usannsynlige uhell og uforutsette omstendigheter. Inkludert i den tredje forsvarslinjen er ytterligere fysiske barrierer utover de som er nevnt under den første forsvarslinjen, nemlig reaktorens primære og sekundære sikkerhetsbeholder. Graden av sikkerhet som kreves på dette nivået, bestemmes ved hjelp av fastlagte dimensjonerende uhell, "Design Basis Accident", (DBA), som reaktoranlegget skal klare å motstå uten utillatelige belastninger i omgivelsene. De dimensjonerende uhellene fremgår av regler og praksis i USA. Disse uhellene behandles kortfattet nedenfor:

Sikkerhetsvurdering v.hj.a. dimensjonerende uhell

Uhellstyper De dimensjonerende uhell kan eksempelvis være av følgende typer:

- uhell forbundet med kjølevannstap,
- uhell ved håndtering av brensel eller andre komponenter,
- komponentsvikt,
- effekttransienter (hurtige, store effektendringer),
- trykktransienter (hurtige, store trykkendringer),
- jordskjelv,
- oversvømmelse,
- brann,
- sabotasje,
- flystyrt.

Byggestedsavhengige forhold

Listen med dimensjonerende uhell vil delvis være avhengig av byggestedet, og omfanget eller intensiteten av de enkelte av uhellene vil også være det, for eksempel er dette tilfelle med oversvømmelse og jordskjelv som er typiske eksempler på uhell som er naturmessig betinget.

Byggestedes-uavhengige forhold

En rekke uhell har sammenheng kun med reaktoranlegget. Eksempler på dette er de uhellstyper som er nevnt ovenfor med unntak av jordskjelv og oversvømmelse. De dimensjonerende uhell tilsvarende disse uhellstyper fastlegges stort sett uten hensyn til byggestedet, hvilket betyr at de samme dimensjonerende uhell anvendes for alle reaktoranlegg av samme type.

Fastlegging av dimensjonerende uhell

For alle typer av uhell kan man tenke seg et uendelig eller stort antall uhell innenfor en skala som strekker seg fra ubetydelige hendelser til et uhell som har et omfang eller en intensitet tilsvarende hva man maksimalt kan forestille seg, oftest begrenset av fysiske forhold.

Om man ser på sannsynligheten for de ulike uhell langs denne skalaen vil man trolig oftest finne at den vil være relativt høy for de ubetydelige uhellene og synke mer eller mindre kontinuerlig til en uhyre lav verdi for det maksimale uhellet.

De dimensjonerende uhell ligger et bestemt sted på denne skalaen mellom ytterpunktene, og de er fastlagt slik at sjansen for at et alvorligere uhell skal inntreffe, slik man har bedømt det mer eller mindre kvalitativt, er så liten at man ikke bør ta hensyn til den. Det dimensjonerende uhell er således fastlagt i første rekke utfra en kvalitativ vurdering, men ikke desto mindre ligger der et sannsynlighetsresonnement bak.

Uhell forbundet med kjølevannstap

De dimensjonerende uhell som stort sett medfører de strengeste kravene med hensyn til utførelsen av kraftverket, er uhell forbundet med kjølevannstap,"Loss Of Coolant Accident" (LOCA). Utgangspunktet for dette uhellet er følgende:

Det antas at reaktoren opereres på full effekt og at man har maksimalt innhold av radioaktive stoffer i brenselet. Et tvert brudd (giljotinebrudd) på et rør som er forbundet med reaktortanken skjer momentant. Bruddet skal antas å kunne skje i et hvilket som helst av de rør som er knyttet til tanken, inklusive det største. (Typisk diameter på det største røret er fra 500 til 1000 mm) Det antas at reaktorvannet kan strømme fritt ut av begge bruddender.

Det skal så kunne vises at selvom et slikt uhell skulle hende, vil reaktoranlegget være i stand til å ta hånd om det uten alvorlige konsekvenser for folk i omgivelsene. I en rekke detaljerte regler bl.a. (10), (11), (12) angis i USA forutsetninger som skal anvendes og hvilke krav som skal oppfylles i

i forbindelse med det dimensjonerende uhell som har sitt utgangspunkt i rørbruddet som er beskrevet ovenfor. Disse krav og forutsetninger gjelder eksempelvis tillatte doser i omgivelsene, frigjørelse av fisjonsprodukter til sikkerhetsbeholderens atmosfære, antagelse av svikt i systemene o.l. Disse forhold er behandlet i større detalj i 3.5.2. I de fleste andre land følger man stort sett amerikanske retningslinjer eller retningslinjer som er ganske tilsvarende.

Sikkerhetsnivå

Alle disse krav og forutsetninger kombinert med det fastlagte dimensjonerende uhell vil resultere i at reaktoranlegget oppnår et sikkerhetsnivå som vil ligge innen et visst område. Dette område kan trolig bestemmes kvantitativt med rimelig nøyaktighet, selvom utgangspunktet for fastleggelsen av det ønskede sikkerhetsnivå, som det fremgår ovenfor, delvis er kvalitativt.

Feilkriteriet

Ved siden av det fastlagte dimensjonerende uhell er feilkriteriet (single failure) av vesentlig betydning for det sikkerhetsnivå som oppnås. Feilkriteriet krever at man i samband med et uhell skal anta en tilfeldig svikt i en komponent i sikkerhetssystemene, og at den sikkerhetsfunksjonen som berøres av denne svikten likevel skal kunne utføres tilfredsstillende. Svikten skal antas å kunne opptre stort sett i en hvilken som helst komponent, og skal kunne oppstå uavhengig av den primære uhellshendelse som f.eks. kan være det dimensjonerende rørbruddet.

Sikkerhetsvurdering basert på sannsynlighetsbetraktninger

Bakgrunn

Den sikkerhetsmessige betraktningsmåte som er belyst ovenfor, er oppstått og anvendes i USA, men har også vunnet innpass i de fleste andre land, inklusive Tyskland og Sverige.

Kvantitativ metode

Man kan tenke seg en mer kvantitativ betraktningsmåte der man tar utgangspunkt i et fullstendig spektrum av primæruhell med tilhørende sannsynligheter og ser på tenkbare uhellssekvenser forbundet med disse primæruhell. For de ulike uhellssekvenser kan man beregne tilhørende konsekvenser og sannsynligheter, som sammen er et uttrykk for risikoen. I et diagram der konsekvensen er angitt langs den ene aksen og sannsynligheten langs den andre kan således risikoen fra en bestemt uhellssekvens representeres med et punkt. Fig.3.15 viser et slikt diagram. I diagrammet angis ikke konsekvensene med noen bestemt enhet, men de kan tenkes å angis som f.eks. total økonomisk skade, antall dødsfall eller som frigjort mengde radioaktive stoffer. Skalaen får da ulike tall avhengig av de konsekvenser man betrakter.

Alle punkter på en rett linje med helning som vist i diagrammet representerer uhell som gir samme risikobidrag. Dette følger av at risikoen er lik produktet av konsekvensene og den tilhørende sannsynlighet.

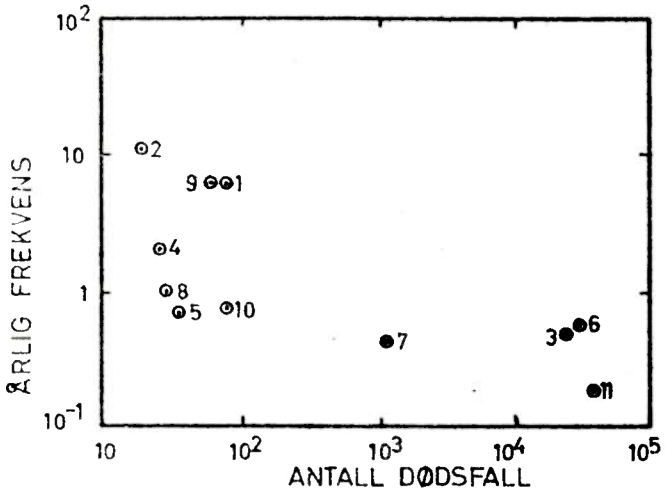
For å kunne vurdere om de risikoer man har kommet frem til ved en analyse er akseptable, er det nødvendig å ha et kriterium som man kan vurdere resultatene mot.

Risikokriterium

Det enkleste, og trolig også det mest fundamentale risikokriterium man kan tenke seg, er et krav om at den totale risiko forbundet med en viss virksomhet, dvs. summen av risikoene for alle tenkbare uhell, skal ligge under en bestemt tallverdi. Om konsekvensene angis i antall døde, vil denne tallverdien angi antall døde pr. år. Tallverdien må bestemmes ut fra den type resonnement som er ført under avsnitt 3.5.1.1.

En av de fremste talsmenn for vurdering av reaktorsikkerhet ved hjelp av sannsynlighetsbetraktninger har vært engelskmannen F. R. Farmer. Han angir en konsekvens-sannsynlighetskurve (6) som er et eksempel på et risikokriterium. Som et mål for konsekvensene anvender han den frigitte mengden av radioaktivt Iod-131. Dette kan gjøres fordi det normalt vil være denne radioaktive isotopen som innebærer størst risiko for folk i omgivelsene og derfor er begrensende. I fig.3.15 er inntegnet en kurve som viser formen på Farmer's kurve. Som man vil se er helningen på kurven en annen enn den for linjen som representerer uhell med samme risiko. Helningen på Farmer's kurve er et resultat av at han har tatt hensyn til det moment som er behandlet under "Folks reaksjon på store uhell" i avsnitt 3.5.1.1.

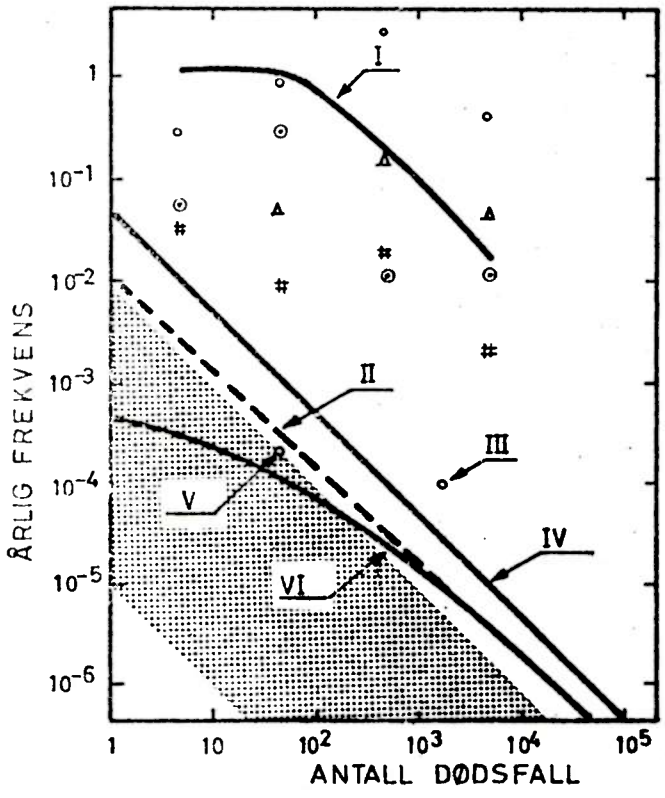
Alle risikopunkter som faller under kurven er akseptable. Et punkt som faller over er uakseptabelt og vil normalt kreve endringer i utførelsen av kraftverket. Det er en forutsetning at antallet av punkter som ligger nær kurven er lite. Det er også viktig å være klar over at en slik kurve må fastlegges under forutsetning av bl.a. en viss befolkningsfordeling omkring kraftverket. Kurvens beliggenhet i diagrammet vil variere med byggestedet, fordi et bestemt utslipp under ellers like forhold vil ha større konsekvenser i områder der befolkningstettheten er høy sammenlignet med områder der den er lav.



Forklaring:

1. Store ulykker
2. Store bilulykker
3. Jordskjelv
4. Eksplosjoner
5. Store branner
6. Oversvømmelser, tidevannsbølger
7. Orkaner
8. Store togulykker
9. Store skipsulykker
10. Orkaner i USA
11. Tyfoner, sykloner og snøstormer

Fig. 3.12 Sammenligning av risikoer p.g.a. ulike typer av ulykker (Verdensbasis).



Forklaring:

- ∘ Naturkatastrofer (Verdensbasis)
- △ Ulykker forbundet med luftforurensning (Verdensbasis)
- ⊙ Gruveulykker (Frankrike)
- # Dambrudd
- ▓ Tenkbart mål for risiko for almenheten p.g.a. skipsfart
- I Gruveulykker (Storbritania)
- II 30 kjernekraftverk i relativt tettbefolket område (Teoretisk, Storbritania)
- III Drukning ved oversvømmelse av diker (Teoretisk, Nederland)
- IV Meteorer (Teoretisk, England)
- V Eksplosjoner i høyblokker (Storbritania)
- VI Meteorer (Teoretisk, Verdensbasis)

Fig. 3.13 Sammenligning av risikoer

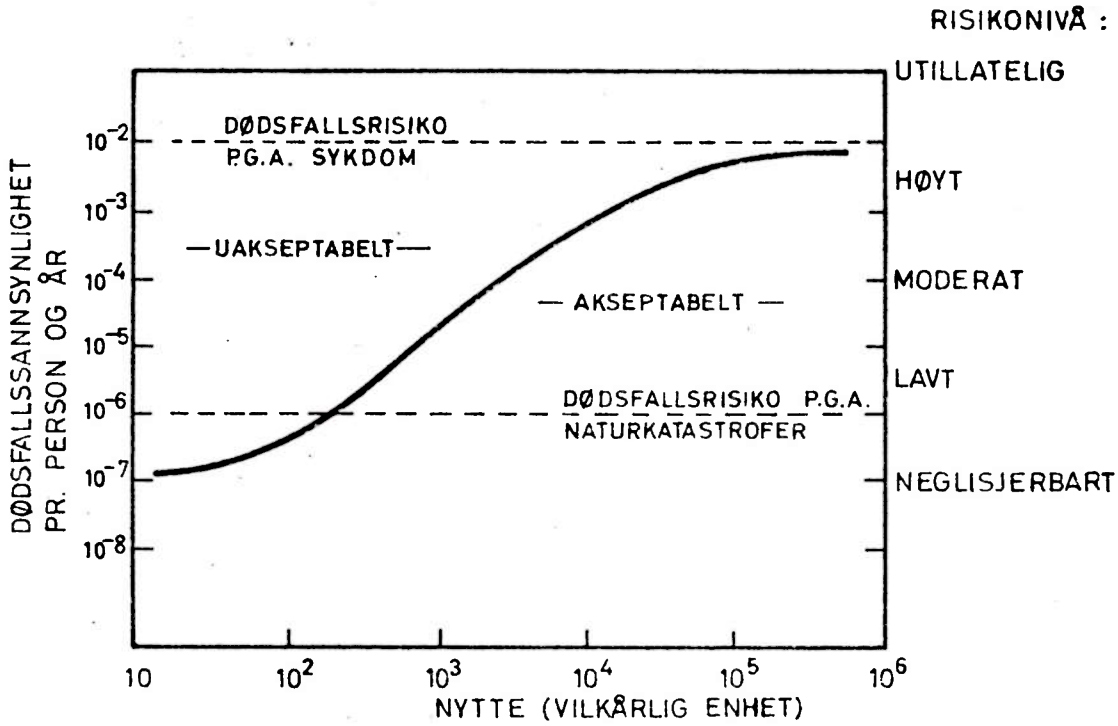


Fig. 3.14 Sammenhengen mellom risiko og nytte for ufrivillige risikoer.

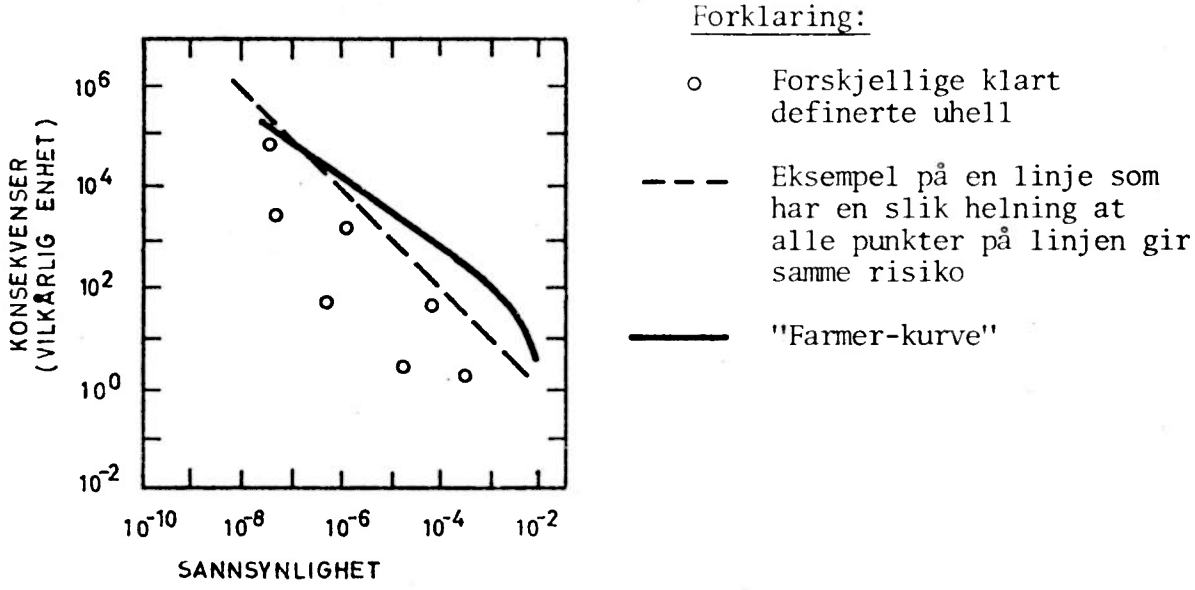


Fig. 3.15 Risikodiagram.

3.5.2 Dimensjonerende uhell

Ulike typer av uhell stiller tildels forskjellige krav til omfanget av og karakteren til den sikkerhetstekniske utrustningen av anlegget. De uhell som stiller de største krav til den sikkerhetstekniske utrustningen betegnes som nevnt tidligere "Design Basis Accident" (DBA), eller dimensjonerende uhell. (Se 3.5.1.2)

Kjølevannstap

For lettvannsreaktorer er det dimensjonerende uhell som potensielt kan medføre den største radiologiske belastningen i omgivelsene et plutselig og komplett brudd, inne i reaktorinneslutningen, av et av de største damp eller vannførende rørene som er tilknyttet reaktortanken. Et slikt brudd vil medføre at den altoverveiende delen av kjølevannet i reaktortanken vil strømme ut i reaktorinneslutningen. Dette uhell betegnes som "design basis Loss Of Coolant Accident" (LOCA). (13).

Til tross for at sannsynligheten for at et slikt uhell skal inntreffe er meget liten, er den ikke så liten at man har ansett at man kan neglisjere den. Dette uhellet inntar derfor en sentral plass i sikkerhetsvurderingen av reaktoranlegget i seg selv og i vurderingen av hvorvidt et byggested er akseptabelt eller ikke.

Årsaken til at LOCA vil kunne resultere i en større frigivelse av radioaktive stoffer til omgivelsene er:

(1) Bruddet representerer i seg selv en omfattende skade på den andre barrieren - primærkretsen - og kan medføre skade også på den første barrieren - kapslingsrørene - mellom fisjonsproduktene i brenselet og omverdenen.

(2) Samtidig med at fisjonsprodukter kan bli frigitt til atmosfæren i reaktorinneslutningen, vil store mengder av varmeenergi bli frigitt til samme og resultere i en økning av trykket og temperaturen i reaktorinneslutningen.

Fisjonsprodukt-frigivelse.

I analysene av et slikt uhell spesifiserer de amerikanske retningslinjer at man skal anta at 100 % av edlgass-, 50 % av halogen- og 1 % av det faste fisjonsprodukt - inventar i reaktorkjernen (som forutsettes ha likevektsutbrenning) - vil bli frigitt til atmosfæren i reaktorinneslutningen. (Frigivelse av disse andeler av fisjonsproduktinventaret i brenselet korresponderer til omfattende brenselskader. Dette er en betydelig verre situasjon enn for LOCA med fungerende nødkjølesystem.) Av de frigitte frisjonsprodukter skal 100 % av edelgassene og 50 % av halogenene antas å ville kunne lekke ut av reaktorinneslutningen. (13), (14).

Hvor stor del og med hvilken hastighet man skal anta at fisjonsproduktene i reaktorinneslutningsatmosfæren vil lekke ut til omgivelsene, vil avhenge av den konsekvensbegrensede utrustningen til anlegget. Den påregnelige effektiviteten til denne utrustningen vil bli vurdert i hvert enkelt tilfelle.

Konsekvensbegrensende systemer og innretninger

De viktigste og vanligste konsekvensbegrensende systemer og innretninger er:

- Elektrisitetsforsyning
- Sikkerhetsinstrumentering
- Nødkjølesystem for kjernen
- Reaktivitetskontrollsystem
- Reaktorinneslutningen
- Sprinkleranlegg i inneslutningen
- Kjølesystem for inneslutningen
- Filtre i avsugningssystemet fra mellomrommet mellom inneslutningene, der dobbelte sådanne finnes eller fra omsluttende reaktorbygninger
- Ventilasjonspipe

Sikkerhetsinstrumenteringen registrerer utolererbare avvik fra normaltilstand og varsler om dette og utløser eventuelt automatisk andre konsekvensbegrensede systemer. Nødkjølesystemet for kjernen har til oppgave å kjøle brenselskapslingen slik at denne ikke skades og derved begrense frigivelsen av fisjonsprodukter fra brenselsstavene. Reaktivitetskontrollsystemet skal sikre en underkritisk tilstand av kjernen.

Kjølevannstapuhell forutsetter brudd på primærkretsen (2. barriere) og vil kunne føre til delvis brudd på brenselskapslingen (1. barriere mellom fisjonsproduktene og omverdenen). Den gjenstående barriere vil da være reaktorinneslutningen - i tilfelle dobbel-inneslutning to barrierer.

Reaktorinneslutningen er dimensjonert slik at den med god margin skal tåle det trykk og den temperatur som kan oppstå etter LOCA. Den fornødne tettheten under disse forhold er gitt av de foreskrevne begrensninger i den radiologiske belastningen på omgivelsene.

Sprinkleranlegget vil avkjøle atmosfæren i inneslutningen og derved redusere trykket og lekkasjehastigheten. En del av de gass-og aerosolformige fisjonsprodukter i inneslutningen vil også bli vasket ut ved sprinkling. Kjølesystemet har til oppgave å føre bort den ettervarmen som dannes i brenselet p.g.a. radioaktiv nedbryting og derved forhindre en fornyet trykkoppbygging i reaktorinneslutningen.

Fra rommet mellom to reaktorinneslutninger vil man effektivt kunne samle opp og filtrere det alt vesentlige av lekkasjen fra den primære inneslutningen. I de tilfeller en reaktorbygning omgir en enkel inneslutning kan tilsvarende oppsamling og filtrering gjøres. Videre vil man kunne slippe ut de oppsamlede produkter via en ventilasjonspipe.

Med få unntak, er alle de nåværende amerikanske reaktoranlegg utstyrt med kun en inneslutning. I Vest-Tyskland derimot er alle de nyere kjernekraftverk utstyrt med dobbel reaktorinneslutning.

Konsekvensbegrensende systemer

Nedenfor diskuteres noen av de konsekvensbegrensende systemer som skal tre i funksjon ved kjølevannstap.

Elektrisitetsforsyningen

Denne er nødvendig for drift av diverse hjelpesystemer som forutsettes å tre i funksjon etter LOCA.

For å sikre tilgang på tilstrekkelig elektrisk energi, har man som oftest:

- to uavhengige innmatninger fra det ytre nett
- to eller flere dieselaggregater som hver kan levere den fornødne effekt.

Sikkerhetsinstrumentering

Denne må fungere for blant annet å kunne utløse reaktorstopp og nødkjølesystemet. Derfor benytter man flere uavhengig registreringer av en og samme prosessvariabel og, i tillegg, parallelle målinger av flere prosessvariable.

Nødkjølesystemet

Selv om man for beregning av strålebelastninger i i omgivelsen, ifølge amerikansk praksis, regner med en fisjonsproduktfrigjørelse tilsvarende nedsmelting av kjernen - og således regner med en maksimal frigjørelse av fisjonsprodukter - forutsettes nødkjølesystemet å forhindre nedsmelting av kjernen. For å sikre tilstrekkelig nødkjøling av kjernen, er moderne reaktorer utstyrt med minst to uavhengige nødkjølesystemer som hver for seg har den fornødne kapasitet til å kunne kjøle kjernen.

For nærmere beskrivelse av dette systemet og dets funksjonsmåte, se 3.5.3.

Reaktivitetskontrollsystem

Ved tap av kjølevann vil man samtidig tape moderator og kjernen vil være underkritisk. For å hindre at kjernen blir kritisk som følge av nødkjølingen, utrustes anlegget med to uavhengige reaktivitetskontrollsystemer, som hver har den fornødne kapasitet til å gjøre kjernen underkritisk. Disse er ofte av forskjellig konstruksjon, f.eks. et system utnytter mekaniske staver mens det andre utnytter flytende stoff som blandes i reaktorvannet.

Reaktorinne-
slutningen

I sin videste forstand omfatter ikke denne alene den bygningsmessige konstruksjonen, men også alle ventiler i gjennomføringene i denne.

Som tidligere nevnt er reaktorinneslutningen dimensjonert slik at det er en god margin i forhold til den forventede belastningen.

For å begrense dannelsen av prosjektiler under LOCA-uhell, er alle komponenter forankret tilstrekkelig til å kunne tåle de dynamiske krefter de blir utsatt for i nedblåsningsfasen av uhellet. For ytterligere å beskytte inneslutningen er ofte tetningsmembranet i denne belagt med betong på innsiden. Enkelte komponenter er i tillegg omgitt av tykke betongvegger.

Hva angår rørgjennomføringer i inneslutningen, er disse utrustet med i det minste to isolasjonsventiler, en på hver side av og så nært som mulig til inneslutningen. Som regel er disse ventilene drevet av forskjellige typer av mekanismer, f.eks. elektrisk motor og pneumatikk (luft). Sistnevnte type vil kunne oppvise "fail-safe" karakteristikk, d.v.s. den lukker automatisk ved bortfall av energitilførsel.

Forholdene i omgivelsene

Det er mange forhold ved de umiddelbare og nære omgivelser til et kjernekraftverk som vil inngå i den sammenfattende sikkerhetsvurderingen. Mange av disse forhold vil være avhengige av den spesifikke lokalitet; dette gjelder også delvis de meteorologiske forhold.

De amerikanske regler (13) foreskriver dog at man i beregningene av den umiddelbare stråledosen til personer i omgivelsene som følge av et DBA-uhell, skal bruke standardiserte meteorologiske forhold. Også i Sverige og Tyskland brukes standardiserte meteorologiske forhold, disse avviker dog fra de amerikanske.

Administrative forordninger.

I henhold til ICRP's (International Commission on Radiological Protection) anbefalinger (15) tilstreber man å gjøre den radiologiske belastningen på mennesker fra kjernekraftverk så liten som mulig under alle driftsforhold.

Derfor stilles det i USA krav om at man på ethvert kjernekraftverk har en beredskapsorganisasjon og -plan. (16) Det skal være klare ansvars- og autoritetsforhold og prosedyrer. Videre skal det finnes stedelig utrustning for telekommunikasjon, transport, førstehjelp og områdemonitorering.

Kriterier for vurdering av radiologisk påvirkning på mennesker

Amerikanske kriterier

I de amerikanske vurderingene av et potensielt byggested for kjernekraftverk inntar de mulige radiologiske konsekvenser i omgivelsene av et uhell - og da spesielt LOCA - en sentral plass (17)

Som referanseverdier for vurderingen av de umiddelbare radiologiske konsekvenser av "accidents of exceedingly low probability of occurence" - dvs. LOCA - benyttes følgende individdoser (17).

Helkroppsdose	25 rem
Skjoldbruskskjerteldose	300 rem

Det er ikke i forskriftene spesifisert til hvilke aldersgruppe denne skjoldbruskskjerteldosen refererer seg. Praksis viser at den refererer til voksne personer.

Den oppgitte helkroppsdosen svarer til den engangsdosen som iflg. National Council on Radiation Protection and Measurements (NCRP) ikke vesentlig vil påvirke stråleeksponeringsstatusen til yrkeseksponerte personer.

I de amerikanske regler er det ikke eksplisitt angitt noen grense for den totale befolkningsdosen som følge av LOCA. En slik begrensning er imidlertid implisitt i bestemmelsene (18); anslagsvis beløper den seg til $2{,}5 \times 10^6$ mann-rem.

Vest-tyske og svenske kriterier

De tilsvarende vest-tyske(19) og svenske referanseverdier er:

Individdoser	Tyske	Svenske
Helkropp	25 rem	10 rem
Skjoldbruskkjertel (barn)	25 rem	100 "
Befolkningsdose	10^6 mann-rem	-

3.5.3 Nødkjøling av reaktorkjernen

3.5.3.1 Innføring

Brudd på primære kjølesystemer

Ved vurdering av sikkerheten mot utslipp av radioaktive stoffer må man ta hensyn til at et brudd på reaktorens primære kjølesystem kan inntreffe. Et slikt brudd vil pga. overtrykket i reaktortanken medføre at kjølevannet blåses ut av primærsystemet og inn i sikkerhetsbeholderen som omslutter primærsystemet. Reaktorkjernen vil derfor ikke kunne bli kjølt på normal måte.
Reaktoren utstyres derfor med nødkjølingssystemer, hvis viktigste oppgave er å forhindre at brenselet ødelegges ved brudd på det primære kjølesystem.

Tap av kjøpevann - uhell

Tap av kjølevann kan forårsakes av en rekke forskjellige brudd på primærkjølesystemet. Slike brudd kan variere helt fra betydningsløse lekkasjer til brudd på selve reaktortanken. Sannsynligheten for brudd på reaktortanken er så liten (se 3.5.4) at man ikke tar hensyn til den ved dimensjoneringen av nødkjølesystemene. Kravene på nødkjølesystemene er derfor fastsatt med hensyn til det dimensjonerende uhell LOCA. Dette er bl.a. definert som et øyeblikkelig tvert brudd på det rør i primærkretsen som forårsaker størst utstrømning av kjølemiddelet (se 3.5.1.2).

Sikkerhetsbeholderen

Sikkerhetsbeholderen som omgir hele primærsystemet, er dimensjonert for å tåle trykkøkningen ved at kjølevann og damp blåses inn i denne som følge av rørbrudd. Den er selv utstyrt med egne trykkreduksjonssystemer.

Behovet for nødkjølesystem

Behovet for nødkjølesystem henger sammen med den grunnegenskap ved kjernereaktorer at energiutviklingen ikke opphører fullstendig når fisjonsprosessen stoppes, dvs. når reaktoren avstenges. I de første sekunder faller effekten meget hurtig til omkring 7 - 10 % av full termisk-effekt, deretter er nedbrytningsprosessene i det radioaktive materiale i reaktorkjernen bestemmende for energiutviklingen. Denne effekten avtar langsomt og vil være nede i ca. 0,5 % av reaktorens nominelle effekt først etter ca. 24 timer.

Metall/vann-reaksjon

Brenslet består av urandioksyd som er innkapslet i zircalloyrør. Urandioksyd smelter ved 2 800° C, og zircalloy ved omkring 1 850° C. Allerede ved lavere temperaturer inntreffer kjemiske reaksjoner mellom zircalloy og vann. Disse prosesser kan utvikle betydelige varmemengder om kapslingstemperaturen vesentlig overstiger 1 200° C.

Det viktigste kravet til nødkjølesystemene er derfor at temperaturen på kapslingen som omgir selve brenslet, ikke noe sted skal overstige 1 200° C.

3.5.3.2 Regler og spesifikasjoner

Nødkjølings-kriterier i USA

Den amerikanske atomenergikommisjonen har allerede fra de første kjernekraftverk kom i drift fastsatt bestemte kriterier for nødkjølesystem. Reaktorkonstruksjonene hadde i slutten av 60 årene forandret seg så meget at det var nødvendig med en revisjon av nødkjølingskriteriene. USAEC fremla derfor sommeren 1971 midlertidige kriterier til offentlig uttalelse. Etter at disse uttalelser var innkommet og behandlet fremsatte USAEC våren 1973 nytt forslag til nødkjølingskriterier. Disse kriterier ble vedtatt i desember 1973. Kriteriene inneholder krav om begrensning av brenslets kapslingstemperatur, dimensjonerende omfang av reaksjonen mellom kapslingsmaterialet og kjølevannet, og krav om at kjernens geometri skal bibeholdes slik at en effektiv kjøling sikres.

Regler i USA

I USA har man det mest komplette regelverk for de deler av anlegget som har sikkerhetsmessig betydning. Nedenfor har man i et kort sammendrag forsøkt å angi de viktigste kravene i dette regelverk:

- Det kreves generelt at reaktoranlegget skal utstyres med alle systemer som er nødvendige for å kjøle reaktorkjernen ved DBA og at alle systemer skal igangsettes automatisk når deres funksjon er påkrevet.

- Det kreves at alle systemer og komponenter skal utføres slik at sikkerheten kan garanteres etter et brudd på et hvilket som helst rør forbundet med reaktortanken.

- Det legges stor vekt på kvalitetskontroll under alle faser av produksjon, og det angis detaljerte krav for hvordan en slik kontroll skal organiseres, administreres og utføres. Alle systemer og komponenter som har betydning for sikkerheten skal kunne inspiseres og prøves regelmessig.

- Det kreves at alle systemer, elektriske og mekaniske, som er av betydning for nødkjølingen skal kunne funksjonere tilfredsstillende selv under antagelse av tilfeldig svikt i en komponent (single failure) når som helst under uhellsforløpet. Svikten må ikke ha noen sammenheng med den primære uhellshendelse, dvs. rørbruddet. Dette betyr i praksis at det kreves en dublisering av den utrustning det gjelder.

- Alle bygningsmessige konstruksjoner og alle komponenter og systemer som er av betydning for sikkerheten skal beskyttes mot følge av rørbrudd slik som rørslag, væskestrålen fra bruddstedet, og splintvirkning fra løsrevne biter.

Tyske regler

De tyske reglene er ikke så omfattende som de amerikanske, men generelt kan man si at for den altoverveiende del av reaktoranlegget gjelder tilsvarende krav som er angitt ovenfor også i Tyskland. Når det gjelder nødstrømsforsyningen, krever imidlertid de tyske reglene en høyere grad av dublisering. Praksis viser også at man i Tyskland har lagt større vekt på fysisk separasjon av dublisert sikkerhetsutrustning.

Svenske regler

I Sverige har man ikke egne skrevne regler og man har i meget stor utstrekning basert seg på de amerikanske. Reglene for USA kan derfor også sies å gjelde i Sverige. Praksis viser at man også i Sverige i likhet med i Tyskland har lagt større vekt på fysisk separasjon enn i USA.

Foreløpige norske spesifikasjoner

I de forløpige spesifikasjonene for det første norske kjernekraftverket har man tatt utgangspunkt i de amerikanske reglene. Når det gjelder dublisering av nødkjølesystemene har man gjort visse presiseringer, hvilket i praksis betyr at følgende kreves:

- tre delsystemer som hver for seg kan utføre den aktuelle funksjon tilfredsstillende (3 x 100 % kapasitet), eller
- fire delsystemer, hvert med en slik kapasitet at to tilsammen kan utføre den aktuelle funksjonen tilfredsstillende (4 x 50 % kapasitet).

Begge alternativene innebærer altså at det kreves en sådan grad av dublisering at sikkerheten kan garanteres selv om to delsystemer ikke er tilgjengelige i forbindelse med uhellet.

Det er også lagt vekt på utstrakt fysisk separasjon av de dubliserte delsystemene i likhet med praksis i Tyskland og Sverige.

3.5.3.3 Reaktorens nødkjølesystemer

Prinsipp

Nødkjølesystemene består alltid av minst to uavhengige og automatisk styrte kjølekretser, som hver for seg er dimensjonert for å klare å kjøle kjernen ved et dimensjonerende uhell. Systemene settes i gang ved signal fra flere uberoende detekteringssystem, hvorav de viktigste er:

- Trykkøkning i sikkerhetsbeholder
- For lav vannstand i reaktortanken.

Systemløsning

Systemløsningen for kokvanns- og trykkvannsreaktor er noe forskjellig.

I kokvannsreaktorer vil et typisk nødkjølesystem bl.a. bestå av et sprinklerarrangement direkte over brenselselementene. Et slikt system vil oppnå full kapasitet 10 - 30 sekunder

etter uhellet, avhengig av om det er nødvendig å etablere nødstrømsforsyning eller ikke.

For en leverandørs reaktorkonstruksjon vises i fig. 3.16 det beregnede temperaturforløp. Selve utblåsningen av kjølevannet er med USAEC's kriterier beregnet å være avsluttet etter ca. 100 sek., og alt vannet vil da befinne seg i sikkerhetsbeholderen. Sprinklersystemet beregnes å ha oppnådd full kapasitet ca. 30 sek. etter bruddet. Kjølingen vil i forholdsvis lang tid være begrenset, og i det vesentlige skje ved varmestråling til vanndråpene fra sprinkleranlegget og til andre kjøligere deler av reaktorkjernen. Etter ca. 400 sek. er reaktorkjernen oversvømmet igjen, og temperaturen vil synke raskt.

I trykkvannsreaktorer er varmebelastningen høyere enn i kokvannsreaktorer. Her skjer derfor temperaturstigningen vesentlig hurtigere, og det er nødvendig med tilsvarende hurtigere kjøling. I tillegg til pumpebetjente nødkjølesystemer er derfor trykkvannsreaktorene utrustet med store vannbeholdere under høyt trykk. Disse vannbeholdere utløses av trykkdifferansen når trykket i reaktoren har falt til ca. 45 bar. Prinsippet ved nødkjøling av trykkvannsreaktorer er å få pumpet inn så store mengder kjølevann at kjernen hurtigst mulig blir oversvømmet. For en leverandørs reaktokonstruksjon vises i fig. 3.17 det beregnede temperaturforløp. Selve utblåsningen av det primære kjølevannet er med USAEC's kriterier beregnet å være avsluttet etter ca. 51 sek. Oppfyllingen er videre beregnet til å ta mellom 30 og 40 sek.

Konstruksjons-forandringer

Konstruksjonen av både trykkvanns- og kokvannsreaktorene er blitt forandret de siste årene slik at konsekvensene ved et tap av kjølevannsuhell, er blitt mindre.
Trykkvannsreaktorene har forandret sin brenselskonstruksjon slik at temperaturforløpet ved tap av kjølevannet er blitt forbedret.
Kokvannsreaktorene har flyttet hovedsirkulasjonskretsen innenfor reaktortanken slik at et brudd på resirkulasjonskretsen ikke lenger er dimensjonerende. Denne forandring har også resultert i at reaktortanken raskere oppfylles etter utblåsningen. I GE's kokvannsreaktorer har dessuten brenselskonstruksjonen også blitt forandret. Effekten av disse endringer vises i fig. 3.16 og 3.17.

De viktigste komponenter (pumper, varmevekslere og rør) som inngår i nødkjølingssystemene er plassert separat i reaktorbygget slik at de ikke skal kunne ha noen fysisk påvirkning på hverandre. Samtidig er reaktorbygningen inndelt i brann- og eksplosjonssikre vegger. Nødkjølesystemene er plassert slik at man har et fullstendig nødkjølingssystem på hver side av disse vegger.

Drifts-erfaringer med nødkjøle-systemer

Uhell hvor det har vært behov for nødkjøling av kjernen har ikke forekommet, men det har vært flere mindre uhell i andre system som har gitt startsignal til nødkjølesystemene. Dette gjelder spesielt kokvannsreaktorene, hvor man har hatt noen tilfeller av utilsiktet damputslipp til sikkerhetsbeholder via sikkerhets- og trykkavlastningsventiler. Trykkøkningen i sikkerhetsbeholderen som følge av damp-utslippet har i enkelte tilfelle gitt startsignal til pumpene i nødkjøle-systemene.

Man har i alle forekommende tilfeller observert at nødkjøle-systemene har startet tilfredsstillende, både ved utprøving og i forbindelse med de mindre uhellsituasjoner som har forekommet.

3.5.3.4 Beregningsmodeller

Generelt

De myndigheter som skal godkjenne bygging og drift av kjernekraftreaktorer, krever fremlagt en sikkerhetsrapport for hvert slikt anlegg. I denne skal påvises bl.a. at det dimensjonerende uhell for nødkjølesystemet ikke fører til u-akseptable utslipp av radioaktive stoffer.

En meget vesentlig del av ovennevnte bevisføring består i å påvise at reaktorens nødkjølesystemer er istand til å kjøle kjernen ved et rørbrudd. Til dette arbeid blir det benyttet en rekke beregningsmodeller. Ved hjelp av disse modeller gjennomføres en serie beregninger på datamaskin for å forhåndsberegne hva som ville skje med reaktorkjernen hvis et rørbrudd skulle inntreffe.

Realistiske/ konservative beregnings-modeller

I forbindelse med beregningene av nødkjølesystemenes effektivitet skiller man mellom to typer beregninger. Disse er følgende:

Realistiske beregninger som tar sikte på å forutsi så nøyaktig som mulig de virkelige fysiske forløp.

Konservative beregninger som tar sikte på å forutsi hva som skulle ha skjedd dersom man eliminerer usikkerhetene med konservative antagelser. En konservativ antagelse fører til et beregningsresultat som er mindre gunstig enn virkeligheten. Denne brukes for å ta hensyn til usikkerheten med hensyn til fysikalske mekanismer i forløpet.

Resultatene fra realistisk beregning og konservativ beregning er vist i fig. 3.16 og 3.17.

Sikkerhets-margin/konserva-tisme

Differansen mellom virkeligheten og beregningsresultatet fremkommet med konservative antagelser utgjør den såkalte sikkerhetsmarginen eller konservatismen i beregningen.

De viktigste konservative antagelser gjelder:

- varmeutvikling etter brudd. (Effekten beregnes 20 % høyere enn normalt og ved mest ugunstig tidspunkt i brenselsykelen).

- kjølingen av kjernen før nødkjølingen trer i funksjon. (I visse perioder antas varmeovergangstallet lik 0).

- lengden av tidsrommet til nødkjølingen starter. (Tidspunktet for fuktning av brenselsstavene skal antas være forsinket med 60 sek.).

Særlig i USA har reaktorleverandørene reist kritikk mot de konservative antagelser myndighetene forlanger i modellene. Reaktormotstanderne har på den annen side reist tvil om modellene er istand til å representere forløpet i reaktorene. Modellenes beregningsresultater har vært sammenlignet med utførte eksperimenter med godt resultatet. Beregninger basert på de forlangte konservative antagelser, gir med stor grad av sikkerhet resultater som er ugunstigere enn virkeligheten.

3.5.3.5 Eksperiment og utvikling

Ovenfor omtalte beregningsmodeller er utviklet ved å kombinere teori og resultater fra forsøk. Forsøk har vært utført både for å studere komplekse fysikalske mekanismer og for å prøve om resultatene fra beregningsmodellene er realistiske. Forsøkene har gitt en mengde data for de enkelte delfenomener som inngår i modellene. Dessuten har resultatene fra beregningsmodellene blitt sammenlignet med forsøk som i størst mulig utstrekning er representative for reaktorforhold. Til tross for et omfattende forsøksmateriale, hersker det fremdeles en viss usikkerhet angående en del fysikalske mekanismer. Ved anvendelser av modellene på reaktorforhold krever myndighetene derfor at det blir foretatt en rekke konservative antagelser som nevnt ovenfor.

Sammenlignet med tidligere virksomhet, vil fremtidig virksomhet i større grad omfatte eksperimenter i stor skala hvor man vil undersøke hele eller større deler av det fysikalske forløp ved et rørbrudd. Disse forsøk vil gi et bedret grunnlag for videre utprøving av beregningsmodeller og mulige forbedringer av disse.
De fremtidige forsøk vil gi grunnlag for modifikasjoner i eksisterende kriterier for nødkjølesystem, og revurdering av de konservative antagelser som idag forlanges ved gjennomføring av uhellsberegninger.
Dette ventes å føre til at man kan oppnå en bedre utnyttelse av reaktorkjernen enn hva som idag tillates.

3.5.3.6 Konklusjon

- Fra kapitel 3.5.4 fremgår det at risikoen for et større uhell på grunn av rørbrudd, med samtidig svikt i nødkjølesystemet er beregnet til 1 gang pr. 100 millioner driftsår.

- Konstruksjon av brenslet og visse delsystemer har blitt forandret i kjernekraftreaktorer etter 1972. Dette har medført at de temperaturer som ved hjelp av de amerikanske kriterier beregnes oppnådd i brenslet ved et dimensjonerende uhell, er adskillig lavere enn for tidligere reaktorer. Se fig. 3.16 og 3.17.

- Utførte eksperiment viser at de beregningsmodeller som benyttes til å beregne hendelsesforløpet ved et tap-av-kjølevann uhell i en kjernekraftreaktor beregner hendelsesforløpet bra og gir resultat som med stor grad av sikkerhet er konservative.
  Fremtidig eksperimentvirksomhet tar sikte på forsøk i stor skala, slik at konservatismene kan elimineres, og derved lede til bedre utnyttelse av reaktorkjernen.

- Strenge regelverk må følges ved konstruksjon, bygging og drift av kjernekraftverk. De regelverk som foreslås lagt til grunn for det første norske kjernekraftverk er basert på de amerikanske bestemmelsene. I tillegg har en tatt med visse bestemmelser som eksisterer i Tyskland og Sverige.

