

ATS

Ydintekniikka n:o 3/1975

YDINVOIMALAITOKSEN ASETTAMAT ERITYISVAATIMUKSET PRIMAARIPIIRIN
ULKOPUOLISILLE OSILLE JA RAKENTEILLE

ATS:n kokous 1975-03-20

YLEISTÄ	T. Ahonen	s. 1
ENNAKKOTARKASTUS	A. Ranta-Maunus	s. 8
BETONINEN SUOJARAKENNUS	R. Kontturi	s.10
SÄHKÖLAITTEET	P. Tammi	s.18
APUPUMPUT	H. Immonen	s.19

VIIMEAIKAISET YDINVOIMALAITOSTEN KÄYNTIINLÄHTÖKOKEMUKSET
RUOTSISSA

ATS:n kokous 1975-04-17

OSKARSHAMN 2, RINGHALS 1, BARSEBÄCK 1 (ASEA-ATOM) Liitteenä AB ASEA-ATOMin tiedotteita	A. Kaipainen	s.33
RINGHALS 2	E. Ericsson	s.49

VAIHTOEHTOISET ENERGIANLÄHTEET

ATS:n kokous 1975-05-22

ENERGIANTUOTANNON FYSIKAALISISTA VAIHTOEHDOSTA	J. Routti	s.57
VINDKRAFT Statens Vattenfallsverk	esite	s.77

EUROPEAN NUCLEAR SOCIETY (ENS)

EUROPEAN NUCLEAR SOCIETYN PERUSTAMINEN		s.92
ENS FOUNDATION ACT		s.94

1975-03-20

1(5)

YDINVOIMALAITOKSEN ASETTAMAT ERITYISVAATIMUKSET
PRIMÄÄRIPIIRIN ULKOPUOLISILLE OSILLE JA RAKENTEILLE

1. Johdanto

Primääripiirin ulkopuolisten osien ja teräsra-
kenteiden erityisvaatimukset määräytyvät niiden
turvallisuus- ja toiminnallisuusfunktiosta. Toi-
minnallisuuden aiheuttamat erityisvaatimukset
asettaa yleensä laitoksen tilaaja joko omien tai
muiden käyttökokemuksien perusteella. Turvalli-
suudesta johtuvat vaatimukset on määritelty sen
sijaan ao. valvontaviranomaisen toimesta.

Tärkeimmät sovellettavat viralliset, pääosin tur-
vallisuusnäkökohtiin perustuvat määräykset ovat

- 1) paineastialainsäädäntö ja teräsrakennestan-
dardit,
- 2) turvallisuuskriteerit (USAEC),
- 3) Regulatory Guide-ohjeet (RG),
- 4) SFL-ohjeet,
- 5) edellisiin liittyvät standardit.

Edellä esitetyistä ulkolaisista ohjeista voidaan
yleisesti todeta, että USAEC:n turvallisuuskri-
teerit ovat hyvin yleisiä laitoksen eri järjes-
telmien suunnitteluun liittyviä vaatimuksia. RG-
ohjeet sen sijaan ulottuvat jo usein yksilöitä-
viin laitteisiin tai osiin. Valtaosa niistä kui-
tenkin pätee primääripiirin osille.

Järjestelmää suunniteltaessa määritellään ensin
sen toiminnallisuuden ja turvallisuuden pääpe-
riaatteet, jonka jälkeen varsinaiset erityisvaa-
timukset voidaan määrätä. Edellämainittu toimen-
pide heijastuu suoraan myös järjestelmän yksit-
täisiin osiin ja rakenteisiin. Tätä taustaa vas-
ten tarkasteltuna edelläesitetyistä virallisista
määräyksistä tulee korostetusti esiin RG 1.26
(Quality Group Classification and Standards), sil-
lä se määrittää eri laatuluokat sekä sovelletta-
van standardiston (mm. ASME CODE, Section III)
koko laitokselle (liite 1), siis myös primääri-
piirin ulkopuolisille paineenalaisille järjestel-
mille. Myös vastaava SFL-ohje antaa mahdolli-
suuden käyttää em. RG-ohjetta.

Seuraavassa esitetään lyhyesti niitä erityisvaa-
timuksia, joita paineastialainsäädäntömme ja te-

1975-03-20

räsrakennestandardimme ei pidä sisällään, mutta joita jo varsin yleisesti ydinvoimalarakentamisessa sovelletaan.