Fig. 3.16

MAKSIMAL KAPSLINGSTEMPERATUR VED TAP AV KJØLEVANN (LOCA) FOR KOKVANNSREAKTOR (BWR)

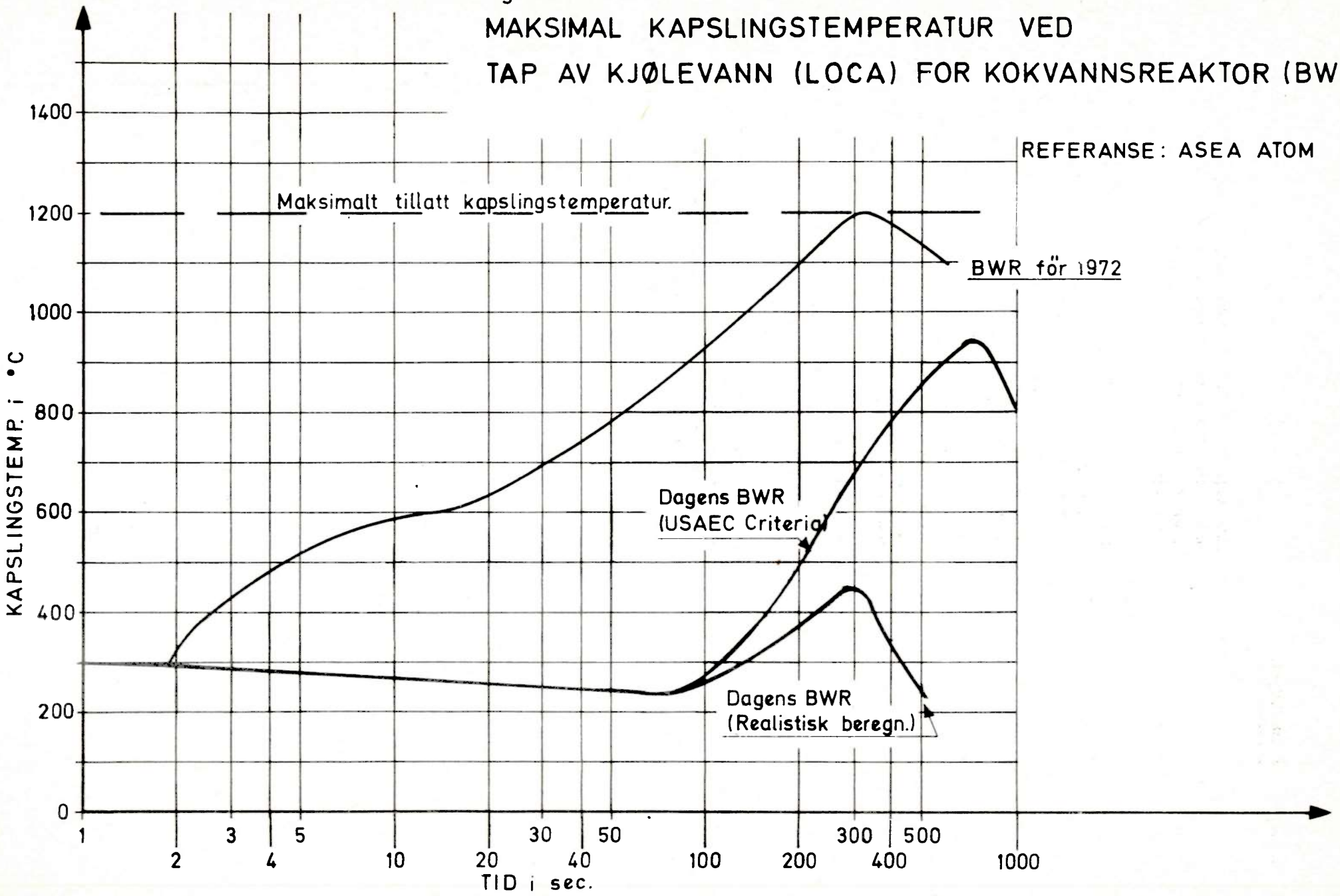
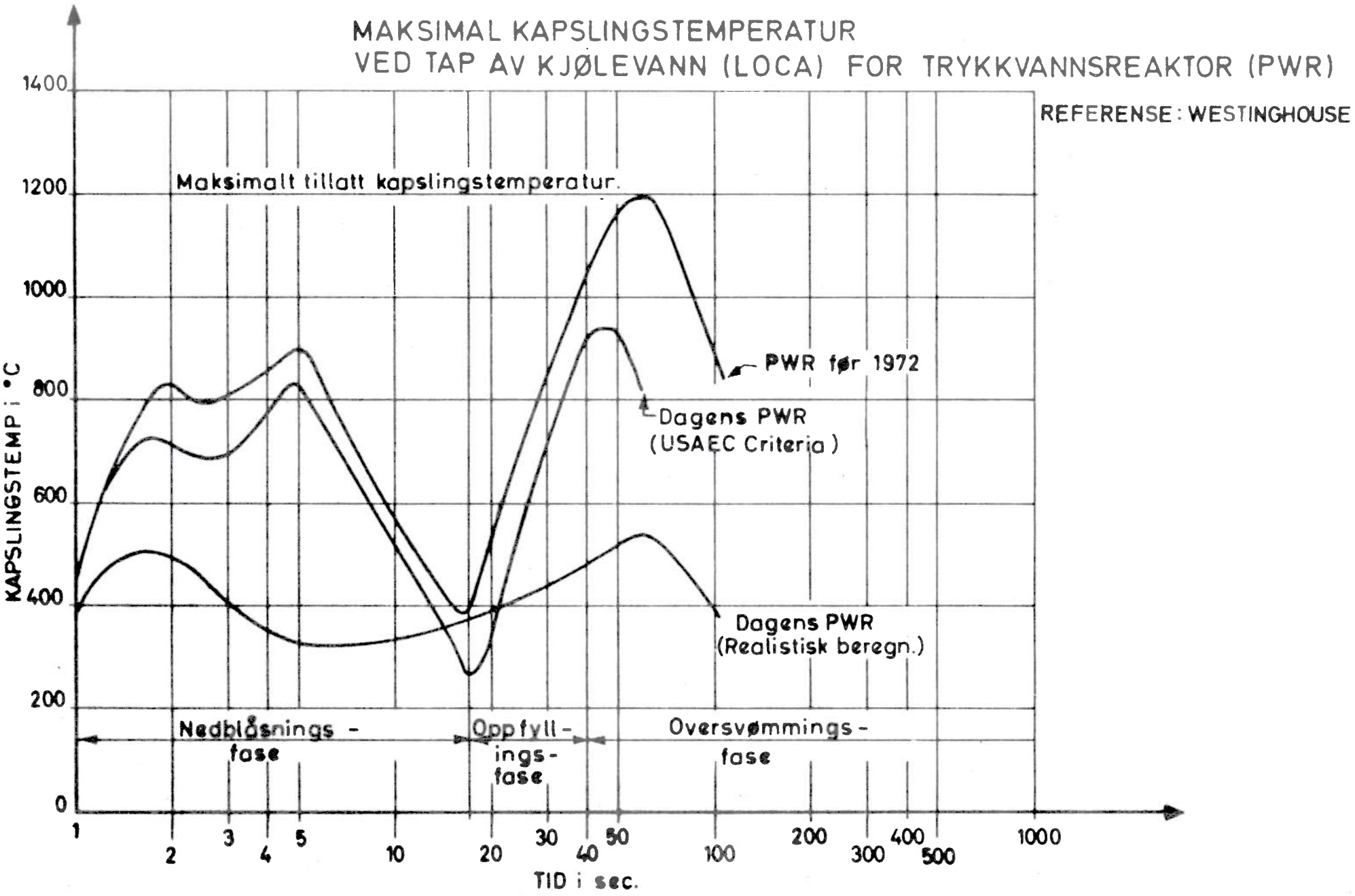


Fig. 3.17


MAKSIMAL KAPSLINGSTEMPERATUR
VED TAP AV KJØLEVANN (LOCA) FOR TRYKKVANNSREAKTOR (PWR)
REFERENSE: WESTINGHOUSE
Maksimalt tillatt kapslingstemperatur.
PWR før 1972
Dagens PWR
(USAEC Criteria)
Dagens PWR
(Realistisk beregn.)
Nedblåsnings - fase
Oppfyll - ings - fase
Oversvømmings - fase
KAPSLINGSTEMP i °C
TID i sec.
0
200
400
600
800
1000
1200
1400
1
2
3
4
5
10
20
30
40
50
100
200
300
400
500
1000

3.5.4 Sannsynlighet for og konsekvenser av hypotetisk maksimale reaktoruhell

3.5.4.1 Innledning

Graden av sikkerhet kan som nevnt under avsnitt "Grunnleggende sikkerhetsfilosofi", tallfestes med begrepet risiko, dvs. produktet av uhellssannsynlighet og konsekvens.

Blant annet som underlag for en vurdering av de risikokriteria kjernekraftverk må tilfredsstille, er det gjennomført undersøkelser av et hypotetisk maksimalt reaktoruhell, hvor betydelige deler av reaktorkjernens innhold av fisjonsprodukter antas frigjort til omgivelsene. Konsekvensene av et slikt uhell vil være sterkt avhengig av lokale forhold, og det er derfor gjennomført en beregning av hvor mange dødsfall et slikt hypotetisk uhell maksimalt kunne tenkes å medføre under norske forhold. Bl.a. den relativt lave befolkningstetthet i Norge leder naturlig nok til at konsekvensene blir noe mindre enn i tilsvarende beregninger for utenlandske anlegg. I det følgende vil uhellssannsynligheter og konsekvenser bli nærmere belyst.

3.5.4.2 Sannsynligheten for hypotetisk maksimale reaktoruhell

Beskrivelse av oppgaven

Sannsynligheten for at det skal inntreffe uhell med konsekvenser større enn ved dimensjonerende uhell (DBA) kan aldri bli null. Den må imidlertid gjøres ytterst liten, og da uhellet under gunstige værforhold kan føre til store konsekvenser, må risikoen analyseres nøye.

For å gi et fullstendig bilde av sannsynligheten for uhell med konsekvenser større enn ved dimensjonerende feil, må man i prinsippet analysere sannsynlighetene for en mengde med uhell (og kombinasjoner av uhell) som kan lede til slike konsekvenser. Problemet forenkles imidlertid ved at det beregningsmessig viser seg at det bare er uhell som fører til nedsmelting av kjernen som betyr noe vesentlig i en samlet risikovurdering. En uhellsutvikling som leder til nedsmeltning forutsetter total svikt i kjernekjølingen. Teoretisk kan dette skje gjennom forskjellige uhellssekvenser, men det er hovedsakelig to hendelser som kan føre til smelting av kjernen, nemlig :

a) Primært rørbrudd og samtidig total svikt i nødkjølingen.
b) Plutselig stort tankbrudd.

Bare disse uhell vil derfor bli omtalt videre her.

Erfaringsgrunnlag

På mange samfunnsområder bedømmes såvel sannsynligheter som konsekvenser av uhell på basis av tidligere erfaringer. Dette

forutsetter at man kan basere seg på tidligere inntrufne uhell med målbare konsekvenser. Ved kommersielle kjernekraftverk har det ikke inntruffet uhell som har ført til helsemessige skader utenfor anlegget (oversikt over ulykker fra militære anlegg og eksperimentanlegg, se ref. 24, s. 6-29). Det er derfor ikke mulig å basere vurderinger av store reaktoruhell på analyser av direkte uhellserfaringer. Problemet blir da ved hjelp av indirekte metoder å beregne sannsynligheten for ulykker som aldri har skjedd.

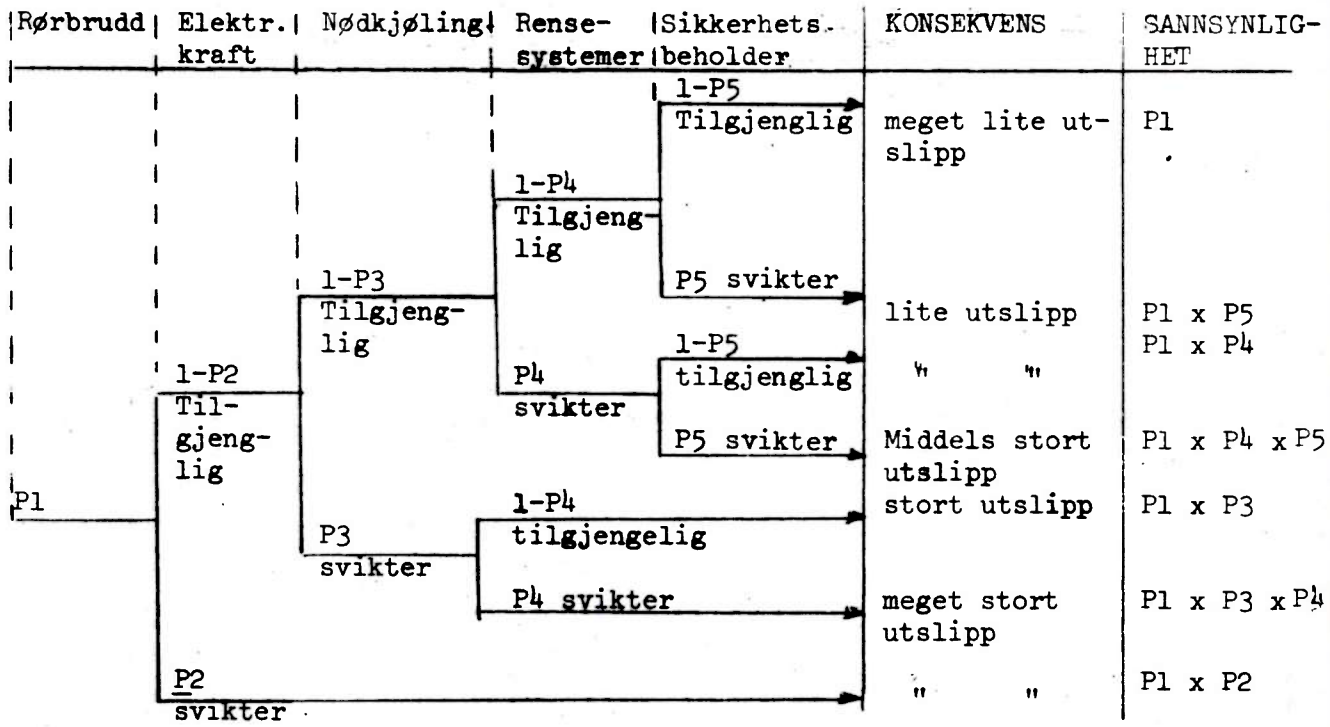
Metodikk

Det er hovedsakelig to metoder som sammen benyttes for å kartlegge feilsannsynligheter. Dette er :

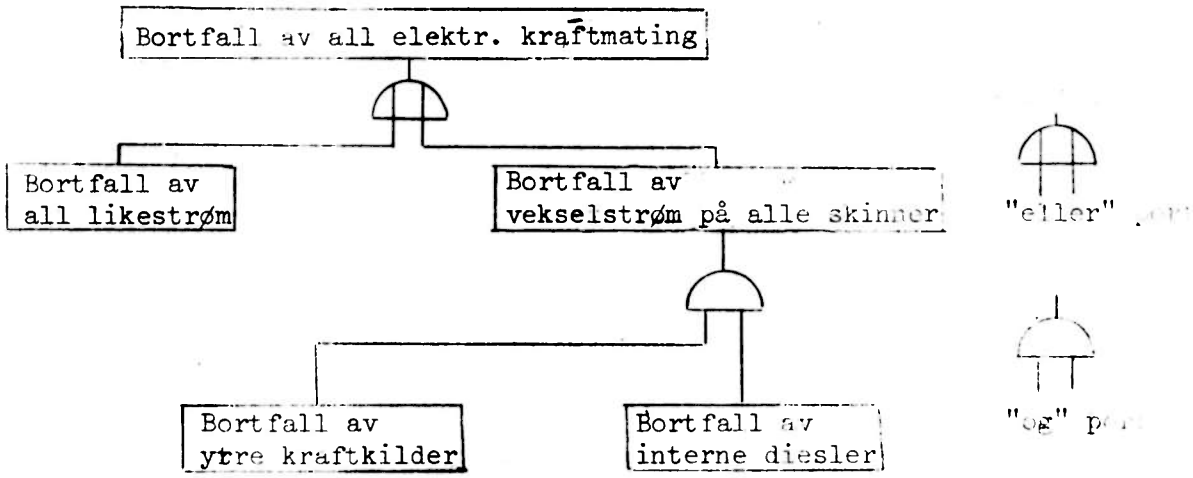
a) Konsekvensanalyse ("Sequence of events analysis")

b) Årsaksanalyse ("Fault-tree analysis")

Konsekvensanalyse Denne starter med den hendelse som kan føre til en mulig ulykke, f.eks. primært rørbrudd, og analyserer det videre forløp ved å vurdere de konsekvenshindrende systemers respons. I nedenstående figur er vist en meget forenklet konsekvensanalyse for et rørbruddsuhell ved en trykkvannsreaktor (PWR).



Årsaksanalyse. Dette er en metode for systematisk å lete etter årsaken og sannsynligheten for svikt hos de konsekvenshindrende systemer. Disse sannsynligheter benyttes så i konsekvensanalysen. Metoden går den motsatte vei i forhold til konsekvensanalyser, idet man starter med den uønskede hendelse og undersøker alle mulige årsaker til svikten. En forenklet årsaksanalyse er vist i nedenstående tabell.



Øverste trinn i logikken viser at man mister all elektrisk kraftmating om enten all likestrøm blir borte eller all vekselstrøm. Dette fordi vekselstrømmen skaffer kraften mens likestrømmen er kraftkilde for kontroll av vekselstrømskildene. Sannsynligheten for total svikt i elektrisk kraftmating er derved lik summen av feilsannsynlighetene for likestrøms- og vekselsstrømskilder. Vurdering av menneskelige feils innflytelse kan relativt enkelt bygges inn i en slik feiltreanalyse. Årsaksanalyse er egnet til å beregne feilsannsynligheter i systemer som består av mange komponenter med relativt sikre statistiske data for de enkelte komponenter. Innvirkningen av bl.a. menneskelige feil gjør likevel at usikkerheten i visse tilfeller kan bli en faktor 10 eller mer (f.eks. 10^{-3} - 10^{-4}.)

Feilsannsynlighet for feil

Som nevnt ovenfor, kan sannsynligheten for en potensiell ulykke anslås på basis av sannsynlighetene for hver hendelse i den kjede av feil eller uhell som fører til selve ulykken. Dersom de enkelte hendelser (feil, uhell) er statistisk uavhengig, dvs. at de ikke har noen felles årsak eller påvirker hverandre, kan sannsynligheten for at disse hendelsene vil skje samtidig beregnes som produktet av de respektive

sannsynligheter. De fleste hendelser (feil, uhell) har imidlertid flere mulige årsaker, og dersom en eller flere av disse årsaker er felles for en annen hendelse, vil sannsynligheten for at disse opptrer samtidig være større enn produktet av sannsynlighetene. Det samme vil være tilfelle hvis den ene hendelsen kan påvirke den andre, dvs. er en av de mulige årsakene til at denne skjer.

Feilsannsynlighet for komponenter

Den vanskeligste oppgave er å beregne feilsannsynligheter for enkeltkomponenter hvor det ikke foreligger et stort statistisk materiale.

Når det gjelder feildata for rørledninger i primærkretsene samt reaktortanker, har man ingen statistikk som kan anvendes direkte for beregning av bruddsannsynlighet, siden det ikke har skjedd brudd i slikt utstyr i kjernekraftverk. Sannsynlighetene må derfor anslås på basis av følgende datagrunnlag og vurderinger:

- registrerte feil i utstyr som har vært benyttet i ikke-nukleære industrier, der man benytter andre materialer og hvor mindre strenge krav er lagt til grunn både m.h.t. konstruksjon og kvalitets-sikring.

- en kvalitativ vurdering av hvordan de strengere krav til konstruksjon og kvalitets-sikring, utprøving før idrift-settelse, samt senere overvåking og inspeksjon kan ventes å influere på feil-frekvensen for tilsvarende utstyr som benyttes i kjernekraftverk.

For komponenter som ventiler, drivmekanismer for kontroll-staver, instrumenter osv., er det etter hvert akkumulert et vesentlig erfaringsmateriale gjennom drift av de kommersielle kjernekraftverk. For mange av disse komponentene har man feil-frekvensdata, som fra et statistisk synspunkt kan være tilfredsstillende, men de forbedringer som etter hvert blir foretatt på slikt utstyr vil ikke eksplisitt fremgå av feil-statistikken.

Det skal i denne forbindelse nevnes at den amerikanske atom-energikommisjonen (USAEC) krever at kjernekraft-industrien rapporterer alle hendelser som kan ha betydning for sikker-heten av anleggene og tar skritt for å hindre at disse gjentar seg (konstruksjonsforbedringer, strengere standarder og kvalitetssikring, øket inspeksjons-frekvens m.m.) På denne måten foregår det en kontinuerlig prosess for å opp-gradere komponentenes pålitelighet, slik at man må forvente at feil-frekvensene for utstyr i nye installasjoner vil vise lavere feilfrekvens enn feil-statistikken for eldre anlegg.

I nedenstående tabell er satt opp feilsannsynligheter for endel viktige komponenter og systemer, anslått på basis av ref. (22), (23) (24) og (29).

Feilsannsynligheten for viktige systemer og komponenter :

Systemer eller komponent	Feilsannsynlighet
Stort brudd i primære kjølevannskretser	10^{-4} pr. reaktorår x)
Stort xx) brudd i reaktortank	10^{-6} - 10^{-7} pr. reaktorår
Total svikt i nødkjølingssystemene for reaktorkjerne	10^{-4} pr. reaktorår

x) En feilsannsynlighet på 10^{-4} innebærer gjennomsnittlig 1 feil pr. 10 000 år. 10^{-6} betyr gjennomsnittlig 1 feil pr. 1 million år.

xx) "Stort" betyr i denne sammenheng at bruddet er stort nok til at det kan føre til utilstrekkelig kjernekjøling og derved nedsmelting.

Tap av kjølevann

Av tabellen ser man at risikoen for nedsmelting p.g.a. rørbrudd med samtidig svikt i nødkjølingen, kan beregnes til $10^{-4} \times 10^{-4} = 10^{-8}$, dvs. en gang pr. 100 millioner reaktorår. Selv om man skulle ha en usikkerhetsfaktor på 10 i begge disse feilsannsynlighetene (fellesfeil, menneskelig svikt m.m.), ville ikke sannsynligheten for nedsmeltning bli mer enn 10^{-6}, altså en gang pr. million reaktorår.

Tankbrudd

Erfaringsmateriale. Når det gjelder brudd-sannsynlighet for reaktortanker, må man som nevnt ovenfor anslå denne på basis av en kvalitativ sammenligning med konvensjonelle trykktanker, samt eksisterende feilstatistikker for disse. Ifølge en tysk studie som omfatter 240 000 konvensjonelle trykktanker (25), har man hatt et antall tankbrudd av alvorlig karakter som tilsvarer en feilsannsynlighet på $3 \cdot 10^{-6}$ pr. tankår. En engelsk oversikt (26) som omfatter 12 700 konvensjonelle trykktanker på tilsammen 100 300 driftsår (tankår) viser 2 større brudd som kan være relevante for vurdering av bruddsannsynlighet for reaktortanker. Dette tilsvarer en feilsannsynlighet på ca. $2 \cdot 10^{-3}$ pr. tankår. Basert på dette erfaringsmaterialet samt vurdering av de ekstra krav til

sveiseprosedyrer og kvalitetssikring ved tilvirkning av reaktortanker, har Otway (22) antatt en maksimal feilsannsynlighet på 10^{-6} pr. reaktorår m.h.t. store tankbrudd.

Reaktortanker. Det må presiseres at feilstatistikken for disse konvensjonelle trykktanker er lite representative for feilsannsynligheten av reaktortanker. En direkte anvendelse av denne statistikken vil vurderingsmessig gi et altfor pessimistisk anslag når det gjelder sannsynligheten for et ekstremt brudd som også medfører ødeleggelse av sikkerhetsbeholderen.

Kravene til reaktortanken er betydelig strengere enn de krav som stilles til trykktanker for ikke nukleære formål. Dette gjelder bl.a. materialspesifikasjoner, kvalitetskontroll og rutinemessig inspeksjon etter at tanken er tatt i bruk. Et moment som illustrerer betydningen av f.eks. stadig forbedret kvalitetskontroll, er at antall årlige tankfeil (konvensjonelle) synes å være konstant, mens antall tanker øker.

Amerikanske studier (27) viser at konsekvensene av mange typer tankbrudd vil være sammenlignbare med et brudd i de primære kjølevannskretser, dvs. at de ikke gir større konsekvenser enn de dimensjonerende uhell. Andre undersøkelser viser at muligheten for tankbrudd skal oppstå, er meget liten selv ved større sprekkdannelser i materialene (28).

På basis av den informasjon som foreligger idag, kan derfor summeres opp følgende sammenfattende konklusjoner med hensyn til sannsynligheten for store tankbrudd.:

Mulighetene for at det skal kunne oppstå store brudd i reaktortanker er meget små.

Basert på feilstatistikk for konvensjonelle trykktanker, samt en kvalitativ sammenligning mellom disse og reaktortanker, er det mulig å komme fram til et begrunnet anslag av sannsynligheter for brudd i reaktortanker. Sannsynligheten for et alvorlig tankbrudd, som også man medføre svikt i sikkerhetsbeholderen, er på dette grunnlag anslått til å være mindre enn 10^{-6} pr. reaktorår, dvs. gjennomsnittlig mindre enn 1 feil pr. million driftsår.

Brudd på sikkerhetsbeholder

Nedsmelting av kjernen kan direkte føre til at sikkerhetsbeholderen blir skadet. Sannsynligheten for samtidig brudd på sikkerhetsbeholderen er i de følgende risikoberegninger pessimistisk antatt lik 1. (Vurderinger varierer stort sett fra $1 - 10^{-3}$).

3.5.4.3 Konsekvenser av hypotetisk maksimale reaktoruhell

Beskrivelse av nedsmeltingsforløp

En full nedsmelting av kjernen vil bare kunne finne sted hvis all kjøling av kjernen svikter. Nedsmeltingen vil kunne forløpe på ulike måter avhengig av en rekke forutsetninger. De korteste tider i det forløp som er beskrevet i det følgende, er trolig det hurtigst tenkelige nedsmeltingsforløp, mens de høyeste verdier trolig er de mest sannsynlige.

Hvis et større brudd på primærsystemet inntreffer, vil kraftige trykkbølger bevege seg fra bruddstedet og inn i kjernen. Avhengig av størrelsen på bruddet, kan det inntre en viss mekanisk deformasjon av reaktorkjernen. Kjølemiddelet blir blåst ut av kjernen og kapslingstemperaturen stiger raskt på grunn av lagret varme i brenselet. Over 1100°C vil zircaloykapslingen begynne å reagere med vann. Dette gir en varmeutvikling som over 1300 - 1500°C vil kunne bli like stor som desintegrasjonsvarmen fra spaltningsproduktene.

Den varmeste delen av kjernen kan etter ca. 1 - 1,5 min. (PWR, BWR) ha nådd smeltepunktet for zircaloy, 1850°C. Uranoksydbitene kan da falle ut. Etter ca. 10 min. begynner uranoksydet å smelte ved 2800°C, og etter en til to timer kan største delen av brenselet ha smeltet. På dette tidspunkt er den alt vesentlige del av de flyktige spaltningsprodukter avgitt fra det smeltede brensel. Forløpet av sammenbrudd av kjernen vil være sterkt avhengig av hva som skjer med det smeltede uranoksyd på veien ned mot bunnen i reaktortanken. 50 - 80 % av brenselet kan muligens nå bunnen av reaktortanken. Etter ca. 0,5 - 2 timer vil varmeutviklingen fra spaltningsproduktene sannsynligvis være tilstrekkelig til at brenselet smelter seg gjennom bunnen av reaktortanken, og senere også gjennom bunnen av sikkerhetsbeholderen.

Etter relativt lang tid (opptil et par år) vil brenselet kunne smelte seg ytterligere 15 - 20 m ned i grunnen før det stopper opp. Årsaken til at en særlig dypere nedtrenging ikke kan finne sted (den såkalte "Kinaeffekt") er at de fleste oksyder som dannes vil være oppløselige i uranoksyd. Kjernen vil derved blande seg med den smeltede masse i grunnnen, og varmeutviklingen går med til å øke diameteren på smelten til maksimalt ca. 20 m.

Den smeltede kjerne vil ventelig være omgitt av en kappe av størknet keramisk materiale. Denne kappen vil minske frigivelsen av spaltningsprodukter, men vil ikke være tett nok til helt å stoppe frigivelsen. Den mengde som kan bli frigjort til atmosfæren, vil også reduseres på grunn av filtervirkning i grunnen som omgir den smeltede kjerne. Sjansen for betydelig radioaktiv forurensning av grunnvannet er liten på grunn av at den sterke varmeutviklingen og den høye temperaturen i brenselet driver grunnvannet unna. (35).

Utslipp fra brenselet

Det er utenkelig at alle radioaktive stoffer skal kunne spres. Stoffer med høyt smeltepunkt vil bare i liten utstrekning kunne fordampes og spres. Det er derfor hovedsaklig de radioaktive stoffer som er flyktige eller som foreligger i gassform som kunne tenkes å bli spredd etter en ulykke. Dette gjelder først og fremst jod (den kritiske nuklid etter en ulykke vil være jod-131) samt edelgasser (xenon, krypton). Hvis det finnes mulighet for oksydering av fisjonsproduktene, blir også stoffene tellur og rutenium flyktige fordi deres oksyder har et lavt kokepunkt. Cesium er også relativt lettflyktig, mens strontium bare er flyktig hvis luft ikke er tilstede. Selvstendige beregninger av virkningen av Te, Ru, Ce og Sr har ikke vært gjennomført under utarbeidelse av denne rapport. Beregninger utført i bl.a. England viser at størrelsesorden av konsekvensene vil være uforandret om disse virkningene også tas med.

De vesentlige mengder spaltningsprodukter slippes ikke ut til omgivelsene før både reaktortank og sikkerhetsbeholder er ødelagt, og brenselet smelter. Brenselets kapsling vil sprekke på et tidligere tidspunkt, og noe av spaltningsproduktene vil slippe ut da, men dette er relativt små mengder som betyr lite i forhold til de mengder som frigjøres etter at brenselet har smeltet. I de foreliggende beregninger er det regnet med at utslippet starter en halv time etter at uhellet inntraff (tankbrudd, rørbrudd med samtidig totalsvikt i nødkjølingen).

Utslipp fra bygningen

Når reaktortanken og sikkerhetsbeholderen er ødelagt, og det dessuten er hull i reaktorbygningen (BWR), spres ikke frigjorte spaltningsprodukter øyeblikkelig i atmosfæren. Selv om det er åpen passasje ut til omgivelsene, må gassene bringes ut av reaktorbygningen enten ved at det er overtrykk i bygningen, eller ved at vinden skaper undertrykk på le-siden av bygningen, Undertrykket øker med økende vindhastighet. Lave vindhastigheter gir de høyeste stråledosene. For disse vindforhold er det overtrykk i bygningen som er den vesentlige årsak til at spaltningsproduktene slipper ut. Overtrykket forårsakes av varmeutviklingen fra spaltningsproduktene. Det er i de foreliggende beregningene antatt at utslippet fra bygningen foregår jevnt over et tidsrom på en time.

Utslippsmengde/ utslippshøyde

Det er i beregningene antatt at 90% av mengden spaltningsprodukter som finnes i reaktorbrenselet av typen krypton og xenon (edelgasser) og jod blir frigjort. Anslagsvis halvparten av joden vil i virkeligheten avsettes på vegger og bygningsdeler, og mye av joden vil kunne vaskes ut hvis kjemisk sprinkling virker. Jodutslippet vil på grunn av sprinkling kunne reduseres med anslagsvis 75%. I de foreliggende beregninger er det sett helt bort fra slik avsetning og utvasking.
Det er antatt at utslippet går rett ut fra bygningen, og starter som et bakkeutslipp. På grunn av innholdet av radioaktive stoffer vil det deretter gradvis stige, slik som forklart i neste avsnitt.

Oppdrift av radioaktiv sky

Ved beregningene er det antatt at gassene ikke inneholder vesentlige mengder varm damp. Grunnen er at det er rimelig å anta at utslippet av radioaktive stoffer først starter etter en halv time. Da er den damputvikling som skyldes bruddet og utstrømning av kjølevannet avsluttet, og dampen har blitt presset ut av bygningen. Men på grunn av gassenes innhold av radioaktive stoffer vil det være en varmeutvikling i selve skyen. De radioaktive stoffer nedbrytes under utsendelse av stråling. Det meste av denne strålingen stanses i selve skyen og omdannes til varme. Dette varmeinnhold vil gi oppdrift da skyen vil være varmere enn den omgivende luft. Graden av oppdrift er avhengig av konsentrasjonen av radioaktive stoffer og øker med stigende konsentrasjon. Oppdriften varierer også med vindstyrken. Høyere vindstyrke hindrer eller sinker oppdriften, men vil til gjengjeld minske konsentrasjonen. Oppdrift av en radioaktiv sky fører til at skyen heves over bakkenivå og fører til en reduksjon av stråledosene. Denne reduksjonen er kraftigere for stråledoser som skyldes inhalasjon av radioaktive stoffer enn for stråledoser som skyldes ekstern bestråling av gammastråler. I beregningene er det regnet med at skyen ved utslipp er varmet opp p.g.a. resteffekten i kjernen (anslått til 20 MW i utslippstiden). Dette vil gi en momentan termisk oppdrift. Virkningen er noe kraftigere enn bare oppdriften p.g.a. radioaktive stoffer (radioaktiv oppdrift) men av kort tids varighet.

Befolkningsfordeling

Beregningene er basert på en valgt befolkningsfordeling som ansees representativ for Oslofjord-området. Det er antatt at det finnes en tettbebyggelse på 500 innbyggere i en avstand på 3 km fra byggestedet. I samme retning, men lenger bort, finnes to byer. En by på 25 000 innbyggere i en avstand av 8 km, og en by på 500 000 innbyggere på 70 km avstand. I tillegg er antatt en jevn fordeling over de øvrige områder, med en folketetthet på 25 personer/km^2 for avstander opptil 30 km fra byggestedet, og med en folketetthet på 70 personer/km^2 for avstander over 30 km fra byggestedet.

Vindretning

Det er antatt at vindretningen holder seg i den mest ugunstige retning under hele det tidsrom utslippet finner sted (1 time). Det vil si at det blåser direkte mot ovennevnte tettsted og to byer. Alle andre vindretninger vil gi vesentlig mindre konsekvenser.

Det er en begrenset sannsynlighet for at det blåser i denne bestemte retning. Et grovt anslag av denne sannsynligheten kan fås ved å betrakte den typiske utstrekning av en by på 25.000 innbyggere, og anta at det er samme sannsynlighet for at vinden blåser i en hvilken som helst retning. Anslaget viser at det er omtrent 1/100 sannsynlighet for at vindretningen er slik at konsekvensene blir av den størrelsesorden (svarende til ca. 4 dager pr. år) som er beregnet i de følgende. Vindretningsfordelingen gir altså 99% sannsynlighet for at konsekvensene blir vesentlig mindre enn angitt nedenfor.

Gunstige og ugunstige værforhold

For de avstander som er av vesentlig betydning i de foreliggende beregninger, gir øket vindhastighet en reduksjon i stråledosene. Stråledosene er dessuten en funksjon av de atmosfæriske spredningsforhold. Det kan nevnes tre grunnleggende klasser av spredningsforhold: stabile, nøytrale og ustabile. Ved stabile spredningsforhold er det relativt liten hvirveldannelse i luften, og utslippet blander seg langsomt med luften. Det vil altså opptre høyere konsentrasjoner av radioaktive stoffer, sammenlignet ved samme avstand fra utslipps-stedet, enn for de andre værforhold. Ved stabile værforhold vil derfor de høyeste stråledosene opptre. Ustabile spredningsforhold betyr på den annen side at det er kraftige hvirveldannelser i luften. Dette fortynner de radioaktive stoffer over større luftvolumer, og gir vanligvis de laveste stråledosene. Nøytrale spredningsforhold ligger mellom disse to.

Avsetning og utvasking

Det er i beregningene sett helt bort fra avsetning og utvasking ved nedbør. Disse effektene vil være av vesentlig betydning under de fleste forhold. F.eks kan tørr avsetning medføre at skjoldbruskkjerteldosen i en avstand på 70 km blir redusert til en tiendedel.

Værforhold i berengingene

I tillegg til den mest ugunstige vindretning antas for denne vurdering også meget ugunstige værforhold. For å gi en mest mulig korrekt beskrivelse av de beregninger som er utført, skal i dette avsnitt beskrives det såkalte 5 %-tilfellet som er en av de beregnete kombinasjoner av sannsynlighet og konsekvens. De 5 % sannsynlighet refererer her til sannsynlighet for forekomst av kombinasjoner av vindhastigheter og atmosfæriske spredningsforhold. Det er forutsatt at et utslipp har funnet sted, og at det blåser i den mest ugunstige vindretningen, 5 %-tilfellet betyr da at vindhastighet og atmosfærisk stabilitet er slik at mer ugunstige værforhold bare opptrer 5 % av tiden. Det vil si, 5 % av den tiden som det blåser i den mest ugunstige retning (1 % av tiden). Sannsynligheten for disse værforhold er altså 1 % av 5 %, svarende til at de inntreffer 0,05 % av tiden eller ca. 4 timer pr. år i gjennomsnitt. Berengingene er basert på målte meteorologiske data for et tidsrom på 24 000 timer. Konsekvensene beregnes for hver enkelt av disse observerte timene, og det bestemmes hvilken konsekvens som representerer 5 %-tilfellet.

Av tekniske grunner er beregninger av spredningen av radioaktive stoffer i atmosfæren gjennomført på grunnlag av observerte atmosfæriske stabilitetsdata gjeldende for Studsvik på Sveriges østkyst. Dette antas å gi realistiske, resultater ved anvendelse etter de gitte retningslinjer på et gjennomsnittlig byggested i Oslofjorden.

I tillegg til 5 %-tilfellet er det beregnet flere kombinasjoner av sannsynlighet (1 %, 10 % og 30 %) og konsekvens, og disse danner basis for en beregning av den totale risiko, uttrykt i sannsynlig konsekvens pr. år reaktordrift på grunn av store uhell.

Skjermingseffekt

I beregningene er lagt inn korreksjonsfaktorer som skal ta hensyn til den reduksjon av stråledosene som skyldes kroppens selvskjerming (absorpsjon av stråling i kroppen), og som skyldes skjerming ved bygninger (både på grunn av at personer oppholder seg innendørs og på grunn av at bygninger selv for personer utendørs reduserer stråling fra deler av den radioaktive skyen): Det er brukt en reduksjonsfaktor på 0.3 for by- og tettstedsbefolkning, og en reduksjonsfaktor på 0.6 for befolkning utenom byer og tettsteder.

Stråledoser

Ved beregning av konsekvensene er det nødvendig å kjenne forskjellige typer stråledoser. I de foreliggende beregninger har eksterne og interne helkroppsdoser og skjoldbruskkjerteldoser blitt bestemt. Eksterne helkroppsdoser skyldes bestråling fra radioaktive stoffer som befinner seg utenfor kroppen. Den interne helkroppsdosen skyldes bestråling til hele kroppen fra radioaktive stoffer som er inhalert. Skjoldbruskkjerteldosen skyldes bestråling av skjoldbruskkjertelen av radioaktivt jod som er inhalert og tatt opp i skjoldbruskkjertelen, hvorfra det igjen skilles ut gjennom kroppens naturlige kretsløp og reduseres ved radioaktiv nedbrytning.
Ved beregning av stråledosene er det ikke tatt hensyn til effekten av evakueringstiltak, bruk av jodtabletter, kjellerskjerming etc.

Konsekvensene av 5 %-tilfellet

I det følgende presenteres konsekvensene for det beregnede 5 %-tilfellet som gir noe nær de maksimalt tenkbare konsekvenser. (Sannsynligheten for disse konsekvenser er av størrelsesorden 2×10^{10}, eller en gang hver to milliarder år pr. reaktor).

Virkning	Latensperiode år	Antall dødsfall totalt	Kommentarer
Akutt død	-	ca. 2	
Skjoldbruskkjertelkreft	12	ca. 180	Regner med at 10 % av alle tilfeller fører til død (Farmer)
Annen kreft (inkl.leukemi)	15-25	ca. 320	Regner at 100 % av alle tilfeller er dødelige.

I den samme befolkning som rammes av konsekvensene som er gitt ovenfor, vil det i samme tidsrom (25 år) ventes mer enn 25 000 dødsfall p.g.a. vanlige ondartede svulster, medregnet leukemi.

Skjoldbruskkjertel. Det kan trolig også ventes at personer som mottar stråledoser fra jod på over 1000 rad kan bli utsatt for nedsatt hormonproduksjon i skjoldbruskkjertelen. Stråledosen kan minskes ved å spise inaktivt jod i form av jodtabletter. Eventuelle virkninger kan elimineres ved bruk av thyroxintabletter (hormonpreparat). Omfanget av slike mulige skadevirkninger er imidlertid vanskelig å beregne særlig nøyaktig, men i flere land, bl.a. i Norge, arbeider man p.t. med å klarlegge dette.

Genetisk virkning. På lang sikt er det likegyldig m.h.t. mulige genetiske virkninger om få mennesker mottar en stor stråledose eller mange mottar en liten. Et stort reaktoruhell vil over noen generasjoner kunne gi en genetisk virkning i størrelsen noen få prosent av den naturlige mutasjonsfrekvens. Den meget lave sannsynlighet for store reaktoruhell gjør altså dessuten at disses bidrag til eventuell genetisk påvirkning er uten statistisk betydning.

Hindret bruk av landområder. I tillegg til mange helsemessige effekter, kan et radioaktivt utslipp føre til at landområder ikke kan brukes i et begrenset tidsrom. Dette skyldes vesentlig et eventuelt utslipp av den radioaktive isotopen cesium 137 som vil avsettes på bakken. Den radioaktive halveringstid er 30 år, men strålingen vil falle adskillig hurtigere p.g.a. utvasking - et år eller noe mer har vært rapportert (Farmer). Strålingsnivået i det berørte området vil variere, men er av størrelsesorden ti ganger så høyt som bakgrunnsstrålingen. Størrelsen på det berørte området har ikke blitt beregnet i forbindelse med denne rapporten. Engelske beregninger for meget store uhell antyder 10 - 20 km fra utslippsstedet.

Sannsynlighet

Sannsynligheten for at et utslipp av den antatte størrelsen kan finne sted, er mindre enn 10^{-6}. Sannsynligheten for at det blåser i en vindretning som vil gi konsekvenser av den beregnede størrelsesorden er ca. 10^{-2}. Sannsynligheten for at det, når det blåser i denne vindretning, kan være mer ugunstige værforhold enn de som beregningene er utført for, er ca. 5×10^{-2}. Samlet sannsynlighet for konsekvenser alvorligere enn de som finnes i avsnittet ovenfor, blir da ca. 10^{-6}. 10^{-2}. 5. 10^{-2} eller 5. 10^{-10}. Etter dette vil altså et stort reaktoruhell med konsekvenser representative for et typisk byggested ved Oslofjorden som gitt ovenfor, kunne ventes å inntreffe sjeldnere enn en gang for hver to milliarder reaktorår.

Risiko

For å gi et mest mulig fullstendig bilde av risikoen (i form av dødsfallsannsynlighet og skadesannsynlighet) må en som tidligere nevnt, prinsipielt analysere og summere konsekvensene for hele spekteret av sannsynligheter m.h.t. værforhold.

Beregninger viser at om man summerer alle produkter av mulige konsekvenser og de tilhørende sannsynligheter, så vil risikoen i forbindelse med et stort reaktoruhell være ca. 2×10^{-6}. (Dvs. ca. 1 dødsfall pr. 500 000 år pr. reaktor.) Det er da tatt hensyn til sannsynligheten for at uhellet intreffer, sannsynligheten for at det blåser i ugunsitgste vindretning og sammenhengen mellom værforhold og konsekvens.

Den individuelle risiko (dødsfallsannsynligheten pr. person, år og reaktor) beregnes normalt ved å dividere ovennevnte risiko på hele landets befolkning. (I prinsippet skal man bare ta hensyn til den del av befolkningen som kan tenkes berørt av en ulykkeshendelse). Den individuelle risiko beregnet på samme måte som for andre ulykker (tabell 1, s. 3-41) blir da: $2 \times 10^{-6}/4 \times 10^{6} \approx 5 \times 10^{-13}$.

Sammenfattende konsekvensvurdering

I konsekvensberegningene har man gjort en rekke konservative antagelser. I nedenstående tabell er gitt en samlet oversikt over de viktigste forutsetninger.

FORUTSETNING		KOMMENTAR
Utslippspunkt	Bakkeutslipp	Utslipp i større høyde, f.eks via skorstein, reduserer konsekvensene sterkt. Konservativ antagelse.
Utslippstid	1 time	Muligens realistisk. Hvis utslippet skjer over 24 timer reduseres aktivitetsutslippet til ca. 1/10.
Utslippsmengde	90 % av jod og edelgasser	Vesentlig høyere enn hva man normalt regner med. Dosene reduseres proporsjonalt med utslippet. Ved 10 % jod utslipp og 90 % edelgasser vil konsekvensene være ca.1/8 av det angitte.
Oppdrift	Ja, noe	Det er antatt at utslippet har en viss termisk og radioaktiv oppdrift. (Stigehøyder er vesentlig mindre enn beregnet i Wash-740.) Realistisk.
Befolkningsfordeling	-	Representativ for Oslofjordområdet.
Vindretning/ værforhold	Sannsynlighet: 5×10^{-4}	Konsekvensene beregnet for en ugunstig kombinasjon som kun inntreffer ca. 4 timer/år. For alle kombinasjoner med høyere sannsynlighet er dosene vesentlig lavere.
Utvasking og avsetning fra utslipp	Nei	Ikke forutsatt. Under normale forhold vil disse effekter redusere stråledoser til skjoldbruskkjertel til ca. 1/10.
Skjerming	Ja, litt (bygninger + selvskjerming)	Ingen kreditt for kjellerskjerming.
Mottiltak	Nei	Ikke forutsatt noen form av evakuering. Dette kan evt. redusere konsekvensene til ca. 1/10. Jodtabletter ikke forutsatt brukt.

I tillegg til disse forutsetninger har man også gjort pessimistiske antagelser i sannsynlighetsberegningene for uhellsforløpet. De viktigste er trolig at samtlige konsekvensbegrensende systemer forutsettes å svikte samtidig (brudd på sikkerhetsbeholder, ingen spray- og filtersystemer i funksjon.)

Det er lite trolig at alle pessimistiske antagelser kan slå til samtidig. Man kan i prinsippet også tenke seg en sannsynlighetsfordeling av alle forutsetninger som er lagt til grunn, og man vil da finne at sannsynligheten for de beregnede konsekvenser er vesentlig lavere enn angitt.

3.5.4.4 Tidligere uhellsvurderinger

Det er gjennomført flere vurderinger av de maksimale konsekvenser etter en reaktorulykke, særlig i USA, England og Tyskland (ref.30-36). En parallell vurdering av sannsynligheter og derved risikoen, har ikke vært mulig før de siste år (34) da man ikke har hatt metoder for å beregne disse.

WASH-740

Den mest kjente av disse tidligere vurderinger er ref.30 (Wash-740 eller "The Brookhaven report") som ble utført i 1956-57 på oppdrag av den amerikanske atomenergikommisjon. Rapporten tjente bl.a. som grunnlag for bestemmelse av forsikringspremier for å sikre publikum tilstrekkelig skadeserstatning hvis et uhell skulle inntreffe. Rapporten var på flere punkter basert på urealistiske forhold for dagens reaktorer, og en oppdatering av rapporten ble derfor påbegynt i 1964-66. Den ble imidlertid aldri fullført, men det ufullstendige rapportutkast ble likevel offentliggjort i 1973.

Noen av de vesentligste innvendinger mot Wash-740 og dens oppdaterte utkast er:

- Tildels fysikalsk urealistiske utslippsforutsetninger. For de mest konsekvensfylte beregninger har man f.eks. ikke regnet med noen termisk og radioaktiv oppdrift.
- Risiko som produkt av uhellssannsynlighet og konsekvenssannsynlighet ikke beregnet.
- For norske forhold vil konsekvensberegningene være spesielt urealistiske p.g.a. den store forskjell i befolkningstetthet. Reaktoren var forutsatt plassert midt i et bymessig bebygget strøk (ca. 3/4 mill. mennesker innenfor en radius av 30 km) med en annen millionby 50 km unna og relativt tett befolket (200 pers./km^2) utenfor disse områder.
- Bare antall akutte skader ble kalkulert. Senere skader i form av kreft må tas med.
- Bygningers stråleskjermende virkning ikke tatt med i beregningene.

Resultatene fra Wash-740 viser at antatt dødsfall etter en total kjernesmelting ville bli mellom 0-900 og 0-3400 alt etter værforhold og utslippsforutsetninger.

Øvrige beregninger

Av øvrige konsekvensberegninger bør spesielt nevnes ref. 31-32.

Ny AEC-studie

Risikoen ved de fleste samfunnsmessige aktiviteter kan beregnes ut fra uhellstatistikk. Dette er ikke mulig for ulykker med ytterst liten sannsynlighet (og ingen statistikk), men med potensiell stor konsekvens. For å kunne vurdere risikoen fra kjernekraftverk realistisk og derved relatere den til andre forhold i samfunnet, satte USAEC i 1972 i gang en meget omfattende studie (13). Den ventes ferdig våren 1974 - og vil utgjøre et viktig grunnlagsdokument for sikkerhetsvurderinger. Studiene baserer seg på metoder for pålitelighetsberegninger av komponenter og systemer, som ble utviklet i 1960 årene i forbindelse med romfartsprogrammet og for militære anvendelser. Risikoen for tilsammen 69 godkjente byggesteder i USA blir vurdert.

3.5.4.5 Konklusjon

Graden av sikkerhet, dvs. risikoen, bestemmes hovedsaklig av sannsynligheten for nedsmelting av kjernen og sannsynligheten for at det samtidig er ugunstige værforhold m.h.t. spredning av radioaktive stoffer.

Sannsynligheten for uhell som kan føre til nedsmelting av kjernen (tankbrudd, rørbrudd med samtidig totalsvikt i alle nødkjølesystemer) er maksimalt 10^{-6}, dvs. en gang pr. million år pr. reaktor. Hvis uhellet har skjedd, avhenger konsekvensene (stråledoser til befolkningen) av vindretning og værforhold (sannsynlighet 5×10^{-4}). Det kan ventes meget få eller ingen akutte dødsfall(dvs. dødsfall som finner sted kort tid etter uhellet). Over en periode på 25 år vil uhellet kunne medføre fra 0 - ca.500 dødsfall (avhengig av værforhold og vindretning) forårsaket av kreft. Dødsfallene vil trolig vanskelig la seg statistisk registrere blant de ca. 25 000 dødsfall forårsaket av kreft i samme tidsrom.

Sannsynligheten for at et hypotetisk maksimalt uhell skal føre til disse konsekvenser er i størrelsesorden ca. 10^{-9} eller en gang pr. milliard år pr. reaktor.
($10^{-6} \times 5 \cdot 10^{-4} = 5 \times 10^{-4} \approx 10^{-9}$)

Den individuelle risiko (dødsfallsannsynligheten pr. person år og reaktor) beregnet på samme måte som for andre ulykker (tabell 1, avsn. 3.5.1) blir ca. 5×10^{-13}. (Dette er f.eks. flere millioner ganger lavere enn risikoen for drukning.) Hverken samfunnet eller den enkelte tar normalt forholdsregler mot så lave risikoer.

Restriksjoner i arealutnyttelse etter et maksimalt uhell kan bli: a) I en sektor ut til ca. 10-20 km vil avsetning av hovedsakelig isotopen Cesium 137 kunne medføre generelt forbud mot bruk av området en viss tid. Et år eller noe mer har vært rapportert. b) Et korttidsforbud (uker eller evt. måneder)mot bruk av melk produsert i den berørte sektor til en avstand av opptil 200-250 km. Dette gjelder også for visse matvekster, men for et mindre område. (Dette har små økonomiske og ingen helsemessige konsekvenser.)

En direkte risikobedømmelse av store uhell er ikke nødvendigvis tilstrekkelig i seg selv. Som påpekt i avsnitt "Grunnleggende sikkerhetsfilosofi", må en virksomhet som medfører risiko for spesielt store skadevirkninger fra en enkelt ulykke, tilfredsstille et særlig strengt risikokriterium. Det framgår av de vurderinger som er gjengitt ovenfor at store reaktoruhell er langt mer usannsynlig enn en rekke kjente ulykkesfenomener. Til tross for dette vil hos oss store reaktoruhell ha konsekvenser i form av tapte menneskeliv i samme størrelsesorden som mer vanlige ulykker, som f.eks. flystyrt og større eksplosjoner.

3.5.5 Aktivt avfall

3.5.5.1 Avfallstyper

Det radioaktive avfall som dannes ved et kjernekraftverk og som ikke slippes ut i omgivelsene (kfr. pkt. 3.4.1) kan inndeles i tre grupper:

- avfall i brukte brenselselementer,
- vått avfall, som omfatter brukt filter- og ionebyttermasse, ionebytterpulver, konsentrat fra inndampere etc., og
- tørt avfall, som omfatter luftfiltre, kassert utstyr og deler, filler etc.

Brukte brensels-elementer

Som allerede nevnt under pkt. 3.4.1 inneholder brenselet den alt overveiende delen av de radioaktive stoffene som dannes på et kjernekraftverk. Foruten fisjonsprodukter inneholder brenselet også aktiveringsprodukter. De mest fremtredende av de sistnevnte er de forskjellige transuranene, og da spesielt de forskjellige plutoniumisotopene.

> De egentlige avfallsstoffene utgjør kun en mindre del, ca. 3 %, av innholdet i de brukte brenselselementene. Den alt overveiende delen, ca. 96 %, er uran, derav ca. 1 % U-235. Den resterende delen, ca. 1 %, er i alt vesentlig plutonium. Hovedformålet med opparbeidingen av de brukte brenselselementer er å gjenvinne uranet og plutoniet for bruk i nye brenselselementer.

Hvert år utskiftes normalt 1/3 - 1/4 av brenselsinventaret i reaktoren. For et 1000 MW(e) verk vil dette si 30-40 tonn UO_2, eller ca. 190 brenselselementer i en BWR-reaktor og ca. 65 brenselselementer i en PWR-reaktor.

Ved utskiftningspunktet er den spesifike aktiviteten til det brukte brenselet meget høy. Den alt overveiende aktiviteten skyldes dog forholdsvis kortlivede isotoper. I løpet av 150 dager avtar således aktiviteten til ca. 2 % av den opprinnelige.

De utskiftede brenselselementene lagres vanligvis på verket i 3-5 måneder før skiping.

Vått avfall

Det våte avfall behandles etter type.

Ionebytterpulver og -masse og filtermasse oppsamles i sedimentreingstanker hvorfra vannet avtappes. Ytterligere vann fraskilles ved sentrifugering eller filtrering av oppslemmingen. Den resulterende masse blandes med sement, asfalt, plast eller vermikulit (bearbeidet glimmermateriale som er meget vannabsorberende) og fylles på standard 200 l fat som forsegles.

Konsentrat fra inndamperne foreligger normalt i 20 - 25 % oppløsning. Denne blandes med et av de ovenfornevnte tilsatsstoffer og fylles på fat som forsegles. Det våte avfallet overføres således til fast form.

Tørt avfall

Det meste av dette avfallet består av luftfiltre, filler etc. Slikt avfall fylles på standard fat og komprimeres.

Kasserte deler og komponenter samt laboratorieavfall fylles også på standardfat. Disse kan om nødvendig være forsynt med en betongforing for å redusere strålingen.

Avfallsmengder

De årlige mengder av tørt og vått avfall vil være svært avhengig av utslippskriteriene og driftsforholdene, som eksempelvis omfang av reparasjon, brenselsskade etc. Oppgaver fra kjernekraftverk i drift viser således store variasjoner fra år til år og fra verk til verk. Volumet av det ferdigbehandlede avfall vil videre avhenge av typen av blandemateriale.

Nedenforstående tabell gir et grovt overslag over de årlige avfallsmengder fra et 1000 MW(e) verk, i antall av fat; basert på blanding med sement.

	PWR	BWR
Vått	350	850
Tørt	300	350
Totalt	650	1200

Aktivitetsmengde

Den samlede aktiviteten til det avfall som fylles på fat, vil for et 1000 MW(e) verk, beløpe seg til 1000 - 2000 Ci/år. Aktiviteten vil fordele seg omtrent som følger:

ca. 2 % av fatene	5-25 Ci/fat
" 25 % " "	0,1-5 " "
" 70 % " "	< 0,1 " "

Disse fatene med avfall vil normalt lagres på verket i ca. 5 år før skipning til et sentrallager. Dette avfallet består hovedsakelig av radioaktive isotoper med forholdsvis kort halveringstid.

3.5.5.2 Transport

Transport av radioaktive stoffer er underlagt offentlige bestemmelser og kontroll. Reglene i de fleste land er basert på anbefalingene til det internasjonale atomenergibyrå - IAEA (37), og er dermed stort sett like, slik at transport over landegrenser ikke byr på spesielle problemer. Hvorvidt avfallet fra kjernekraftverk kan transporteres uten spesiell forpakking eller ikke er avhengig av blant annet aktivitetsinnholdet i avfallet.

Fat

Den alt overveiende delen av det avfallet som er pakket på fat kan transporteres uten spesielle tiltak. For den resterende delen, ca. 2 % av fatene, kan det være nødvendig med en spesiell transportbeholder som vil beskytte mot eventuelle mekaniske og termiske påkjenninger.

Brukt brensel

De utbrendte brenselselementene må transporteres i spesielle transportflasker. Disse skjermer for strålingen og sikrer kjøling av brenselselementene. Transportflaskene er videre dimensjonert for å kunne motstå visse mekaniske og termiske påkjenninger uten å ta skade, eksempelvis fritt fall på 9 m mot fast underlag.

Det finnes transportflasker av varierende størrelse fra 20 - 100 tonns vekt. Den minste typen er for landeveistransport og tar 2 BWR-, eventuelt 1 PWR-elementer. De største typene er for jernbane- og sjøtransport og tar opptil 18 BWR-, eventuelt 7 PWR-brenselselementer.

Erfaringene med transport av radioaktive stoffer fra kjernekraftverk er generelt meget gode. Uhell har funnet sted, men ingen har resultert i lekasjer av radioaktive stoffer til omgivelsene som har hatt noen form av konsekvenser.

3.5.5.3 Lagring og deponering av avfall

Den radioaktive nedbrytingen av stoffer påvirkes ikke av ytre forhold som trykk og temperatur, og av den kjemiske formen og forbindelsen av stoffet. Ved induserte nukleære reaksjoner kan man overføre visse radioaktive stoffer - i første rekke transuranene til andre stoffer med kortere halveringstid, i noen tilfelle også til stabile stoffer.

Halveringstiden er et uttrykk for hvor fort en radioaktiv isotop nedbrytes. Som betegnelsen indikerer vil aktiviteten avta til det halve i løpet av et tidsrom av en halveringstid. Eksempelvis vil aktiviteten etter et tidsrom på 1, 2, 3 og 4 halveringstider etter et vilkårlig referansetidspunkt være henholdsvis: 1/2, (1/2) x (1/2) = 1/4, (1/4) x (1/2) = 1/8 og (1/8) x (1/2) = 1/16 av den på referansetidspunktet.

For den alt overveiende delen av de radioaktive stoffer som dannes på et kjernekraftverk, vil en således være henvist til å la tiden arbeide for en, dvs. de elimineres ved naturlig radioaktiv nedbryting.

Dette nødvendiggjør isolering av de radioaktive stoffene fra biosfæren inntil aktiviteten har avtatt til et visst nivå. Formålet med behandlingen av de radioaktive avfallsstoffer er å overføre disse til en mest mulig hensiktsmessig form for sikker lagring.

Mange metoder for preparering og lagring/deponering av radioaktivt avfall har vært diskutert og utprøvd, dels i liten skala på forsøksbasis og dels i større omfang.

Kraftverks-avfall

Det avfallet som pakkes i fat på kjernekraftverket lagres ofte for en periode av opptil 5 år på selve verksområdet. Etter denne midlertidige lagringen planlegger man i de fleste land å overføre avfallet til spesielle nasjonale lagerplasser. På disse sentrallagre vil avfallet oppbevares i bygninger på jordoverflaten eller lagres, eventuelt deponeres, i underjordiske hulrom. Det avfallet som inneholder kun små aktivitetsmengder og alene kortlivede isotoper, blir vanligvis gravd ned på spesielle plasser.

Avfall fra opparbeidingsanlegg

Det høyaktive avfallet fra reprosesseringsanleggene foreligger hovedsakelig i flytende eller slamaktig form. Hittil har dette avfallet i alt vesentlig blitt lagret i denne formen på ståltanker.

Lagring av høyaktivt avfall på tanker av moderne konstruksjon med rigorøs lekasjeovervåkning og dobbel tankvegg har vist seg å være en fullt tilfredsstillende løsning på kort sikt. De viktigste fisjonsproduktene i det høyaktive avfallet når det gjelder krav på lagringstid er strontium-90 og cesium-137. Disse produktene har halveringstider på ca. 30 år og må isoleres fra biosfæren i flere hundre år før de kan betraktes som lavaktive.

Det flytende avfallet vil også inneholde rester av elementer med høyere atomvekt enn uran, de såkalte transuraner av hvilke plutonium er den viktigste. Spesielt plutonium-239 har meget lang halveringstid (ca. 24 000 år). Transuranene er dessuten giftige.

I laboratorieskala har man utviklet metoder for ekstrahering av transuraner fra avfallet. Det betraktes som fullt mulig å utnytte disse metoder også i industriell skala. Transuranene kan da føres tilbake til en reaktor for "forbrenning" til spaltningsprodukter. Nødvendig lagringstid for avfallet vil da være bestemt av de forannevnte fisjonsprodukters aktiviteter og halveringstider.

Det er nå en almen oppfatning at det høyaktive avfallet bør overføres til fast form. I USA er det nå eksempelvis bestemt at avfallet, etter maksimalt 5 års mellomlagring i flytende form på reprosesseringsanlegget, skal overføres til fast form.

Ved overføring til fast form vil mulighet for spredning og volumet av avfallet reduseres drastisk.

> I fast form beløper det årlige høyaktive avfallet fra et 1000 MW(e) anlegg seg til ca. 2,5 m^3.

Flere metoder for overføring av avfallet fra flytende til fast form har vært utprøvet og vist seg teknisk såvel som praktisk mulig i stor skala. Ingen enkelt metode har dog skilt seg ut som spesielt overlegen i forhold til de øvrige. På det nåværende tidspunkt er det ikke tatt stilling til hvilken metode som vil bli benyttet. Flere metoder utforskes fortsatt. Først i slutten av 1970-årene vil mengden av radioaktivt avfall anta slike volumer at en metode må velges.

På grunn av de ovenfornevnte strenge og langsiktige krav til lagring av høyaktivt avfall, har man i første rekke undersøkt muligheten av å deponere det i saltavleiringer. Slike avleiringer anses for å være bedre egnet enn andre geologiske formasjoner av flere grunner. De har vist seg å være meget stabile - de antas å være opptil 200 - 300 millioner år gamle.[x] Salt deformeres plastisk og har god varmeledningsevne. I verden finnes en del store saltformasjoner. Bruk av noen av disse til lagring av radioaktivt avfall vil således ikke innebære noen vesentlig ressursbegrensning.

Alle de tekniske aspekter ved deponeringen av radioaktivt avfall i saltformasjoner er ikke avklaret ennå. USAEC kunngjorde således for en tid siden at de som et midlertidig arrangement vil lagre avfallet i bygninger over jorden. (Det faste avfallet skal overføres til de føderale lagerplasser innen 10 år etter at brenselselementene er opparbeidet.) Derfra vil avfallet bli overført til den endelige deponeringsplassen.

I tillegg til saltavleiringer studerer man også muligheten for deponering av avfall i andre geologiske formasjoner som er stabile, f.eks. nedlagte gruver eller spesielle hulrom langt under jordoverflaten - f.eks. utsprengt v.h.a. nukleær sprengladning.

x) At det overhode finnes store saltavleiringer er et bevis for at disse områder er isolert fra det sirkulerende grunnvann

Den alminnelige innstilling er således at man ikke tar endelig stilling til avfalls- og deponeringsform før omfangsrike undersøkelser av den totale behandlingen av høyaktivt avfall er gjennomført. Både når det gjelder metoder for reduksjon av avfallets innhold av langlivede produkter, innstøpningsform og endelig deponering er ulike alternativer under vurdering. Denne innstilling mener man å kunne tillate seg da avfallsmengden som produseres i det nærmeste decenniet er begrenset og at avfallet i denne tiden kan lagres på en betryggende måte under overvåkning. Dette utgjør en gardering mot forhastede valg av endelig deponeringsform.

Hittil har det vært praksis at det høyaktive avfallet lagres i det land som opparbeider det brukte brenselet. Det avfallet som bearbeides på kjernekraftverk lagres imidlertid i vedkommende land.

Under opparbeidingen av brenselet vil de akkumulerte mengder av krypton-85 og tritium fraskilles, og de blir normalt sluppet ut i omgivelsene. På grunn av den lange halveringstiden til disse isotopene, henholdsvis ca. 10 og 12 år, vil de forårsake en bestråling av hele jordens befolkning. For tiden er denne globale bestrålingen neglisjerbar, og selv ved år 2000 vil den gjennomsnittlige genetiske befolkningsdosen (se 3.4) beløpe seg til kun ca. 0,030 mrem/år og ca. 0,003 mrem/år p.g.a. krypton-85 henholdsvis tritium. (38)

3.5.6 Sikkerhetskontroll av nukleære materialer

Spaltbare isotoper

Brenslet i en kjernereaktor må inneholde en spaltbar isotop. Hittil er vesentlig gjort bruk av U-235 som finnes med en konsentrasjon på ca. 0,7% i naturlig forekommende uran. Enkelte reaktortyper kan benytte uran med denne U-235 konsentrasjon, men i de fleste tilfeller blir U-235 konsentrasjonen øket ved anrikning (for lettvannsreaktorer gjerne til 2 - 3% U-235). Ved bestråling av uran dannes plutoniumisotopen Pu-239 og ved bestråling av thorium uranisotopen U-233. Disse to isotopene er også spaltbare og kan erstatte U-235.

U-235, U-233 og Pu-239 i konsentrert form (over 90% anriket) er nukleære sprengstoffer som kan benyttes i atomvåpen.

Beskyttelse

Etter hvert som bruken av kjernekraft øker i omfang rundt om i verden, øker også mengden og utbredelsen av de spaltbare isotoper og dermed behovet for å gardere seg mot at de skal bli misbrukt for militære formål. Det er også nødvendig å isolere disse isotopene fra omgivelsene fordi de er radioaktive og giftige. Dessuten har de stor økonomisk verdi.

Sikkerhets-kontroll

Begrepet sikkerhetskontroll (safeguards) brukes om de regelverk og virksomheter som har til formål å forhindre at nukleære materialer (U,Pu, Th) for fredelig bruk, f.eks. elektrisitetsproduksjon, skal kunne tas i bruk for militære formål.

Avledning

Overføring av nukleære materialer fra fredelig virksomhet til framstilling av nukleære eksplosive anordninger eller til steder utenfor den ansvarlige operatørs kontroll betegnes gjerne som avledning. Sikkerhetskontrollsystemet har til oppgave å oppdage og avskrekke fra avledning.

Nasjonal kontroll

I de enkelte land som hadde kjerneenergivirksomhet ble det i årene etter krigen etter hvert etablert nasjonale systemer for sikkerhetskontroll. Disse systemer kunne ofte samordnes med de beskyttelsestiltak operatørene hadde iverksatt p.g.a. de nukleære materialers radioaktivitet og store økonomiske verdi.

Bilateral kontroll

I forbindelse med eksport av nukleære materialer, særlig fra USA, ble det i 50-årene inngått avtaler mellom avsender- og mottakerland om sikkerhetskontroll. Disse avtalene påla mottakerlandene rapporteringsplikt og ga avsenderlandene rett til inspeksjon av det eksporterte materiale.

Regional sikkerhets-kontroll

EURATOM og, i en mer begrenset utstrekning, OECD gjennomfører også sikkerhetskontroll innen sine områder.

IAEA

Etter hvert overtok Det internasjonale atomenergibyrå (IAEA, International Atomic Energy Agency), som ble dannet som en særorganisasjon under FN i 1957 og som har sete i Wien, utøvelse av sikkerhetskontrollen under de fleste bilaterale avtalene.

Ikke-spredningstraktaten

Opplegget for et verdensomspennende system for sikkerhetskontroll fikk en imidlertid først etter at Ikke-spredningstraktaten (The 1968 Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons, NPT) som var vedtatt av FN's generalforsamling i 1968, trådte i kraft 5. mars 1970, da den var ratifisert av 40 stater. Pr. 1.12.1973 er NPT ratifisert av 78 stater, deriblant USA, Storbritannia, Sovjet samt Norge. Bl.a. Frankrike, China, Japan, India, Israel og Sør-Afrika har ikke ratifisert.

NPT forplikter samtlige stater som slutter seg til traktaten til ikke på noen måte å bidra til at andre stater skal kunne skaffe seg atomvåpen, og den forplikter ikke-atomvåpenmakter til ikke å skaffe seg slike våpen. Som et middel til å påse at disse forpliktelser overholdes, må alle ikke-atomvåpenmakter - men ikke atomvåpenmaktene - underkaste seg sikkerhetskontroll som utøves av IAEA.

IAEA's sikkerhets-kontroll

IAEA's sikkerhetskontroll er lagt opp med sikte på raskt å kunne konstatere om nukleært materiale under kontroll er blitt borte.

Etablering av sikkerhetskontrollen i den enkelte stat

Etter at en stat har ratifisert NPT, må det treffes en avtale mellom vedkommende stat og IAEA. Denne bygges i størst mulig utstrekning på en modell utarbeidet av IAEA og skal inneholde - foruten en erklæring fra vedkommende stat om villighet til å underkaste seg sikkerhetskontroll - bestemmelser om ytelser fra hver av partene, omfanget av kontrollen og prosedyrespørsmål. Disse spørsmål blir videre detaljbehandlet i en tilleggsavtale (Subsidiary Arrangements), som igjen har tilleggsbestemmelser for hvert enkelt anlegg (Facility Attachments).

IAEA går ut fra nasjonalstaten som den fundamentale enhet for sikkerhetskontroll, bl.a. fordi alle nukleære anlegg innenfor denne er underlagt samme lovgivning.

Kontroll-metoder

Enhver stat som skal underkastes IAEA's sikkerhetskontroll, må etablere sin egen nasjonale sikkerhetskontroll. IAEA får tilgang på data fra det nasjonale system og sammenholder disse med egne målinger og beregninger.

For utføring av sikkerhetskontroll blir kjerneenergivirksomheten i det enkelte land delt opp i såkalte materialbalanseområder. - Et materialbalanseområde avgrenses slik at beholdning av nukleært materiale i, samt transport inn i og ut av området, effektivt kan kontrolleres. Denne kontroll finner sted ved såkalte måleknutepunkter. Et materialbalanseområde kan omfatte et nukleært anlegg, f.eks. et kjernekraftverk eller en brenselsfabrikk, deler av et anlegg eller flere anlegg.

IAEA kontrollerer det nukleære materiale ved hjelp av tre forskjellige metoder:

Materialbokføring,
inneslutning og
overvåking.

Materialbokføring utføres av den enkelte stat og verifiseres av IAEA. Når først beholdningen av nukleært materiale innenfor et materialbalanseområde er bestemt, består bokføringen i å føre regnskap med transport inn i og ut av vedkommende område. Svinn kan da oppdages ved en sammenligning mellom målt og bokført beholdning i materialbalanseområdet. Ved transport fra et materialbalanseområde til et annet, kan kontroll skje ved å sammenligne avsendt og mottatt kvantum.

Inneslutning av nukleært materiale kan skje ved forsegling e.l. av lagerrom eller -beholdere for derved å hindre forandring av lagret kvantum uten IAEA's kjennskap.

Overvåking skjer både ved hjelp av inspeksjoner som IAEA's inspektører - som må være godkjent av vedkommende stat - har rett til å foreta, og ved hjelp av overvåkingsinstrumenter slik som automatiske kamera.

Nøyaktighet av kontrollen

Et avgjørende spørsmål gjelder nøyaktigheten av sikkerhetskontrollen. Når store mengder nukleært materiale er i omløp, vil selv et prosentvis lite svinn i det lange løp utgjøre en

materialmengde av betydning. Fornukleære prosessanlegg i teknisk målestokk vil den mengde av materiale det ikke kan gjøres rede for ved sammenligning av inn- og utgående materialstrømmen (beholdningsavvik) gjerne ligge i området 0,1 - 0,2% av materialgjennomstrømningen. Delvis vil denne uoverensstemmelsen skyldes tap, men først og fremst at målemetodene ikke er tilstrekkelig nøyaktige. Nøyaktigheten søkes øket ved størt mulig antall uavhengige observasjoner og beregninger, blant annet ved statistisk vurdering av beholdningsavviket. Svinn større enn ventet blir vurdert nøye for å finne en forklaring.

Begrensning av kontrollen

Sikkerhetskontrollen omfatter ikke hele "livs"-forløpet for det nukleære materiale fra gruve til avfallslager. Den begynner idet materialet foreligger i en slik renhet og sammensetning at det kan gå inn i brenselsfabrikasjon eller i et anrikningsanlegg. Den opphører idet materialet har fått en slik sammensetning eller er blitt så utblandet at det ikke lenger er praktisk mulig å gjenvinne spaltbart materiale av det.

Sanksjoner

Dersom sikkerhetskontrollen fører til at brudd på NPT oppdages, kan det gjennomføres sanksjoner. Sanksjonene kan bl.a. bestå i suspensjon av medlemskap i IAEA, opphør av all IAEA-støtte på det nukleære område og offentliggjøring av alle avslørte brudd på traktaten overfor IAEA's og FN's medlemsstater. Det har enda ikke vært avslørt brudd påNPT fra noen stats side, men noen mindre tyverier eller forsøk på tyverier har vært oppdaget.

Fysisk beskyttelse

Under IAEA's sikkerhetskontrollsystem er fysisk beskyttelse av nukleære materialer helt overlatt til det nasjonale sikkerhetskontrollsystemet. IAEA har imidlertid gitt anbefalinger om hvordan nukleære materialer kan beskyttes mot tyveri. Ansvaret for å etablere og gjennomføre slike beskyttelsesbestemmelser skal ligge på vedkommende stat selv.

Hensikten med de fysiske beskyttelsestiltak for nukleært materiale i bruk eller under lagring er primært å hindre at noe fjernes på irregulært vis, dernest å sikre en rask oppsporing hvis noe likevel skulle bli fjernet. Anbefalte tiltak er bl.a. å oppbevare slikt materiale innen et område, som står under stadig bevoktning (instrumentelt eller ved hjelp av vaktmannskaper), som har diverse tekniske og administrative sikringstiltak, og begrenset og kontrollert adkomst m.m.

De tilsvarende anbefalinger for fysisk beskyttelse av nukleært materiale under transport, da det antas å være mer utsatt, omfatter bl.a. tiltak mot feilforsendelse, ulykker, tyveri,

sabotasje, kapring og forbytting.

Konklusjon

Faren for avledning ved tyveri synes å begrense seg nesten fullstendig til nukleært materiale i en slik form at det uten bearbeiding i noen særlig grad kan brukes som nukleært sprengstoff. Slikt materiale bør derfor underkastes strenge tiltak for fysisk beskyttelse.

U-235 og U-233 er mer hensiktsmessig enn Pu-239 som nukleært sprengstoff. Foreløpig er produksjonen av U-233 for liten til å bety noen reell fare for avledning. Brenslet i vanlige kraftreaktorer er altfor lavt anriket til å kunne benyttes som sprengstoff. Bestrålt kraftreaktorbrensel inneholder et plutonium med så høyt innhold av høyere plutoniumisotoper at det vil være lite egnet som nukleært sprengstoff. For tiden synes størst fare for tyveri å herske i forbindelse med visse forskningsreaktorer og eksperimentelle reaktorer som bruker høyt anriket uran som brensel.

De fleste nukleære materialer befinner seg i en form som gjør at de ikke kan brukes som nukleært sprengstoff uten ytterligere omfattende bearbeiding. Dette krever både tid og tekniske ressurser og vil vanskelig kunne holdes skjult i lengre tid.

U-235 kan bare framstilles i konsentrert form i et isotopseparasjonsanlegg. Dette vil måtte være et komplisert og meget kostbart anlegg og finnes foreløpig i bare få land. Det er langt lettere å bygge et renseanlegg for utvinning av plutonium fra bestrålt brensel enn et isotopseparasjonsanlegg. Men det er imidlertid ikke noen liten industriell oppgave å bygge et slikt anlegg og å få det til å funksjonere.

Den som disponerer over et isotopseparasjonsanlegg eller et renseanlegg for utvinning av plutonium fra bestrålt brensel, vil måtte skaffe seg skikkelig råvareforsyning for å kunne nyttiggjøre seg anleggene. Avledning er altfor usikker og tilfeldig til å kunne ha annet enn marginal betydning på et tidlig stadium.

I isotopseparasjonsanlegg eller renseanlegg under sikkerhetskontroll vil det være mulighet for en viss avledning. Men det vil måtte dreie seg om beskjedne mengder pr. tidsenhet og i det lange løp vil chansen for avsløring være svært stor.

De fleste land med kjernekraftverk har ikke anlegg som behandler plutonium eller høyt anriket uran i teknisk målestokk.

Kjernekraftverkene i disse landene utgjør en del av en internasjonal brenselssyklus. Bygging av kjernekraftverk i flere slike land vil være av rent bagatellmessig betydning med hensyn til fare for avledning siden avledning vil være lett å oppdage og avlederen må skaffe seg store anlegg for overføring av det avledete materiale til nukleært sprengstoff.

Meget lite er blitt offentliggjort om konstruksjon av atomvåpen. Selv om problemene med utvikling av atomvåpen ikke er uoverstigelige, vil det sikkert kreves betydelig innsats for å konstruere en eksplosiv anordning som kan ha praktisk betydning som våpen.

Interansjonal sikkerhetskontroll ved IAEA eller andre dekker nå det alt vesentlige av kjerneenergiarbeidet utenfor atomvåpenstatene. Internasjonal sikkerhetskontroll kan ikke direkte hindre at avledning finner sted. Men den gjør det meget usannsynlig at organisert avledning av nukleære materialer i mengder av praktisk betydning kunne forbli uoppdaget. Påliteligheten av sikkerhetskontroll kunne gjøres større dersom en var villig til å ta på seg de kostnader og andre ulemper mer omfattende kontroll ville medføre. Intet kontrollsystem kan imidlertid gjøres fullstendig sikkert. Verdien av et internasjonalt sikkerhetskontrollsystem ligger i at det kan bekrefte at det i fortid er under en viss, statistisk sannsynlighet at materiale er blitt avledet. Denne sannsynligheten er avhengig av materialmengde og blir med det omfang sikkerhetskontrollen har i dag meget liten for materialmengder av betydning. Sikkerhetskontrollsystemet kan også forutsi hvor store framtidige avledninger som er mulige.

3.5.7 Ytre påkjenninger

3.5.7.1 Jordskjelv

Rystelser fra et jordskjelv kan bety store påkjenninger på et kjernekraftverk med derav følgende sikkerhetsmessige konsekvenser. Problemet ses på fra to sider :

- risiko for at jordskjelv skal opptre
- konstruksjonskriterier for å kunne motstå virkninger av et gitt jordskjelv.

I aktive jordskjelv-områder

Mange steder på jorden er jordskjelv av betydelig styrke vanlig forekommende. Det beror på den geologiske historie. I flere aktive jordskjelvområder,(f.eks. California, Japan) bygges kjernekraftverk. Ved plasering av kjernekraftverk i slike områder må det foretas en nøyaktig geologisk undersøkelse som kartlegger de store svakhetssonene i fjellgrunnen, hvor det er sannsynlig at de største bevegelsene vil inntre. Slike soner må unngås.

Ved hjelp av statistisk materiale og geologiske kunnskaper kan en så beregne karakteristika for det største jordskjelv som påregnes å inntreffe i kraftverkets levetid. Ut fra dette stilles opp konstruksjonskriterier for de forskjellige konstruksjoner og utstyr i kraftverket, slik at de grunnleggende sikkerhetsbestemmelser kan overholdes.

I USA

De amerikanske retningslinjer fra AEC foreskriver tre referanse-jordskjelv som det skal tas hensyn til "Safe Shut-down Earthquake", "50 per cent Safe Shut-down Earthquake" og "Operating Basis Earthquake".

Detaljerte regler spesifiserer hvordan de to førstnevnte jordskjelv skal bestemmes, og foreskriver konstruksjonskriterier for disse tilfellene. "Operating Basis Earthquake" er mer opp til byggherren å bestemme.

Det er satt en nedre grense for hvilken akselerasjon det skal regnes med i konstruksjonskriteriene uansett lokaliseringssted, nemlig 0,1 g (g = tyngdekraftens akselerasjon).

I Tyskland

I Tyskland foreligger utkast til forskrifter. Ifølge dette skal en anta et "Design Earthquake" av samme intensitet som det kraftigste jordskjelvet som er registrert i området rundt byggestedet, dvs. inntil ca. 50 km fra anlegget. I tillegg skal en ta i betraktning et "Safety Earthquake" som skal fastlegges på grunnlag av forholdene i et større område, dvs. ca 200 km fra kraftverket. En nedre grense for den

akselerasjon som skal regnes med uansett lokaliseringssted er satt til 0,05 g.

I Sverige

Det foreligger ikke forskrifter vedrørende jordskjelv, og såvidt vites er det ikke hittil tatt hensyn til mulighetene for jordskjelv i den konstruktive utformning ved de svenske kjernekraftverk.

I Norge

I Norge har vi ikke opplevet de riktige store jordskjelv, men i 1904 inntraff et jordskjelv i Oslofjordområdet som nådde en styrke på 6,5 etter Richter-skalaen x) (intensitet VIII etter MM x)-skalaen), hvilket er relativt kraftig. Den skandinaviske halvøy har ikke helt falt til ro etter at den store islasten fra siste istid smeltet bort. Her er Oslofjordområdet en geologisk svakhetssone i denne sammenheng. Det må derfor anses sannsynlig at et jordskjelv av tilsvarende styrke kan inntre i dette området innenfor levetiden for et kjernekraftverk.

Kjernekraftstasjoner som nå bygges, kan konstrueres for å motstå jordskjelv av den størrelse som kan være aktuell, slik at dette ikke bør by på spesielle vanskeligheter i Norge.

x) Skalaer for jordskjelv

Richter-skalaen

Denne gir et mål for amplituden (forskyvningen) i rystelsene etter en spesiell definisjon. Skalaen er logaritmisk, dvs. et jordskjelv av styrke 7 gir 10 ganger så stort utslag som et av styrke 6.

MM-skalaen

Modifisert Mercally-skala går fra I til XII og karaktiserer et jordskjelv ved de skadene det forårsaker. Skalaen ble stilt opp i 1931 og er fortsatt i bruk. Et jordskjelv av intensitet VIII er beskrevet ved at blant annet skorsteiner, monumenter, tårn o.l. faller ned. Videre vil greiner bli revet av trær og små sprekker oppstå i våt jord og bratte skråninger.

Relasjoner.

Det finnes ingen entydig relasjon mellom Richter-skalaen og MM-skalaen. For Oslofjord-området er det antatt at et største påregnelig jordskjelv av styrke 6,5 - 6,8 etter Richter vil tilsvare en intensitet VIII etter MM-skalaen

3.5.7.2 Flystyrt

Flystyrt mot et kjernekraftverk vurderes ut fra den beregnede sannsynlighet for at et fly av en viss størrelse skal styrte på kraftverket.

I USA

I USA tar en ikke hensyn til flystyrt om sannsynligheten for en slik ulykke er mindre enn 10^{-6} pr. år. Således er bare et fåtall reaktoranlegg under planlegging eller bygging i USA dimensjonert mot flystyrt. Dette gjelder et par kraftverk som ligger ganske nær store flyplasser (hhv. 4 og 4,5 km).

I Tyskland

I Tyskland er det vanlig å dimensjonere reaktoranlegget mot flystyrt slik at alvorlige konsekvenser for omgivelsene hindres. Dette har sin årsak i at befolkningstetthet og flytetthet i Tyskland er meget høye, og en har hatt en høy ulykkesfrekvens med jagerfly. Det er beregnet at sannsynligheten for flystyrt på et kjernekraftverk hvor som helst i Tyskland er betydelig større enn 10^{-7} pr. år. Til grunn for dimensjoeringen har en lagt støtet fra et jagerfly som kommer inn loddrett på vegg eller tak med en hastighet på 215 m pr. sek.

I Sverige

I Sverige har en fulgt samme praksis som i USA, og dette har ikke gitt grunn til å sikre reaktoranlegget spesielt mot flystyrt. For kjernekraftverket Barsebäck i Skåne har imidlertid planene om storflyplassen på Saltholm ført til at arrangementet av kraftstasjonen er blitt noe påvirket med et slikt uhell for øye.

I Norge

Med samme resonnement som i USA synes ikke de aktuelle byggestedene i Oslofjord-området å kreve ekstra tiltak i forbindelse med flystyrt. Denne vurdering er gjort på basis av forventet flytrafikk i år 2 000. En har beregnet at et alvorlig uhell vil ha en sannsynlighet på 10^{-7} eller mindre. En noe større sannsynlighet (nærmere 10^{-6} kan imidlertid finnes for enkelte alternativer for kjernekraft-lokalisering avhengig av den framtidige hovedflyplassens lokalisering.

3.5.7.3 Sabotasje

Som alle andre typer byggverk og installasjoner vil kjernekraftverk kunne tenkes å bli utsatt for sabotasje, både i freds- og i krigstid, av utenforstående personer eller grupper og også av verkets egne ansatte. Slik sabotasje vil kunne ødelegge store verdier i anlegget, stoppe kraftproduksjonen for lang tid og true personalets sikkerhet.

Spesielt for kjernekraftverk er at sabotasje i værste fall også kan lede til utslipp av radioaktive stoffer utover de tillatte grenser. En vil derfor ved hvert kjernekraftverk treffe omfattende tiltak for å redusere muligheten for at sabotasje skal finne sted og redusere konsekvensene av sabotasje dersom det allikevel skulle finne sted. Tiltakene, som av naturlige grunner, aldri bør gjøres offentlig kjent i detaljer, er prinsipielt av to slag :

Konstruktive tiltak

Et kjernekraftverk og dets inngjerdede område vil bli planlagt og konstruert slik at ukontrollert adgang fysisk sett vanskeliggjøres. Innen selve kraftverket plaseres de komponenter og systemer som er avgjørende for omgivelsenes sikkerhet, vanskelig tilgjengelige. Kraftverket utstyres med flere likeverdige, innbyrdes uavhengige og geografisk adskilte systemer når disse er av betydning for sikkerheten. De konstruktive sikkerhetstiltak som treffes mot tekniske feil og mot operatørfelt vil samtidig ofte også bidra til sikkerhet mot sabotasje.

Administrative tiltak

Av administrative tiltak kan nevnes :

Begrenset sirkulasjon av tegninger og andre dokumenter som gir detaljinformasjon om anlegget. Kontroll ved adkomsten av alle kategorier personale og besøkende, gods og kjøretøyer. Spesiell kontroll med personer under opphold i de mest vitale områder, vakthold, inklusive patrulering og TV-overvåking. Inspeksjon av alle vitale anleggsdeler. Etablering av en sikkerhetsorganisasjon med klare ansvarsforhold, instruksjoner, kriseplaner, treningsprogram m.v. Vurdering av ansatte med hensyn på evne til og motivasjon for iakttagelse av alle sikkerhetshensyn.

3.5.7.4 Krigshandlinger

Det må forutsettes at kjernekraftverk vil kunne bli utsatt for angrep i en eventuell krigssituasjon. Skade på et kjernekraftverk vil, foruten direkte økonomisk tap på anlegget, kunne medføre redusert kraftproduksjon i nettet og i verste fall også utslipp av radioaktive stoffer til omgivelsene.

Kjernekraft kan tenkes angrepet med flybårne bomber og med andre ballistiske eller styrte sprenglegemer avfyrt fra fly, fartøyer, stridsvogner m.v. Bombene/sprenglegemene kan tenkes å være av konvensjonell eller kjernefysisk art.

I det følgende sees det bort fra beskyttelse av kjernekraftverk mot angrep med kjernefysiske våpen da en i et slikt tilfelle vil få frigjøring av radioaktive stoffer til omgivelsene fra bomben, selv om en skulle kunne beskytte kraftverket mot skade, f.eks. ved fjellforlegning

Beskyttelsestiltak

Følgende beskyttelsestiltak vil kunne være aktuelle :

Kjernekraftverket plaseres i fjell med mulighetfor trykkbestandig sikring av tunnelåpninger. Foreløbig er ikke fjellforlegning av store kjernekraftaggregater tilstrekkelig utredet, men arbeid pågår. (Se 3.6).

Kjernekraftverket forlegges i nedsenkning i terrenget. Dette som kan av topografiske grunner bli aktuelt i Norge, vil for en del angrepstypers vedkommende gi samme beskyttelse som fjellforlegning.

Kjernekraftverket innpasses i terrenget slik at det plaseres mes mulig skjermet, f.eks. ved at det trekkes noe tilbake fra strandlinjen. Andre kamuflasjetiltak som f.eks. ved mørklegging kan gjøre angrep fra fly vanskeligere, men verdien av dette er begrenset da et reaktoranleggs høye bygninger utgjør et fremtredende mål.

Geografisk spredning av de enkelte aggregater, slik at vitale deler for driftens opprettholdelse blir geografisk mest mulig fordelt. Ved bygging av flere aggregater på samme sted bør par av tvillingstasjoner plaseres i en viss avstand fra hverandre.

Bygging av betongkonstruksjoner omkring anleggsdeler som inneholder radioaktive stoffer - noe som også er nødvendig av hensyn til strålevern og eventuell fare for flystyrt - og omkring nødkjølesystemer og disses tilførsler.

Omgi andre deler av anlegget som er viktige for å opprettholde driften med konstruksjoner som verner mot prosjektiler, splinter og nedrasende bygnings- eller maskindeler.

Avstengning av kjernekraftverket dersom tiden og hensynet til kraftforsyningen tillater det samt eventuelt også flytte vekk radioaktivt materiale når angrep truer.

Utstyre reservedelslageret bl.a. med sikte på utbedringer etter angrep.

Opprette militær beskyttelse av anlegget i form av antiluftskyts, antirakettutstyr, vakthold m.v.

Etablere en beredskapsorganisasjon, herunder bl.a. en evakueringsplan.

3.6 Forlegning av kjernekraftverk i fjell

På grunn av Norges topografi og det forhold at våre vannkraftverk vanligvis plaseres i fjellrom, er det naturlig at vi ser på muligheten for å plasere kjernekraftverk i fjell. (Se fig. 3.18). Fjellanlegg kan motiveres ut fra bl.a. følgende forhold :

1. Redusert arealbehov, miljømessige fordeler, kan utnytte arealer som er mindre anvendelige for andre formål.

2. Mindre sårbare ved ytre påkjenninger såsom flystyrt, krigshandlinger og lignende.

3. Lettere kontroll med personer som går inn til kraftverket (sabotasje).

4. Mulighet for plombering av inngangene til kraftverket ved nedleggelse.

5. Mulighet for å begrense virkningen av visse ulykker.

Idag er det kun tre mindre reaktorer som delvis er bygget i fjell. En av disse er forsøksreaktoren i Halden som ikke produserer elektrisitet. De to andre, Ågesta (9 MWe) i Sverige og SENA (300 MWe) i Belgia har reaktordelen plasert i fjell, mens resten (turbinen, generatoren etc.) er plasert som daganlegg.

Fjellforlegning innebærer en større mulighet for å redusere omfanget av en alvorlig reaktorulykke. Sannsynligheten for en slik ulykke er dog ansett så liten at intet land hittil har funnet det nødvendig å påby kjernekraftverk bygget i fjell.

Det er foreløbig ingen kjernekraftverk-leverandør som leverer utstyr og arrangement tilpasset fjellforlegning. I fjellrom vil et aggregat kreve hallbredde på ca. 40 m. De største fjellhaller i Norge (bortsett fra visse gruver) er 28 m brede. En må derfor løse en rekke tekniske problemer som en idag ikke har full oversikt over, før et fjellanlegg kan påbegynnes. Problemløsningen må foregå i nært samarbeide med kjernekraft-leverandøren, og dette blir tid- og ressurskrevende. Inngående sikkerhetsmessige undersøkelser i forbindelse med et nytt arrangement vil bli nødvendig.

Hvor meget dyrere et fjellanlegg vil bli enn et daganlegg, er ikke kjent da det hittil ikke er gjort tilstrekkelig inngående undersøkelser. Et grovt overslag har antydet ca. 10 % merkostnad. Dette vil for et 1000 MW-aggregat gi en merkostnad på 200 - 300 millioner kroner. Byggetiden antas ved fjellanlegg å bli ca. 1 år lenger enn ved daganlegg.

Selv om andre land hittil ikke har satset på å bygge store kjernekraftverk i fjell, kan slike anlegg likevel bli aktuelle i Norge. Utviklingen på dette området følges derfor nøye, likesom det er lagt opp til en innsats på dette området her i landet.

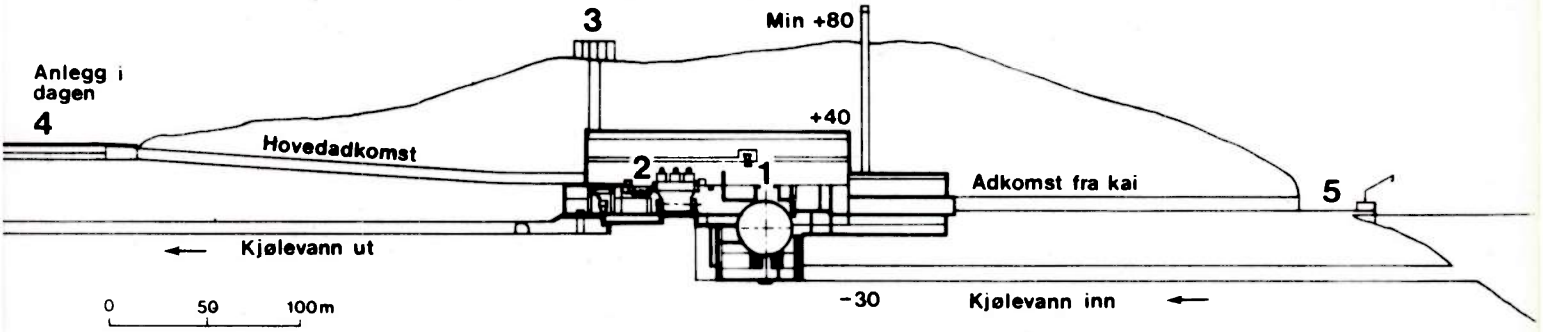


Fig. 3.18

FJELLANLEGG SNITT

1. reaktorhall
2. turbinbygning
3. koplingsanlegg
4. anlegg for behandling av radioaktivt avfall, mekanisk verksted, kontor m.m.
5. havn

3.7 Kostnadstruktur og resurser

3.7.1 Muligheter for norske leveranser til kjernekraftverk

Norge har idag en vel utviklet industri som vil være i stand til å levere en rekke komponenter og systemer til kjernekraftverk. Det er imidlertid bare et fåtall norske bedrifter som pr. idag har etablert et kvalitetskontrollopplegg som tilfredsstiller de strenge krav som stilles til kontroll av konstruksjon, produksjon og installasjon av nukleære komponenter, og det etterfølgende er basert på at de enkelte bedrifter er interessert i og villige til å utbygge sine kvalitetskontrollprogram til en standard som tilfredsstiller hovedleverandørens, myndighetenes og byggherrens krav.
Den angitte prosentvise norske andel er basert på en vurdering av norske bedrifters leveringsdyktighet og kapasitet, og sammenlignet med de øvrige nordiske land, skulle tallene representere et tenkbart volum av norske leveranser. En fullstendig anbudsrunde på et kjernekraftanlegg med deltagelse fra norske underleverandører vil være nødvendig for å bedre kunne fastlegge den norske andelen. Denne andel vil sannsynvis også være avhengig av aktuell markedssituasjon og dermed leverandørenes interesse for deltagelse.

Mekaniske komponenter

Flere norske industrigrupper og enkeltstående verksteder har lang erfaring og moderne maskiner for produksjon av mekanisk utstyr så som tanker, varmevekslere, ventiler, kraner, rørsystemer, hydrauliske anlegg etc. Begrensende faktorer for slikt utstyr vil være vekt, dimensjoner, og for ventiler også arbeidstrykk. Kompliserte arbeidsoperasjoner, høy grad av maskinering og strenge toleranser er derimot faktorer som lett kan imøtekommes. Komponenter med vekt over 150 tonn kan neppe håndteres innendørs i noe norsk verksted. Det vil videre by på problemer å sveise komponenter med godstykkelse større enn 180 mm, og ventiler med arbeidstrykk over 16 kp/cm^2 produseres ikke i Norge. Reaktoranleggets tyngste komponenter så som reaktortanken og dampgeneratorer samt sirkulasjonspumper og ventiler i primærkretsen kan således ikke påregnes produsert i Norge. Norske leveranser vil bestå av diverse typer varmevekslere, tanker, jonebyttere, interne deler, lavtrykksventiler, rørsystemer, pumper samt installasjon av komponenter og systemer.

På denne bakgrunn synes det rimelig å anta at norsk industri kan påta seg å levere ca. 10% av det nukleære dampgenereringssystem og turbogeneratoranlegget og ca. 40% av hjelpesystemene så som nødstrømsforsyning, kjølesystemer etc. Kroneverdien av antatte leveranser er angitt i nedenstående tabell.

Elektrisk utstyr

Det finnes flere norske bedrifter som leverer elektrisk og elektronisk utstyr, inklusive datamaskiner, og en vesentlig del av den konvensjonelle instrumenteringen bør kunne produseres i Norge. Den nukleære instrumenteringen derimot, er så pass spesiell at det er grunn til å regne med at reaktorleverandøren her vil benytte sine egne leverandører. En vesentlig del av monteringsarbeidet vil imidlertid kunne utføres av norske bedrifter.

Alt konvensjonelt elektrisk utstyr så som armaturer, brytere og ledninger bør helt og holdent kunne produseres i Norge, og totalt sett bør norsk andel av elektrisk utstyr kunne anslås til ca. 40%.

Hovedtransformator og bryteranlegg kommer i tillegg til andelen vist i nedenstående tabell da dette er holdt utenfor selve stasjonens elektriske anlegg.

Bygningsmessige arbeider

De bygningsmessige arbeider skiller seg ut fra de øvrige ved at produksjonen i overveiende utstrekning foregår på byggestedet. Det kan derfor synes rimelig å benytte en norsk entreprenør.