2. Laatuluokittelu ja sovellettavat standardit

Kuten jo edellä ilmeni, RG 1.26 on USA:ssa sovellettava, ehkä tärkein ohje, sillä se itse asiassa määrittelee sovellettavat standardit. Liitteen 1 mukaisesti RG 1.26 määrittelee laatuluokat B, C ja D, jotka vastaavasti on sidottu ASME:n, ANSI:n, AWWA:n ja API:n käyttöön riippuen tarkastettavasta kohteesta. Edelleen laatuluokka A tulee suunnitella, valmistaa ja tarkastaa ASME III class 1 mukaisesti. Esimerkinä ASME:n mukaisesti luokittelusta esitetään liite 2.

Yleisesti ottaen meillä sovellettava käytäntö eri laatuluokittain on suuntautunut seuraavasti:

2.1 Laatuluokka A (primääripiiri) (liite 1)

Pyritään mahdollisimman tarkkaan noudattamaan ASME:n määräyksiä (ASME III, class 1)

2.2 Laatuluokat B ja C (liite 1)

1. Materiaalit

Yleensä suoritetaan tavanomainen ainetta rikko-va koestus (vetokoe, iskusitkeys/Charpy-V, taivutuskoe), joka on normaalien määräysten mukainen. Loviisan laitoksen yhteydessä iskusitkeyskokeena on primäärisesti Mesnager, jonka myös suomalainen konventionaalinen paineastialainsäädäntö tuntee. Useissa tapauksissa Loviisan ydinvoimalan laitteille on suoritettu iskusitkeyskoe molemmilla menetelmillä; siis kaksinkertainen koestus.

Edellisten lisäksi ASME edellyttää harvoissa tapauksissa (valut, takeet) myös eräitä ainetta rikkomattomia tarkastuksia (läpivalaisu, ultraäänitarkastus, tunkeumanestetarkastus), joita ainakin Imatran Voima Oy soveltaa jopa laajemmin kuin ASME edellyttää.

2. Hitsit

Hitsien suhteen on eräs varsin merkittävä erityisvaatimus verrattuna konventionaalisiin määräyksiin, nimittäin menetelmäkokeet. Meillä menetelmäkokeet on korvattu menettelyllä, jossa valmistaja suorittaa yhden näytetyön sekä varsinaisessa valmistuksessa käyttää hyväksytyjä perus- ja

1975-03-20

lisäainemateriaaleja. Menetelmäkokeiden tarkoituksena on kokeellisesti vakuuttautua, että tietyllä hitsausmenetelmällä (kombinaatti hitsausmenetelmä-perusmateriaali-lisäaine-vallitsevat olosuhteet) saavutetaan hyväksyttävä tulos. Menetelmäkokeessa hitsataan tarkkaan valvotuissa olosuhteissa koehitsi, jolle suoritetaan perusteellinen sekä ainetta rikkova että -rikkomaton koestus, jonka perusteella päätetään ko. menetelmän soveltuvuudesta. Mainittakoon, että menetelmäkoestandardia ollaan valmistamassa myös SFS:n toimesta ja se tulee yleiseen käyttöön lähiaikoina.

Edellisen lisäksi laatuluokassa B (hitsit) suoritetaan yleensä tunkeumanestetarkastus ainakin Loviisan ydinvoimalaitoksen laitteissa, vaikka ASME ei sitä edellytä suoritettavaksi kuin aniharvoin.

2.3 Laatuiluokka D (liite 1)

Tämän laatuiluokan voidaan yleisesti katsoa noudattavan suomalaisia määräyksiä. Tosin eräissä tapauksissa voidaan suorittaa ylimääräisiä ainetta rikkomattomia tarkastuksia sekä materiaaleille että hitseille, mutta periaatteessa nämä ovat mahdollisia myös konventionaalisten määräystemme mukaan (esim. viranomaisen hyväksymispäätöksen lisäehto).

3. Käytännön esimerkkejä

3.1 Terässuojakuori

Edellä esitetty RG 1.26 -ohje ei pidä sisällään terässuojakuorta, joka USA:n käytännön mukaan tulee valmistaa ASME III, class MC:n mukaan, joka tuo mukanaan useita erityisvaatimuksia.