Imidlertid er det klart at dette er en meget stor oppgave som i hovedsak skal gjennomføres i løpet av de første to år av byggetiden. Det er derfor en for stor oppgave for et norsk entreprenørfirma alene. Men ved et samarbeid mellom to eller flere firmaer, slik som en har sett eksempler på i det siste, vil en trolig være i stand til å påta seg en betydelig del av de bygningsmessige arbeider ved kraftstasjonen.

Arbeidets art er ikke vesentlig forskjellig fra tilsvarende ved store industriprosjekter, men en må være forberedt på uvanlig strenge kvalitetskrav som vil nødvendiggjøre en mer omfattende kontroll enn vanlig. I tillegg vil den snevre tidsrammen medføre uvanlig strenge krav til produksjonsplanlegging og oppfølging.

I nedenstående tabell fremgår at bygningsmessige arbeider utgjør 20 % av turn-key kostnadene og det skulle være rimelig å anta at opptil 80 % av dette kan utføres av norske entreprenører.

Man skal imidlertid være oppmerksom på at omfattende bygningsmessige arbeider vil bli håndtert av byggherren selv, utenfor turn-key-kontrakten, og den totale norske andelen vil således bli større enn dette. Dette gjelder f.eks. forberedende grunnarbeider, veiarbeider, vann- og kloakk, havneanlegg, kjølevannsanlegg, serviceanlegg, provisoriske anlegg m.m.

Konstruksjon, igangkjøring

Den norske andel på disse områder må nødvendigvis bli svært begrenset, da reaktorleverandørene vil forestå den vesentligste delen av dette arbeidet selv.

Enkelte mekaniske og elektriske systemer, f.eks. rense- og overvåkingssystemer, vil måtte konstrueres på grunnlag av funksjonsspesifikasjoner, og enkelte norske bedrifter vil ha både fagkunnskap og kapasitet til dette.

Alle bygninger må være nøye tilpasset de mekaniske installasjoner, og bare en begrenset del av konstruksjonsarbeidet vil rimeligvis bli overlatt til norske konsulenter.

Veiledning under byggingen samt prøving av systemer er og bør være reaktorleverandørens ansvar, og den norske innsatsen vil bli begrenset til assistanse under prøving av anlegg som er produsert i Norge.

Den norske delen av innsatsen på dette felt vil neppe overstige 6%.

Kroneverdi norsk innsats

Verdien av antatt norsk innsats på de forskjellige felter er vist i nedenstående tabell som er basert på følgende forutsetninger:

- Kraftverkets størrelse er 900 MWe og total anleggskostnad utgjør kr. 2.500/kW, ekskl. første kjerne, inklusive investeringsavgift.

  Total anleggskostnad blir dermed M.kr. 2.250.

- Renter i byggetid og investeringsavgift utgjør M.kr. 720.

- Byggherrens egne utgifter til bl.a. ervervelse av grunn, vei og kaianlegg, planlegging og

administrasjon, etc. er forutsatt å utgjøre M.kr. 130.

Anbudskostnaden, den såkalte "turn-key" kostnad utgjør således M.kr. 1.400, og det er prosentvis fordeling av denne som er vist i tabellen.

Oversikt over antatt norsk andel av leveranser.

	% av turn-key kostnad	% norsk andel	Verdi av norsk andel Mill.kr.
Mekanisk utstyr:			
-Nukleært dampgen. system	25%	10%	35
-Turbogenerator anlegg	26%	10%	36
-Hjelpesystemer	4%	40%	22
Sum mekanisk utstyr	55%	12%	93
Elektrisk utstyr, inkl. instrumentering og kontroll	13%	40%	73
Bygningsmessige arbeider	20%	80%	224
Konstruksjon, veiledning og prøving av systemer	12%	6%	10
Sum turn-key kostnad	100%	28,5%	400

3.7.2 Forsyningssituasjon for brensel

Brenselsyklus

Brenselsyklusen for et kjernekraftverk med lettvannsreaktor er skjematisk vist på fig. 3.19. Uranmalm fra gruver raffineres og overføres til et uranoksyd (U_3O_8). Dette konverteres til en gass, uranhexafluorid (UF_6), som er utgangsmaterialet for dagens anrikningsprosesser. Under anrikningen økes konsentrasjonen av den spaltbare uran-isotopen U235 fra den i uranmalm forekommende konsentrasjonen (ca. 0,7%) til det nivå som kreves i reaktoren (2-3%). Avfallet fra anrikningen består av uran med lavt innhold av U235. Det anrikede produktet overføres til urandioksyd (UO_2) som danner utgangsmaterial for framstilling av brensels-elementer.

Utbrent brensel fra reaktoren sendes normalt til reprosessering for utvinning av plutonium som er dannet under bestrålingen i reaktoren og av uranrester. Avfallet her består til dels av høyaktive og langlivede fisjonsprodukter og transuraner. Utvunnet plutonium kan man føre tilbake som del av brenselet i en termisk reaktor eller lagre det for framtidig bruk i formeringsreaktorer mens uran går tilbake i syklusen via anrikning.

Brenselsforsyningen til en lettvannsreaktor er i det vesentligste bestemt av tilgangen på natururan og av tilgangen på anrikningstjenester. Øvrige tjenester i brenselssyklusen såsom fabrikasjon av brenselselementer og reprosessering av utbrent brensel beregnes ikke å utgjøre en begrensning i utnyttelsen av lettvannsreaktoren.

3.7.2.1 Uranresurser og -behov

Uranresurser

Informasjoner om uranforekomster publiseres normalt åpent med unntak for østblokklandene og Kina. Kartleggingen av resurser er derfor begrenset til land utenfor de nevnte stater.

Uranresursene angis vanligvis gruppert i kostnadsklasser som da indikerer uranets grad av tilgjengelighet. Den sannsynligvis beste sammenstillingen er blitt utført av OECD's Nuclear Energy Agency i samarbeide med International Atomic Energy Agency (ref. 2).

I denne sammenstilling har man også innenfor hver kostnads-klasse delt forekomstene i relativt sikre (Reasonably Assured)

og beregnede ytterligere resurser (Estimated Additional Resources). Med denne fordeling er resursene i form av uranmetall som angitt nedenfor

Prisklasse <$x) 10/lb U_3O_8		Prisklasse $x) 10-15/lb U_3O_8	
Relativt sikre, 10^3 tonn uran	Beregnede, 10^3 tonn uran	Relativt sikre, 10^3 tonn uran	Beregnede, 10^3 tonn uran
866	916	680	632

x) $-verdi i mars 1973

OECD-rapporten tar ikke med uranforekomster i høyere prisklasser siden disse forekomster ikke regnes å bli utnyttet i nær framtid. Andre kilder (ref.3) inneholder også beregnede mengder uran i høyere prisklasser. Disse resurser er angitt nedenfor.

Prisklasse $ 15-30/lb U_3O_8		Prisklasse $ 30-50/lb U_3O_8
Relativt sikre, 10^3 tonn uran	Beregnede, 10^3 tonn uran	Beregnede, 10^3 tonn
380	1160	10.000

Beregnede reserver i prisklasser opp til $ 100/lb U_3O_8 er totalt 60 millioner tonn.

Uran finnes også i havet i konsentrasjoner mellom 1 og 4 mg/m^3. Totalmengden er beregnet til 5 milliarder tonn uran men sikre oppgaver om kostnadene for å utvinne dette foreligger ikke.

Uranprisene ligger idag på ca. $ 7/lb U_3O_8. Prisen kan da i viss utstrekning være influert av den markedssituasjon man har med overkapasitet på produksjonssiden. Det er sannsynlig at denne situasjon vil forandre seg i kommende år. Det bør her pekes på at kraftgenereringskostnaden med termiske reaktorer og spesielt formeringsreaktorer er relativt ufølsomme for variasjoner i uranpris siden denne kostnad idag bare utgjør noen få prosent av total genereringskostnad.

Uranbehov

Basert på en prognosert kjernekraftutbygging i verden utenfor østblokklandene og Kina kan en beregne ved hvilke tidspunkter uran i ulike prisklasser vil være forbrukt. En slik prognose må gjøre forutsetninger når det gjelder en rekke faktorer som påvirker forbruket som f.eks. reaktortype, innholdet av uran 235 i avfallet fra anrikningsanlegget, tilbakeføring av plutonium i termiske reaktorer og selvsagt framfor alt prognosert installert kjernekraft.

I ref.2 har man beregnet uranforbruket fram til 1990 for ulike utbyggingsstrategier for kjernekraft og for ulike prognoser for total kjernekraftutbygging. Følgende kombinasjoner er behandlet:

A: Middelverdi for utbygging, lav introduksjonstakt for formeringsreaktoren

B: Middelverdi for utbygging, høy introduksjonstakt for formeringsreaktoren.

B_1: Lav utbygging, høy introduksjonstakt for formeringsreaktoren

A_2: Høy utbygging, lav introduksjonstakt for formeringsreaktoren.

Man har videre gjort følgende forutsetninger:

-Omfattende tilbakeføring av plutonium til lettvannsreaktorer fra 1978.

-Utnyttelse av USA's uranlager på 38 500 tonn for å kunne drive anrikningsanleggene med innhold av uran 235 i avfallet på 0,3% fram til 1980.

-Innhold av uran 235 i avfall fra anrikningsanlegg på 0,275% fra 1980.

Resultatet av disse beregninger er gitt nedenfor.

Kumulativt uranforbruk, 10^3 tonn

	A	B	B_1	A_2
1975	62	62	58	64
1980	273	272	241	297
1985	712	695	581	799
1990	1442	1367	1045	1713

I fig.3.20 er beregnet akkumulert uranbehov sammenstilt med beregnede uranresurser. Av figuren framgår at selv med høyeste prognoserte utbygging og laveste introduksjonstakt av formeringsreaktoren vil ikke de billigste uranreservene være oppbrukt før i 1990.

Produksjons kapasitet

I fig.3.21 er angitt årlig uranbehov med samme forutsetninger som ovenfor. Produksjonskapasiteten for uran ligger i dag på 27.000 tonn/år med planlagt utvidelse til 30.000 tonn/år i 1975. Dette er betydelig mer enn behovet og indikerer altså en markedssituasjon med lave priser som kan være et resultat av denne overkapasitet. Den produksjonskapasitet som kan oppnås fram til 1978 fra kjente uranreserver er beregnet til 54.000 tonn/år, hvilket tilsvarer årlig behov omkring 1979-80.

For å sikre urantilgangen i framtiden kreves økning i prospekteringsvirksomhet og åpning av ny gruvevirksomhet. Prospekteringen har de sernere år vært relativt lav på grunn av lave priser og vanskeligheter med avsettning. Dette kan tenkes gi utslag i ustabile forsynings- og prissituasjoner om ikke prospekteringen snart intensifiseres. Denne situasjon kan altså foreligge enda om uranreservene burde være betryggende.

3.7.2.2 Anrikningsbehov og -kapasitet

Innledning

USA har vært dominerende når det gjelder forsyningen av anrikningstjenester for reaktorprogrammet i den vestlige verden. Utover dette har England og Frankrike hatt mindre anlegg i drift som bare har kunnet dekke nasjonale behov. De land som har egne reaktorprogram har da normalt en ramme-avtale med USA vedrørende forsyning av anrikningstjenester. Basert på en sådan rammeavtale opprettes kontrakt for levering av anrikning for hvert enkelt reaktorprosjekt.

Ifølge de regler som nu gjelder for kontraktering, skal bestilling skje åtte år før leveranse beregnet fra tidspunkt for byggetillatelse for anlegget. Dette vil i praksis si at bestilling må gjøres ca. 10 år før et anlegg skal startes. De nye USA-reglene åpner mulighet for i en overgangsperiode fram til 30.6.1974 å bestille anrikning med kortere leveransetid for kraftselskap som da ennu ikke har reaktor-anlegg i bestilling.

Anrikningskapasitet

I ref.2 har behovet av anrikningstjenester blitt beregnet med samme forutsetninger som de som ble benyttet for fastlegging av uranbehov. Dette behov kan siden sammenlignes med nåværende og planlagt kapasitet i anrikningsanlegg slik som vist på fig.3.22. Kapasitet i anrikningsanlegg er sammenstilt nedenfor.

Nåværende og planlagt anrikningskapasitet,

(tonn separativt arbeid pr. år.)

	1973	1976	1980	1982	1985
USAEC	9000	17000	26000	27000	27900
Eurodif	200		5000		9000
UKAEA	400				
Urenco	50	300	2000		10000

Økningen i kapasiteten i USA oppnås ved forbedringer i eksisterende anlegg. Det er sannsynlig at også privateide anlegg kan komme inn i bildet ved slutten av den angitte perioden. - Anleggene i USA har idag overkapasitet i forhold til behovet. Denne overkapasitet utnyttes for opparbeiding av lager hvilket da gir mulighet for å utstrekke den tid da kumulativt behov kan dekkes.

Eurodif er en europeisk gruppe under ledelse av den franske atomenergikommisjonen (CEA). Land som Sverige, Italia og Spania er representert i denne gruppe. Angitt kapasitet idag gjelder for det anlegg som er i drift i Frankrike. Den franske regjering godkjente i november 1973 det prosjekt som ble presentert av Eurodif vedrørende utbygging til de kapasiteter som er angitt i tabellen.

Det engelske anlegget som drives av UKAEA ventes å bli utnyttet for innkjøringsfasen av Urenco. Mens alle de anlegg som er angitt ovenfor er basert på diffusjonsprinsippet

for anrikning av den spaltbare isotopen uran 235, vil Urenco utnytte den såkalte sentrifugeteknikken. Urenco er et samarbeidsprosjekt mellom England, Tyskland og Nederland. Fordelene med sentrifugeteknikken er dels et betydelig lavere kraftbehov enn i et diffusjonsanlegg og dels betydelig kortere tider for utbygging av kapasitet for å møte et økende behov.

Av fig.3.22 framgår at USA's kapasitet er tilstrekkelig for å møte vestverdenens behov fram til 1978. Tar man med også det lager som opparbeides i overkapasitetsperioden vil dette tidspunkt i stedet bli ca. 1982. Planlagte anlegg i Europa vil sammen med USA's anlegg dekke behovet fram til omkring 1985.

De nye USA-reglene for kontraktering med lange bestillingstider samt en viss uro for manglende kapasitet for å dekke anrikningsbehovet i begynnelsen av 80-årene, har ført til at flere kraftselskap har henvendt seg til Sovjet for å få utført anrikningstjenester. Bl.a. tyske kraftselskap har sluttet kontrakter mens Sverige forhandler om kontrakt. I noen utstrekning er disse kontrakter sluttet for å oppnå viss fleksibilitet i anrikningsforsyningen i forhold til de faste kvanta som tidlig må bestilles i USA. Det er ukjent hvilken kapasitet anrikningsanleggene i Sovjet har.

Av det som her er sagt framgår at både på uranutvinningssiden og på anrikningssiden må kapasiteten utøkes relativt snart for at det sterkt økende behovet av anriket uran skal kunne dekkes på tilfredsstillende måte i framtiden.

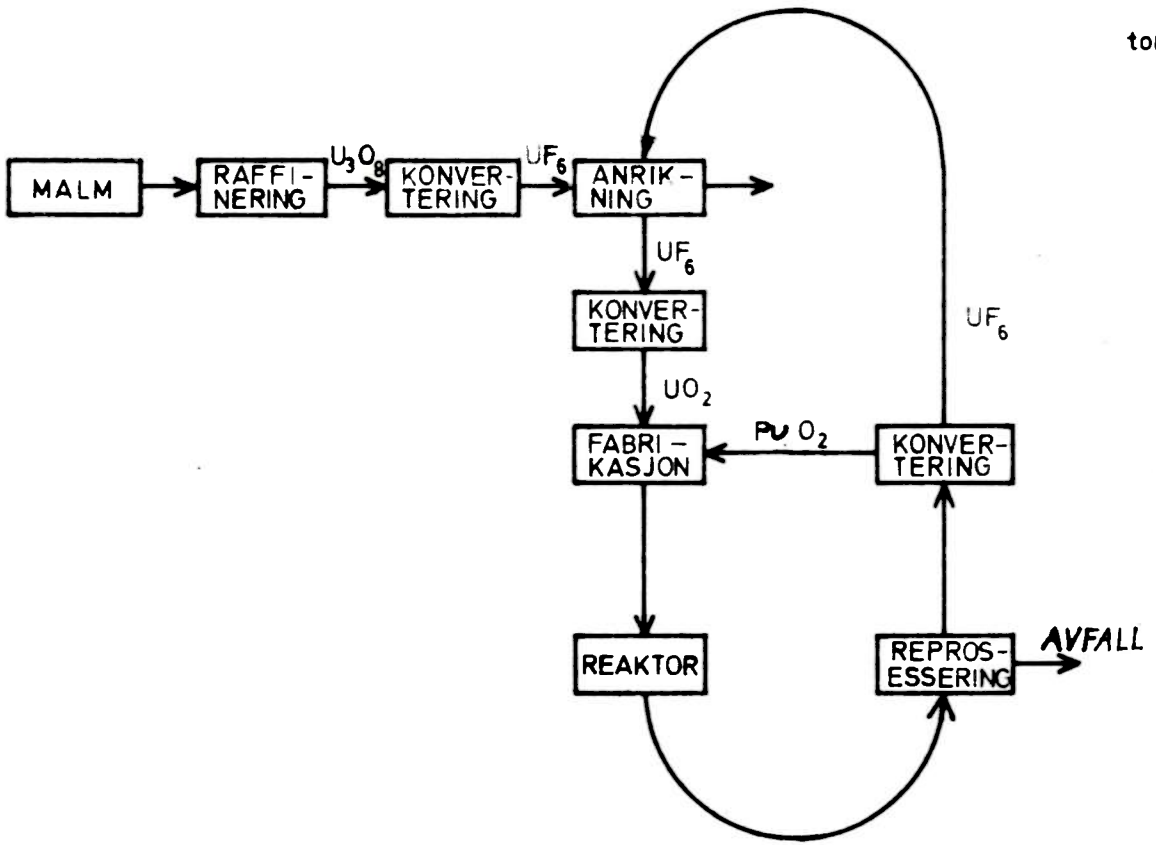


Fig. 3.19

Brenselsyklysen for et kjernekraftverk.

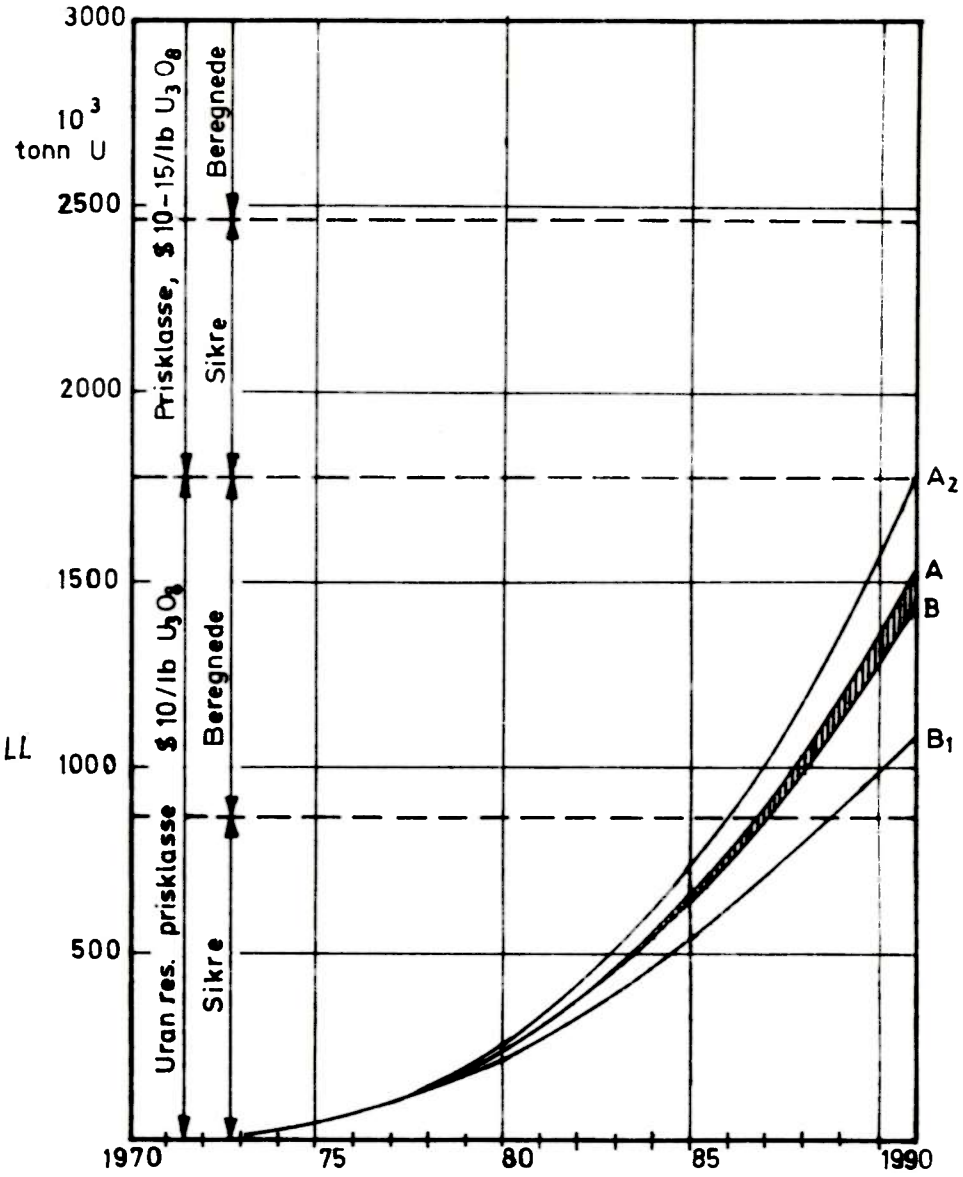


Fig. 3.20 Uranreserver og akkumulert behov.

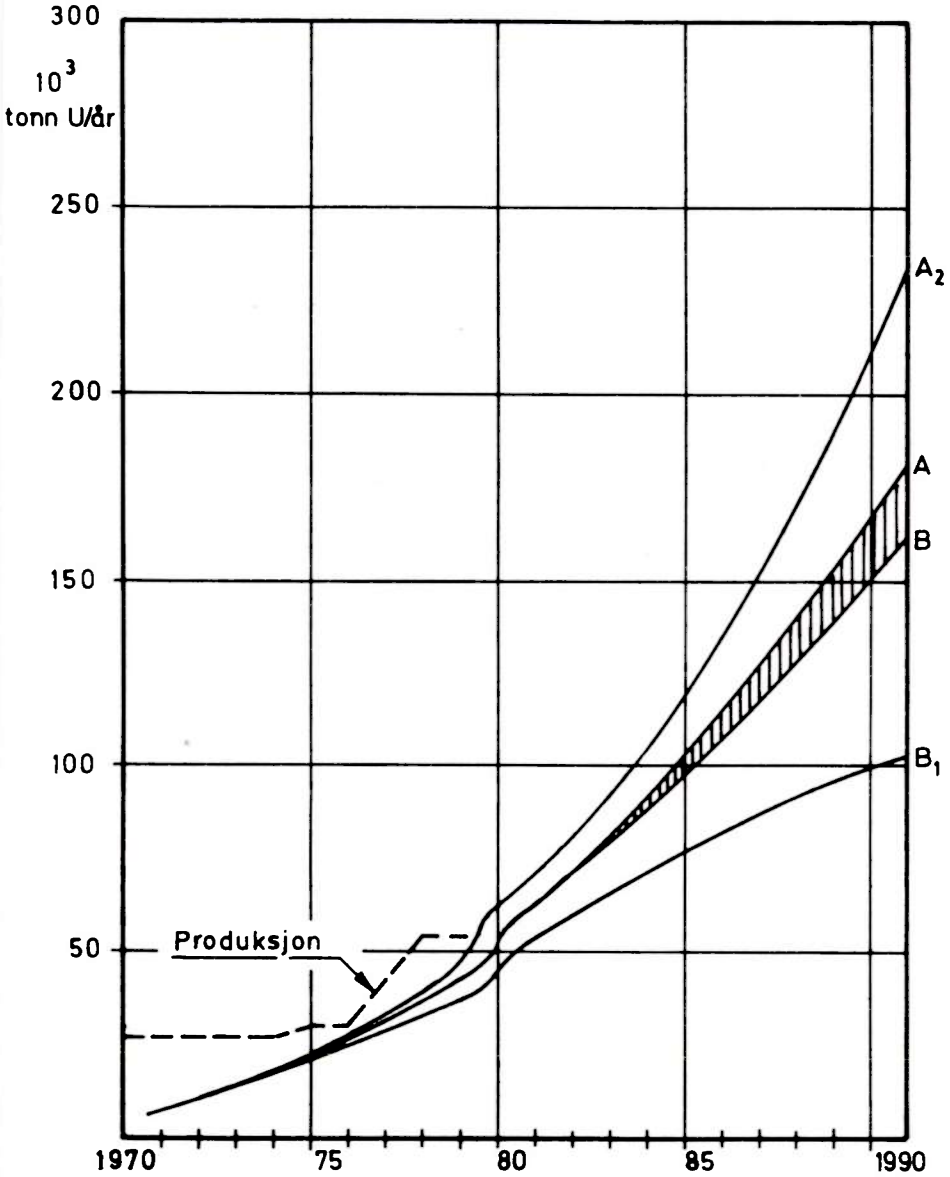


Fig.3.21 Årlig behov og produksjon av uran.

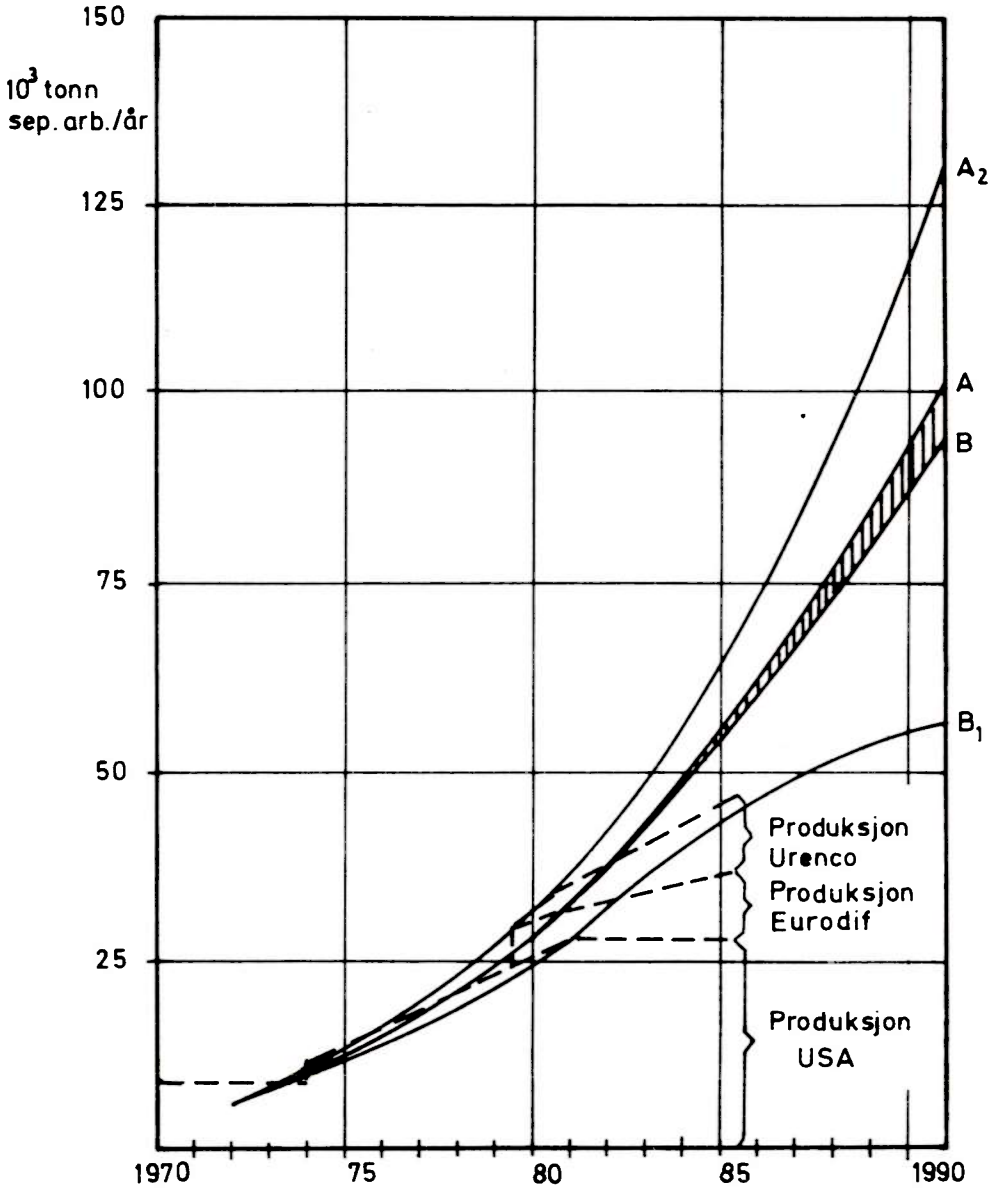


Fig.3.22 Årlig behov og produksjon av separativt arbeid.

4. OLJEFYRTE DAMPKRAFTVERK

4.1 Kort beskrivelse av virkemåte

I et oljefyrt dampkraftverk omvandles kjemisk energi i olje til elektrisk energi via en dampkraftprosess. Energiomvandlingstrinnene omfatter overføring av kjemisk energi i olje til varme ved forbrenning, overføring av varmen til et vann/dampsystem, omvandling av varmeenergi til mekanisk energi, og omvandling av mekanisk energi til elektrisk energi. I et grunnlast oljekraftverk overføres omtrent 40% av energien i oljen til elektrisk energi, i et forenklet noe mindre, eksempelvis 32 - 33 %.

Produksjonen av damp skjer i kjelanlegget. De prosesser som foregår her er forbrenning, og overføring av forbrenningsvarme til vann/dampsystemet. Forbrenningen skjer via forstøvning av olje og tilsats av forbrenningsluft i et antall brennere. Overføringen av varme til vann/dampsystemet skjer dels som stråling til strålingsheteflater i fyrrom, dels som konveksjon til etterfølgende konveksjonsheteflater. Strålingsheteflater og konveksjonsheteflater er bygget opp av rør. Disse overspyles av røkgass på utsiden, og av vann eller damp på innsiden. Vel 90 % av forbrenningsvarmen overføres vanligvis til vann/dampsystemet. Den resterende varme går tapt, alt vesentlig som varme i avgass. For grunnlastverk kan avgasstemperaturen eksempelvis ligge i området 130°C, for forenklede verk eksempelvis 180-200°C.

For grunnlastverk kan videre damptrykk fra kjelen ligge i området 170-250 bar, for forenklede verk i området 80-120 bar. Damptemperaturen kan for oljefyrte grunnlastverk ligge i området 540°C, for forenklede verk omkring 500°C.

For grunnlastverk ekspanderer så denne dampen ned til et passende mellomtrykk i turbinanlegget, og returneres til kjelen for ny oppvarming. Dette kalles mellomoverheting. Etter slik gjenoppvarming ekspanderer dampen videre, og kondenseres til slutt i kondensator. Kondensasjonsvarmen fjernes via kjølevannet og representerer det vesentlige varmetap i turbinanlegget. Fra kondensator pumpes kondensatet tilbake til kjel, og forvarmes opp på veien i et antatt trinn av damp som tappes av fra turbinen ved visse trinn i ekspansjonsforløpet. For forenklede verk sløyfes mellomoverheting, og antall forvarmertrinn reduseres.

I praksis omfatter derfor et grunnlastverk hovedkomponentene kjelanlegg, turbinanlegg med tilkoplet generator, samt kjølesystem for bortføring av kondensasjonsvarmen. Spesielle tilleggsinstallasjoner for oljefyrte verk omfatter utstyr for lossing, lagring og forbehandling av oljen for forbrenning.

Slike installasjoner kan omfatte kaianlegg, tankanlegg, utstyr for forvarming og rensing av olje.

4.2 Faktorer for valg av lokalisering

Ved valg av lokalisering for et oljefyrt kraftverk er det nødvendig at visse tekniske vilkår oppfylles for å muliggjøre økonomisk drift av anlegget.

Når det endelige byggested skal velges mellom flere alternativer, må en foreta en samlet vurdering av de ulike påvirkninger på samme måte som ved kjernekraftverk.

Ved angivelse av lokaliseringskrav er referert til aggregatstørrelsen 1000 MW for å kunne gjøre sammenligning med kjernekraftverk.

4.2.1 Byggested - tekniske krav

Arealbehov

Det totale arealbehov beror på kraftstasjonens størrelse og av de lokale forhold.

De mest arealkrevende enheter innen kraftstasjonsområdet er selve kraftverksbygningene, kjele- og turbinhus med tilhørende hjelpeanlegg. Dessuten kan det kreves arealer for rengjøringsanlegg, oljelager, havn osv.

I byggetiden har entreprenører og montører behov for arealer for materiallager, verksteder og provisoriske anlegg av forsjellig slag.

Om kraftverket bygges ut etappevis, må de forskjellige aktiviteter organiseres på en slik måte at drift og byggevirksomhet kan gå for seg uten innbyrdes forstyrrelser.

For et kraftverk på ca. 1000 MW (2-3 aggregater) regner en med at det vil medgå et areal på ca. 100 da. som vil bli inngjerdet. I tillegg kommer arealer for midlertidige boliger og eventuelt oljelager.

Grunnforholdene m.m.

Turbin- og kjelebygning inneholder tunge komponenter som er ømtålige for setninger. De krever derfor gode grunnforhold på samme måte som ved kjernekraftverk (se 3.2.1).

Nivåplassering

Store mengder kjølevann pumpes gjennom anlegget. For å unngå ekstraomkostninger for pumping bør således turbinens kondensator ligge nær havets nivå. (kfr. tilsvarende ved kjernekraftverk, avsn. 4.2.1). En søker derfor etter tomter hvor terrenget ikke er høyere enn 20-25 m.o.h. jevnt over.

4.2.2 Kraftoverføring

Vedr. kraftoverføring gjelder det samme som nevnt under kjernekraftverk avsn. 3.2.2.

4.2.3 Personalbehov

I byggetiden Størrelsen på aggregater for oljefyrte kraftverk er i alminnelighet mindre enn for kjernekraftverk. Arbeidsstyrken i byggeperioden blir derfor også mindre. For et oljefyrt kraftverk behøves i toppbelastningsperioden ca. 500 mann. Byggetiden for et aggregat er 4-6 år. Om kraftstasjonen bygges ut etappevis, kan en relativt konstant arbeidsstyrke sysselsettes i lengre tid.

Under drift Bemanningsbehovet ved et oljefyrt kraftverk varierer fra anlegg til anlegg. På et anlegg hvor aggregatene er like og bygges sammen er det muligheter for rasjonalisering av driften.

Erfaringer fra moderne kraftverk med 3 aggregat på 300-400 MW viser at det trengs 150-200 personer. Dette personell vil rimeligvis rekrutteres fra hele landet.

4.2.4 Resipientbehov.

Luft Driften av et oljefyrt kraftverk medfører utslipp av røkgasser og sot i luften. Disse utslipp kan begrenses ved forskjellige emisjonshindrende tiltak (se 4.4). I visse strøk kan luftresipienten allerede være hardt belastet av andre utslipp. Byggingen av et kraftverk kan derfor innebære at den totale belastning på luftrsipienten kan bli uakseptabelt høy.

Vann Et oljefyrt kraftverk er - dampteknisk sett - et bedre anlegg enn et kjernekraftverk. Virkningsgraden er høyere og kan for moderne oljekraftverk gå opp til 40 - 42 %. Behovet for kjølevann blir derved sammenligningsvis mindre enn for et kjernekraftverk, hvor virkningsgraden er ca. 33 % (lettvannsreaktor). Kjølevannet som anvendes for kjøling av turbinens kondensator varmes oftest opp 8 - 10°C, men det kan også bli overveiet en temperaturøkning på ca. 15° C. Et oljekraftverk med en effekt på 1.000 MW har behov for 25 - 35 m^3/s sammenlignet med 40 - 50 m^3/s for et kjernekraftverk av samme effekt.

Kjølevannsbehovet for et oljefyrt kraftverk kan dekkes på samme måte som for et kjernekraftverk (se 3.2.4).

4.2.5 Ferskvannsbehov

Byggetiden — I byggetiden behøves ca. 300 m^3 pr. døgn.

Under drift — I pågående lokaliseringsstudier har en valgt som dimensjonerende forutsetning at et aggregat på 1000 MW bruker ca. 1000 m^3 vann i døgnet. Krav til vannkvalitet, behandling og bruksområder er stort sett som for kjernekraftverk, se avsn. 3.2.5.

Behovet for ferskvann varierer betraktelig fra anlegg til anlegg. Det er mulig å økonomisere betydelig med vannforbruket hvis tilgangen på vann er liten.

4.2.6 Transport og lagerbehov

Personell, materialer — I byggetiden, som for et aggregat dreier seg om 4-6 år, forekommer transporter av materialer, utrustning og personell. Dette gir erfaringsmessig en personbiltrafikk på ca. 700 personbiler pr. døgn og lastebiltrafikk på ca. 350 lastebiler pr. døgn. Denne trafikk krever en veiforbindelse av god standard. Formodentlig kreves utbedring og forsterkning av veier og ombygging av bruer. Transport av byggematerialer og personell til byggeplassen bestemmes delvis av lokale forhold, lokal bygningsindustri, bosettingssteder for personalet osv.

Komponenter — Flere av komponentene i kraftstasjonen er store og tunge. Disse transporteres oftest med båt til havn i nærheten av byggeplassen og derfra ved hjelp av spesialkjøretøyer. De fartøyer som er aktuelle for disse transporter har et dyptgående på maksimalt 6 m. En havn med kailengde på ca. 100 m trengs for slike fartøy. De tyngste komponenter er følgende:

	Vekt ca. tonn
Hovedtransformator	275
Generatorstator	250
Generatorrotor	50

Brenselstransporter — Ved lokaliseringen av et oljefyrt kraftverk er brenseltransportene en viktig faktor. Et oljefyrt kraftverk på 1.000 MW bruker ca. 200 tonn olje pr. time. Kraftverket behøver derfor egen havn eller nærliggende havn med rørledning for transport av olje til kraftverket. Kravet på havnens kapasitet bestemmes av transportøkonomiske hensyn. For oljetransporter som svarer til avstander innen Europa beregnes i fremtiden fartøyer av størrelsesorden 35.000-50.000 tonn. Også innen landet kan slike fartøyer anvendes. Fartøyer av denne størrelse har et dyptgående på ca. 12 m og en lengde på ca. 225 m.

Utformingen av oljehavnen må tilpasses de lokale forhold. Hvis havnen bygges i et beskyttet område, kan den få et enkelt utstyr uten bølgebryter.

Oljen transporteres fra havnen til lagrene gjennom rør. Det er ønskelig å ha havnen nær kraftverket, men det kan også aksepteres større avstand.

Oljen er sannsynligvis så tykk at en behøver oppvarming av oljeledningen. Oppvarmingen skjer i alminnelighet med damp. Det kan også være hensiktsmessig å føre oljeledninger over noe lengre avstander mellom raffineri og kraftverk.

Oljelager

Oljen kan lagres i tanker eller i fjellrom. Tankene utføres vanligvis i stål. Størrelsen av lageret bestemmes av flere faktorer; kraftverkets størrelse, oljetransportenes pålitelighet, beredskap osv.

Den vanligste tekniske løsning for fjellromslagre bygger på plassering under grunnvannsnivå, hvorved oljen forhindres i å spre seg i omgivelsene. Grunnvannet renner inn i fjellrommet og samles på bunnen. Innstrømmende grunnvann tas hånd om og oljen avskilles i et oljeavskillingsanlegg. Oljen lagres på en vannseng, som kan være fast eller bevegelig. Ved bevegelig vannseng reguleres ut- og innpumpingen av oljen gjennom forandringer i vannsengens volum. For at oljen skal kunne tas ut av lageret, må oljen varmes, hvilket vanligvis skjer ved hjelp av damp.

Kravet til fjellkvaliteten ved byggingen av fjellromslagre er høyt. Sprekker og knusningssoner må søkes unngått. Omfattende geologiske undersøkelser foretas ved planlegging av fjellrom.

4.2.7 Samfunnsmessige målsettinger.

I den region hvor kraftverket lokaliseres, kommer kraftverket til å påvirke næringsliv og miljø. Det er derfor av betydning at det tas hensyn til den eksisterende samfunnsplanlegging slik at kraftverket kan passes best mulig inn i arealdisponeringen.

En har imidlertid hittil ikke i full utstrekning vurdert slike faktorer som arbeidsmarked og distriktspolitiske målsettinger. I den videre behandling kan imidlertid disse faktorene, alt etter de politiske myndigheters vurdering, bli tillagt lokaliseringsstyrende betydning.

4.3 Påvirkning på samfunn og miljø.

De samme prinsipielle synspunkter på et oljekraftverks påvirkning på samfunn og miljø gjelder som anført for kjernekraftverk, avsn. 3.3. Forskjell i virkemåte gir seg likevel utslag i en noe avvikende påvirkning på visse områder.

4.3.1 Arealbehov og landskapspåvirkning.

Et varmekraftverk, sammen med de nødvendige kraftlinjer, beslaglegger arealer som det ofte er sterk konkurranse om til andre formål som samfunnet har behov for. Den øvrige arealplanleggning som drives i kommuner, fylker og regioner vil derfor bli påvirket, selv om en ved lokaliseringen prøver å ta hensyn til foreliggende planer i størst mulig grad.

Et varmekraftverk ligner et stort industrianlegg. De mest dominerende deler av anlegget er kraftstasjonsbygningene, kraftledningene og havnen. Den høyeste bygning er kjelehuset, som er ca.60 m høyt. Skorstenen har en høyde av 100 - 200 m. Et anlegg av disse dimensjoner kan være synlig på lang lei, men hos oss er oftest landskapsformasjonene slik at bare skorsteinen vil være synlig på stor avstand.

Det er for øvrig gode muligheter til ved egnede fasadekledninger o.l. å få verket innpasset i landskapet.

Ved plasseringen av kraftverket, har en sett det som en fordel å trekke det et stykke inn fra kystlinjen, slik at det ikke skulle dominere strandsonen, og bli altfor synlig fra sjøen. En vil også forsøke å bevare skjermende vegetasjon rundt kraftverket.

Kraftlinjene og havneanlegget i forbindelse med kraftverket kan bety en større påvirkning på landskapet enn selve kraftstasjonen.

På kartskissen fig.4.1, er vist hvordan en kan tenke seg et oljefyrt kraftverk med 4 aggregater plassert på Slagentangen i Sem kommune.

Da det her finnnes et oljeraffineri like ved, som forsyner kraftverket med olje, har en forutsatt at eget havneanlegg og oljelager bortfaller.

4.3.2 Sysselsetting- påvirkning på service og næringsliv.

I byggetiden

Se 3.3.2. Byggetiden for et aggregat er anslått til 4-6 år. Antall ansatte i byggetiden beregnes å bli opp til 500 personer. Om flere aggregat bygges ut med liten tidsforskyvning kan tallet bli større. Personalet kan av hensyn til påvirkning på arbeidsmarkedet inndeles i følgende kategorier:

1. Personell som bor i brakker, på hybler eller lignende nær arbeidsplassen.
2. Personell som rekrutteres i området eller som pendler til nærliggende steder.
3. Personell som rekrutteres fra andre regioner og som krever familiebolig.

I kategori 1 inngår personell som er ansatt i kraftselskapet eller entreprenørfirma som deltar i kraftverksutbygging rundt om i landet. Montører fra norske eller utenlandske leverandører kan også inngå i kategori 1. Antall personer under kategoriene 2 og 3 beror på forholdene på det lokale arbeidsmarkedet.

Driften av kraftverket krever kvalifisert personale. Antallet ansatte beror på antall agregat. Erfaringer fra bl.a. Sverige viser at kraftverk med 3 aggregat hver på 300 - 400 MW, kan sysselsette totalt 150 - 200 personer. En del av dette personale er spesialister som rekrutteres fra hele landet, mens resten rekrutteres fra regionen.

Boliger, Tjenester

I forbindelse med boligbehovet som kraftverket vil skape, vil de fleste steder komunen måtte medvirke til å tilfredsstille dette. I første rekke vil dette gjelde medvirkning i planlegging av boligarealer og teknisk forsyning. Videre kan dette føre til større krav på skoler, helsevesen og andre kommunale tjenester.

4.3.3 Utslipp- virkninger på resipienten.

Vann

Det oljefyrte kraftverket avgir mindre varme til resipienten enn et kjernekraftverk (ca. 65 %) Påvirkningen på resipienten er ellers prinsipielt den samme som for kjernekraftverk (se 3.3.3)

Luft

Under kraftverkets drift slippes store mengder røkgasser og sot ut til kraftverkets omgivelser gjennom skorsteinen. Virkningen i nærområdet kan minskes ved rensetiltak eller ved å bygge høye skorstener som avgir forurensningene til lag i luften hvor de kan spres over store områder. På lengre sikt bidrar slike utslipp til den globale forurensing av atmosfæren. Nærmere om utslippene i avsn. 4.4.

4.3.4 Transport

I Bygge-tiden

Trafikken av spesialkjøretøyer og personbiler i byggetiden kan innebære forstyrrelser for befolkningen i nærliggende områder i form av støy og dårligere trafikkforhold. Dette må derfor tas hensyn til ved valg av veitraséen.

Under drift

Under driften av kraftverket er landeveistrafikken relativt liten, sjøtransportene derimot store. Denne trafikken kan virke forstyrrende på den lokale sjøfarten.

4.3.5 Ferskvannsbehov.

Et kraftverk på 1.000 MW forbruker like meget vann som en by på 2.000 innbyggere. Om mulig tas vann fra et nærliggende vannreservoar. Om ikke et slikt finnes må forsyningene ordnes i samarbeid med kommunale eller interkommunale anlegg.

4.3.6 Støy.

De støykilder som kan forekomme ved et oljefyrt kraftverk er fra luftinntak, røkgassvifter og sikkerhetsventiler.

Lydnivå.

På en avstand av 1.000 m fra anlegget viser erfaringer at støyplagene ikke vil overstige 45 dB i løpet av 80 % av verkets utnyttingstid. Utblåsing av sikkerhetsventiler skaper sterk støy, men forekommer sjelden.

Støydempende tiltak

Ved at luftinntaket får en riktig plassering og utforming kan lydnivået reduseres betraktelig.
Ved ikke overtrykksfyrte dampkjeler anvendes røkgassvifter.

Avhengig av omdreiningstallet i viften fås et lavere eller høyere lydnivå overfor omgivelsene. Denne lyd kan dempes betraktelig ved dempeanordninger i røkgasskanalene, såkalte "baffler."

Alt i alt kan sies at et oljefyrt kraftverk ut fra støy-synspunkt for omgivelsene er en relativt stille industri, bortsett fra i visse, relativt sjeldne, driftssituasjoner.

4.3.7 Deponering av avfall.

Vedrørende mengder og sammensetning av aske og sot henvises til avsn. 4.4

Transport av aske fra avskillere til deponeringsplass kan skje dels med vann, dels i tørr tilstand med for eks. skrue-transportører eller båndtransportører. Det siste alternativet er å foretrekke da en unngår problemet med et meget surt avløpsvann. Om asken legges opp på tipp bør en se til at muligheten finnes for å samle opp avløpsvannet slik at neutralisering kan skje før utslipp i resipient.

Asken inneholder en del metaller, fremfor alt aluminium, nikkel, vanadin og jern, som kan gi problem ut fra forurensingssynspunkt.

4.3.8 Sanering etter nedlegging av verket.

Sanering av kraftverket etter driftstidens utgang gir ikke grunn til noen større problem enn ved industrianlegg ellers. Avfallet (asken) på tipp-plassen bør vies en viss oppmerksomhet, da utvasking av metaller kan bety en forurensningskilde.

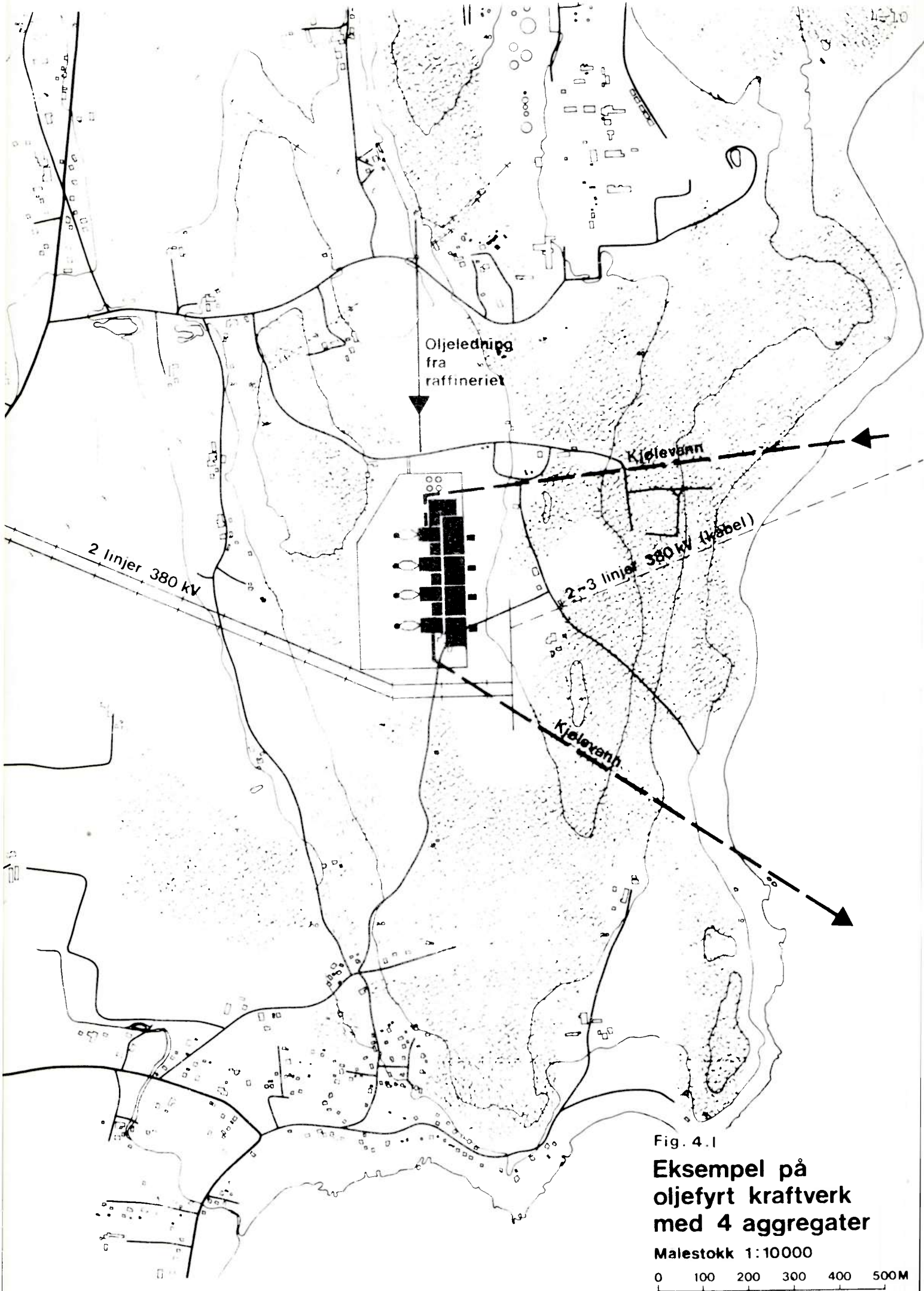


Fig. 4.1

Eksempel på oljefyrt kraftverk med 4 aggregater

Malestokk 1:10000

0 100 200 300 400 500M

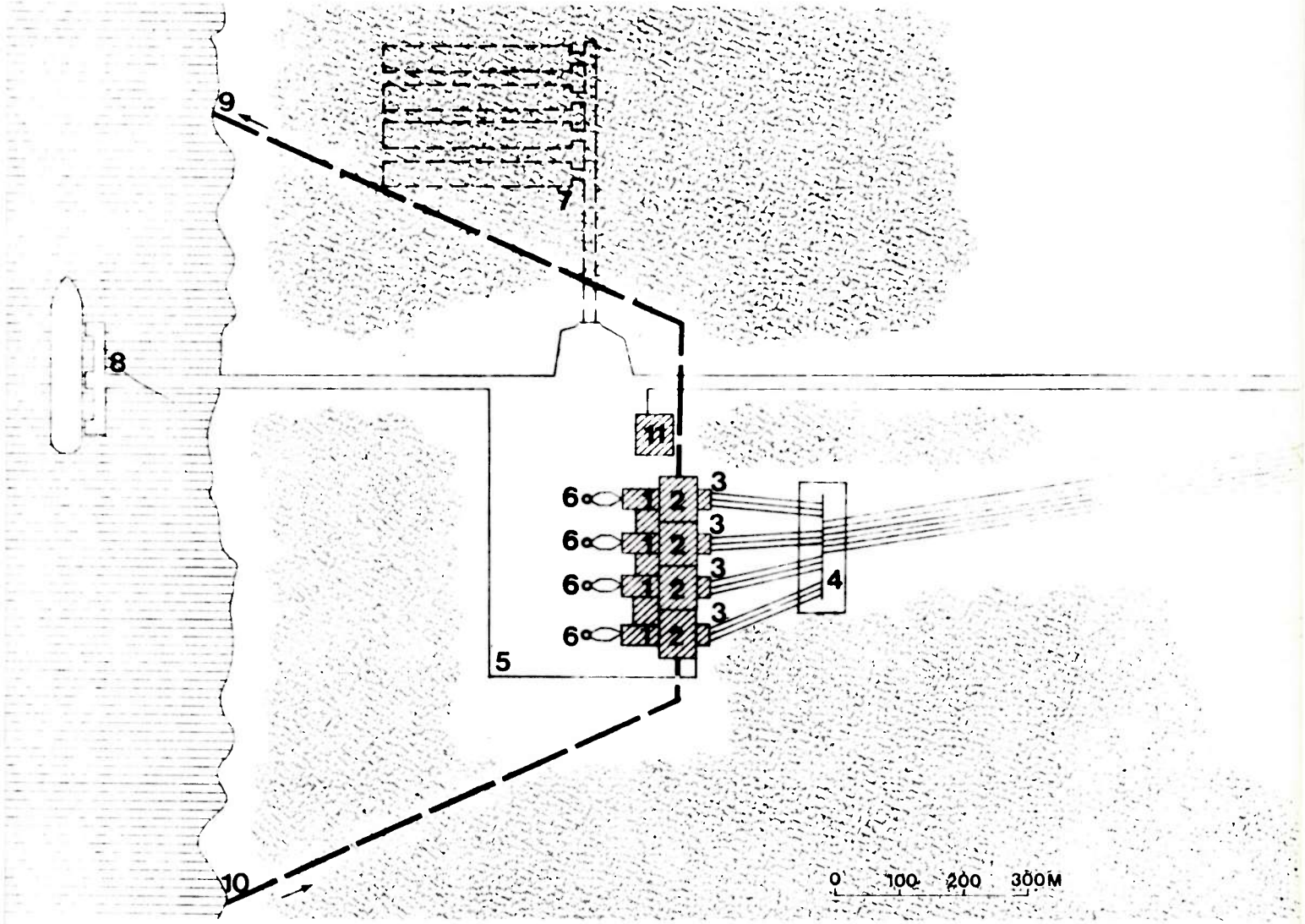


Fig. 4.2

SKJEMATISK PLAN
FOR OLJEFYRT KRAFTVERK
MED 4 AGGREGATER

1. kjelbygning
2. turbinbygning
3. transformator
4. koplingsanlegg
5. parkering, areal for anleggsaktiviteter
6. skorstein
7. oljelager i fjell
8. oljehavn
9. utslip for kjølevann
10. inntak for kjølevann
11. kontor, verksted

4.4 Utslipp til luft og vann, normale driftsforhold

4.4.1 Utslippstyper og begrensningsmuligheter

Utslipp av gasser og faste stoffer fra et oljefyrt varmekraftverk ved normal drift omfatter først og fremst utslipp av forbrenningsprodukter til luftresipient. For en type røkgassrensesystemer kan i tillegg utslipp av avfallsstoffer til kjølevannsresipient bli aktuell. For andre røkgassreservesystemer kan deponering av slike stoffer på land være aktuell. Disse er utslipp fra kjelanlegget. I tillegg kan det bli aktuelt med et omfang veskeformig klorutslipp som følge av begroningsbekjemping i kjølevannssystemet fra turbinanlegget. Slik dosering vil ifall opptre både for kjernekraftverk og fossilt fyrte varmekraftverk, og omtales ikke videre her.

4.4.1.1 Sammensetning, mengde

Ved forbrenning av olje består røkgassen i alt vesentlig av kulldioksyd (CO_2), vann (H_2O), uendret nitrogen fra forbrenningsluft (N_2), surstoff (O_2), svoveldioksyd (SO_2) og svoveltrioksyd (SO_3) nitrogenoksyder (NO_x), spor av uforbrent gass (CO, CH-forbindelser, spor av sot, og en viss mengde aske. Andelen av CO_2, H_2O, N_2, O_2 som stort sett anses miljømessig indifferente utgjør vanligvis vel 99% av samlet vektmengde forbrenningsprodukter. Andelen SO_2, SO_3, NO_x, CO, CH, sot og aske utgjør den resterende del, men det er disse utslipp som anses mer uønskede for omgivelsene. Det er mot disse utslippsbegrensede tiltak søkes satt inn.

Mengde og sammensetning av disse uønskede stoffer avhenger dels av sammensetning av brenslet, dels av forbrenningsbetingelsene. Samlet mengde som dannes av SO_2 og SO_3 er bestemt av svovelinnholdet (S) i oljen. Fordelingen mellom dem avhenger imidlertid av forbrenningsbetingelsene. Mengden av NO_x er hovedsakelig bestemt av forbrenningsbetingelsene, mengdene av CO, CH-forbindelser og sot likeså. Mengden av aske er derimot helt bestemt av brenselsammensetning. Sammensetning av asken varierer betraktelig, særlig hva angår innholdet av såkalte tungmetaller som vanadium, nikkel og jern. Tabell 1 illustrerer variasjonsområder for sammensetningen av noen tungoljer, tabell 2 variasjonsområder for utslippsmengder:

Tabell 1: Sammensetning, noen tungoljer:

Kilde		Nordsjøen	Midt-Østen	Karibien
Svovel	%	0,30	2,5-3	midd.2,5 %
Kvelstoff	%	0,23	0,2-7	0,2-0,7
Aske	%	0,01	0,05	0,1-0,2
derav vanadium	ppm	4	20-100	500
derav nikkel	ppm	5	20-50	50

I praksis blander oljeselskapene ofte oljen fra ulike kilder for å utjevne større avvik i sammensetning, som eksempelvis i svovelinnhold.

Tabell 2: Tenkbart variasjonsområde for utslipp, oljefyrt varmekraftverk, uten røkgassrensing:

Utslipp	Mengde
Svoveldioksyd (innhold i brensel 0,3-2,5 % S)	1,4-11,4 kg/MWhe
Nitrogenoksyder (innhold i brensel 0,1-0,8 % N)	1,0-3,8 kg/MWhe
Aske (innhold i brensel 0,01-0,10%)	22-227 g/MWhe
Vanadium (innhold i brensel 4-500 ppm)	1-110 g/MWhe
Nikkel (innhold i brensel 4-50 ppm)	1-11 g/MWhe
Sot, middel	200 g/MWhe
CO, middel	300 g/MWhe
CH, middel	20 g/MWhe

4.4.1.2 Utslippsbegrensende tiltak

Det er to muligheter som foreligger til å redusere utslipp av SO_2 og SO_3. Det ene å redusere innholdet av svovel i brenslet, det andre å fjerne svovelforbindelsene fra røkgassene.

Lavt svovelinnhold i brensel kan enten oppnås ved å anvende olje fra svovelfattige kilder (eksempelvis Libya eller Nordsjøen), eller ved å avsvovle oljen i raffinerier. Avsvovling setter visse krav til oljen, bl.a. må innhold av tungmetaller i asken ikke være for høyt. Dette reduserer anvendelsesmulighet i noen grad. I prinsippet er avsvovling av oljen en metode som representerer utviklet teknologi og som er i kommersiell drift i større skala, eksempelvis i Japan og USA. I Europa er det derimot foreløpig ikke installert slike anlegg. Med denne metode kan olje avsvovles ned til et svovelinnhold i området 1 %.

Metoder for fjerning av svovelforbindelser fra røkgassene representerer derimot ikke like etablert teknologi, selv om noen anlegg i kommersiell størrelse er under bygging i Japan og USA. Det satses imidlertid iherdig på mange hold for å utvikle tilfredsstillende prosesser, men foreløpig er det uenighet innen fagkretser om i hvilken grad røkgassrensing på det nåværende tidspunkt kan anses som en attraktiv metode. Problemer omfatter måten å bli kvitt utskilt materiale på, driftsikkerhet og driftfleksibilitet av renseanlegg, og kostnader. For endel vaskeprosesser er også redusert oppdrift og dårligere skorsteinseffekt en uønsket konsekvens. De fleste prosessene baserer seg enten på deponering av utskilt materiale på land, eller gjenvinning som salgbare produkter. Slike kan eksempelvis være svovel eller svovelsyre.

I Norge har Norsk Viftefabrikk i samarbeid med Norsk Hydro lansert en variant røkgassrensemetode basert på vasking med sjøvann, og metoden har hittil vært utprøvet i et lite forsøksanlegg på Herøya. Ved denne metode blir utskilt materiale tilført kjølevannsresipient.

På det utviklingstrinn en er idag synes anvendelse av lavsvovlig olje mest realistisk metode for begrensning av utslipp av svovelforbindelser fra oljefyrte kraftverk.

De muligheter som foreligger til å redusere utslipp av nitrogenoksyder er vesentlig å endre forbrenningsbetingelsene. Dannelsen av NO_x påskyndes av høy temperatur, lang oppholdstid i soner med høy temperatur, og høyt luftoverskudd. Mottiltak kan omfatte anvendelse av røkgassirkulasjon, spesielle brennerutforminger, anvendelse av spesielt lave luftoverskudd. Dette representerer i alt vesentlig mindre tekniske modifikasjoner.

Utslipp av CO og CH søkes redusert ved optimering av forbrenningsforløp.

Dannelsen av sot søkes tilsvarende redusert ved optimering av forbrenningsforløp.

4.4.2 Konsekvenser av utslipp

4.4.2.1 Virkning på naturgrunnlaget (jord, skog, vann)

Generelt

Det understrekes at en her bare kan gi en kvalitativ beskrivelse av mulige miljøpåvirkninger. Hvorvidt de skadevirkninger som blir påpekt vil være relevante for et gitt varmekraftverk, kan først vurderes når det foreligger et konkret alternativ der både lokalisering og utslippsmengde er kjent.

Utslipp av svoveldioksyd

Miljøpåvirkningene av svoveldioksydutslippene kan mest hensiktsmessig deles i to, nemlig direkte virkninger av SO_2, som for eksempel sviskader på vegetasjon, og indirekte virkninger som en eventuell forsurning av jordsmonn og vann. De direkte virkningene er mest aktuelle innenfor en begrenset avstand fra utslippene hvor konsentrasjonen ennå er relativt høy, mens indirekte virkninger kan forekomme på langt større avstander.

Direkte virkninger

SO_2-skader på planter har vært kjent i lang tid, både i Norge og andre industrialiserte land, særlig ved smelteverk som røster svovelholdig malm. Her finner en ofte store områder hvor skog og annen plantevekst er ødelagt. I de senere år har det forekommet en del skader omkring industrielle oljefyringanlegg.

SO_2-gass vil opptas i vegetasjonen gjennom spalteåpningene i bladene. Plantene har en viss evne til å oksydere SO_2 til sulfat. Hvis denne overskrides, vil det etter hvert oppstå synlige skader, slik at hele bladet eller deler av det dør. Dette kalles ofte for sviskader. Det er en øvre grense for hvor mye sulfat plantene kan nyttiggjøre seg, og det er sannsynlig at sulfatakkumulering langt utover plantenes behov er skadelig. Følgende av sviskader på trær er at livsprosessene nedsettes og i verste fall kan det medføre at treet dør.

Det er stor variasjon blant planteartene med hensyn til hvor høye SO_2-konsentrasjoner de tåler. Blant de mest ømfintlige er flere av lavartene. I SO_2-forurensede områder (f.eks. byområder) ser en ofte at laven er forsvunnet, uten at en kan se skader på høyere planter.

Av høyere planter er bartrær, særlig gran og furu, ømfintlige overfor SO_2, mens løvtrærne er mer motstandsdyktige. Følgene av sviskadene er mer alvorlige for de alltidgrønne bartrær enn for løvtrær. Mens løvtrærne skifter blader hvert år, må bartrærne leve med de skadde nålene i flere år (3-10 år).

Forsøk blant annet i USA har vist at bygg, havre, kløver, turnips og hvete er de mest ømfintlige jordbruksvekster. Blant de planter som er mest motstandsdyktige overfor SO_2 finner en blant annet potetplanten.

Det er ikke mulig å angi nøyaktige grenser for hvor høye SO_2 konsentrasjoner en gitt planteart tåler uten at det oppstår skader. En eventuell grense vil være avhengig av hvor lenge planten er utsatt for en viss konsentrasjon (eksponeringstid). Generelt vil grenseverdien være lavere dess lenger eksponeringstiden er.

Det finnes i flere land normer for SO_2-innholdet i uteluft. De eksisterende normene er utarbeidet med henblikk på å unngå helseskader og gir ingen garanti mot planteskade.

Siden SO_2 er mest skadelig i vekstperioden, er høye SO_2-konsentrasjoner på sommerdager særlig farlige. Alltidgrønne planter (dvs. de fleste bartrær) vil også kunne skades om vinteren, men siden temperaturen da oftest er lav, er sannsynligheten for skader mindre.

Indirekte virkninger

De indirekte virkninger av svoveldioksydutslippene skyldes at SO_2 før eller siden avsettes på bakken som svovelsyre eller sulfat. Svovelsyretilførselen til bakken vil skje både ved tørravsetninger og ved at syren vaskes ut ved nedbør.

Svovel er et nødvendig næringsstoff for plantene, og en økt tilførsel av sulfat til jorden er ikke i seg selv skadelig. Årsaken til at svovelsyrenedfall kan ha negativ innvirkning på planteveksten, er at syren kan forsterke utvaskingen av næringsstoffer i jordsmonnet som er viktige for planteveksten. Syretilførselen kan også virke inn på mikroorganismer og nitrogenomsetningen i jordsmonnet. De samlede virkningene vil føre til redusert produktivitet.

Problematikken omkring svovelsyrenedfall (eller såkalt sur nedbør) har vært sterkt i søkelyset i de senere år. Dette skyldes blant annet at fisken er forsvunnet fra en rekke fiskevann i Sør-Norge og at dette er satt i forbindelse med langtransport av forurensninger fra de store industriland i Europa. I OECD-regi pågår for tiden et større prosjekt for å undersøke langtransporten av forurensninger.

Virkningene på miljøet av svovelsyretilførselen er ennå ikke helt klarlagt. I Norge er det for tiden i gang et fellesprosjekt hvor flere norske institutter deltar for å undersøke hvilken virkning den sure nedbøren har på skog og fisk. En kan derfor bare ganske kort peke på de virkninger tilførselen av syre antas å ha. I diskusjoner av virkninger på miljøet av syrenedfall, vil en skille mellom dyrket mark, skog, hav, ferskvann og myr og fjellområde.

Dyrket mark.

I jordbruket blir det anvendt store mengder handelsgjødsel, heriblandt kalk som syrenøytraliserende middel. Et økt syrenedfall vil kunne øke behovet for kalking, men de beregninger som foreligger tyder på at økonomiske konsekvenser av dette er beskjedne.

Skog.

Debatten omkring syrenedfallets virkning på skogproduksjonen har i første rekke dreiet seg om hvilken betydning de utvaskbare næringsstoffene har. På grunnlag av regresjonsanalyser er det vist at kalsiuminnholdet i jordsmonnet er en av de faktorer som bestemmer skogstilveksten.
En utvasking av kalsium vil i alle fall ha en negativ virkning, dvs. en produksjonsnedgang. I prinsippet er det liten tvil om at økt syretilførsel gir økt utvasking og redusert produksjon. Det er imidlertid ennå et åpent spørsmål hvor lang tid det vil ta før virkningene viser seg.

En annen effekt av en forsterket utvasking, er at mer nøysomme plantearter kan utkonkurrere de mer kravfulle. Eksempelvis kan furu komme til å erstatte gran.

Syrenedfallet over Sør-Norge og Sør-Sverige på grunn av langtransport av forurensninger, er beregnet å medføre en tilvekstreduksjon på barskog på mellom 0,3% og 1% pr. år. Dette antas å være en øvre grense.

I forbindelse med konsesjonssøknaden for et 250 MW oljefyrt varmekraftverk på Slagentangen i 1971 ble det gjort beregninger som indikerte at svovelutslippene kunne medføre en tilvekstreduksjon som kapitalisert svarer til 40 - 50 millioner kroner etter datidens priser. (Antagelig var dette anslaget for høyt, blant annet fordi en nå regner at utvaskingen er mindre effektiv). Forutsetninger for beregningene var 1 300 timers driftstid, 3 % svovelinnhold i oljen, svoveldioksyd tilsvarende 7 800 tonn svovelsyre pr. år. Til sammenligning ville et 1 000 MW grunnlastverk (6 500 timer) med lavsvovlig olje (0,3 %) gi ca. dobbelt så stort årlig utslipp.

Hav.

Sjøvann har stor buffer-evne, og med de meget store vannmasser er det lite sannsynlig at en økt syretilførsel kan ha virkninger på livet i havet.

Ferskvann.

Normalt vil bare en liten del av svovelforbindelsene avsettes direkte på ferskvann (vann og elver). De øvrige avsetningene i nedslagsfeltet vil imidlertid transporteres med vannet, og bare en del av syren vil bli nøytralisert underveis. Resultatet er økt surhet i vann og elver.

Særlig stor tilførsel må en vente i forbindelse med snøsmeltingen. Snøen vil lagre forurensningene gjennom vinteren, og disse frigjøres i løpet av smelteperioden.
I jordbunnen er det ofte tele, og mulighetene for nøytralisering er mindre. Derfor finner en vanligvis høy surhet (lave pH-verdier) i elvene under vårflommen.

Virknignene av økt surhet i vann og elver viser seg ved at enkelte fiskearter forsvinner. Grensen for at fisk kan formere seg er for ørret omkring pH = 4.6 - 4.7 og for laks pH = 5.0 - 5.2.

Surhet i vannet kan reguleres ved kalktilførsel. Dette har hittil bare vært benyttet i små systemer, og med varierende resultater. Det er uvisst om det er praktisk gjennomførbart for større områder.

Myr- og fjellområder.

Foruten de landområder som er nevnt, har en også myr- og fjellområder som ikke direkte kan nyttes til jord- eller skogbruksformål. Det er ikke kjent at surt nedfall vil ha noen særlig virkning på disse områdene, bortsett fra at nedfallet vil renne bort og medvirke til forsurning av vann og elver.

Utslipp av nitrogenoksyder.

Nitrogenoksyder kan gi sviskader på vegetasjonen på samme måte som svoveldioksyd, men plantene tåler høyere konsentrasjoner av NO_x enn av SO_2. Utslippene av NO_x er mindre enn SO_2-utslippene, og derfor vil NO_x skader på vegetasjonen ha mindre betydning enn SO_2-skader.

Nitrogenoksyder som luftforurensningskomponent har fått størst oppmerksomhet i forbindelse med dannelse av oksydanter (fotokjemisk smog). Fotokjemisk smog dannes ved reaksjoner mellom nitrogenoksyder og hydrokarboner under innvirkning av sollys. Dannelse av fotokjemisk smog ved et varmekraftverk i Norge er lite sannsynlig, forutsatt at utslippene ikke skjer i et område som fra før er sterkt forurenset.

Salpetersyren som dannes av nitrogenoksydene, vil ikke i samme grad som svovelsyre forårsake økt utvasking av jordbunnen og forsuring av vann og elver. Mengden av salpetersyre som tilføres jordbunnen vil også være langt mindre enn mengden av svovelsyre.

Utslippene av nitrøse gasser kan også tenkes å ha positive effekter, idet de vil føre til en nitrogengjødsling av områdene omkring verket.

Andre utslipp.

CO_2, H_2O og metaller

Øvrige utslipp fra et varmekraftverk er karbondioksyd (CO_2) og vanndamp (H_2O) samt mindre mengder metaller som aluminium, kobolt, mangan, nikkel og vanadium. Det er lite trolig at disse stoffer vil forekomme i slike mengder at de vil gi direkte virkninger på naturgrunnlaget.

Sekundære virkninger.

En har her bare behandlet såkalte primære virkninger. En primær virkning, som f.eks. det at et tre blir skadet eller dør, vil medføre sekundære virkninger. Eksempler på dette er større fare for insektangrep på skadde trær og endring i fuglelivet ved at fuglenes naturlige miljø forandre. Med det kjennskap en idag har til disse problemer, er det imidlertid ikke mulig å gi en fullstendig oversikt over de sekundære virkninger.

Kan miljøproblemene reduseres?

De største miljøproblemene er som nevnt knyttet til svovelutslippene, og problemene reduseres derfor ved bruk av olje med lavt svovelinnhold eller ved rensing av avgassene.

Miljøpåvirkningene som resultat av utslipp fra et oljefyrt varmekraftverk, kan reduseres betydelig ved lokaliseringen av kraftverket. Verket bør plasseres i et område hvor flest mulig av følgende punkter er oppfylt:

1. Liten forurensningsbelastning fra andre kilder.
2. Stor hyppighet av vind som fører avgassene ut over hav.
3. Lite produktivt skogsareal innenfor de mest belastede områdene rundt verket
4. Få vann og elver med liten bufferevne i framherskende vindretning for nedbør.

I tillegg kan direkte miljøpåvirkninger reduseres ved bygging av tilstrekkelig høye skorsteiner.
Framtidige skadevirkninger på skogen kan reduseres ved utplanting av spesielt resistente plantearter.

4.4.2.2 Korrosjonsvirkninger

Av utslippene fra oljefyrte kraftverk er svovelforurensningene som svoveldioksyd (SO_2) og svovelsyre (H_2SO_4) de klart mest korrosive.
Støvpartiklene i røkgassene, dvs. sot og metalloksyder, øker også korrosjonen. Det kan skje både direkte og indirekte, direkte ved at partiklene selv deltar i nedbrytningsprosessen, indirekte ved at de har en sterk absorpsjonsevne for sure forurensninger som svovelsyre.

I hvilken grad luftforurensninger fra et oljefyrt kraftverk vil akselerere materialnedbrytningen beror på flere ulike faktorer. Viktigst er kraftverkets lokalisering i forhold til øvrig bebyggelse, spredningsforholdene, røkgassrensing, oljens svovelinnhold og de klimatiske betingelser som luftfuktighet og temperatur.

Den økte forurensningen av luft og nedbør har forårsaket en raskt økende nedbrytning både av metalliske og ikke-metalliske materialer. Innen sterkt industrialiserte områder har eksempelvis flere hundre år gamle byggverk og skulpturer i stein, som ennå i begynnelsen av 1900-tallet var i god forfatning, gjennomgått en rask nedbrytning. Nedbrytningen, som er sterkt avhengig av steintype og kvalitet, har hovedsakelig skjedd i løpet av de siste årtier.

Atmosfærens økte korrosivitet påfører samfunnet store kostnader. Dette skyldes ikke bare de direkte kostnadene ved tap av materialer, men fremkommer også gjennom de stadig strengere krav til beskyttelsesmetoder og mer korrosjonsbestandige og dyrere materialer. De indirekte tap ved produksjonsstans etc. er også en betydelig faktor. En nylig beregning indikerer at Norge årlig taper ca. 6.5 milliarder kroner på korrosjon, av dette 3.5 milliarder i den marine sektor. Det er ikke beregnet spesifikt hvor stor del av de øvrige 3 milliarder som kan henføres til atmosfærisk korrosjon, men beregningene gir grunnlag for å anta et beløp av størrelsesorden 1-2 milliarder kroner. Det er undersøkelser i gang for å bestemme luftforurensningenes innvirkning på den atmosfæriske korrosjonen i Norge.

Korrosjon på metalliske materialer.

Metalloverflaten må ha en eller annen form for fuktighet dersom de aktuelle forurensningene skal ha noen korrosiv effekt.

Ved lufttemperaturer under 0°C fryser fuktighetsfilmen og korrosjonen stanser. Inneholder korrosjonsproduktene mye vannløselige salter kan dette dog gi en viss frysepunktsnedsettelse. "Korrosivt klima" kan karakteriseres som et klima med høy nedbør- og tåkefrekvens, høy relativ fuktighet, få soltimer og få frostdager.

De forskjellige metaller påvirkes imidlertid i ulik grad av luftforurensningene. Dette skal nærmere belyses i det følgende.

Ulegerte og lavlegerte stål

Disse omfatter de rene karbonstål, karbonmanganstålene og de mikrolegerte stål, som benyttes for slike formål som bruer, industribygninger, master, kjeler, på skip etc.

For ubeskyttet stål av denne type varierer korrosjonshastigheten meget avhengig av såvel de klimatiske faktorer som luftens forurensningsgrad.
I områder med temmelig like klimatiske betingelser slik som i Storbritannia og i Tyskland kan imidlertid variasjonene i korrosjonshastighet for ulegerte stål hovedsakelig tilskrives variasjoner i luftens innhold av svovelforurensning.
Undersøkelser i disse land viser at metalltapet varierer i form av tykkelsesreduksjon med mellom 0,05 og 0,18 mm pr. år. I umiddelbar nærhet (<50 m) fra sjøen gir også havsaltet en korrosjonsstimulerende effekt.
Undersøkelser i Sverige viser at korrosjonshastigheten varierer med en faktor 4-5 mellom områder med lavt og høyt innhold av svovelforurensninger i luften.

Lavlegerte stål har omtrent de samme anvendelsesmuligheter som ulegerte stål, men noe bedre korrosjonsbestandighet.

Rustbestandige stål

Legeringsbasis for disse stålene er jern, karbon, krom og nikkel. Det finnes en nærmest uendelig rekke av forskjellige typer, hvorav mange også har mindre mengder av forskjellige andre elementer, som niob, molybden m.f.

Stålene har meget stor anvendelse som f.eks. verktøy, i kjemisk industri, i dampkraftanlegg etc.

De fleste av disse stål angripes ubetydelig av luftforurensninger, men undersøkelser i USA, Storbritannia og Tyskland har dog vist at stål legert med h.h.v 13 og 17% krom angripes relativt kraftig. Den normalt gode korrosjonsbestandigheten skyldes at metalloverflaten er dekket av et passiverende oksydsjikt.

Sink, Nikkel

Sammenlignet ned jern har sink en relativt god bestandighet mot ren atmosfærisk korrosjon. Korrosjonshastigheten øker kraftig når PH blir lavere enn ca. 6. Korrosjonshastigheten for sink er i Sverige funnet å variere med en faktor 10 mellom land og industriatmosfære med sinktap målt som tykkelsesreduksjon på mellom 5×10^{-4} og 5×10^{-3} mm/år. Livslengden for sinksjiktet på forsinket stål påvirkes sterkt av sure svovelforurensninger.

Nikkel har en litt bedre korrosjonsbestandighet enn sink.

Kobber

Korrosjonen av kobber og kobberlegeringen påvirkes betydelig mindre av luftens innhold av svovelforurensninger enn stål, sink og nikkel. Årsaken er at kobber beskyttes av et fastheftende overflatebelegg av basiske kobbersalter.
I København er målt en korrosjonshastighet på gamle kobbertak på ca. $1\text{-}2 \times 10^{-3}$ mm pr. år dvs. 0,1 - 0,2 mm pr. 100 år.
Iflg. undersøkelser i Storbritannia varierer korrosjonshastigheten i land og industriatmosfære med omtrent en faktor 2.

Aluminium

Aluminium og aluminiumlegeringer har normalt god bestandighet mot atmosfærisk korrosjon på grunn av en beskyttende oksydfilm. I forurenset atmosfære kan man imidlertid lett få lokal nedbrytning av denne filmen.
Dette fører til såkalt groptæring, som i mange tilfeller kan føre til alvorlige reduksjoner i materialstyrken. Hvis surhetsgraden (pH) blir lavere enn 4 eller høyere enn 10 vil korrosjonshastigheten øke sterkt.

Korrosjon av ikke-metalliske materialer

I tillegg til det rent kjemiske korrosjonsangrep, så påvirkes ikke-metalliske materialer (stein, sement, maling) også av erosjonsprosesser forårsaket av vind, nedbør og temperaturvekslinger.

Steinmaterialer

Steinmaterialer med mye karbonater som bindemiddel kan ha svært liten motstand mot nedbrytning, fordi karbonat vaskes ut av vær og vind. Sure svovelforurensninger aksellerer nedbrytning ved at de omvandler karbonatene til sulfater som er vesentlig mer vannløselig og dessuten forårsaker sprenging ved at de har et meget større spesifikt volum enn karbonatene.
Sandstein og kalkstein som inneholder mye kalsium og magnesiumkarbonater, er særlig utsatt for den beskrevne nedbrytning.

I Europa hvor disse steintypene er svært meget benyttet som byggemateriale, er derfor nedbrytningen et enormt problem. I Norge benyttes en rekke forskjellige steintyper, som granitt, kleberstein etc., men nesten ikke sandstein og kalkstein. Disse typene inneholder vesentlig mindre karbonater og problemet er derfor ikke på langt nær av samme omfang i Norge som i Europa.

En undersøkelse av forvitrede overflatesjikt på forskjellige kleberstein fra Nidarosdomen gir likevel grunn til å anta at svovelholdige forurensninger kan ha en viss nedbrytende effekt også her.

Sement

Sement inneholder også karbonater og betongkonstruksjoner kan ofte derfor angripes på lignende måte som steinmaterialer. Videre inneholder betongen ofte kalsiumaluminat som kan reagere med sulfat og danne voluminøse reaksjonsprodukter. Dette vil lede til lokale sprengninger i materialet. For å forårsake disse effekter kreves dog såvidt høyt sulfatinnhold at det er usikkert om normalt forekommende forurensningsinnhold kan forårsake noen alvorlige skader på betong.

Maling

Malingsbestandigheten kan i viss utstrekning påvirkes av luftforurensninger. Linoljebaserte malinger er spesielt ømfintlige. Alkydmalinger som nå anvendes mer og mer har god bestandighet i forurenset atmosfære. Faste luftforurensninger som sot, metalloksyder og ammoniumsulfat kan forårsake misfargning av maling og medføre store vedlikeholdskostnader. Fargebestandigheten kan i visse tilfeller påvirkes av luftforurensninger.

Øvrig

Økt tilsmussing av byggverk p.g.a. hovedsaklig faste partikler (sot, metalloksyder) kan medføre relativt store rengjøringskostnader.

4.4.2.3 Helsemessige virkninger

Skadelige utslippsstoff

De utslipp fra et oljekraftverk som en antar kan ha visse helsemessige konsekvenser er svoveloksyder, nitrogenoksyder, støv og tungmetallet vanadium. Av disse er svoveloksyder det viktigste.

Normer

Det er utarbeidet normer for tillatte svoveldioksydkonsentrasjoner i uteluft i flere industrialiserte land. Disse normer er primært helsemessig begrunnet, og de er fastsatt slik at SO_2 ikke skal gi signifikante helseskadelige virkninger i følsomme grupper av befolkningen. En sikter her til folk som er disponert for allergi eller har kroniske lidelser i

lunge, hjerte eller blodkar, samt til spebarn, småbarn og gamle. En vesentlig svakhet ved normene (i forhold til f. eks. strålevernsnormene) er at de ikke tar hensyn til mulige langtidsvirkninger i form av evt. mulige genetiske skader, kreftskader etc.

I Norge legges vanligvis de svenske retningslinjer for tillatt SO_2-konsentrasjon til grunn. Verdens Helseorganisasjon (WHO) har imidlertid i 1972 foreslått lavere verdier enn de gjeldende svenske retningslinjer.

Når det gjelder nitrogenoksyder foreligger det iflg. Verdens Helseorganisasjon ennå ikke tilstrekkelig informasjon på medisinsk grunnlag for å fastlegge normer. I bl.a. USA er det imidlertid fastsatt grenseverdier for NO_x som vil gi en større sikkerhetsmargin mot helseskader enn svoveloksyder.
Det finnes også normer i flere land for tillatte støvutslipp.

Svoveloksyder

De svenske retningslinjer for helsemessig tolerabelt innhold av SO_2 i uteluft vil være et av dimensjoneringskriteriene for skorsteinshøyde. Det kan imidlertid ikke utelukkes at lokalisering i områder der det kan være personer som lider av astma, lungesykdommer o.l. kan føre til økt sykdomshyppighet.

Nitrogen-oksyder

Under forutsetning av at skorsteinshøyden dimensjoneres som nevnt vil konsentrasjonene ved bakkenivå av nitrogenoksydene i utslippet ligge lavere enn amerikanske normer som er satt ut fra bedømmelsen av helserisiko.

Svevestøv

Svenske retningslinjer setter som norm for målte støvkonsentrasjoner 100 $\mu g/m^3$ beregnet som timemiddelverdi. (Bør ikke overskrides mer enn 1% av tiden). Data for utslipp til luft indikerer at støvmengden som forårsakes av varmekraftverk, vil gi en konsentrasjon som ligger lavere enn den nevnte grenseverdi.

Vanadium

Råolje inneholder vekslende mengder vanadium alt etter opprinnelsesstedet. Analyser viser at vanadium-innholdet i råolje ligger i konsentrasjonsområdet fra 0,1 ppm opp til 500 ppm (Karibien). Undersøkelser i USA har påvist sammenheng mellom forekomst av lungesykdommer og luftens innhold av vanadium. Generelt kan man si at utslipp av vanadium når det brukes olje med vanadiuminnhold opp mot 500 ppm er helsemessig meget betenkelig. Det er nødvendig å kjenne vanadiums spredningsmønster for å kunne analysere den helsemessige virkning.

Samvirkning (synergisme)

Den synergistiske effekt innebærer at forurensende stoffer som forekommer sammen kan utløse reaksjoner og bevirke forandringer som er større enn summen av de skader som de enkelte stoffer hver for seg skulle kunne medføre. For kombinasjonen SO_2/støv innebærer dette at økt støvinnhold i luften gir økt skademulighet ved samme SO_2-konsentrasjon.

Det er nødvendig å kjenne forholdene på det aktuelle byggested for å kunne vurdere mulige helseskadelige virkninger som forårsakes av utslippene fra varmekraftverk når disse utslipp virker sammen med eventuelle eksisterende luftforurensninger.

Konklusjon

Årsaksforholdet mellom luftforurensninger og helsemessige skader er meget sammensatt. Det er derfor vanskelig å trekke entydige konklusjoner. Et spesielt usikkerhetsmoment representerer den manglende oversikt og kontroll over mulige langtidsvirkninger. Man bør likevel kunne anta at om man holder seg innenfor normenes grenseverdier samt tar hensyn til lokale meteorologiske forhold og befolkningsfordeling ved lokaliseringen, så vil det trolig være liten helserisiko. forbundet med et oljefyrt kraftverk.

4.5 Sikkerhetsmessige forhold

4.5.1 Analyse av mulige ulykker

4.5.1.1 Offentlige kontrollmyndigheter

Som ved alle andre dampkjeler er kontrollen av selve dampkjelen og det utstyr som skal sikre driften av denne, tillagt Arbeidstilsynets Kjelkontroll. Oljeledningen og øvrig utstyr for oljetilførselen til brenneren inngår derimot ikke i Kjelkontrollens område.

I henhold til "Lov om brannfarlige stoffer" av 21. mai 1971 skal Statens Sprengstoffinspeksjon sammen med brannstyret godkjenne og føre tilsyn med utstyr for transport, oppbevaring og behandling av brannfarlige stoffer. Etter samme lov blir fyringsolje uten hensyn til flampunkt, ansett som brannfarlig væske og kommer under lovens gyldighetsområde.

Utslipp av olje til vassdrag eller sjøområder omhandles i lov av 6. mars 1970 om vern mot oljeskader og lov av 26. juni 1970 om vern mot vannforurensning.

4.5.1.2 Hva omfatter verket i denne analyse

En uhellsanalyse for et oljefyrt kraftverk bør ikke omfatte kraftverket alene, men også tilførselen og lagringen av den olje som brukes. I prinsippet burde den omfatte transport, lagring og behandling av oljen helt fra kilden frem til kjelenes brennere. I den aktuelle vurdering synes det dog mer hensiktsmessig å se på saken i et mer lokalt perspektiv og ta med følgende operasjoner i tillegg til drift av selve kraftstasjonen:

Transporten fra rom sjø til oljehavnen

Lossing av oljen til lager

Lagring

Transport fra lager til kraftstasjon

Det forutsettes at oljen kommer med tankskip fra et raffineri i inn- eller utland og losses ved egen kai nær kraftverket. Den pumpes gjennom en rørledning til kraftverkets lagertanker. Disse forutsettes lagt enten i fjell eller i betryggende avstand fra bygningskonstruksjoner eller andre objekter hvor det kan oppstå en større brann. Fra lagertanken pumpes oljen direkte til kjelens brennere uten mellomlagring.

4.5.1.3 Oljekvalitet

Det forutsettes utelukkende brukt tung fyringsolje, Bunker C eller fyringsolje nr. 6. Denne har ved vanlig temperatur så høy viskositet at den praktisk talt ikke flyter, og den må oppvarmes for å kunne pumpes. Ombord i tankskipene og i lagertankene holdes den gjerne oppvarmet til ca. 50° C ved hjelp av dampspiraler, og rørledningene holdes også oppvarmet. Foran brennerne blir den ytterligere oppvarmet for å bli tilstrekkelig tyntflytende.

Tung fyringsolje har alltid et visst svovelinnhold. Eksempelvis har olje fra Nordsjøen et innhold på ca. 0,3 % mens olje fra Midtøsten kan inneholde 2,5 - 3 %. (se 4.4).

4.5.1.4 Oljens brannfarlighet

Flampunktet for tung fyringsolje er min. 60° C og vanligvis 100° C eller mer. Det vil si at selv ved en temperatur på 50° C i en oljetank, er damptrykket over oljen for lavt til at det kan oppstå eksplosjon. For at det skal kunne oppstå en brann, må en større del av oljemassen oppvarmes betydelig høyere. Selv ved en lokal oppvarming og antendelse vil brannen vanskelig kunne forplante seg. Blant fagfolk hersker den oppfatning at brann i en tungoljetank er nærmest utenkelig medmindre den oppvarmes fra et stort bål i nærheten, f.eks. fra en bygningsbrann eller brann i en tank med mer lettantennelig olje. Dette kan skje i et raffineri eller i en terminal, hvor det lagres forskjellige oljesorter, men ikke i et fartøy som bare fører tungolje eller i en tank ved et kraftanlegg, under forutsetning av at tanken ligger i tilstrekkelig avstand fra bygninger eller andre konstruksjoner hvor brann kan oppstå.

Tungolje som strømmer ut på sjøen etter et havari eller på bakken fra en skadet tank eller rørledning, blir raskt avkjølet, og det er nærmest utenkelig at det skal kunne oppstå brann.

Først etter oljevarmeren foran kjelens brennere kan oljen anses som brannfarlig.

Såvidt vites, kjennes intet eksempel på brann i noen oljetank ved oljekraftverk, hvor det har vært anvendt tungolje av riktig kvalitet.

4.5.1.5 Mulige ulykker og konsekvenser av disse

Det har ikke lykkes å fremskaffe noen statistikk over ulykker og ulykkeskonsekvenser i forbindelse med drift av oljefyrte kraftverk og transport og lagring av tungolje for bruk i

slike kraftverk. Det har derfor ikke latt seg gjøre å gi numeriske verdier for sannsynligheten av slike ulykker. I det følgende er det forsøkt å foreta en vurdering av konsekvensene av tenkelige ulykker, uten noe analyse av sammenhengen mellom sannsynlighet og konsekvens av de enkelte ulykkeskategorier.

I kraftstasjonen

Risikoen for eksplosjon i kjelens brennkammer er tilstede f.eks. hvis flammen av en eller annen grunn brytes, mens olje fortsetter å strømme inn gjennom brennerne. Det kan da danne seg eksplosiv luft-oljedamps atmosfære i brennkammeret. En eksplosjon kan forårsake betydelig materiell skade og personskade på betjeningen eller andre som måtte befinne seg i eller i nærheten av kraftstasjonen, men virkningen vil være begrenset til selve kraftstasjonen og dens nærmeste omgivelser.

Ved et brudd på oljeledningen etter oljevarmeren kan det oppstå brann i den utstrømmende olje, men utstrømningen vil stanse når pumpene stanses, og vil aldri kunne bli av lang varighet.

Som ved alle dampkjeler er muligheten for en eksplosjon på grunn av for høyt damptrykk tilstede, men også her vil det bare bli tale om lokale skader.

Under transport og lagring av olje

Brann

Ved brann i en større oljemengde vil det på grunn av forurensningene i oljen og dannelsen av skadelige forbrenningsprodukter bli ført store mengder skadelige stoffer ut i atmosfæren. Særlig gjelder dette svoveldioksyd fra oljens svovelinnhold. Disse skadelig stoffer vil addere seg til dem som slippes ut under kraftverkets normale drift.

I en studie "A Comparison of Public Health Risks: Nuclear vs. Oil Fired Power Plants" av C. Starr, M.A. Greenfield og D.F. Hausknecht, utført i 1972, er det satt opp beregning angående den helsemessige risiko for publikum forårsaket av branner i oljetanker ved oljefyrte kraftverk. Det er lagt til grunn den økning av dødeligheten som forårsakes av den svoveldioksyd som dannes ved disse branner.

Beregningen er basert på en statistikk over branner i tanker som inneholder olje av noenlunde samme kvalitet som brukes ved kraftverk. Brann i oljetanker for kraftverk er ikke rapportert.

Det må antas at de tanker som er brukt i statistikken har vært vesentlig mer utsatt for brann enn tanker ved kraftverk, og de foretatte beregninger synes å være av tvilsom verdi.

Som foran anført er det praktisk talt utenkelig at det skal kunne oppstå brann i en tungoljetank hvis den ligger utenfor smittbar avstand fra mulige andre branner. Muligens kan den brenne hvis den blir truffet av et nedstyrtet fly eller bombe, men legges den i fjell bortfaller også denne mulighet.

Oppstår brudd på en oljeledning i eller nær en brennende bygning, kan den utstrømmende olje antennes, men utstrømningen vil aldri kunne bli av noen stor varighet.

Som foran nevnt vil det ikke kunne oppstå brann i tungolje som flyter ut i sjøen eller ut på bakken.

Oljespill i sjøen

Det er vel kjent at olje som spilles ut i sjøen, vil kunne forårsake betydelig skade såvel på dyrelivet i sjøen som ved at tilgrensende strender tilsøles med olje og kan bli uskikket til rekreasjonsformål i noen tid fremover.

Hvis spillet skjer etter et havari noenlunde nær land og i smul sjø, er det mulig å begrense skaden ved å legge ut lenser og skumme oljen opp innenfor lensen. Skjer havariet imidlertid i lengere avstand fra land, kan oljen vanskelig hindres i å drive mot land og tilsøle strendene på lange strekninger. Oljespill vil etterhvert fordampe eller brytes ned av bakterievirksomhet, men det kan ta lang tid, spesielt for tungolje. Det har vært forsøkt å påskynde nedbrytingen av oljen med emulgeringsstoffer, men entydige resultater av slike forsøk har man ikke, og det fryktes også at midlene kan være giftige for organismene i sjøen.

Tungolje som driver iland er klebrig og vanskelig å fjerne, spesielt fra fjellgrunn. På sandstrendene kan den spas vekk sammen med tilsølt sand.

I alle tilfeller vil skadevirkningen fra oljespill være forholdsvis lokal og tidsbegrenset. Ifølge de opplysninger som foreligger, er selv etter større utslipp den biologiske balanse i det berørte område gjenopprettet, iallfall i løpet av noen år.

Noen direkte fare for menneskers liv og helse medfører slike ulykker ikke.

Det regnes med at oljespill fra tankskipshavarier i gjennomsnitt dreier seg om ca. 250 000 tonn pr. år, mens den totale transporterte oljemengde er ca. 1 500 mill. tonn pr. år. Spillet på grunn av havari er altså ca. 0,017 %. Et oljekraftverk på 1 000 MWe bruker ca. 2 mill. tonn pr. år. Dets bidrag til oljespill ved havarier skulle følgelig i gjennomsnitt utgjøre ca. 340 tonn olje pr. år.

Oljespill ved lossing

Størst risiko for uhell som kan forårsake oljespill er visstnok tilstede under lossing, idet lossearrangementet er relativt sårbart. Det er derfor nå vanlig praksis ved større anlegg å legge en lense rundt hele skipet, så oljespill holdes innenfor denne og kan uskadeliggjøres. Spill fra losseoperasjonen skulle dermed praktisk talt kunne elimineres.

Oljespill på land

Tung fyringsolje som strømmer ut på grunn av lekasje eller et brudd på rørledning eller lagertank, vil snart avkjøles så meget at den ikke lenger flyter. Den vil følgelig bare kunne dekke et begrenset område. Spredning av olje fra et tankbrudd kan dessuten forhindres ved at det bygges en vold omkring tanken, eller tanken forlegges i fjell.

4.5.1.6 Risikoen for dødsulykker eller personskader

Transport og lagring av olje for oljekraftverk medfører ingen risiko for dødsulykker eller alvorlig personskade bortsett fra den risiko som er tilstede ved all skipsfart.

Ved drift av et oljekraftverk er det mulighet for svikt av kontrollutstyret med resulterende eksplosjon som kan forårsake alvorlig personskade blant betjeningen og muligens personer som måtte befinne seg i kraftstasjonens umiddelbare nærhet.

Når det gjelder rent yrkesbetingete ulykker foreligger en forenklet beregning av det amerikanske Council of Environmental Quality (CEQ) over antall dødsfall og tapte arbeidsdager på grunn av ulykker ved forskjellige kraftgeneringsformer, pr. år og 1000 MWe. For oljekraftverks vedkommende er tatt med både utvinning, raffinering og transport av oljen uten at dog transportmåten er angitt.

For oljekraftverk er tallene:

	Dødsulykker	Antall tapte arbeidsdager
Utvinning (off.shore)	0,21	2135
Prosessering	0,08	785
Transport	0,05	562
Kraftverksdrift	0,010	127
Totalt	0,35	3609

Rapporten angir ikke arten av de ulykker det her refereres til.

4.5.1.7 Sammendrag

Studiet omfatter mulige ulykker og skader ved transport av fyringsoljen i tankskip fra rom sjø til kraftverkets lagertank, lagring av oljen, transport til kraftstasjonen og drift av kraftstasjonen.

Det forutsettes brukt utelukkende tung fyringsolje.

På grunn av oljens høye flampunkt anses det praktisk talt utenkelig at det kan oppstå brann i skipstanker eller i oljetanker, forutsatt at tankene er plassert tilstrekkelig langt fra andre tanker eller bygningskonstruksjoner hvor det kan oppstå stor brann. Heller ikke olje som strømmer ut i sjøen eller på bakken vil kunne brenne, medmindre den er utsatt for sterk oppvarmning f.eks. fra en brennende bygning.

Først etter at oljen har passert oljevarmerne foran kjelens brennere kan den karakteriseres som brannfarlig. Et brudd på ledningen etter oljevarmerne kan forårsake oljebrann, men oljestrømmen vil alltid kunne avstenges meget raskt.

Under drift av kraftverket er muligheten tilstede for eksplosjon i kjelen hvis kontrollutstyret svikter. En eksplosjon kan forårsake stor skade på bygning og utstyr, og påføre betjeningen mer eller mindre alvorlig skade. Personer i kraftstasjonens umiddelbare nærhet kan også skades. Eventuell skade vil dog være begrenset til kraftverket og de aller nærmeste omgivelser.

Oljespill i sjøen fra havari av et tankskip kan forårsake betydelig skade på dyrelivet i sjøen og ved at strendene blir tilsølt. Skaden vil dog alltid være relativt lokal og begrenset i tid. Direkte risiko for personskade vil oljespill i sjøen ikke føre med seg. Den risiko for personskade som oljetransporten medfører, er derfor begrenset til den risiko som følger med all skipsfart.

Skader fra oljespill under lossing kan praktisk talt elimineres ved at det legges lense rundt skipet under lossing.

Oljespill på land på grunn av lekkasje fra tanker eller rørledninger vil alltid bli av meget begrenset utstrekning da oljens viskositet etter avkjøling blir så høy at oljen ikke lenger flyter. Utstrømming fra tanken kan dessuten begrenses ytterligere ved at det bygges en voll rundt tanken eller den forlegges i fjell.

Av dette må kunne trekkes den konklusjon at betrakter man de ulykker som kan inntreffe ved drift av oljekraftverk og transport av oljen til verket, er det kun ulykker i selve kraftverket som kan resultere i dødsfall eller alvorlig personskade. De eneste som er utsatt for sådan skade er kraftstasjonsbetjeningen eller andre som oppholder seg i eller nær kraftstasjonen.

Ulykker under transport av olje på sjøen kan forårsake betydelige miljøskader, men de vil være relativt lokale og ikke av varig art.

Skader på omgivelsene av ulykker på land vil bare kunne skje innen meget begrensede områder.

5. GASSFYRTE DAMPKRAFTVERK

5.1 Kort beskrivelse av virkemåte

Et gassfyrt dampkraftverk skiller seg i virkemåte og utforming lite fra et oljefyrt verk. Det som er forskjellig er detaljer i utførelse av kjelanlegget, og utforming av brenseltilførselsystem.

Forskjeller i utførelse av kjelanlegget gjelder i alt vesentlig dimensjoneringen av heteflater.

Ved forbrenning av naturgass reduseres mengden av overført varme i fyrrom i forhold til den en har ved oljefyring. Dette skyldes at en gassflamme normalt er mørkere enn en oljeflamme. I en viss grad kan imidlertid dette motvirkes ved spesiell brennerutforming, som bidrar til å gjøre flammen lysere. Denne reduksjonen i varmeoverføringsevne kan føre til at en kjel bare dimensjonert for oljefyring kan få redusert kapasiteten ved overgang til ren gassfyring. Reduksjonen kan dreie seg om 10-15%. Om derimot kjelen allerede på planleggingsstadiet dimensjoneres for fyring med begge brenselslag med en gang kan slik kapasitetsreduksjon unngåes mot en liten øking i samlede anleggskostnader. Slik dimensjonering kan omfatte øking av heteflater i fyrrom og innbygging av større reguleringsområde for damptemperatur.

I motsetning til det oljefyrte verk faller normalt utstyr for mellomlagring av brensel innen kraftverksområdet bort. Gass tilføres direkte via en gassledning utenfra. Brenseltilførselsystemet innen kraftverket omfatter utstyr for fjerning av fuktighet og forurensninger, utstyr for fjerning av kondenserte gasser, og utstyr for å redusere gasstrykk fra ledningstrykk til brennertrykk. Fuktighet og kondensat med gassen kan ellers både forstyrre trykkreduksjonsforløpet og selve forbrenningen i kjelen. Våtgass kan derfor ikke anvendes direkte.

Om kraftverket lokaliseres like ved ilandføringssted med terminal, kan noe av ovennevnte forbehandlingsutstyr bygges sammen med terminalen.

5.2 Faktorer for valg av lokalisering.

Generelt gjelder de samme faktorer for valg av lokalisering som ved oljefyrte kraftverk (se punkt 4.2).

Brensel-forsyning

Forsyning av brensel, som i dette tilfelle er naturgass, gjør det imidlertid nødvendig å foreta en grundig analyse av transport og lagring av gassen.

Transport

Lokaliseringen av et gassfyrt kraftverk bestemmes i høyere grad enn for et oljefyrt kraftverk av brenselstransportene. Stort sett vil gasskildens beliggenhet og transportmuligheten derfra være avgjørende.

I alminnelighet transporteres naturgass gjennom rørledninger. Ledningene kan legges på havbunnen eller på land. Erfaringene med legging av rørledninger på større havdyp er begrenset, men teknikken er i stadig utvikling. Vekslende topografi og grunnforhold slik som i Norge, skaper problemer for lengre rørledninger over land.

Gass kan også transporteres til kraftverket i flytende form (LNG - Liquified Natural Gas), men kostnadene ved nedfrysing av gassen blir meget høye.

Lagerbehov

Lagring av gass kan være nødvnedig når forbruket er mindre enn tilførselen. Det vil være økonomisk å utnytte produksjons- og distribusjonsanlegget i størst mulig grad. Lagring av gass bør da skje i nærheten av forbrukssentrum.

Lagring i gassform

Naturgass kan lagres i små mengder i gassform i trykkbeholdere ved 7-8 atmosfærers trykk. For større mengder er metoden uhensiktsmessig p.g.a. de store volumer som trenges.

Geologisk lagring

På adskillige steder i USA, Europa og Sovjetunionen forekommer geologisk lagring. Da utnyttes visse geologiske formasjoner, men slike finnes ikke over alt. Det skilles mellom "våte" og "tørre" lagringsmatoder. Ved den førstnevnte utnyttes vannfylte hulrom i fjellet. Ved den tørre metoden presses gassen ned i porøse bergarter, motsatt av hva en gjør når en utvinner gassen.

Lagring i flytende form

Ved å kjøle ned gassen til -160°C reduseres volumet til $\frac{1}{600}$ del, og den kan da lagres på godt isolerte beholdere.

Hvis gassen kommer til lagringsstedet i gassform, kreves følgende prosesser:

- kondensering av gassen (til LNG)
- lagring av (LNG) i nedkjølt form.
- forgassing av LNG når den skal brukes.

Dersom gassen kommer til lagerstedet i flytende form, bortfaller kondenseringsanlegget. For transport av LNG kreves spesialfartøy, og transportkostnadene blir høye. Basering av kraftverk på flytende gass er derfor neppe aktuelt.

Beholdere

Lagerheholdere for flytende naturgass krever meget god varmeisolasjon og har ofte doble vegger. Den lave temperaturen stiller visse krav til hvilke materialer som kan brukes.

LNG kan også lagres i fjellrom. Vanskelighetene ved å lagre naturgass har medført at naturgassbaserte kraftverk ofte bygges slik at de også kan fyres med olje. Kraftverkets lagerbehov kan da tilgodeses ved hjelp av et oljelager.

Oljelager og havn

Av hensyn til muligheter for alternativ fyring med olje vil en trolig måtte stille de samme krav til arealbehov m.h.t. oljelager og krav til oljehavn som ved et oljefyrt kraftverk (avsn. 4.2.6).

5.3 Påvirkning på samfunn og miljø.

Påvirkningen på samfunn og miljø fra et gassfyrt kraftverk er stort sett de samme som ved oljefyrte verk (se punkt 4.3). På visse punkter skiller gasskraftverket seg noe fra oljekraftverket. Avvikene omtales i det følgende.

Arealbehov

Dersom gassen fraktes til kraftverket gjennom rørledning fra havet, vil det kreves en ilandføringsterminal for gassen. Se fig. 5.1 og 5.2. Arealbehovet kan for en slik terminal dreie seg om opptil 200 da.

Skorsteinshøyde

Skorsteinshøyden for et gasskraftverk kan gjøres lavere (70 - 120 m) enn på et oljekraftverk fordi avgassene inneholder mindre forurensende stoffer. Det er imidlertid tvilsomt om en vil dra nytte av dette hvis kraftverket også skal kunne fyres med olje i perioder.

Utslipp i luft

Da naturgassen normalt inneholder svært lite svovel, er utslippet av SO_2, og dermed den antatte mest skadelige bestanddel av røkgassene, lite. Nærmere om utslippene er behandlet i punkt 5.4.

Transport

Da brenselstransporten formodentlig kommer til å skje gjennom rørledning, blir det normalt ingen forstyrrelser på omgivelsene.

En ilandføringsterminal for gassen kan imidlertid medføre visse forstyrrelser. (se bilag 5, I).

Avfall

Det faste avfallet fra et gassfyrt kraftverk består stort sett av de samme komponenter som for et oljefyrt verk. Avfallsmengden er imidlertid langt mindre, ca. en hundredel av mengden ved et oljekraftverk.

Byggestedseksempel

På kartskissen merket fig. 5.1 er vist hvordan en kan tenke seg et gasskraftverk med 4 aggregater plassert på Karmøy. Det er forutsatt ilandføring av gassledning og gassterminal ved kraftverket. For denne er det trolig avsatt et større areal enn kraftverkets behov tilsier. Oljehavn er forutsatt i Karmsundet, med oljeledning derfra.

Bilag 5, I : gassterminal.

Dersom gassen føres til land gjennom rørledning, trengs en mottagningsterminal ved eller i nærheten av ilandførings-punktet. I denne terminal avskilles forurensninger og visse bestanddeler før gassen leveres videre til forbruker.

Anleggets utforming bestemmes av gassens sammensetning, trykk og anvendelse. Hovedkomponentene beskrives i det følgende (se figur 5.2.)

Ilandførings-punkt.

Gassledningen må føres i land på et slikt sted at grunne strandpartier og brenningssoner unngås. Ledningen graves ned og overfylles i strandområdet.

Terminal-deler.

På terminalområdet føres gassen først til en såkalt "slug-catcher" som består av lange rør som ligger i svak helning. I disse rørene avskilles kondensat av kullvannstoff, metanol og vann. Væsken samles på bunnen av rørene, og punpes deretter til oppbevaringstanker. Med visse mellomform føres plastballer gjennom ledningen. Ballene presses fram av gasstrykket og driver den væsken foran seg som har samlet seg i ledningen.

Etter at væsken er avskilt fra gassen passerer den et tørke-anlegg hvor den kjøles ned og befries fra høyere kolvann - stoffer. Etter denne prosess fås såkalt "tørr" gass.

Gassen føres deretter gjennom et kontrollanlegg hvor dens sammensetning kontrolleres, og gasstrømmens størrelse måles.

Dersom gasskilden ikke har tilstrekkelig høyt trykk, trengs kompressorer som plasseres etter tørkeanlegget. Disse drives med naturgass.

Beholdere for lagring av de væskeformige biproduktene trengs på området. Disse utgjøres av tyngre kolvannstoffer som

propan, butan osv., som brukes som råvarer i industrien.

Delene i terminalen er oftest dublert for å sikre høy leveringssikkerhet.

Arealbehov

Nødvendig areal for å behandle en gassmengde på 2 milliarder m^3 pr.år kan anslås til opp til 200 da. Omkring 1/3 av dette areal bør være relativt jevnt.

Det stilles ingen strenge krav til grunnforholdene, da konstruksjonene ikke er særskilt tunge.

For terminalens drift er det nødvendig å holde radiokontakt med produksjonsplattformen. Dette krever en radiomast som må være tilstrekkelig høy til at det er fri sikt fra toppen av denne til produksjonsplattformen. Alternativt kan det brukes flere mellomliggende master.

Det kreves også landingsplass for helikopter i nærheten.

Forstyrrelser

De aktiviteter som kan forårsake forstyrrelser for omgivelsene er

- helikoptertrafikk
- kompressordrift
- åpning av sikkerhetsventiler for å kontrollere gasstrykket. (skjer i gjennomsnitt 3 ganger pr. år.)
- trykkreduksjonsanlegg.

Det totale støynivået hos kompressorer kan minskes ved lyddempere. Innenfor terminalen kan støyen gå opp til ca. 40 dB.

Luktilsetning

Det er vanlig å tilsette gassen et sterkt luktende stoff for at lekkasjer lett kan oppdages. For å hindre brennbare gasskonsentrasjoner bør terminalen lokaliseres til en åpen plass hvor utlekkende gass hurtig fortynnes.

Eksplosjonsfare

Gassen kan medføre eksplosjonsfare, og det kreves en viss avstand fra terminalen til alle slags brennere, f.eks. industrianlegg. Men vanligvis kreves ikke noe beskyttelsesområde omkring anlegget.

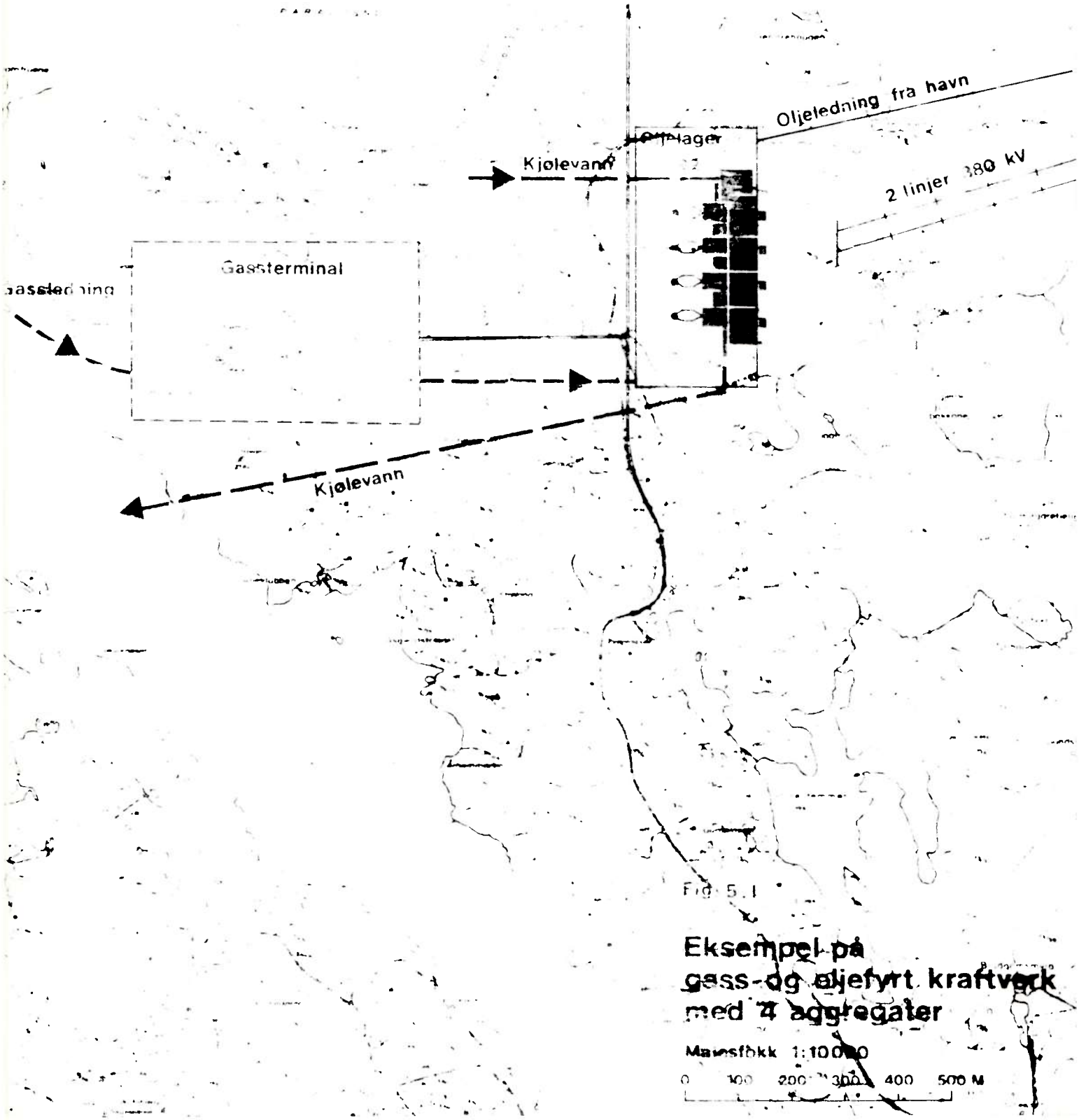


Fig. 5.1

Eksempel på gass-og oljefyrt kraftverk med 4 aggregater

Målestokk 1:10000

0 100 200 300 400 500 M

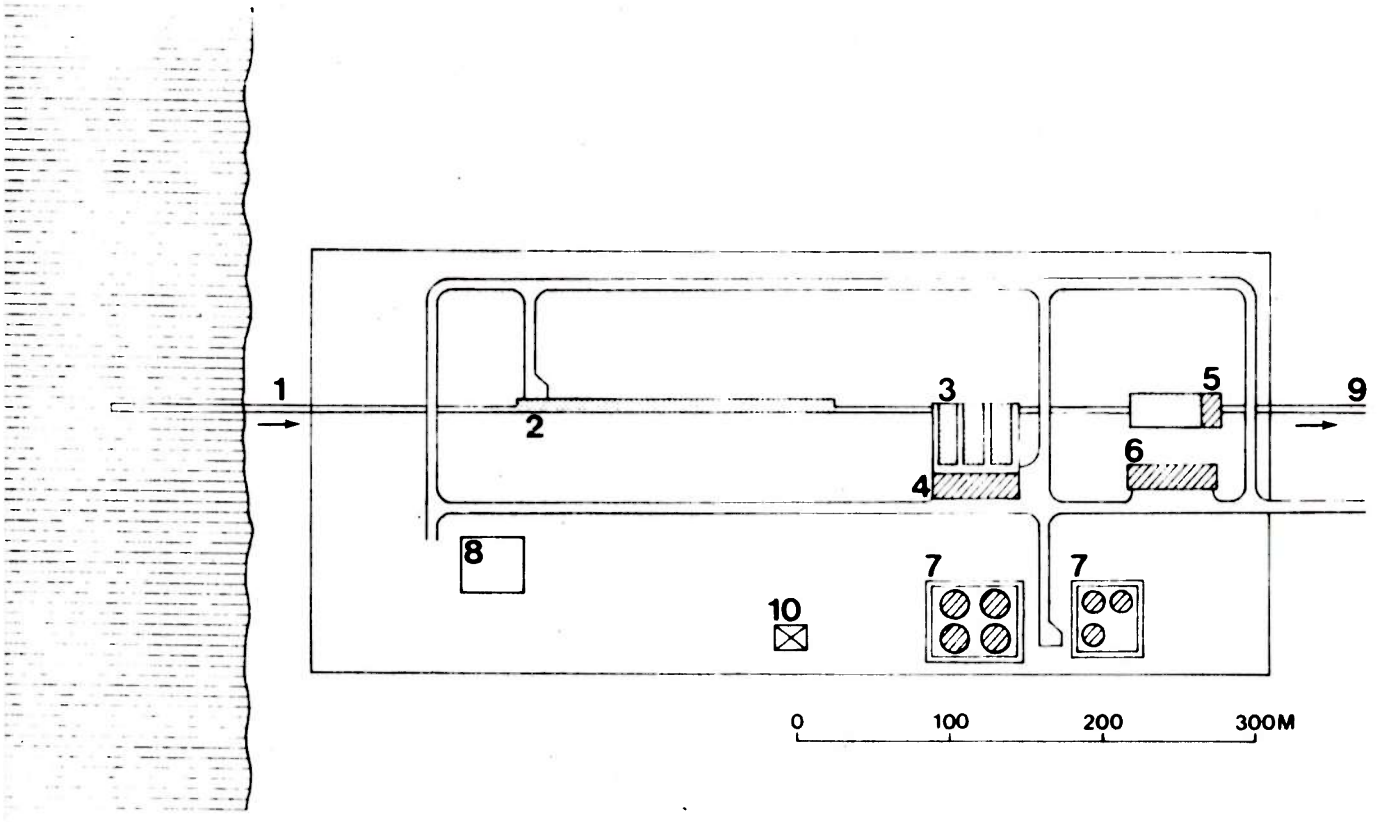


Fig.5.2

SKJEMATISK PLAN
FOR GASSTERMINAL

1. gassledning
2. "slug-catcher"
3. tørkanlegg
4. kompressoranlegg
5. måling
6. kontor
7. lagring av kondensat
8. landingsplass for helikopter
9. levering av gass
10. radiomast

5.4 Utslipp til luft og vann, normale driftsforhold

5.4.1 Utslippstyper og begrensningsmuligheter

Utslippene av gass og faste stoffer fra et gassfyrt varmekraftverk vil omfatte som for oljefyring forbrenningsprodukter til luftresipient, og eventuelt veskeformig klorutslipp til kjølevannsresipient. Som for ansnitt 4.4 omtales et eventuelt klorutslipp ikke videre her da slike utslipp ifall er felles med kjernekraftverk.

5.4.1.1 Sammensetning, mengde

Som for olje utgjøres den alt vesentlige delen av forbrenningsproduktene kulldioksyd (CO_2), vann (H_2O), nitrogeninnhold i forbrenningsluft (N_2), og surstoff (O_2). Samlet mengde slike bestandeler er omtrent som for oljefyring med sammensetningen er noe forskjellig. Andel kulldioksyd er noe mindre, andel vann tilsvarende større. De mer uønskede utslipp utgjør igjen nitrogenoksyder (NO_x), spor av uforbrent gass (CO, CH-forbindelse), sot. Naturgass fra den norske del av Nordsjøen er svovelfri, og utslipp av SO_2, SO_3 vil derfor ikke forekomme om slik gass anvendes. Videre er gassen askefri, og utslipp av aske, tungmetaller som nevnt for oljefyring vil derfor heller ikke forekomme ved gassfyring.

Nedenstående tabell illustrerer størrelsesorden av utslipp fra et gassfyrt varmekraftverk:

Tenkbare utslipp, gassfyrt varmekraftverk:

Utslipp	Mengde
Nitrogenoksyder	0,5 - 2,0 kg/MWhe
Sot, middel	20 g/MWhe
CO, middel	300 g/MWhe
CH, middel	20 g/MWhe

5.4.1.2 Utslippsbegrensende tiltak

Mengden av NO_x søkes som for oljefyring redusert ved forbrenningstekniske tiltak som betinger mindre modifikasjoner av kjelanlegg. Reduksjonsmuligheten er imidlertid som for oljefyring begrenset. Mengde av NO_x-utslipp er i størrelsesorden som for oljefyring, eller noe mindre.

Dannelse av CO, CH-forbindelser søkes igjen som for oljefyring redusert ved optimering av forbrenningsbetingelser. I praksis er dannelse av disse stoffer omtrent som for oljefyrte verk.

Også dannelse av sot søkes redusert ved forbrenningstekniske tiltak. I praksis dannes vesentlig mindre mengder sot ved oljefyring enn ved gassfyring.

5.4.2 Konsekvnenser av utslipp

For en kvalitativ beskrivelse av disse problemer vises til 4.4.2 vedr. konsekvenser av utslipp fra oljefyrte kraftverk. Konsekvensene kan på samme måte grupperes i virkninger på naturgrunnlaget (jord, skog, vann), korrosjonsmessige og helsemessige virkninger.

Utslippsmengden av skadelige stoffer, spesielt svoveldioksyd, er imidlertid meget mindre, og konsekvensene tilsvarende lavere. M.h.t. nitrogenoksyder er utslippene normalt i samme størrelsesorden, og konsekvensene kan bedømmes som for oljefyrte kraftverk.

5.5 Sikkerhetsmessige forhold

5.5.1 Analyse av mulige ulykker

5.5.1.1 Offentlige kontrollmyndigheter

Som ved alle andre dampkjeler er kontrollen av selve dampkjelen og det utstyr som skal sikre driften av denne tillagt Arbeidstilsynets Kjelkontroll. Tilførselsledningen for gass ligger derimot utenfor Kjelkontrollens myndighetsområdet.

Inntil for kort tid siden har i Norge tilsyn og kontroll av rørledninger og anvendelsesutstyr for gass vært tillagt de enkelte gassverk i samarbeid med det lokale brannvesen. I lov om brannfarlige varer av 21. mai 1971 er imidlertid kontrollen med rørledninger og utstyr for gass tillagt Statens Sprengstoffinspeksjon i samarbeid med brannstyret. For overføringsledninger for brannfarlig gass gjelder forskrifter fastsatt av Sprengstoffinspeksjonen 15. august 1971. Disse forskrifter er for tiden under revisjon.

For bruk av gass til forbrenningsformål foreligger enda ingen spesielle forskrifter, men spørsmålet vil bli behandlet av Statens branninspeksjon og Sprengstoffinspeksjonen i hvert enkelt tilfelle.

5.5.1.2 Hva omfatter verket i denne analyse.

I studiet er satt som forutsetning at kraftverket ligger ved kysten i Vest-Norge og at en gassledning føres direkte fra Frigg-feltet til kraftverket via en mottakerstasjon på land. Gassledningen dimensjoneres for den gassmengde som trenges for kraftverket, og andre gassforbrukere blir ikke tilknyttet. De rørdimensjoner som kan bli aktuelle under denne forutsetning er 12" henholdsvis 16". I en analyse av ulykkesrisikoen ved kraftverket må følgelig rørledningen og mottakerstasjonen betraktes som en del av verket.

Arrangementet for tilkopling av rørledningen ute på feltet er ikke klart. I det følgende antas at ledningen vil bli ført direkte fra produksjonsplatformen til land uten mellomkompresjon. En studie vedrørende legging av rørledning fra Frigg-feltet over Den norske renne til Karmøy er foretatt av Prosjektkomiteen for rørledninger på dypt vann, og er gjengitt i komiteens rapport nr. 2 datert september 1973. I henhold til denne blir rørledningen ca. 190 km. lang, herav ca. 100 km. dypere enn 150 m, og med største dybde 286 m.

Etter ilandføringen må gassen passere en mottakerstasjon med væskeutskillere og gasstørkeutstyr. Herfra forutsettes gassledningen lagt direkte til kraftstasjonen. Rørstrekningen på land blir meget kort.

Det er ikke regnet med noen form for lagring av gassen på land, hverken i gassformig eller flytende form, så de sikkerhetsproblemer som knytter seg til anlegg av denne art, er ikke aktuelle i denne forbindelse. Plattformen på feltet antas å ville bli bygget uavhengig av om kraftverket blir bygget, så de sikkerhetsspørsmål som er knyttet til denne er ikke behandlet. Behandlingen vil følgelig omfatte rørledningen fra produksjonsplatformen til kraftverket og selve kraftverket.

5.5.1.3 Gassens egenskaper

Sammensetning

Naturgassen fra Frigg-feltet inneholder ca. 96% metan og ca. 3,6% etan, resten utgjøres av tyngre hydrokarboner og nitrogen. Innholdet av hydrogensulfid er ubetydelig, mindre enn 2 ppm. Gassen er derfor ikke giftig men den kan i høye konsentrasjoner virke bedøvende, og i meget høye konsentrasjoner virker den kvelende ved at oxygenet i luften fortrenges.

Metan er en lett gass, egenvekten i forhold til luft er ca 0,56. Metan sluppet ut i luften vil derfor stige tilværs og blande seg meget raskt med luften.

Brennbarhet

Metan er brennbar og danner i visse blandingsforhold med luft en eksplosiv blanding. Eksplosjonsområdet ligger mellom 5,3 og 14% metan i luft. På grunn av innholdet av tyngre hydrokarboner vil for naturgass nedre eksplosjonsgrense ligge noe lavere. Antennelsestemperaturen for en eksplosiv blanding av metan og luft ved atmosfæretrykk er 560°C. Innhold av forurensninger, f.eks. støv etc. kan virke katalyserende og senke antennelsestemperaturen betydelig.

I følge en studie som interessentene i Frigg-feltet har latt foreta, er flammens forplantningshastighet i en metan-luft blanding forholdsvis lav, ca. 65 cm/sek. ved 9,5% metan i luft under atmosfæretrykk. Etter en antennelse danner det seg på grunn av varmeutviklingen en trykkbølge som forplanter seg med lydhastighet (330 m/sek) gjennom gassmassen. Trykkbølgen forårsaker en oppvarming, og ved visse gasser f.eks. hydrogen og lysgass, kan denne oppvarming være tilstrekkelig til å tenne gassen. Man får da en momentan forbrenning av hele gassvolumet, en såkalt detonasjon som vil forårsake en sjokkartet trykkbølge i omgivende luft. Undersøkelser har vist at en sådan detonasjon ikke kan forekomme i en metan-luft blanding. Antennelsen av en sådan blanding i fri luft vil forårsake en trykkbølge men ingen sjokkbølge og trykkbølgen

vil dempes raskt med avstanden. En gasseksplosjon i fri luft vil derfor ikke volde skader utenfor et temmelig begrenset område, sannsynligvis noen hundre meter.

Flammens lave forplantningshastighet medfører at en gasstråle med stor hastighet ikke kan antennes. Ved f.eks. en lekkasje fra en høytrykks rørledning, og med fri bane for strålen vil gassen være så oppblandet med luft at konsentrasjonen kommer under den nedre eksplosjonsgrense før hastigheten er tilstrekkelig lav til at antennelse kan finne sted. Men hvis strålen treffer en hindring, så hastigheten nedsettes tilstrekkelig mens gassblandingen fremdeles er i det eksplosive området, kan gassen tennes og danne en flamme.

At en løsrevet gass-sky skal kunne drive en lang strekning og så antennes er neppe tenkelig. Gassen vil i løpet av kort tid bli så fortynnet med luft at den ikke er eksplosiv. Nøyere undersøkelser om hvilke strekninger det her kan dreie seg om er dog nødvendig hvis det skal kunne gis sikre data.

5.5.1.4 Mulige ulykker og konsekvenser av disse

Risikoen for ulykker vil i det vesentligste knytte seg til
1. Eksplosjon i kraftstasjonen
2. Brudd på gassledningen.

Det har ikke lykkes å framskaffe noen statistikk over ulykker og ulykkeskonsekvenser i forbindelse med drift av gassfyrte kraftverk og tranport av naturgass i fjernledninger. Det har derfor ikke latt seg gjøre å gi numeriske verdier for sannsynligheten av slike ulykker. I det følgende er forsøkt å foreta en vurdering av konsekvensene av tenkelige ulykker, uten noen analyse av sammenhengen mellom sannsynlighet og konsekvens av de enkelte ulykkeskategorier.

Eksplosjon i kraftstasjonen

Hvis flammen i brennkammeret av en eller annen grunn blir brudt uten at de nødvendige forholdsregler blir tatt, kan det oppstå en eksplosiv blanding inne i brennkammeret, og en eksplosjon kan inntreffe. Ved alle moderne kjeler er innbygget sikkerhetsanordninger som skal forhindre at denne situasjon inntreffer, og en ulykke forutsetter følgelig at disse sikkerhetsanordninger svikter.

En eksplosjon i kjelen kan forårsake en betydelig skade i selve anlegget og i de nærmeste omgivelser, og sette betjeningen i fare, men virkningene vil være lokale. En sekundær virkning kan imidlertid bestå i at gassledningen blir skadet og tømmes, slik at en situasjon som omtalt

nedenfor kan inntreffe.

Som ved alle dampkjelanlegg kan det oppstå brudd på dampkjelen forårsaket av for høyt damptrykk, hvis den automatikk som skal hindre dette svikter. Virkningene vil være lokale, borsett fra muligheten for at gassledningen skades,og en situasjon som omtalt nedenfor kan inntreffe.

Brudd på gassledningen Generelt

Gass i form av lysgass har i minst 100 år vært distribuert i byer og tettbebyggelser og vært anvendt både i industrien og i husholdningen. I årenes løp har det hendt tallrike ulykker, både i form av branner og eksplosjoner og i form av forgiftninger. Lysgass inneholder nemlig den giftige gass carbon-monoxyd (kulloksyd).

Å overføre denne ulykkesstatistikk til et moderne overførings-system og et moderne kraftverk for naturgass kan imidlertid neppe gjøres. Gassledningene for lysgass er ofte meget gamle og svekket på grunn av korrrosjon. Som de ligger nedgravet i bygater er de utsatt for påkjenninger fra trafikken, og de kan skades ved gravearbeider. Særlig avgreningene til forbruks-stedene er ofte dårlig merket og utsatt for skader. Det finnes tallrike eksempler på at utlekket gass har trengt inn i bygningskjellere og forårsaket eksplosjoner. Videre har ofte røroppleggetinne i bygningene og apparaturen i såvel industrien som i husholdningen vært mangelfullt sikret. For å begrense ulykkesfrekvensen og konsekvensene av uhell har det vært nødvendig å anvende lavt trykk i ledningsnettet, 1 m vannsøyle eller mindre.

Ved overføring av naturgass over lengere strekninger brukes høyt trykk, størrelsesorden 70 bar eller mere. Ved kraft-verket reduseres dette til ca. 3,5 bar.

Ved forlegning av rørledningen tas omfattende forholdsregler for å redusere muligheten for skader så langt det lar seg gjøre og såvel rørledningen som kraftverket utstyres med sikkerhetsinnretninger for å unngå gasslekasjer og redusere konsekvensene i tilfelle skader tross alt skulle inntreffe.

Forlegningsmåten og beskyttelsen av ledningen er diskutert av Prosjektkomiteen for rørledninger på dypt vann i rapporten av september 1973. Mulige skadeårsaker og skade-risiko er også diskutert. Komiteen anbefaler å grave røret ned over hele strekningen for å redusere muligheten for skade mest mulig. Beskyttelse mot korrosjon er meget viktig.

Skademuligheter og skadekonsekvenser

Ved vurderingen av muligheten for skade på rørledningen betraktes følgende seksjoner for seg:

1. Undervannsledningen
2. Mottakerstasjon og ledning fra ilandføring til kraftstasjon
3. Rørledninger i kraftstasjon

Ledningens lengde er ca. 190 km. På denne strekning blir det ingen avstengningsventiler, den første stengeventil kommer etter ilandføringen. Ved et brudd i sjøen eller ved ilandføringen vil følgelig hele gassmengden i ledningen strømme ut.

Trykket i ledningen er ca. 140 bar etter kompressorene på produksjonsplatformen og ca. 70 bar ved ilandføringen. Med et gjennomsnittstrykk på 100 bar blir gassmengden i ledningen målt ved atmosfæretrykk:

12" ledning ca. 1350000 m^3
16" ledning ca. 2400000 m^3

Interessentene i Frigg-feltet har latt utføre beregninger over forløpet ved utstrømming av gass fra et langt rør. Det er tenkt en rørdiameter på 32 " og en rørlengde på 150 km som står under et trykk på 140 bar, og beregningen er foretatt ved forskjellige utstrømningsåpninger. Tiden fra tidspunktet for bruddet til trykket i røret er falt til 0,85 ato er beregnet til:

For utstrømningsåpning lik rørtverrsnittet ca. 4 timer.

For utstrømningsåpning ca. 0,1.rørtverrsnittet ca. 7 timer.

For utstrømningsåpning ca. 0,01. rørtverrsnittet: ca. 50 timer.

For mindre rørledninger og med noe lavere trykk, f.eks. 100 bar blir utstrømningstiden av samme størrelsesorden.

Ovennevnte beregning forutsetter at bruddet skjer i den ene ende av ledningen, og at den annen er lukket. Hvis gass slippes ut også i den annen ende gjennom åpning av samme størrelse blir tiden halvert. Skjer bruddet noenlunde midt på ledningen blir utstrømningstiden avhengig av om det slippes ut gass ved endene. Noen beregning over utstrømningstiden hvis bruddet skjer på dypt vann, er visstnok ikke foretatt. På grunn av mottrykket blir forholdene da anderledes.

I alle tilfeller må det imidlertid regnes med at det vil strømme ut gass fra ledningen i flere timer.

Videre viser beregninger at under visse forhold kan utstrømningen fra et stort brudd på en stor ledning med gass under høyt trykk danne en stråle eller en langstrakt gass-sky som kan være eksplosiv i en lengde på 700 - 800 meter, før den er så fortynnet at den kommer under eksplosjonsområdet. Blir gass-skyen antent kan det danne seg en flamme på flere hundre meter. Ved mindre brudd eller mindre ledninger blir flammen kortere.

Brudd under vann

Hvorledes utstrømningen vil arte seg fra et brudd på dypt vann er visstnok heller ikke undersøkt. Ved et stort brudd vil det sannsynligvis bli temmelig opprørt sjø over bruddstredet når gass-strømmen når overflaten, så det er mulig at iallfall mindre fartøyer på dette område kan komme i fare. I luften over utstrømningsstedet vil det sannsynligvis danne seg en eksplosiv sky som kan antennes av f.eks. lyn, men da gassen er lett i forhold til luft vil den neppe drive langt før den er så uttynnet at den ikke lenger er eksplosiv. Skjer bruddet i en viss avstand fra land, vil det ikke kunne innebære noen fare for andre enn fartøyer som måtte befinne seg i nærheten.

Den del av ledningen som innebærer størst risiko for omgivelsene er strekningen på grunt vann nær kysten og på land frem til første avstengningsventil. På denne strekning er også risikoen for skade på ledningen størst, fra korrosjon, jordskred, ankring eller fiskeredskaper.

Mottakerstasjon og ledning på land

Hvis bruddet skjer på land etter avstengningsventilen, vil i alminnelighet gass-strømmen kunne stenges, enten automatisk eller manuelt, og gassutstrømningen vil bli av kort varighet. Hvis imidlertid avstengingsorganene svikter, eller blir utilgjengelige, blir forløpet det samme som ved brudd utenfor stengeventilen.

Brudd inne i kraftstasjonen

En større lekasje inne i kraftstasjonen kan medføre en eksplosjon, og bygningen og utstyr kan bli sterkt skadet. Da ved metan eksplosjonsforløpet foregår relativt langsomt, uten detonasjon vil virkningene av eksplosjonen sannsynligvis være begrenset til de nære omgivelser.

Hvis avstengingsventilen for rørledningen blir

skadet eller gjort utilgjengelig vil gassen fortsette å strømme ut, og etter eksplosjonen vil man få en gassflamme og et forløp av samme art som ved brudd på rørledningen utenfor stengeventilen.

Det må forøvrig tas i betraktning at en momentan stengning av ventilen ikke bør gjøres på grunn av de trykksvingninger som da vil oppstå i rørledningen. Stengningen vil måtte foregå over en viss tid. Beregning av hvilken stengetid som er nødvendig for å unngå farlig trykkøkning i røret er ikke foretatt.

5.5.1.4. Risikoen for dødsulykker eller personskader.

Ledningsbrudd på eller nær produksjonsplatformen kan forårsake dødsulykker eller alvorlige personskader blandt betjeningen.

Ved brudd på ledningen i sjøen kan personer på fartøyer som måtte være i nærheten bli drept eller skadet.

Ved brudd eller lekasjer nær land eller på rørledningens landstrekning samt i mottakerstasjonen kan personer i en avstand av noen hundre meter bli skadet og muligens drept.

Ved brudd eller lekasjer inne i kraftstasjonen er det mulighet for alvorlig skade, eventuelt dødsulykker blandt betjeningspersonalet, og personer nær bygningen kan også bli alvorlig skadet.

Svikt i kontrollutrustningen for driften av kjelen kan forårsake eksplosjon i kjelen og skade betjeningspersonalet mer eller mindre alvorlig.

Noen statistikk som kan gi underlag for beregning av sannsynligheten for ulykker av denne art er ikke tilgjengelig.

Når det gjelder rent yrkesbetingete ulykker, foreligger en forenklet beregning av det amerikanske Council of Environment (CEQ) over antall dødsfall og tapte arbeidsdager på grunn av ulykker ved forskjellige kraftgenereringsformer, per år og 1000 MWe. For gasskraftverks vedkommende er tatt med både utvinning, eventuell rensing og transport av gassen, uten at dog transportmåten er angitt.

For gasskraftverk er tallene:

	Dødsulykker	Antall tapte arbeidsdager
Utvinning	0,16	1629
Prosessering	0,01	92
Transport	0,02	145
Krafverkdrift	0,009	120
	0,20	1986

Rapporten angir ikke arten av de ulykker det her refereres til.

5.5.1.5. Sammendrag

Naturgass fra Frigg-feltet består vesentlig av metan og inneholder ikke giftige bestanddeler. I blanding med luft er den eksplosiv mellom grensene 5,3 og 14 %, men en luft-metan eksplosjon er ikke detonerende.

Ledningen fra Frigg-feltet til ilandføringsstedet vil ha en lengde på ca. 190 km, og de ledningsdimensjoner som er tatt i betraktning er 12" og 16". Trykket dreier seg om ca. 100 kg/cm^2.

Selv ved det størst mulige brudd på gassledningen vil det strømme ut gass i flere timer. Ellers er tiden avhengig av bruddets størrelse og lokalisering.

Skjer bruddet under vann vil gassutstrømningen sannsynligvis være farlig for fartøyer som måtte befinne seg over bruddstedet, både på grunn av opprørt sjø som danner seg der gassen kommer opp og på grunn av brannfaren. Gassen vil blande seg med luft og være eksplosiv innen en viss avstand fra bruddstedet, men da metan er en lett gass som lett blander seg med luft, vil den brennbare sone være meget begrenset i utstrekning. Hvis brukket skjer i en viss avstand fra land, vil gassen ikke kunne forårsake noen skade på land.

Skjer bruddet på grunnt vann nær land eller på land utenfor avstengningsventilen, kan det danne seg en stråle eller sky som under visse forhold kan være brennbar på en strekning av noen hundre meter. Ved antennelse kan det danne seg en flamme med noen hundre meters lengde. I større avstand vil gassen være så fortynnet med luft at den ikke er brennbar. Flammen vil kunne vedvare til ledningen er tømt, altså i adskillige timer.

Skjer bruddet innenfor avstengingsventilen og denne er tilgjengelig for stenging, blir varigheten forholdsvis kort, avhengig av den tid det tar å stenge ventilen. Stengningstiden er bestemt av den trykkstigning som

oppstår når gass-strømmen i ledningen brytes.

Et brudd eller en lekasje inne i kraftstasjonen kan resultere i en eksplosjon, med skade på bygning og utstyr. Da metangassen ikke detonerer,, vil det neppe kunne oppstå skade utenfor de nærmeste omgivelser. Normalt vil gassutstrømningen bli av kort varighet, avhengig av den tid det tar å stenge tilførselsventilen. Hvis imidlertid tilførselsventilen blir skadet eller gjort utilgjengelig vil gassledningen tømmes ut i bygningen og brenne i mange timer, til ledningen er tom. Dette kan medføre ytterligere større skade på bygningen og kraftstasjonsutstyret og innebære brannfare for omgivelsene i en avstand av noen hundre meter.

Rørbrudd inne i bygningen kan være en sekundær virkning av svikt i kjelens kontrollutrustning med en eksplosjon i brennkammeret eller en dampeksplosjon som følge.

Det må kunne konkluderes med at brudd på rørledningen eller svikt i sikkerhetsinnretningene i kraftstasjonen kan forårsake betydelige skader på kraftstasjonen og på de nærmeste omgivelser til kraftstasjon og rørledning. Kraftstasjonens betjening og personer som befinner seg i nærheten kan under uheldige omstendigheter bli drept eller sterkt skadet.

Skadevirkningene på omgivelsene vil imidlertid være meget lokale og neppe gjøre seg gjeldende i en avstand av mere enn noen hundre meter fra kraftstasjon og rørledning.

6. SAMMENLIGNENDE VURDERINGER

Innledning

I en sammenlignende vurdering av de mulige fremtidige kraftgenereringsformer i Norge, kan ikke den norske situasjon sees i isolasjon til den utvikling som vil finne sted i resten av verden. Det er denne utvikling som vil være bestemmende for de teknologiske forutsetninger for de forskjellige kraftgenereringsformer og de miljø- og resursmessige samt økonomiske implikasjoner som knytter seg til anvendelsen av disse.

Manglende tilgjengelighet av de forskjellige energibærere og skjerpede krav til miljøvern vil etterhvert måtte gi utslag i den relative kostnad mellom de ulike kraftgenereringsformer. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at den enkelte genereringsform ikke har en absolutt og entydig virkning på miljø og natur, men kan påvirkes teknologisk. Hvor langt man vil gå i å redusere de negative miljøeffekter er i stor utstrekning et økonomisk spørsmål.

En rasjonell sammenligning av de enkelte genereringsformer forutsetter derfor at man tar med i "kostnadsvurderingen" også de negative miljø- og helsemessige konsekvenser av deres anvendelse. En slik total vurdering er ikke enkel idet en rekke av disse "kostnader" ikke lar seg kvantifisere. Det vil derfor nødvendigvis måtte komme inn i sammenligningen et element av skjønn.

I den miljømessige vurdering av kraftgenereringsformer bør man også betrakte alle ledd i prosuksjonskjede fra råstoff i sin naturlige tilstand fram til elektrisk energi hos forbrukerne. Denne kjeden vil normalt bestå av følgende ledd : ekstraksjon, prosessering, transport mellom de forskjellige prosesser, elektrisitetsproduksjon, overføring og anvendelse. Hvert enkelt ledd vil på forskjellig måte påvirke omgivelsene og en sammenligning av genereringsformenes miljøpåvirkning forutsetter derfor at man betrakter alle ledd i det totale kraftproduksjonssystem.

Aktuelle energibærere

Det forutsettes at de mest aktuelle energibærere i Norge i framtiden vil være olje-, gass- og kjernekraft. På dette grunnlag er det i det følgende foretatt en sammenligning av de totale kraftproduksjonssystemer basert på disse energibærere ut fra en vurdering av deres miljø- og ressursmessige, tekniske og økonomiske implikasjoner. Det er lagt vekt på å få fram de prinsipielle og grunnleggende spørsmål som knytter seg til anvendelsen av de forskjellige kraftslag.

De spørsmål som kommer inn i vurderingen ved plasering av de ulike kraftverk og som er knyttet til spesielle forhold ved det enkelte byggested vil måtte tas opp innen rammen av en konsesjonssøknad. Det er imidlertid forutsatt at disse spørsmål ikke vil ha betydning for den prinsipielle avgjørelse om anvendelse av de forskjellige kraftgenereringsformer i Norge.

Ved anvendelse av de forskjellige kraftgenereringsformer i Norge, vil ikke samtlige produksjonsledd i de korresponderende totale kraftproduksjonssystemer skje innenfor landets grenser. For kjernekraften vil det, for eksempel, i det alt vesentlige være produksjonen (kraftstasjonen), overføringen og anvendelsen av den elektriske kraft som vil foregå i Norge. Både uranutvinning, urananrikning, og rensing av bestrålt uran, vil foregå i andre land. Med Norges olje- og gassressurser i Nordsjøen kan det imidlertid tenkes at alle ledd i de totale kraftproduksjonssystemer for disse energibærere kan bli plasert innenfor landets territorialgrenser. I sammenligningen av de forskjellige genereringsformers miljøpåvirkning, har en imidlertid valgt å se på de totale miljømessige implikasjoner av kraftproduksjonssystemene uavhengig av hvilke produksjonsledd som kan tenkes plasert i Norge.

På dette grunnlag er i det følgende olje-, gass og kjernekraft sammenlignet med hensyn til disse generelle faktorer :

- miljøbelastning og sikkerhet
- ressurstilgang og -belastning
- teknologisk utviklingsnivå og videre utviklingspotensial
- økonomiske forhold.

6.1 Miljøbelastning og sikkerhet

Miljøpåvirkning fra ulike kraftslag

Anvendelsen av hvert enkelt kraftproduksjonssystem er forbundet med et spesielt sett av miljøpåvirkninger. Det foreligger en rekke sammenlignende vurderinger (f.eks. ref. 1, 2, 3, 4) av de forskjellige kraftproduksjonssystemers relative miljøpåvirkning. For å illustrere miljøpåvirkningsfaktorene for de forskjellige systemer har man i tabell 6-I på et sterkt forenklet grunnlag sammenlignet kull-, olje-, gass- og kjernekraft. Tabellen som er tatt fra en nylig publikasjon (1) fra det amerikanske Counsil on Environmental Quality (CEQ) gjelder for kraftproduksjonssystemer med en elektrisk kapasitet på 1 000 MWe ved en lastfaktor på 0,75. (CEQ er et frittstående råd som er etablert i henhold til "the National Environmental Policy Act" av 1969. Rådet rapporterer direkte til den amerikanske president). Det må presiseres at dette gjelder for amerikanske forhold, og resultatene vil nødvendigvis ikke bli de samme på alle punkter for norske forhold.

Grunnlag for sammenligning

For å få redusert antallet variable som må tas i betraktning i en detaljert sammenlignende vurdering, har man i tabell 6-I addert de totale utslipp til luft og vann, det faste avfall, forbruk av landområder og den helsemessige risiko for samtlige ledd i produksjonskjeden fra utvinnelse av råstoff til produksjon av elektrisitet. Tabellen viser at en direkte sammenligning av systemene er meget vanskelig. Det må også understrekes at denne forenklede framstilling av de totale miljøpåvirkninger gir et skjevt bilde dersom man sammenligner tall for tall i tabellen. Når for eksempel samme type utslipp fra forskjellige ledd i produksjonssystemet er lagt sammen, kommer ikke forskjellen i geografisk beliggenhet eller avstand til befolkningssentra av utslippene fram. Effekten på miljø og natur fra samme type utslipp kan selvsagt være totalt forskjellig i de forskjellige ledd. Likeledes er det selvsagt ikke riktig å addere de forskjellige typer forurensning. Svoveldioksyder har forskjellige og muligens mer alvorlige følger for helse og vegetasjon enn samme kvantiteter nitrogenoksyder eller kullos (1) . Videre skiller ikke dataene i tabellen mellom kontrollert og ukontrollert fast avfall. Den store mengde fast avfall som er gitt i tabellen for kjernekraft er ikke-aktivt avfall fra utvinningen av uran og bare en ganske liten del (ca. 5 tonn) vil være kontrollert høyaktivt avfall fra rensning av anvendt brensel.

Ettersom en detaljert fortolkning av dataene i tabellen er

vanskelig, har CEQ gitt en gradering av betydningen av den enkelte miljøpåvirkningsfaktor i form av en indeks som varierer fra null til fem. Fem indikerer en alvorlig og null ingen miljøeffekt. CEQ (1) påpeker imidlertid den subjektive vurdering som nødvendigvis må legges til grunn for kvantifisering av miljøeffektene ved en slik indeks.

Noen sammenlignende data

I tabell 6 - II er sammenstilt en del data fra 3.2 - 3.3, 4.2 - 4.3 og 5.2 - 5.3 over forskjellige behov for et kraftverk på 1 000 MW elektrisk effekt.

Tabell 6-I *)

Sammenlignende miljøpåvirkning av 1.000 MWe kraftproduksjonssystemer ved en lastfaktor på 0,75 og med miljøverntiltak i bruk som representerer forholdene i USA idag.

Kraftproduksjons-system	Utslipp til atmosfæren pr.år.			Utslipp til vann pr.år.				Fast avfall pr. år			Forbruk av land 4)		Yrkesmessig helsepåvirkning		Potensiell mulighet for større ulykker
	tonn (x 10^3)	curie (x 10^3)	gradering av påvirkningens betydning 1)	tonn (x 10^3)	curie (x 10^3)	kcal (x 10^{12})	gradering av påvirkningens betydning	tonn (x 10^3)	curie (x 10^8)	gradering av påvirkningens betydning 1)	dekar (x 10^3)	gradering av påvirkningens betydning 1)	dødsfall pr. år.	tapte arbeids-dager (x 10^3) pr. år.	
Kullfyrt 2)	383	- - -	5	40,5	- - -	7,7	5	602	- - -	5	68,7	5	2,64	3,19 5)	Jordskred
Oljekraft 3)	158	- - -	3	6,0	- - -	7,7	4	0	- - -	1	2,6	1	0,35	3,61	Større oljelekkasje fra "blow out" eller rørbrudd
Gasskraft	24	- - -	1	0,8	- - -	7,7	2	0	- - -	1	14,6	2	0,20	1,99	Røreksplosjon
Kjernekraft (basert på LWR's)	- - -	489	1	21,3	2,68	12,5	3	2,6	1,4	4	4,4	2	0,15	0,27	Nedsmeltning av reaktorkjernen med større radioaktive utslipp

*) Basert på en rapport fra det amerikanske Council on Environmental Quality (August 1973).
1) Skala for gradering av miljøpåvirkningsfaktorene: 5 = alvorlig, 4 = betydelig, 3 = moderat, 2 = liten, 1 = neglisjerbar, 0 = ingen
2) Basert på "surface mining".
3) Basert på utvinning av olje "offshore".
4) Inkluderer ikke beslagleggelse av arealer ved overføring av elektrisitet.
5) For gruvedrift øker dette tallet til 8,77.

TABELL 6 - II

BEHOVSOPPGAVER FOR KRAFTVERK PÅ 1 000 MWe

BEHOV	KJERNEKRAFT	OLJE	GASS	MERKNADER
1. Byggetid (år)	5 - 7	4 - 6	4 - 6	Forutsettes at godkjennelsesprosedyren ikke sinker arbeidet
2. Byggepersonale	700	500	500	Antall mann i en toppbelastningsperiode
3. Driftspersonale	80	150 [1]	150 [1]	1) Oppgavene basert på mindre aggregater (ca. 500 MW)
4. Dimensjonerende ferskvannsforbruk (m^3 pr. døgn)	1000	1000 [2]	1000 [2]	2) Tilgjengelige data er meget varierende
5. Kjølevannsmengde (m^3 pr. sek.)	40 - 50	25 - 35	25 - 35	Ved 8 - 10 °C temp. økning.(Ved større temp.økning tilsvarende mindre mengder).
6. Havn, seilingsdybde (m)	6	12	12 [3]	3) Aktuelt ved avbruddslager av olje som alternativ fyring
7. Største skipsstørrelse (tdw.)	6000	50000	50000 [3]	"
8. Transportmengder brensel (pr.år)	300-600 t [4]	$1,4 \times 10^6$ t [5]	2×10^9 m^3 [5]	4) transportmengde til og fra verket ved 5 - 10 transporter pr. år. Brenselselementene utgjør ca. 5 % av denne transportmengden. 5) Beregnet ved 7000 timers brukstid.
9. Arealbehov, innegjerdet område (da)	ca. 100 [6]	ca. 100 [6] 15 [7]	ca. 100 [6] 15 [7] 200 [8]	6) Arealbehov varierer med topografiske forhold. Personalprovisorier, kjølevannsinntak og havn er ikke medregnet 7) Event. oljelager 8) Event. gassterminal.

I det følgende er miljøpåvirkningsfaktorene for de aktuelle kraftproduksjonsalternativer i Norge, olje-, gass- og kjernekraft nærmere beskrevet og sammenlignet. Med utgangspunkt i tabell 6-I behandles først utslipp til atmosfæren (6.1.1), utslipp til vann (6.1.2), fast avfall (6.1.3), beslagleggelse av landarealer (6.1.4) og den yrkesmessige helsepåvirkning (6.1.5). Dernest er de teknologiske muligheter for å redusere miljøpåvirkningsfaktorene for de forskjellige kraftproduksjonssystemer diskutert (6.1.6). Til slutt er den almene helsepåvirkning (6.1.7) og den potensielle risiko for ulykker (6.1.8) behandlet.

I den kvantitative behandling av miljøpåvirkningsfaktorene i det følgende har en beasert seg på et kraftproduksjonssystem på 1 000 MWe ved en lastfaktor på 0,75 (dvs. en brukstid på 6.570 timer i året).

6.1.1 Utslipp til atmosfæren

Som nevnt krever en sammenligning av de forskjellige kraftproduksjonssystemers forurensende utslipp til atmosfæren og deres relative miljøpåvirkning, en vurdering av alle produksjonsledd både med hensyn til størrelse og sammensetning av utslippene. Tabell 6-III presenterer utslippene fra kraftproduksjonssystemer basert på olje-, gass- og kjernekraft.

Som det fremgår fra tabellen er det i det alt vesentlige prosessering, transport og elektrisitetsproduksjon som er ansvarlige for de forurensende utslipp til atmosfærem. Nedenfor er det gitt en mer detaljert redegjørelse for utslippene.

6.1.1.1 Prosessering

Oljekraft

Sammensetningen og størrelsene av utslippene fra oljeraffineringen, vil på årsbasis utgjøre :

Støvpartikler	419 tonn
Svoveldioksyder (SO_x)	3 290 "
Kullos (CO)	71 290 "
Hydrokarboner (HC)	11 027 "
Nitrøse gasser (NO_x)	1 108 "
Diverse	390 "
Totalt	87 524 tonn

Utslippene vil avhenge av raffineringstype og fraksjonering.

Tabell 6-III

Utslipp til atmosfæren pr.år.

1.000 MWe kraftproduksjonssystemer basert på olje-, gass- eller kjernekraft. Lastfaktor = 0,75.

(miljøverntiltak i bruk representative for forholdene i USA i dag)

SYSTEM	Utvinning		Prosessering		Transport		Elektrisitetsproduksjon		Totalt	
	tonn	curie	tonn	curie	tonn	curie	tonn	curie	tonn	curie
Oljekraft	0	- - - - - -	87.524	- - - - -	1.507	- - - - - -	69.321	- - - - -	158.352	- - - -
Gasskraft	0	- - - - - -	4.230	- - - - -	6.962	- - - - - -	12.865	- - - - - -	24.057	- - - -
Kjernekraft	0	69,9	0	$3,49 \times 10^5$	0	0	0	$1,40 \times 10^5$	0	$4,89 \times 10^5$

Gasskraft

Alle utslipp til atmosfæren ved prosessering av gass er i form av nitrøse gasser (NO_x). Som det fremgår av tabell 6-III vil disse på årsbasis utgjøre 4 230 tonn.

Kjernekraft

De radioaktive utslipp til atmosfæren fra uranrensing vil på årsbasis bekøpe seg til 349 000 curie. De uranrenseanlegg som er i drift er blitt konstruert slik at de skal gi radioaktive utslipp på det laveste nivå som er mulig innenfor rammen av eksisterende teknologi. For de nåværende anlegg betyr dette at radioaktive edelgasser (i det alt vesentlige krypton-85) så godt som all tritium og små mengder av andre radioaktive stoffer, slippes ut. Som det vil framgå fra pkt. 6.1.7 vil de resulterende radioaktive doser for individer som oppholder seg i nærheten av anleggene og befolkningen i de omkringliggende områder ligge under de internasjonalt anerkjente grenser.

6.1.1.2 Transport

Utslippene av forurensende gasser til atmosfæren under transport (se tabell 6-III) skyldes det korrosponderende energiforbruk. CEQ (ref. 1) har beregnet følgende utslipp :

Oljekraft	Støvpartikler	334 tonn
	Svoveldioksyd (SO_x)	260 "
	Kullos	313 "
	Hydrokarboner	165 "
	Nitrøse gasser (NO_x)	422 "
	Andre	13 "
		1.507 tonn.
Gasskraft	Nitrøse gasser	6 962 tonn

6.1.1.3 Elektrisitetsproduksjon

De forurensende utslipp under elektrisitetsproduksjonen (se tabell 6-III) vil ha følgende sammensetning for de tre alternative genereringsformer (angitte utslippsmengder kan avvike noe fra de som er gitt i tidligere kapittel pga. avvikende forutsetninger om brenselssammensetning o.l.).

Oljekraft

Med et antatt svovelinnholde i oljen på 1,5 % vil utslippene ha denne sammensetning (ref. 1).

Støvpartikler	1 578 tonn
Svoveldioksyder (SO_x)	46 438 "
Kullos (CO)	8 "
Hydrokarboner (HC)	395 "
Nitrøse gasser (NO_x)	20 705 "
Andre	197 "
Totalt	69 321 tonn

Gasskraft

For gasskraft vil utslippenes sammensetning være :

Støvpartikler	426 tonn
Svoveldioksyder (SO_x)	17 "
Kullos (CO)	11 "
Hydrokarboner	1 136 "
Nitrøse gasser	11 076 "
Andre	199 "
Totalt	12 765 tonn

Kjernekraft

Den radioaktivitet (i curie) som slippes ut til atmosfæren fra kjernekraftverk under normal drift består i det alt vesentlige av isotoper av krypton og xenon. Mengden av radioaktivitet som slippes ut vil avhenge av antallet brenselsstaver med kapslingsfeil og det system som er i bruk for å forsinke utslippene. Den årlige mengde radioaktivitet som slippes ut til luften ifølge tabell 6-III, $1{,}4 \times 10^5$ curie er en representativ middelverdi for de lettvannsreaktorer (normalisert til 1 000 MWe) som er i drift i USA idag. De resulterende radioaktive doser til individer som oppholder seg i nærheten av anleggene og befolkningen i de omkringliggende områder ligger godt under de internasjonalt anerkjente grenser. Som det vil fremgå fra pkt. 6.1.6 kan de radioaktive gassutslipp med nåværende teknologi reduseres til et helt ubetydelig nivå uten store økonomiske konsekvenser.

6.1. Utslipp til vann

Tabell 6-IV sammenstiller de alternative kraftproduksjonssystemers forurensende utslipp til vann i samtlige produksjonsledd.

6.1.1 Utvinning

Oljekraft

Produksjon av olje "offshore" resulterer i oljeutslipp gjennom ufullstendig separasjon av olje og det saltvann som kommer opp sammen med oljen. Det er beregnet at dette fører til et oljeutslipp på årsbasis på 102 tonn. Beregningene er basert på en produksjon av "brine" på 2,7 tonn pr. tonn av olje og at 16 % av denne blir sluppet ut i sjøen med et oljeinnhold på 0,005 % (1).

Kjernekraft — Prosessvann som utslippes til vann under utvinningen av uran, vil inneholde 20 400 tonn avfall på årsbasis. Som det fremgår fra tabell 6-IV slippes det ut bare ubetydelige mengder radioaktivitet (1,9 curie).

6.1.2.2 Prosessering

Oljekraft — De forurensede utslipp til vann fra oljeraffinerign vil ha en sammensatt kjemisk struktur (1). Som det framgår fra tabell 6-IV vil disse utslipp på årsbasis utgjøre 5 631 tonn.

Kjernekraft — Anrikning av uran, fabrikasjon av brensel, uranrensing og avfallsbehandling leder til utslipp av industrielt prosessavfall på tilsammen 42,9 tonn på årsbasis. Fra uranrensing slippes det dessuten ut til vann kontrollerte mengder av radioaktivitet (2 348 curie) på årsbasis. Det varmeutslipp som er oppgitt i tabell 6-IV på $7{,}5 \times 10^{11}$ kcal representerter avfallsvarmen korresponderende til det energiforbruk som medgår til prosessene (i det alt vesentlige fra uranrikningen).

6.1.2.3 Transport — CEQ (1) har beregnet at i Amerika leder transporten av "offshore" olje til et oljeutslipp på 527 tonn på årsbasis for et kraftproduksjonssystem av den gitte størrelse.

6.1.2.4 Elektrisitetsproduksjon

Den viktigste potensielle miljøpåvirkning i elektrisitetsproduksjonsleddet er utslippet av store mengder avfallsvarme. På grunn av forskjellen i virkningsgrad for de tre kraftgenereringsformer er avfallsvarmen fra et kjernekraftverk ca. 60 % større enn fra olje- og gasskraftverk. Kjernekraftverket slipper dessuten ut meget små kvantiteter radioaktivitet til kjølevannsresipienten (332 curie på årsbasis). Samtlige systemer slipper ut en del industrielt prosessavfall (813 tonn på årsbasis).

Termisk forurensning — Termisk forurensning har kommet sterkt fram i debatten om kraftutbygging med varmekraftverk i mange deler av verden. Man skal imidlertid i denne forbindelse være oppmerksom på at man i de fleste land har vært nødsaget til å anvende elver og innsjøer for å få plasert verkene gunstig i forhold til forbruksområdene. Dette har ført til at man nå i stor utstrekning anvender kjøletårn for å eliminere eller redusere varmeutslippet for slike beliggenheter hvor resipienten har begrenset kapasitet eller allerede er sterkt belastet med forurensninger. I Norge må det være mulig å basere seg på byggesteder ved kysten uten å få urimelige omkostninger til kraftoverføring. Bortsett fra i relativt lukkede fjordarmer,

Tabell 6-IV

Utslipp til vann pr. år.

1.000 MWe kraftproduksjonssystemer basert på olje-, gass- og kjernekraft. Lastfaktor = 0,75

(miljøverntiltak i bruk representativt for forholdene i USA idag)

SYSTEM	Utvinning			Prosessering			Transport			Elektrisitetsproduksjon			Totalt		
	Tonn	kcal	curie	Tonn	kcal	curie	Tonn	kcal	curie	Tonn	kcal	curie	Tonn	kcal	curi
Oljekraft [1]	102	0	- - - -	4.631	0	- - -	527	0	- - - -	813	$7,7 \times 10^{12}$	- -	6.073	$7,7 \times 10^{12}$	- --
Gasskraft	0	0	- - - -	0	0	- - -	0	0	- - - -	813	$7,7 \times 10^{12}$	- -	813	$7,7 \times 10^{12}$	- --
Kjernekraft	20.400	0	1,9	42,9	$7,5 \times 10^{11}$	2.348	0	0	0	813	$1,25 \times 10^{13}$	332	21.256	$1,33 \times 10^{13}$	2.68

[1] Representativt for "offshore" oljeutvinning i USA.

vil man med en slik beliggenhet normalt ha gode omsetningsforhold som sterkt vil begrense virkningen på det biologiske liv i resipienten Hvert byggested som vurderes må bli gjenstand for spesifikke undersøkelser som grunnlag for å fastlegge resipientens egnethet for varmtvannsutslipp.

6.1.3 Fast avfall

Som det framgår fra tabell 6-I er det bare kjernekraften av de tre kraftgenereringsformer som har et problem med fast avfall. Det meste av det faste avfallet i tabellen kommer fra uranutvinningen og representerer ikke noe problem. Det er den betydelig mindre mengde kontrollert radioaktivt fast avfall fra avfallsbehandlingen ved kjernekraftverket og fra uranrenseanlegget som representerer det vesentlige avfallsproblem i kjernekraftsystemet. For et 1 000 MWe kraftproduksjonssystem vil mengden av relativt lavaktivt fast avfall fra avfallsbehandlingen ved kraftverket og uranrensningen være fra 90 - 155 tonn i året (5). Det høyaktive avfall fra uranrensingen vil derimot beløpe seg til ca. 5 tonn (eller ca. 2,5 m^3) i året. Den høye aktivitet (1,4 x 10^8 curie på årsbasis) og de lange halveringstider gjør det nødvendig å lagre dette avfall under streng kontroll i meget lang tid. Det plutonium som utvinnes fra det brukte brensel kan anvendes som nytt brensel i dagens reaktortyper eller lagres for senere anvendelse i formeringsreaktorer. Problemene med kontroll av dette plutonium for sikring mot misbruk er behandlet i kapittel 3.5.6.

6.1.4 Beslagleggelse av landarealer

Tabell 6-V er utarbeidet på grunnlag av informasjon fra det amerikanske CEQ (1). Den viser hvordan CEQ har anslått at det totale landforbruk i tabell 6-I for de forskjellige kraftproduksjonssystemer er fordelt på de forskjellige produksjonsledd. Det må understrekes at når det gjelder utvinning og transport kommer det inn forhold som er spesifikt knyttet til de amerikanske forhold og som ikke kan gies noe generell gyldighet.

Tabell 6-V

Beslagleggelse av landarealer

1.000 MWe kraftproduksjonssystemer basert på olje-, gass- og kjernekraft. Lastfaktor = 0,75.

SYSTEM	Utvinning	Prosessering	Transport	Elektrisitetsproduksjon	Totalt
	dekar	dekar	dekar	dekar	dekar
Oljekraft (offshore)	660 1)	300 2)	670 3)	1.000 4)	2.630
Gasskraft	1.280 5)	16	12.750 6)	600 7)	14.640
Kjernekraft	3.130 8)	36	0	1.200 9)	4.366

1) Basert på erfaringer fra Gulf-kysten hvor 164 brønner er nødvendig for å forsyne et 1.000 Mwe system. Utstyret for hver brønn dekker et sjøareal på ca. 4 dekar.

2) Basert på at et oljeraffineri på ca. 55 millioner fat pr. år krever et område på ca. 1.600 dekar.

3) Basert på et 1.000 MWe anleggs "andel" i det totale rørsystem i USA.

4) Beregnet til mellom 600 og 1.400 dekar i "Considerations Affecting Steam Power Plant Site Selection" Executive Office of the President, Energy Policy Staff (1968).

5) Basert på at et 1.000 MWe anlegg må forsynes av gjennomsnittlig 321 gassbrønner og hver gassbrønn krever 4 dekar.

6) Basert på et 1.000 MWe anleggs "andel" av det totale arealforbruk av det amerikanske gassrøranlegg.

7) Basert på samme referanse som 4).

8) Basert på "Environmental Survey of the Nuclear Fuel Cycle", US Atomic Energy Commission, Washington DC (November, 1972).

9) Basert på samme referanse som 4).

6.1.5 Den yrkesmessige helsepåvirkning

Den yrkesmessige helsepåvirkning slik den fremgår fra tabell 6-I er vist nedenfor :

System	Tapte arbeidsdager/år *)	Dødsfall/år *)
Kull	3 090 (8 770)	2.64 (4.00)
Olje	3 609	0.35
Gass	1 990	0.20
Kjernekraft	270	0.15

*) Tallene i parentes er for kull utvunnet ved gruvedrift (deep mining).

Fordelingen av tapte arbeidsdager og dødsfall på de forskjellige produksjonsledd for de tre kraftproduksjonssystemer av interesse for denne utredning er vist i tabell 6-VI)basert på (1).

6.1.6 Teknologiske muligheter for å redusere miljøpåvirkningesfaktorene

CEQ (1) har vurdert hvilke muligheter som idag foreligger for å redusere miljøpåvirkningen fra kraftproduksjonssystemene basert på olje-, gass- og kjernekraft og de korresponderende kostnadsøkninger. Det konkluderes at et kraftproduksjonssystem basert på olje kan gjøres betydelig mer miljøvennlig innen rammen av eksisterende teknologi. En reduksjon i svoveldioksyd-utslippene med 2/3 ved overgang til olje med lavt svovelinnhold (0,6 %), anvendelse av kjøletårn for å eliminere avfallsvarme til vann, og bedre kontroll av oljeraffineringsanleggene, ville resultere i en beregnet kostnadsøkning på ca. 36 % på energiprisen.

For kraftproduksjonssystemer basert på gass- og kjernekraft kan en også eliminere utslipp av varme til vann gjennom anvendelse av kjøletårn. For kjernekraftverkssystemet kan en redusere de radioaktive utslipp til atmosfæren med 99 %. Den økonomiske konsekvens av disse tiltak vil for begge genereringsformer resultere i en økning i energikostnaden på ca. 5 % (1).

6.1.7 Allmenn helsepåvirkning

Kvantitative vurderinger

Med den stadig stigende allmenne bekymring for de negative miljømessige konsekvenser av nye teknologiske systemer er det

Tabell 6-VI

Den yrkesmessige helsepåvirkning
1.000 MWe kraftproduksjonssystemer basert på olje-, gass- og kjernekraft
Lastfaktor - 0,75

SYSTEM	Utvinning		Prosessering		Transport		Elektrisitetsproduksjon		Totalt	
	Tapte arbeidsdager	Dødsfall	Tapte arbeidsdager	Dødsfall	Tapte arbeidsdager	Dødsfall	Tapte arbeidsdager	Dødsfall	Tapte arbeidsdager	Dødsfall
Oljekraft (offshore)	2.135	0,21	785	0,08	562	0,05	127	0,010	3.609	0,35
Gasskraft	1.629	0,16	92	0,01	145	0,02	120	0,009	1.986	0,20
Kjernekraft	208	0,09	34,3	0,048	2,7	0,002	25,6	0,013	270,6	0,15

etterhvert oppstått et behov for en kvantitativ vurdering av den risiko som følger med anvendelsen av slike systemer. En sammenlignende kvantitativ vurdering av denne type er gjennomført for kraftproduksjonssystemer basert på olje-, gass og kjernekraft av professor C. Starr med flere (ref. 2).

I det følgende skal vi kort sammenligne standardene for forurensende utslipp for å se om der her er urimeligheter til fordel for den ene eller andre kraftgenereringsform.

Standarder for utslipp

Den største vanskelighet ved gjennomføring av en sammenlignende vurdering av de allmenne helsemessige effekter av kraftproduksjonssystemer basert på forskjellige typer energibærere, er nødvendigheten av å sammenligne forurensninger med helt forskjellige virkninger på menneskers helse. Men tiltross for en manglende presisjon i vår viten på dette område, er det mulig å foreta en grov analyse av den relative helsemessige påvirkning av de viktigste forurensninger fra de forskjellige kraftproduksjonssystemer. Fig. 6.1 som er tatt fra ref. 2 gir f.eks. i sammendrags form de standarder som er i anvendelse i USA m.h.t. begrensninger i det radioaktive dosenivå til publikum fra kjernekraftverk, SO_2 og NO_2 forurensning. Standardene er sammenlignet med de naturlige bakgrunnsnivå fra disse forurensninger og de dødelige nivåer er anvendt som referansepunkter. På grunn av den usikkerhet som følger med forurensningens virkning på store befolkningsgrupper, er overgangene fra medisinske mulige virkninger til større skade eller død indikert i figuren som tre omtrentlige områder. Områder for medisinsk tenkbare effekter er en faktor på 10 lavere enn de dødlige nivåer for stråling og for svoveldioksyd og omtrent 100 ganger mindre for nitrogendioksyd. For alle tre typer forurensning er de naturlige bakgrunnsnivåer ca. 100 ganger mindre enn området for medisinske mulige effekter.

Som det fremgår fra figur 6.1 er det bare grensen for de radioaktive utslipp som ligger under bakgrunnsnivået. Sammenligner en de tre forurensningskilder i så henseende finner en følgende for amerikanske forhold :

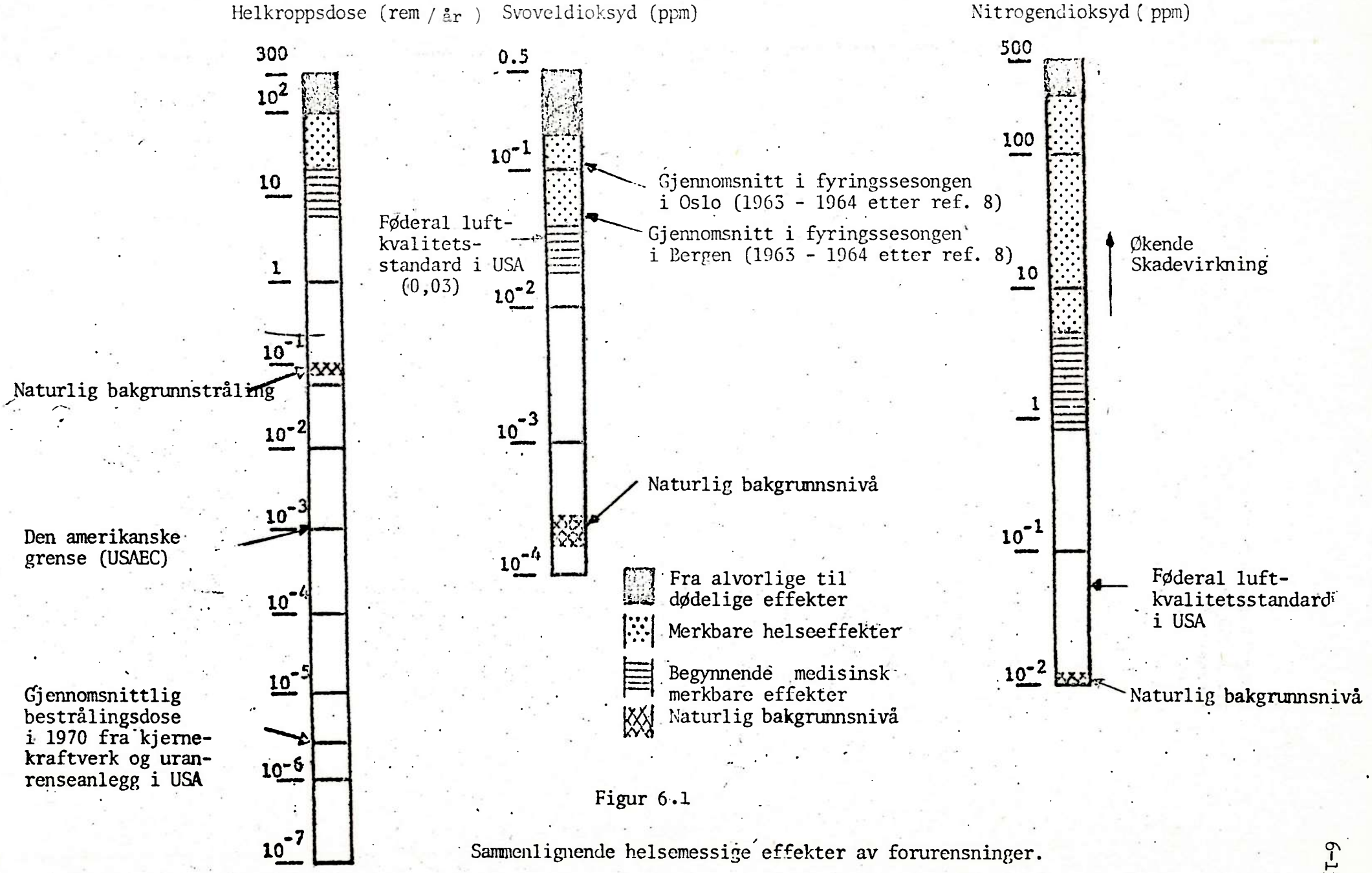
a) Med de krav som AEC stiller kan en under overskuelig framtid vente at den gjennomsnitlige radiologiske belastningen fra kjernekraftverk ikke overstiger 1 % av belastningen fra bakgrunnsstrålingen. På dette grunnlag får en ca. 1 mrem/år som maksimal stråledose til større befolkningsgrupper fra kjernekraftverkutbyggingen.

b) Den føderale begrensning for SO_2 er 10 000 og for NO_2 490 % av bakgrunnsnivået.

Stråledosen er således den eneste av grensene som ligger under bakgrunnsnivået. I Ref. (2) uttrykkes betenkelighet over det forhold at overskridelse av bakgrunnsnivået tillates for de forurensninger som man dårligst kjenner de medisinske effektene av. Spesielt er det de mulige kreftframbringende eller genetiske effekter av svoveldioksyd og nitrogenoksyd man kjenner dårlig til sammenlignet med effekten av stråling.

Helsemessig risiko

I ref. (2) har man bestemt risikoen for almenheten forbundet med drif av olje- og kjernekraftverk under forutsetning av at forurensningen kontinuerlig ligger på det maksimalt tilatte.



Figur 6.1

Sammenlignende helsemessige effekter av forurensninger.

Ifølge denne beregning vil midlere antall dødsfall pr. år pr. 1 000 MWe i en befolkning på 10 millioner være 1 for kjernekraft og 60 for det oljefyrte verket. Normalt vil ikke almenheten bli utsatt for forurensning som ligger helt opp til de tillatte grenser.

I ref.(10) har man med forenklede forutsetninger forsøkt å fastlegge dødsfallsrisikoen for en befolkning som utsettes for luftforurensninger fra ulike kraftverk. Man har her forutsatt at utslippene fra kraftverk på 1 000 MWe fortynnes i en luftmengde som er den samme for alle typer kraftverk. Dødsfallsrisikoen på grunn av utslipp fra et kjernekraftverk med noenlunde moderne systemer for utslippsbegrensninger, er da beregnet til ca. $0{,}003 \cdot 10^{-6}$ pr. år (eller 0,03 dødsfall pr. år i en befolkning på 10 millioner). Et oljefyrt verk som utnytter olje med 1,6 % svovel, ville gi en risiko på $119 \cdot 10^{-6}$ pr. år. For olje med 0,2 % svovel ville tilsvarende tall være ca. $17 \cdot 10^{-6}$ pr. år. (170 dødsfall pr. år i en befolkning på 10 millioner). Den beregningsmetode som her er benyttet, er forenklet og kan bare gi en første indikasjon på størrelsesorden av risiko og på relative tall for virkningene av de forskjellige typer utslipp. Mer detaljerte beregninger viser likevel at de tall som er angitt ovenfor kan være representative for den relative helsemessige påvirkning.

Det er helt klart at den helsemessige påvirkning fra utslipp ikke generelt kan bestemmes. Den vil avhenge av lokaliseringen av hvert enkelt kraftverk, der man da må ta hensyn til meteorologi, topografi, befolkningsfordeling o.l. for å fastlegge påvirkningen. Sannsynligvis kreves også mer informasjon om helsemessige virkninger av små doser av forurensninger. Det er også klart at dette ikke er en statisk situasjon siden man må forutsette at teknikk utvikles for å kunne redusere utslippene fra ulike typer av kraftverk.

6.1.8 Potensiell risiko for ulykker

I samband med kjernekraftteknikken har avanserte metoder for beregning av sannsynligheten for store ulykker blitt utviklet og tatt i bruk. Disse beregnede sannsynligheter sammen med beregnede konsekvenser av ulykker vil da danne grunnlag for en vurdering av risiko for almenheten.

For andre termiske kraftslag har såvidt vites analyser basert på tilsvarende metoder ikke vært gjennomført. I en sammenlignende vurdering av uhellsrisiko er man da henvist til å sammenligne beregnet risiko for en kraftverkstype og risiko basert på statistikk for en annen type. En slik sammenligning vil ha åpenbare svakheter. Det man her betrakter er uhell som har meget små sannsynligheter. Av det følger at den statistikk man har for uhell i fossilt fyrte kraftverk er meget begrenset, og at de uhell som har oppstått ikke behøver være representative for moderne verk. Samtidig har ingen ulykker med konsekvenser for almenheten forekommet i kjernekraftverk.

Kvantitative sammenligninger av ulykkesrisiko for kjernekraftverk og oljefyrte verk er gjennomført i bl.a. ref. (2). Her har man da vurdert alle typer av uhell, både de med høye og lave sannsynligheter. Den totale dødsfallsrisiko for alle typer av ulykker i et kraftverk på 1 000 MWe er da beregnet å være 0,00006 dødsfall pr. år i en befolkning på 10 millioner for kjernekraftverk og 0,0002 dødsfall for oljefyrte verk. Begge disse tall er neglisjerbare og indikerer at ulhellsrisikoen er vesentlig mindre enn risikoen forbundet med normal drift av kraftverkene. Denne konklusjon stemmer overens med de konklusjoner USAEC har kommet frem til når det gjelder kjernekraftverk. Når det gjelder den relative risiko mellom kjernekraftverk og oljefyrte verk, må en ha klart for seg de begrensninger som foreligger i den sammenlignende vurderingen av ulike metoder som har vært benyttet i analysen. Den vesentlige konklusjonen bør således være den ytterst lave ulykkesrisiko som foreligger for begge typer av kraftverk.

6.2 Resurstilgang og belastning

Innledning

I de senere år har det vært en stadig økende innsats på å forsøke å fastlegge størrelsen på tilgjengelige energiresurser og på å utforske muligheten for praktisk utnyttelse av slike resurser. Motivet for disse innsatser er den stadig høyere takt i forbruket av konvensjonelle energikilder og at man har kunnet forutse i alle fall på kort sikt et gap mellom energibehov og energitilgang.

Våre energikilder kan inndeles i slike som fornyer seg (regenerative) og slike som ikke fornyer seg (ikke regenerative). I første gruppe inngår f.eks. vannkraft og vindkraft og i andre gruppe olje og gass. I verdens energiforsyning i dag er de ikke-regenerative energiformer helt dominerende.

Regenerative energikilder

Av de regenerative energikilder kan vannkraft bare dekke en meget liten del av fremtidens energibehov. Fullt utbygd kan denne energiform dekke 10 % av verdens prognoserte årlige energiforbruk i år 2000. Den økonomiske utbyggbare delen er sannsynligvis betydelig mindre ($\sim$ 2 % av samlet energibehov i 2000).

Solenergien representerer en betydelig energikilde og kan i fremtiden kunne utnyttes for spesielle formål som f.eks. husoppvarming i områder med gunstige forutsetninger. Utnyttelsen av solenergi for elproduksjon vil kreve store forsknings- og utviklingsinnsatser og utnyttelse i større skala vil knapt bli en realitet før et stykke ut i neste århundre.

Vindkraft er praktisk en meget begrenset energiresurs. Vindkraftverk må på grunn av at vinden ikke blåser kontinuerlig, kombineres med noen form av energiakkumulering, f.eks. et pumpekraftverk. Praktiske begrensninger i propellerdiameter ser ut idag å sette en grense på enhetsstørrelsen for denne type verk ved ca. 5 MWe. Uten for helt spesielle formål vil vindkraften sannsynligvis ikke få noen betydning for verdens energiforsyning.

Utnyttelse av geotermisk energi er idag begrenset til områder hvor jordvarme er blitt konsentrert i geologiske formasjoner som ligger relativt nær jordoverflaten. Ingen praktiske metoder foreligger idag til å utnytte jordvarmereursene representert av den generelle temperaturgradienten i større skala.

Tidevann har vært utnyttet som energikilde i elkraftverk. Omfanget på nyttbar energi i tidevann er likevel så begrenset at det ikke kan få noen betydning i framtidens energiforsyning.

Ikke-regenerative energikilder

Av de ikke-regenerative energikildene (11), (12) har olje nå en dominerende stilling og representerer ca. 40 % av verdens årlige energiforbruk. Beregnede resurser i oljekilder ligger på ca. $3 \cdot 10^6$ TWh, eller ca. 10 ganger verdens prognoserte enrgiforbruk i år 2000. Til dette kommer de resurser som foreligger i form av tjæresand og oljeskifer og som er meget betydelige. Den mulige utnyttelse av disse forekomster er likevel begrenset blant annet av de store miljøinngrep som en utvinning i stor skala vil medføre.

Beregnede energiresurser i form av naturgass dreier seg om ca. $2 \cdot 10^6$ TWh og er således mindre enn oljeresursene. Samtidig utgjør idag naturgass ca. 20 % av verdens energiforbruk.

Kull av ulike typer representerer en betydelig energiresurs (ca. $5 \cdot 10^7$ TWh). Store innsatser gjøres idag når det gjelder utvikling av metoder for å overføre kull til mer letthåndterlige energibærere. Forgassing og utvinning av syntetisk bensin og fyringsolje er noen muligheter som studeres. Prisutviklingen i framtiden på andre energiråvarer kan gjøre slik utnyttelse av kull lønnsom.

Ved og torv representerer en energiresurs som stadig har fått mindre betydning. Denne resurs kan få mer utbredt bruk i krisesituasjoner som f.eks. i en krigssituasjon.

Energiinnholdet i kjente uranresurser er avhengig av om uranet utnyttes i dagens termiske reaktorer eller i formeringsreaktorer og av hvilke priser man er villig til å betale for uran. Uranresurser i prisklasse opp til ca. 700 kr./kg U_3O_8 representerer i termiske reaktorer ca. $3 \cdot 10^6$ TWh og i formeringsreaktorer ca. $2.0 \cdot 10^8$ TWh. Siden kostnaden for uran bare utgjør en meget liten del av total kraftgenereringskostnad, spesielt i formeringsreaktorer, kreves meget begrensede økninger i prisen på andre energi-råvarer som olje og kull for å motivere utvinning av fattigere uranforekomster som betinger høyere uranpriser. For at uran som energiresurs skal bli vesentlig i en mer langsiktig forsyning, er det likevel klart at formeringsreaktorer må komme inn i bildet.

På basis av økonomiske og resursmessige vurderinger synes det klart at uran utnyttet i termiske reaktorer eller formeringsreaktorer må bli en vesentlig del av den framtidige globale energiforsyning. Regenerative energiformer kan bare dekke en

begrenset del av behovet i framtiden. Av de ikke-regenerative energiråvarene er uran det eneste som bare kan utnyttes for energiproduksjon, mens de konvensjonelle råstoffene olje, gass og kull representerer viktige råstoffer også for annen produksjon.

Norsk situasjon

Den norske situasjonen er spesiell sett i globalt perspektiv med tilgang på primærenergi i olje og gass. Prinsipielt bør derfor avgjørelsene om kraftgenereringsformer i et tidsrom som her er aktuelt kunne tas på et friere grunnlag enn hva som er mulig i de fleste andre industriland. Økonomi og miljøhensyn kan derfor bli de avgjørende faktorene. Politiske faktorer som globalt ansvar i utnyttelsen av konvensjonelle energiråvarer må likevel regnes å komme til å spille en rolle i de avgjørelser som skal treffes.

Resurser og behov

I fig. 6.2 er gjort en sammenstilling av globalt akkumulert energibehov forutsatt vekstrater på 4 % og 6 % pr. år med mulige energikilder. De energiformer som er umiddelbart tilgjengelige i betydelig omfang forutsettes være oljekilder, naturgass, kull og kjernekraft fra termiske reaktorer. Fra 80-årene er det forutsatt at utvinning av olje fra tjæresand og skifer samt olje og gass fra kull kan ha nådd et nivå som påvirker den globale energiforsyningen. Formeringsreaktorer regnes å kunne gi vesentlige bidrag fra 90-årene og fusjonsreaktorer fra omkring 2020. Sammenstillingen er begrenset til energikilder som kan anses å gi vesentlige bidrag til energiforsyningen.

Det synes helt klart at noen egentlig energimangel ikke foreligger på lengre sikt. Den mangel man nå opplever bør nærmest ses som et resultat av manglende innsats på utvikling av alternative energikilder. På lengere sikt bør det finnes muligheter for valg mellom energikilder for kraftgenerering der valget kan baseres på økonomiske og miljømessige vurderinger og på avveininger vedrørende konservering av visse energikilder for alternative forhold.

I fig. 6.3 er de energiformer som er dominerende i energiforsyningen sammenlignet med relativ utnyttelse. De tall som er anvendt for energiinnhold er de som er angitt i dette kapittel. Det bør påpekes at relativt store usikkerheter foreligger når det gjelder både bedømmelsen av størrelsen på resursene og i beregnet utnyttelse. Noen entydige tall for resursene kan egentlig ikke angis, for selv om en

ser bort fra de rent geologiske usikkerheter gjenstår de økonomiske og miljømessige vurderinger vedrørende utvinningen av resursene. Det er også klart at en sammenligning av resurser basert på total energiutvinning ikke er helt relevant siden visse resurser som f.eeks. uran ikke kan utnyttes for annet e nn elektrisitetsproduksjon.

Tabell 6-VII gir en sammenstilling av de beregnede energiresurser som her har vært angitt(11), (12).

TABELL 6-VII. Beregnede energiresurser

Resurs	Energiinnhold	
Ikke regenerative		
Oljekilder	$3 \cdot 10^6$	TWh
Oljer i skifer og tjæresand	$6 \cdot 10^6$	"
Naturgass	$2 \cdot 10^6$	"
Uran i termiske reaktorer x)	$3 \cdot 10^6$	"
Uran i termiske reaktorer xx)	$2 \cdot 10^7$	"
Uran i formeringsreaktorer x)	$2 \cdot 10^8$	"
Kull	$5 \cdot 10^7$	"
Fusjon	$3 \cdot 10^{15}$	"
Regenerative		
Vannkraft	$3 \cdot 10^4$	TWh/år
Vindkraft	10^3	" "
Geotermisk energi	$3 \cdot 10^3$	" "
Tidevannskraft	$3 \cdot 10^4$	" "
Solenergi (total innstråling til jorden)	10^9	" "

x) Forutsatt utnyttelse av uran i prisklasser opp til ca. ca. 700 kr/kg U_3O_8

xx) Forutsatt utnyttelse av uran i prisklasser opp til ca. 1400 kr/kg U_3O_8

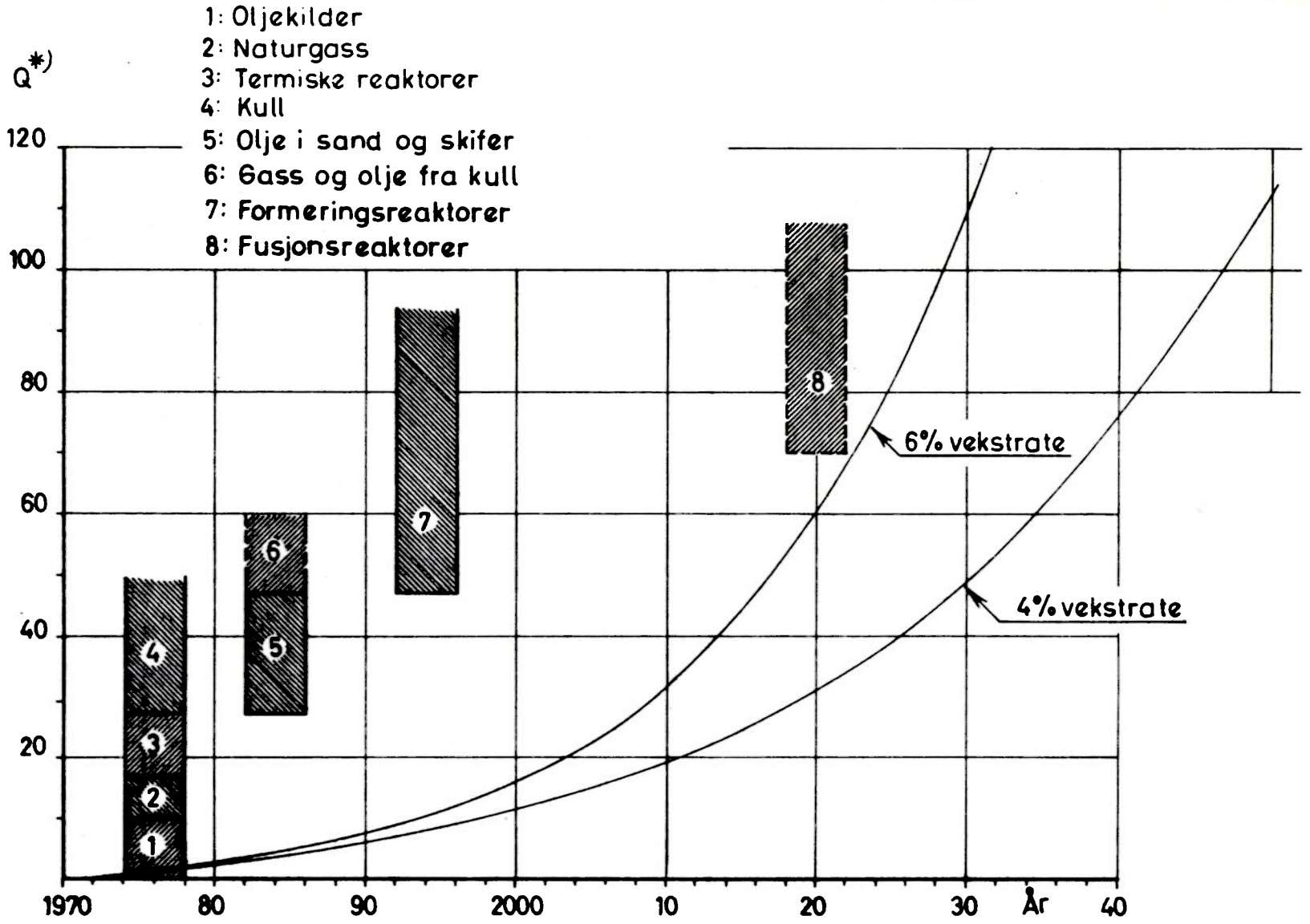


Fig.6.2 Energibehov og energikilder
(*1 Q = 10^{18} BTU ≈ $3 \cdot 10^5$ TWh)

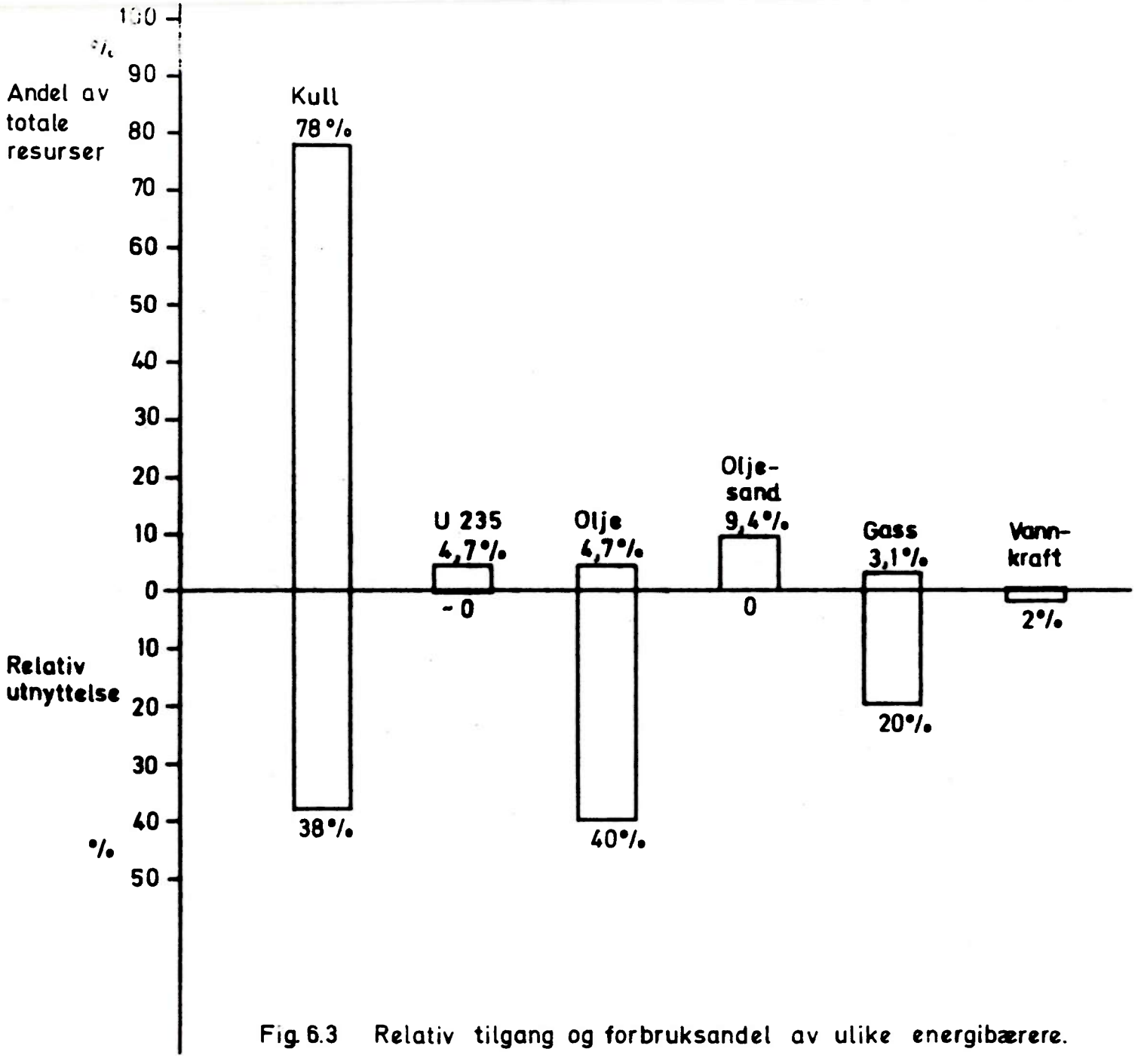


Fig. 6.3 Relativ tilgang og forbruksandel av ulike energibærere.

6.3 Teknisk utviklingsnivå og videreutvikling

Genereringsformer

Som tidligere nevnt vil det i et tidsperspektiv som hovedsakelig strekker seg fram til 1990, men med et utsyn også fram til år 2000, bare være ulike former av olje- og gassfyrte kraftverk og kjernekraftverk basert på termiske reaktorer som i vesentlig omfang kan overta vannkraftens rolle i utbyggingen av vårt kraftproduksjonssystem. Andre genereringsformer vurderes under denne tidsperiode enten å være så begrenset i anvendingsmuligheter eller å ta så lang tid for introduksjon i kommersiell skala at de ikke vil påvirke utbyggingen i større omfang. Et mulig unntak utgjøres av formeringsreaktorene som i siste delen av den vurderte tidsperiode kan tenkes å få en plass i vårt kraftproduksjonssystem. (Se pkt. 2.1.3).

Lettvannsreaktorer

Den helt dominerende delen av verdens kjernekraftutbygging idag er basert på lettvannsreaktorer, kokvanns- eller trykkvannsreaktorer. Disse reaktorene har gjennomgått en sterk teknologisk utvikling fra det tidspunkt de først ble introdusert i kommersiell skala. Det er imidlertid nå en klar tendens mot mer standardiserte konstruksjoner. En fortsatt sterk satsing på sikkerhetsforskning i forbindelse med reaktortypen ventes ikke å gi vesentlig utslag i anleggsutformingen og vil i første rekke tjene til å verifisere de forutsetninger som ligger til grunn for dimensjonering av sikkerhetssystemene. Den videre utvikling ventes derfor bare å gi resultater som kan gi underlag for en ytterligere nyansert vurdering av risikopotensial og pålitelighet.

For den norske situasjonen kan de spesielle forutsetninger vi har for fjellforlegning påvirke den totale vurdering. Også her burde det dreie seg om nyansering av enkelte spørsmål som f.eks. beskyttelse av anlegget mot krigshandlinger. For helhetsvurdering av reaktortypen vil fjellforlegning antagelig ikke få vesentlig betydning om ikke sivilforsvarsmessige spørsmål av denne type tillegges spesiell vekt.

Høytemperaturgasskjølte reaktorer

Den andre typen av termiske reaktorer som nu begynner å få en økende markedsandel, er den såkalte høytemperaturgasskjølte reaktoren (HTGR). Reaktortypen kan idag hevde å gi visse fordeler i forhold til de etablerte lettvannsreaktorer. Disse fordeler omfatter mindre varmeutslipp til resipienten på grunn av en høyere virkningsgrad, litt mindre mengder aktive avfallstoffer ved anlegget i normal drift, enklere forhold vedrørende nødkjøling av kjernen, bedre utnyttelse av brenslet og mulighet til å utnytte thorium som brenselsressurs. HTGR har et betydelig potensial innen andre

anvendelsesområder enn kraftproduksjon og har også muligheter for videre utvikling mot mer effektive og enklere kraftgenereringsprinsipper. De høye gasstemperaturer man regner med kan oppnås (ca. 1 000 °C), åpner også muligheter for å utnytte HTGR ved f.eks. forgassing av kull i stålproduksjon og i hydrogenframstilling. Videre pågår utviklingsarbeide vedrørende utnyttelse av HTGR i en direkte kraftkonversjonssyklus med gassturbiner. Dette vil gi mulighet for ytterligere forbedring av totalvirkningsgraden.

Det første HTGR-prototypanlegg ventes å komme i drift om kort tid, og et annet prototypanlegg er under bygging. Selv om reaktortypen synes å kunne gi fordeler, vil det ikke være realistisk å vurdere den for mulig anvendelse i Norge før noen års driftserfaringer fra prototypanleggene foreligger.

Formeringsreaktorer

Som omtalt under pkt. 2.1.3 ventes ikke formeringsreaktorene å komme inn på markedet i større skala før mot slutten av 80-årene eller begynnelsen av 90-årene. Det er da også klart at denne reaktortype ikke kan påvirke vårt kraftproduksjonssystem i noe større omfang i den periode som betraktes.

En kort sammenfatning av ovenstående skulle således bli :

- Kjernekraftanlegg for idriftsetting i perioden fram til 1985 bør baseres på lettvannsreaktorer.
- Kjernekraftanlegg for idriftsetting etter 1985vil kunne baseres både på lettvannsreaktorer og høytemperaturgasskjølte reaktorer.
- Kjernekraftanlegg for idriftsetting etter 1990 - 95 vil kunne baseres også på formeringsreaktorer.
- Ingen vesentlige endringer ventes i konstruksjoner av lettvannsreaktoren som i nevneværdig grad ventes å kunne påvirke totalvurderingen av reaktortypen.

Konvensjonelle varmekraftverk

Konvensjonelle varmekraftverk basert på olje eller gass som brennstoff er gjenstand for utviklingsinnsatser, som i første rekke sikter mot bedring av deres miljøpåvirkning i form av utslipp. Dette gjelder metoder for reduksjon av svovel i avgassene og for reduksjon av mengden nitrøse gasser som dannes under forbrenningen. Ingen metoder foreligger idag som er utprøvd i stor skala, men det er sannsynlig at disse vil bli utviklet for anvendelse i store kraftverk. Det pågår videre en rask utvikling av såkalte kombinerte verk, gassturbiner kombinert med dampturbiner, som kan ventes å få en større utbredelse i framtiden. Hvilken

vekt disse faktorer skal tillegges i en vurdering, avhenger bl.a. av om de svovelutslipp man skulle få ved fyring med en svovelfattig olje som Nordsjø-oljen, er akseptabel uten røkgassrensing. Dette vil i så fall bli en avveining mellom økonomi og miljøpåvirkning som kan bli vesentlig i sammenligningen mellom ulike genereringsformer. (se pkt. 6.1).

Konklusjon

Vår situasjon synes således å være, vedrørende teknologisk nivå, at dagens kjernekraftverk har oppnådd en status som ikke nevneverdig kommer til å forandres i de nærmeste år. Denne kraftproduksjonstype vil ha den lengste totale byggetid av de typer som her betraktes og vil således være bestemmende for på hvilket tidspunkt avgjørelser må tas om genereringsformer i framtiden. En forandring som skulle gi motiv for nye vurderinger, kommer først da det kan anses akseptabelt å innføre nye reaktortyper som HTGR. Samtidig pågår en utvikling av konvensjonelle olje- og gassfyrte anlegg som kan gi utslag i deres økonomi og miljøpåvirkning, og som i de nærmeste år kan motivere en revurdering av disse genereringsformers forhold relativt kjernekraft. En sammenligning må nødvendigvis i hovedsak baseres på dagens teknologi og med begrenset vekt på mulige videre utviklingsresultater. Det kan neppe være realistisk å satse på en kraftform som har kortere byggetid enn andre og håpe på at den respit man får skulle resultere i et anlegg som er nevneverdig bedre enn ved beslutningstidspunktet.

6.4 Økonomiske forhold

De termiske kraftgenereringsformer som har vært diskutert i denne rapport har når det gjelder økonomiske forhold nokså ulikartede karakteristika. Dette medfører at de ulike kraftformer kan gis ulike plasser i det totale kraftproduksjonssystemet og at en kraftform ikke direkte kan erstattes av en annen uten økonomiske konsekvenser for kraftproduksjonen.

De konvensjonelle varmekraftverkene har generelt høye driftsavhengige kostnader og dette innebærer da at den totale kraftgenereringskostnaden i høy grad vil avhenge av prisen på primærenergi. Prisfluktuasjoner og generell inflasjon bør derfor i sterk grad vurderes ved beregninger av et verks økonomi over verkets levetid som basis for avgjørelse om utbyggingsalternativ ved et gitt tidspunkt.

En har her i første rekke villet gjøre en analyse av variasjonene i den driftsavhengige komponenten av genereringskostnad basert på variasjoner i priser for varer og tjenester i brenselssyklus.

6.4.1 Anleggskostander

Tabell 6 - VIII sammenstiller anleggskostander for ulike typer av olje- og gass-fyrte verk og for kjernekraft. Det er forutsatt en kalkulasjonsrente på 10 % p.a. og kostnadene refererer seg til januar 1973. Amortisering over 25 år er forutsatt. I de angitte kostnader inngår bare selve kraftverket. For en sammenlignende totalvurdering ville det være nødvendig også å ta hensyn til ekstra kostnader forbundet med en plassering av et verk som ikke er optimal i forhold til nettutforming og kraftbehovsområde og til spesielle forhold ved transport av primærenergi.

I tabellen er forutsatt at kraftverkskostnaden for konvensjonelle verk er den samme uavhengig av om de fyres med gass eller olje. Dette vil være tilnærmet riktig for grunnlast og forenklede verk om man forutsetter at et gassfyrt verk vil dimensjoneres og utrustes også for å kunne fyres med olje som sikring mot driftavbrudd ved bortfall av gass.

Fyring med gass i gassturbiner vil prinsippielt tillate høyere temperaturer ved turbininnløp på grunn av redusert risiko for avsetninger av aske på skovler. Dette ville da føre til en høyere ytelse for en gitt turbinstørrelse og dermed en lavere spesifikk anleggskostnad.

Disse forhold vil også gjøre seg gjeldende for kombinerte anlegg og da i første rekke anlegg uten tilsatsfyring.

Kostnadstallene for kombinerte anlegg er noe usikre. I virkeligheten har man også her et helt spektrum av muligheter fra anlegg uten tilsatsfyring til anlegg med maksimal tilsatsfyring. Hvilket anlegg som skal velges må bli gjenstand for en økonomisk optimering der en må ta hensyn til anleggskostand, krav på oljekvaliteter for gassturbin og for tilsatsfyringen, drifttid, aggregatstørrelse o.l.

Tabell 6-VIII

Kapitalkostnader og årlige kostnader for termiske kraftverk.

Brensel	Kraftverkstype	Størrelse MWe	Kapitalkostnader, kr/kWe				Årlige kostnader, kr/kWe år		
			Anlegg + proj.adm.	Investerings-avgift	Renter i byggetid	Total kostnad	Kapital	Øvrig drift	Total
Olje, gass	Grunnlast	2 x 600	1100	120	245	1475	163	17	180
		2 x 300	1200	130	270	1600	177	23	200
	Forenklet	2 x 300	860	90	150	1100	120	20	140
	Gassturbin	1 x 60/80	710	85	80	875	97	3	100
	Kombinert, ufyrt	1 x 450				1200	144	ca. 10	154
	Kombinert, max. fyrt	2 x 600	1100	120	245	1475	163	17	180
Uran	Kjernekraft, lettvanns-reaktor	1 x 1100	1700	185	465	2350	261	43 x)	304

x) Inklusive avskrivning av første kjerne.

6.4.2 Driftsavhengige kostnader

Tabell 6-IX sammenstiller driftsavhengige kostnader for de ulike kraftverkstypene. Det er her omtalt virkningsgrader for hver krafttype som anses å være oppnåelige med dagens teknikk. Spesielt for de kombinerte anleggene bør man likevel kunne påregne en økning i virkningsgradene for framtidige anlegg.

Prisene for primærenergi, olje eller gass, er i tabellen angitt med to tall for hvert beregningstilfelle. Da to tallene har relevanse i første rekke for de kombinerte anlegg hvor man kan tenke seg at ulike krav vil stilles på fyringsoljen for gassturbinen og for tilsatsfyringen. Man kan her tenke seg flere muligheter. Den første er at gassturbinene utvikles mot fyring med tungolje og driftsavhengige kostnader for gassturbinen og kombinerte anlegg vil tilsvare den laveste prisen i tallkombinasjonen. Denne mulighet er utelatt i sammenligningen siden man idag ikke kan anse tungoljefyrte gassturbiner for kommersielt modne.

Den andre muligheten er at kravene på svovelinnhold i tungolje for tilsatsfyring i kombinerte anlegg er såpass strenge at oljeprisene blir de samme for gassturbinen og for tilsatsfyringen. Dette vil også være et representativt beregningstilfelle for fyring med naturgass (samme kostnad for primærenergi både for gassturbin og tilsatsfyring).

Den tredje muligheten er at ingen spesielle krav stilles til svovelinnhold i tungoljen og at denne da er billigere enn lettoljen som benyttes for gassturbiner. De to sistnevnte mulighetene er analysert i tabell 6-IX.

Det foreligger usikkerhet med hensyn til prisforskjell mellom lettolje, tungolje og avsvovlet tungolje. De kombinasjoner som her er benyttet må derfor i første rekke ses på som indikasjoner på mulige forskjeller.

Av tabellen framgår at grunnlastverk uten spesielle krav på svovelreduksjon gir de laveste driftsavhengige kostnadene. Om man forutsetter samme oljepriser for grunnlast og tilsatsfyring som for gassturbin, eller gjennomgående gassfyring, vil de kombinerte anleggene få de laveste driftsavhengige kostnadene. Dette gjelder spesielt for de ufyrte anlegg som da med sine lave anleggskostnader må betraktes å bli særlig attraktivt om ilandføring av gass blir aktuelt.

I tabell 6-IX har en forutsatt at reduksjon av svovel i utslipp skjer via avsvovling av olje og at dette betinger en kostnadsøkning på 3 á 4 kr/Gcal. Alternativet er å fjerne svovel fra røkgassene om en forutsetter at effektive og pålitelige metoder for røkgassrensing når kommersiell modenhet i nær fremtid. Kostnadene for røkgassrensing vil i hovedsaken bestå i kapitalinvesteringer og antatt størrelse på disse varierer innen så pass store områder som 70-250 kr/kWe. For et grunnlastverk med 6000 timer drifttid pr. år vil dette innebære 0,13 - 0,46 øre/kWh eller med et varmeforbruk på 2200 hcal/kWh tilsvarende 0,6 - 2,0 kr/Gcal.

Tabell 6-IX

Driftsavhengige kostnader, øre/kWh.

Kraftverkstype	Virkningsgrad, %	Primærenergipris, olje eller gass, kr/Gcal.				Uranpris $ 8/lbU_3O_8
		12/16[x)]	16/16	16/20	20/20	
Grunnlast	40	2,60	3,40	3,40	4,30	
Forenklet	33	3,10	4,20	4,20	5,20	
Gassturbin	28	4,90	4,90	6,10	6,10	
Kombinert, ufyrt	43	3,20	3,20	4,00	4,00	
Kombinert, max. fyrt	42	2,70	3,30	3,50	4,10	
Kjernekraft	~ 33					0,90

x) Tallkombinasjonen angir pris på tungolje resp. lettolje i kr/Gcal. Grunnlastverk og forenklet verk forutsettes fyrt med tungolje, gassturbiner(inklusive de som inngår i kombinerte anlegg) forutsetter bruk av lettolje, tilsatsfyring forutsettes skje med tungolje. Like tall i kombinasjonen indikerer en pris på avsvovlet tungolje som er den samme som for lettolje. Denne kombinasjon vil også representere tilsatsfyrt kombinert verk ved anvending av naturgass.

I tillegg til dette kommer driftsavhengige kostnader som sannsynligvis er betydelig lavere. Spørsmålet om røkgassrensing må således, foruten bedømmelse av driftspålitelighet, vurderes også på grunnlag av drifttiden og prisen for avsvovlet olje.

Tabell 6-IX må i første rekke betraktes som et eksempel på den type av vurderinger som bør legges til grunn for økonomiske sammenlignende analyse av genereringsalternativ.

Det er for tiden meget vanskelig å forutsi hvordan prisene på olje og gass vil utvikle seg. Det er imidlertid lite sannsynlig at prisene noensinne vil komme ned igjen i den nedre del av prisområdet i tabell 6-IX, sannsynligvis vil vi måtte gjøre regning med betydelig høyere priser.

På den annen side kan man ikke gjøre regning med at kjernekraftprisene vil være uberørt av stigende priser på olje og gass. Spesielt må det forventes at prisene på natururan i noen utstrekning vil følge med. Det er imidlertid betydelig rom for en økning i prisene på varer og tjenester for framstilling av reaktorbrensel uten at dette får nevneverdig innflytelse på kjernekraftens energikostnad. Dette framgår av tabell 6-X som sammestiller driftsavhengige kostnader for olje-, gass- og kjernekraftverk innenfor de variasjonsområder for priskomponenter som det er vurdert kan komme på tale i den videre utvikling. I tabellen har en for enkelthets skyld bare tatt med konvensjonelle olje- og gassfyrte gunnlastverk i en sammenligning med kjernekraft.

For kjernekraft er angitt sammenhørende kostnadstall for natururan og plutonium og for urananrikning og plutonium. Angitt plutoniumpris er den verdi dette materiale vil ha ved tilbakeføring som brensel i samme reaktor som det er generert. Plutoniumverdien vil da henge nøye sammen med natururanprisene og også med kostnaden for anrikning av uran. Etter introduksjon av formeringsreaktorer vil sannsynligvis plutoniumprisene bli høyere siden verdien av plutonium i slike reaktorer er høyere. En utvikling i prisen på natururan til over $ 20/lb U_3O_8 må anses som mindre trolig over levetiden av et kjernekraftverk som startes opp i begynnelsen av 80-årene. I dagens pengeverdi er det sannsynlig at prisen ikke vil overstige $ 14/lb U_3O_8 (8). Det vil si en dobling av dagens prisnivå som ligger på ca. $ 7/lb U_3O_8.

Anrikning i USA ved Amerikanske Atomenergikommisjonens anlegg koster idag $ 36/kg S.W. (Separative Work) med den kontraktbetingelsesform som nå er innført. Denne kontraktering forutsetter viss forskuddsbetaling ved bestilling. Inklusive renter på dette forskuddet vil da totale prisen beløpe seg til ca. $ 40/kg S.W. En økning til ca. $ 50/kg S.W. er vurdert som en mulig prisutvikling ved overgang til privateide anrikningsanlegg i USA eller som en anslått pris for leveranse fra framtidige europeiske anlegg.

Prisen på rensing av brukt brensel (reprossesering) ligger idag på $ 35/kg U og det er vurdert som realistisk at dette prisnivå kan holdes konstant eller reduseres noe over levetiden av et anlegg som startes opp i begynnelsen av 80-årene (ref. 9). Denne prisen inkluderer kostnadene for lagring av høyaktivt avfall med dagens teknologi. Fra tabell 6-X framgår det at selv om prisen for reprossesering økes til det dobbelte vil ikke driftsavhengig

Tabell 6-X

Driftsavhengige kostnader ved forskjellige prisforutsetninger.

Genereringsform	Olje- og gasskraft øre/kWh	Kjernekraft xx) øre/kWh
Olje/gass-pris, kr/Gcal:		
12	2,60	
20	4,30	
40	8,60	
Natururan $ / lb U_3O_8/ plutonium $/gr.:		
8/6 x)		0,90
20/8,6		1,27
30/10,8		1,62
Urananrikning $/kg S.W./ plutoniumverdi $/gr.:		
40/6		0,90
50/8,0		0,97
Reprosessering $/kgU:		
35		0,90
70		0,97

x) $-kurs = 6 Nkr/$

xx) Brenselskostnad for kjernekraft sammensettes i hovedsak av:

Kostnad for natururan	($/lb U_3O_8)
Anrikningstjeneste	($/kg SWU)
Fabrikasjonskostnader	($/kg U)
Reprosesseringskostnad	($/kg U)
Kredit for gjenvunnet plutonium	($/gr Pu)
Kredit for gjenvunnet uran	($/kg U)

Utover dette tilkommer ulike konverterings- og transportkostnader. Tallene angir total driftsavhengig brenselskostnad ved ulike variasjoner i de tre angitte kostnadskomponentene i tabellen.

kostnad stige med mer enn 0,1 øre/kWh. En slik prisøkning må forutsettes å kunne dekke en meget vesentlig økning i kostnad for lagring av høyaktivt avfall forårsaket av strengere krav på lagringsmetoder og høy kompleksitet i behandlingsmetoden.

En vesentlig komponent i brenselssyklusen for kjernekraft, nemlig fabrikasjon, er utelatt i tabell 6-X. Generelt forutsettes at fabrikasjonsprisene i dagens pengeverdi vil gå nedover i framtiden på grunn av økende volum på fabrikasjonen. Dette vil tildels oppveie antatte økninger i uranprisen.

Driftsavhengige kostnader for olje- og gasskraft vil være mer følsomme for inflasjon enn hva disse kostnader for kjernekraft vil være. Dette skyldes at en større del av kraftgenereringskostnaden for olje- og gasskraft er løpende utgifter til brensel, mens for kjernekraft en større del av genereringskostnaden kommer fra investeringer før idriftsettelse. Tabell 6-XI illustrerer dette forhold ved antatte årlige inflasjonsrenter på henholdsvis 5 og 8 %. For olje- og gasskraft er det i tabellen tatt utgangspunkt i priser på henholdsvis 12,00 og 20,00 kr/Gcal for å reflektere den nåværende usikkerhet over prisnivået. For kjernekraft er ikke faste brenselskostnader medtatt, idet en regner dette som investering i første kjerne og således ikke påvirkes av inflasjonen på annen måte enn ved kreditering av siste kjerne. Ved nåtidsberegning har dette meget liten innflytelse på resultatet.

Tabell 6-XI

Nåtidsverdi for brensel for olje-, gass- og kjernekraft ved forskjellige inflasjonsrenter. Kalkylerente = 10 % p.a. Brukstid = 6.000 timer/år.

Kraftgenereringsform	Olje- og gasskraft		Kjernekraft
Størrelse, MW	2 x 600		1.100
Varmepris kr/Gcal	12.00	20	
Nåtidsverdi i mill.kr. for brensel gjennom anleggets økonomiske levetid (25 år) ved:			
0 % p.a. inflasjon	1880	3100	590
5 % " "	2900	4800	920
8 % " "	3800	6300	1200

7. REFERANSER

Referansenummereringen er oppbygget slik at hvert avsnitt (f.eks. 2.1 eller 3.1) har sin egen nummerserie ifølge denne referanseliste.

Avsnitt		Ref.nr.	Referanse
2.1	(2.1.3)	(1)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-75/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Høytemperatur-gasskjølt reaktor, oppdatering nov. 1971.
2.2 2.3 2.4		(1)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-80/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Konvensjonelle dampkraftverk.
2.5		(1)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-77/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Gassturbiner.
2.6		(1)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-76/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Kombinerte anlegg.
2.7		(1)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-78/73-74. Termiske kraftgenereringsformer Fjernvarme.
2.8		(1)	Gunnar Hambraeus : Alternative energikällor. Foredrag på CDL's Kärnkraftdag 8.11.1973.
		(2)	Lägesrapport från Energiprognosutredningen. Almänna Förlaget Stockholm, juli 1973.
		(3)	Energikällor - Energiomvandling. Sveriges Mekanförbund, Stockholm 1971.
		(4)	Hammond, Metz og Maugh II. Energy and the future American Association for the Advancement of Science, Washington D.C. 1973.
		(5)	New Geothermal Field Starts Producing. Electrical World. 1.8.1972, s. 26.
		(6)	Geothermal Investigation is Active. Electrical World, 15.7.1973, s. 26.

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
2.8 forts.	(7)	William W. Ritter : Exciting Prospects Ahead for Geothermal, Electrical World, 15.5.1973, s.44.
	(8)	Jordens varme - fremtidens energikilde ? Ingeniør-Nytt 9.2.1973, s. 14.
	(9)	David B. Barton : Natural Steam - The Geysers Geothermal Power Plant, Energy International, nov. 1971, s. 23
	(10)	Paul Kruger and Carel Otte, editors : Geothermal Energy. Resources, Production, Stimulation. Standford University Press, Standford, California, 1973.
	(11)	Peter E. Glaser : New Sources of Power-Solar Energy. Foredrag på Financial Time's konferanse "World Energy Supplies", London 18. - 20.9.1973.
	(12)	Where do We Stand To-Day on Solar Power ? Electrical World, Aug. 1, 1973, s. 24.
	(13)	Arthur R. Tamplin : Solenergi, Fysikalska och biologiska möjligheter. Miljö och framtid, 1973.
	(14)	M. Michael Brady : Solenergi fra satelitter ved hjelp av mikrobølger. Elektro nr. 22/1970, s. 27.
	(15)	M. Michael Brady : Solkraft fra satelitter en realitet i 1990. Teknisk Ukeblad nr. 12/1973, s. 23.
	(16)	Elkraft fra solen. Ingeniør-Nytt 17.8.1973.
	(17)	Oleg Borissov : Sun-raised Energy Warms Up. Energy International, juni 1972, s. 25.
	(18)	Dag Bjerke : Solenergi via satelitt klar före vätekraften ? Ny teknik nr. 39/1973, s. 4.
	(19)	Welf Schmidt : Provkörning av MHD-generator, ny teknik nr. 5/1972.
	(20)	Karl Joachim Euler : Magneto-hydrodynamische Stromerzeugung. Atom und Strom, Heft 7/9/1971, s. 137-142.
	(21)	Jon Holten : Magnetohydrodynamikk, Teknisk Ukeblad nr. 46/1966, s. 870.

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
2.8 forts.	(22)	Per Thorsen : Nye strømgeneratorer II, Aftenpostens Aftennr. 1.9.1967.
	(23)	Per Hurlen : Brenselcellen. Teknisk Ukeblad nr. 25/1966, s. 456.
	(24)	Per Thorsen: Brenselscellen, vil den utkonkurrere fossekraften ? Elverksjefen s. 193, 1965.
	(25)	Jon Winding-Sørensen : Brenselscellen - den nye kraftkilden. Ingeniør-Nytt nr. 1/1972.
	(26)	Staffan Engström : Vätgas kan bli nästa "energipaket". Teknisk Tidsskrift, Stockholm, 7/1973, s. 17.
	(27)	Olle Lindström : Nya strömkällor spar energi och miljö. Teknisk Tidsskrift, Stockholm 17/1973, s. 18.
3.2 3.3	(1)	"NVE informerer om kjernekraftverk", januar 1973 og mai 1973.
	(2)	"Lokalisering av kjernekraftverk i Oslofjordområdet", mars 1973.
	(3)	Kjernekraftverk i Oslofjordområdet. Byggestedene Brenntangen, Vardeåsen og Hurum. Resipientvurderinger. NIVA/VHL, januar 1973.
	(4)	Kjernekraftverk i Oslofjordområdet. Rapport nr. 9. VHL desember 1972.
	(5)	Foreløbig rapport om tåkedannelse i Oslofjordområdet ved kjølevannsutslipp fra kjernekraftverk. NILU, oktober 1973.
	(6)	Vann- og forurensningsproblemer ved kjernekraftverk; undersøkelser i 1973. NIVA, desember 1973.
(3.3.7)	(7)	Statskraftverkene. Arbeidsrapport. SV-70/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Endelig avstengning av kjernekraftverk.

Avsnitt		Ref.nr.	Referanse
3.4		(1)	The Effects on Populations of Exposure to Low Levels of Ionizing Radiation, Report of the Advisory Commiteé on the Biological Effects of Ionizing Radiations. National Academy of Sciences, National Research Council, November 1972.
		(2)	Principles of Environmental Monitoring related to the Handling of Radioactive Materials. ICRP Publication 7. The International Commission on Radilogical Protection, September 1965.
		(3)	Recommendations of the International Commission on Radiological Protection, ICRP Publicaitons 9 (1966).
		(4)	Licensing of Production and Utilization Facilities, 10 CFR Part 50, Appendix I, US Atomic Energy Commission. Federal Register 36 (1971) Nr. 111, s. 1113 (juni 1971).
		(5)	Interim Licensing Policy on as Low as Practicable for Gasceous Radioiodine from Light Water Cooled Nuclear Power Reactors. Regulation Guide 1.42. US Atomic Energy Commission, June 1973.
		(6)	J. Schwibach : Strahlenschutzrichtwerte für die Genehmigung der Ableitung Radioaktiver Stoffe aus Kerntechnischen Anlagen. Atomwirtschaft mars og april 1972.
		(7)	B. Lindel, S. Løfvberg: Kärnkraften, människan och säkerheten. Almänna Förlaget (1972).
		(8)	Ionizing Radiations : Lvels and Effects. United Nations Scientifie Committeé on the Effects of Atomic Radioations, 1972.
		(9)	Kjernekraftverk, helse og sikkerhet. Statens Institutt for strålehygiene, 1973.
3.5	(3.5.1)	(1)	USAEC : WASH - 1250; The Safety of Nuclear Power Reactors (Light Water Cooled) and Related Facilities (July 1973).
		(2)	Chauncey Starr : Social Benefit versus Technological Risk. What is our society willing to pay for Safety ? Science, 19. september 1969.

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
3.5 forts.	(3)	Jan E. Berglund : Hva er risikoen verd ? Teknisk Ukeblad nr. 32, 6. august 1970.
	(4)	F.R. Farmer : Development of Adequate Risk Standards. IAEA - Symposium on Principles and Standards of Reactor Safety, Paper No. SM-169/43
	(5)	J.R. Beattie and C.D. Bell : A Possible Standard of Risk for Large Accidental Releases. IAEA - Symposium on Principles and Standards of Reactor Safety, Paper No. SM-169/33.
	(6)	F.R. Farmer : Siting Criteria - a New Approach. IAEA - Symposium on the Containment and siting of Nuclear Power Reactors.
	(7)	Karsten Boe : Some Thoughts on Safety and Risk. Veritas No. 76, October 1973.
	(8)	J. Kriens : De hoogte van de Nedernadse dijken; een economisch beslissings probleem. Operasjonele Research in Nederland, Marka 104 (Kapitel VII). Forlag : Het Spectrum 1969.
	(9)	Statistisk Årbok 1972.
	(10)	US Code of Federal Regulations - Title 10 - Atomic Energy : Part 50 : Licensing of Production and Utilization Facilities. (Spesielt relevant : Appendix 4 : General Design Criteria for Nuclear Power Plants). Part 100 : Reactor Site Criteria.
	(11)	Concluding Statement of Regulatory Staff : Acceptance Criteria for Emergency Core Cooling System for Light Water Reactors, April 16, 1973.
	(12)	USAEC, Directorate of Regulatory Standards : Regulatory Guide Series : 1.1 Net. Positive Suction Head for Emergency Core Cooling and Containment Heat Removal System Pumps. 1.3 Assumptions Used for Evaluating the Potential Radiological Consequences of a Loss of Coolant Accident for Boiling Water Reactors.

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
3.5 forts.		1.4 Assumption Used for Evaluating the Potential Radiological Consequences of a Loss of Coolant Accident for Pressurized Water Reactors.
		1.5 Assumption Used for Evaluating the Potential Radiological Consequences of a Steam Line Break Accident for Boiling Water Reactors.
(3.5.2)	(13)	Samme som ref.(12), 1.3 og 1.4.
	(14)	Assumptions Used for the Evaluating of the Ptential Radiological Consequences of a Loss of Coolant Accident for Boiling Water Reactors. USAEC Safety Guide 3 (november 1970).
		Assumptions Used for the Evaluating of the Potential Radiological Consequences of a Loss of Coolant Accident fore Pressurized Water Reactors. USAEC Safety Guide 4 (november 1970).
	(15)	Recommendation of the International Commission on Radiological Protection. ICRP Publication 9 (1966).
	(16)	Emergency Plans for Production and Utilization Facilities. Appendix E, 10 CFR 50, USAEC.
	(17)	Reactor Site Criteria. 10 CFR 100, USAEC.
	(18)	W.E. Ergen : Consistency in Siting Practics Regarding Nuclear Plants. Proceedings Fifth Annual Health Physics Aspects of Nuclear Facility Siting (1970).
	(19)	L.F. Franzen : Unfallsrisken bei Kernkraftwerken (Reaktorsicherheit). Umweltschutz bei nuklearer und konventioneller Energiegewinnung. G. Thieme Verlag, Stuttgart (1973).

Avsnitt		Ref.nr.	Referanse
3.5 forts.	(3.5.3)	(20)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-81/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Nødkjøling av reaktorkjernen.
	(3.5.4)	(21)	Statskraftverkene, Arbeidsrapport. SV-72/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Sannsynlighet for og konsekvenser av hypotetisk maksimale reaktoruhell.
		(22)	H.J. Otway : The Application of Risk Allocation to Reactor Siting and Design. LA-4316.
		(23)	H.J. Otway and R.C. Erdmann : Reactor Siting from a Risk Viewpoint. Nuclear Engineering and Design. 13 (1970).
		(24)	US Atomic Energy Commission : The Safety of Nuclear Power Reactors (Light Water Cooled) and Related Facilities, July 1973, WASH-1250.
		(25)	O. Kellermann and H.G. Seipel : Analysis of the Improvement in Safety Obtained by a Containment and by Other Safety Devices for Water Cooled Reactors. Symposium on the Containment and Siting of Nuclear Power Plants IAEA, April 1967, Vienna.
		(26)	Phillips and Warwich (UKAEA) : A Survey of Defects in Pressure Vessels Built to High Standards of Construction and its Relevance to Nuclear Primary Circuit Envelopes. AKSB(S) R 162.
		(27)	P.L. Doan, D.D. Lanning and N.C. Rasmussen : Pressurized Water Reactor Loss-of-Coolant Accidents by Hypothetical Vessel Rupture. Nuclear Safety vol. 14. No. 4. July/August 1973.
		(28)	F.J. Witt : Factors Influencing a Quantitative Safety Assessment of Water Reactor Pressure Vessels. ORNL Topical Meeting on Water-Reactor Safety, March 26 - 28.1973, Conf. 730304.
		(29)	Linackers and Stoebel : Probability Analysis Applied to Light-Water Reactors : Loss of Coolant Accidents. Nuclear Safety, January - February 1973.

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
3.5 forts.	(30)	Theoretical Possibilities and Consequences of Major Accidents in Large Nuclear Power Plants. WASH-750 (1957).
	(31)	H.M. Parker, J.M. Healy : Environmental Effects of a Major Reactor Disaster. Proceedings of the International Conference of the Peaceful Uses of Atomic Energy, Geneva 1955, US. 1956.
	(32)	J.R. Beattie : A Review of Hazards and some Thoughts on Safety and Siting. BNES : Proceedings of a Symposium on Safety and Siting. The Institution of Cicil Engineers, London 1969.
	(33)	L. Cave, P. Halliday : Suitability of Gas Cooled Reactors for fully urban Sites. BNES : Proceeding of a Symposium of Safety and Siting. Institution of Civil Engineers, London 1969.
	(34)	Statement of N.C. Rasmussen, Director, Reactor Safety Study before the Joint Committee on Atomic Energy Hearings of Nuclear Reactor Safety, September 1973.
	(35)	Emergency Core Cooling. Report of Advisory Task Force on Power Reactor Emergency Cooling, USAEC 1968 (Ergen Report)
	(36)	Studie über die Nukleare Sicherheit standort-unabhängiger Kernkraftwerke und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Bundesministerium für Forschung und Technologie. Forschungs-bericht K. 73-01 (febr. 1973).
(3.5.5)	(37)	Regulations for the Safe Ttansport of Radioactive Materials. Revised ed. 1973 IAEA.
	(38)	H.J. Demster, B.F. Warner : The disposal of noble gas fission products from the repro-cessing of nuclear fuel. 1970 AHSB (RP) R 101.
	(39)	Management of radioactive wastes from fuel reprocessing, OECD/IAEA - Symposium, Paris 27.11. - 1.12. 1972.

Avsnitt		Ref.nr.	Referanse
3.5		(40)	Disposal of radioactive waste. NEA Information meeting. Paris 12.-14.4.1972.
		(41)	Ionizing Radiations : Levels and Effects. United Nations Scientific Commitee on the Effects of Atomic Radioations (1972).
	(3.5.6)	(42)	IAEA : Safeguards, Wien
		(43)	S. Helseth : Safeguards for nuclear materials. Lecture of the Netherlands-Norwegian Reactor School. 3.3.1973.
		(44)	IAEA : Recommodation for the Physical Protection of Nuclear Material. Wien 1972.
	(3.5.7.1)	(45)	"Seismic Zoning of Fennoschandian Schield". Universitetet i Bergen, oktober 1971.
		(46)	VS Code of Federal Regulations, part 10 CFR 100 "Reactor Site Criteria", tilhørende USAEC Regulatory Guides.
	(3.5.7.3)	(47)	AEC Safety Guide 17 - Protection against Industrial Sabotage, Oktober 27, 1971.
		(48)	ANS, Subcommittee ANS - 3 of the Standards Committee : Draft. Proposed Standard ANS - 3.3 Industrial Security for Nuclear Power Plants.
	(3.5.7.4)	(49)	Evert Andersson : Synspunkter på krigsskydd-åtgärder vid kärnekraftstationer i allmänhet och vid Ringhals i synnerhet. Statens Vattenfallsverk. Aktuelt från Försvarsavdelingen, nr. 2. 1971.
		(50)	T. Hvinden, Forsvarets Forskningsinstitutt : Kjernekraftreaktorer. Reaktorsikkerhet og forsvaret.
3.6		(1)	"Atomkraftverk i Norge; en prosjektstudie". Bind I og II. NH/IFA/NVE, sept. 1969.
3.7	(3.7.1)	(1)	Scandpower rapport 2.22.03-2 : Muligheter for leveranser til det norske kjernekraftverket.
	(3.7.2)	(2)	Uranium, Resources, Production and Demand OECD Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency, Aug. 1973.
		(3)	5th Foratom Congress, Florence, Oct. 15. - 17. 1973. German National Reports.

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
4.4	(1)	Statskraftverkene. Arbeidsrapport. SV-79/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Utslipp fra varmekraftverk.
	(2)	Statskraftverkene. Arbeidsrapport. SV-71/73-73. Termiske kraftgenereringsformer. Konsekvenser av utslipp fra olje- og gass-fyrte kraftverk.
4.5	(1)	J. Sølvsberg, Forsvarets Forskningsinstitutt : Bekjempelse av oljesøl. Teknisk notat VM - 86, 28.2.1973.
	(2)	Cato Borge, NTNF's kontinentalsokkelkontor. Oljeforurensning - Reparasjon av undervenns-ledninger. Mars 1971.
	(3)	Public Affairs Department of Exxon Corporation : Safer Tankers and Cleaner Seas.
	(4)	C. Starr, M.A. Greenfield and D.F. Hausknecht : "A Comparison of Public Health Risks, Nuclear vs. Oil Fired Power Plants". UCLA, May 1972.
	(5)	US Atomic Energy Commission. The Safety or Nuclear Power Reactors and Related Facilities (WASH-1250), July 1973.
	(6)	Norsk Petroleumsinstitutt. Oljevern i Norge, oktober 1973.
5.4	(1)	Statskrafverkene. Arbeidsrapport. SV-79/73-74. Termiske kraftgenereringsformer Utslipp fra varmekraftverk.
	(2)	Statskraftverkene. Arbeidsrapport. SV-71/73-74. Termiske kraftgenereringsformer. Konsekvenser av utslipp fra olje- og gass-fyrte kraftverk.
5.5	(1)	Prosjektkomiteen for rørledninger på dypt vann : Rapport, september 1973 : Rørledning for gass fra Frigg til Karmøy.
	(2)	Statens Sprengstoffinspeksjon: Forskrifter for gassrørledninger, 15. august 1971.
	(3)	H. Hondius : Various aspects of the Gas Firing of Industrial Steam Boilers. Gas (Holland) 1971, Nos. 8 and 9.

Avsnitt	Ref. nr.	Referanse
5.5 forts.	(4)	H. Hondius, Nedernadse Gasunie, foredrag : Stand der holländischen Gasfeuerungs und Sicherheitstechnik für Grosskesselanlagen. Safety of Gas Pipe-Lines and Gas-Firing Equipment at Industrial Gas Consumers. The Philosophy behind Safety Regulations and its Regulations to Insurance Questions.
	(5)	US Atmic Energy Commission : The Safety of Nuclear Power Reactors and Related Facilities (WASH-1250) July 1973.
6.	(1)	Energy and Evironment, Council of Environmental Quality, USA, August 1973.
	(2)	A Comparison of Public Health Risks : Nuclear VS Oil-Fired Power Plants, 1972, C. Starr, M.A. Greenfield and D.F. Hausknecht.(Rapporten er utarbeidet på kontrakt med "The Resources Agency of California).
	(3)	Kernenergie und Umwelt, H. Bücker et al. Jül-929-HT-WT, Mars 1973. (Rapporten er utarbeidet på kontrakt med Bundesministerium für Forschung unf Technologie.)
	(4)	Risk-Cost-Benefit Study of Alternate Sources of Electrical Energy. AEC-Division of Reactor Development and Technology, 1973, WASH 1224.
	(5)	The Safety of Nuclear Power Reactors and Related Facilities. US Atomic Energy Commission, July 1973, WASH-1250).
	(6)	Statement of N.C. Rasmussen, Director, Reactor Safety Study, before the Joint Committee on Atomic Energy Hearings on Nuclear Reactor Safety, WASH-1500, September 1973.
	(7)	Den alminnelige luftforurensning i Norge, Walter Lindberg, utgitt av Røykskaderådet, 1968.
	(8)	Uranium Availablity, Price Trends and National Policy, 40th Annual Vonvention of Edison Electric Institute, San Diego, June 6th, 1972.
	(9)	Reactor Fuel Cycle Cost for Nuclear Power Evaluation, WASH-1099, UC-80-Reactor Technology, December 1971.
	(10)	L.B. Lave, L.E. Freeburg : "Health Effects of Electricity Generation from Coal, Oil and Nueclaer Fuel. Nuclear Safety, Vol. 14, No.5 (1973)

Avsnitt	Ref.nr.	Referanse
6. forts.	(11)	Philip N. Ross, Westinghouse Electric Corporation : Development of the Nuclear-electric energy economy.
	(12)	Lägesrapport från Energiprognosutredningen, DS I 1973:2.

8 BETEGNELSER

Effekt

1 MW (megawatt) = 1 000 kW (kilowatt)

MWe (megawatt elektrisk)

MWt (megawatt termisk)

Energi

1 TWh (terawattime) = 1 000 GWh (gigawattime) = 1 000 000 MWh (megawattime) = 1 000 000 000 kWh (kilowattime)

1 MWd (megawattdøgn) = 24MWh

MWhe (megawattime elektrisk)

MWht (megawattime termisk)

1 kcal (kilokalori) = 1 000 cal (kalori) = 0,001163 kWh

Forskjellig

Ci (curie) - (se avsn. 3.4.3)

1 rad = 1 000 mrad (millirad) - (se avsnitt 3.4.3)

1 rem = 1 000 mrem (millirem) - (se avsnitt 3.4.3)

mann-rad - (se avsn. 3.4.3)

mann-rem - (se avsn. 3.4.3)

$$ppm = \frac{1}{1\ 000\ 000}$$

1 kV (kilovolt) = 1 000 V (volt) - elektrisk spenning

$$10^{3} = 1000$$

$$10^{-3} = \frac{1}{10^{-3}} = \frac{1}{1000}$$