Meillä sovelletuista lisävaatimuksista huomattavimmat ovat:

- 1) menetelmäkokeet
- 2) materiaalin 100 % uä - tarkastus
- 3) materiaalin ankarat iskusitkeysvaatimukset (ns. pudotusvasara- ja Charpy-V -kokeet eri lämpötiloissa, joiden avulla määrätään alin sallittu käyttölämpötila)
- 4) hitsien uä-tarkastus sekä pistokoe rtg-tarkastus (- 20 %)

1975-03-20

- 5) hitsien pintatarkastukset (magneettipartikkeli tai tunkeumanestetarkastus)
- 6) linerin hitsit: edellisten lisäksi imulaatikko-tarkastus (tiivuus) sekä linerin hitsien käytönaikaista valvontaa varten tehtyjen vuoto-kanavien tiiveystarkastus (RG 1.19)
- 7) suojakuorelle tehtävä erittäin suuritöinen ja tarkka paine- ja tiiveyskoe.

3.2 Teräsrakenteet

Standardiehdotuksen ANS N.18.2 periaatteena on, että tietyn laitteen tukirakenne kuuluisi samaan laatuluokkaan, kuin itse laite, jota periaatetta on pyritty myös meillä varsin pitkälle sovelta-
maan. Toisaalta, tukirakenteet ovat usein varsin monimutkaisia rakenteeltaan ja niiden rakenne-
osat eivät ole keskenään samanveroisia, joten päätettäessä laadunvalvonnan laajuudesta ei ole täysin noudatettu eikä kai ole järkeväkään taloudellises-
sissä mielessä noudattaa kohdassa 2. esitettyjä periaatteita.

Esimerkkinä teräsrakenteille asetetuista erityisvaatimuksista voidaan esittää Lo 1:n turpiinihallin runko. Sille suoritettiin päittäishitsien sekä läpihitsattujen T-liitosten volymetrinen tarkastus (laajuus silmämääräisen tarkastuksen perusteella), a-mittojen tarkastus, porausnäytteet joka 50. metri (pienallitosten tunkeuman toteamiseksi) ja rasi-
tetuimpien osien koekuormitus.

3.3 Matalapaineiset ja paineettomat putket ja säiliöt

Varsinaisia suomalaisia määräyksiä ei ole. Yleensä on pyritty vakuuttautumaan laadusta sillä, että valmistusprosessi (materiaali, väliaine, hitsauslisäaine) voidaan toteuttaa tavanomaisen tekniikan mukaan huomioiden, että ao. laitteiden toiminnalliset ja turvallisuusnäkökohdat ovat hyvin vähäiset. Mikäli sisältö on kuitenkin vaarallinen ja luoksepäästävyys laitoksen käytön aikana on estynyt, suoritetaan yleensä vesitäyttökokeen lisäksi paitsi volymetrisiä ja pintatarkastuksia myös erillisiä tarkempia tiiveyskokeita.

4. Loppulause

Edellisen perusteella saattaa olettaa, että primääripiirin ulkopuolisten osien ja rakenteiden erityisvaatimuksia on varsin paljon ja että ne ovat hyvinkin osakohtaisia.

1975-03-20

Tässä vaiheessa on kuitenkin korostettava, että loppujen lopuksi suurin osa ydinvoimalaitoksesta kuuluu ns. konventionaalisen rakentamisen piiriin. Tästä johtuen valtaosa laadunvalvonnallisista vaatimuksistakin löytyy ao. tavanomaisista määräyksistä, jolloin varsinaisia erityisvaatimuksiakaan ei ole.

Koska ydinvoimalaitos on kuitenkin monimutkainen laitos, on ilmeistä, että laatuiluokittelu on se lähtökohta, joka määrittelee varsin pitkään myös mahdolliset erityisvaatimukset (sovellettavat standardit), sillä siinä vaiheessa joudutaan huomioimaan sekä turvallisuus että toiminnalliset näkökohdat. Siten suunnittelu on avainasemassa erityisvaatimuksia määrittäessä ja sen jälkeinen laadunvalvontatoiminta vakuuttaa, että asetetut vaatimukset ovat täytetyt.

LIITTEET

2 kpl

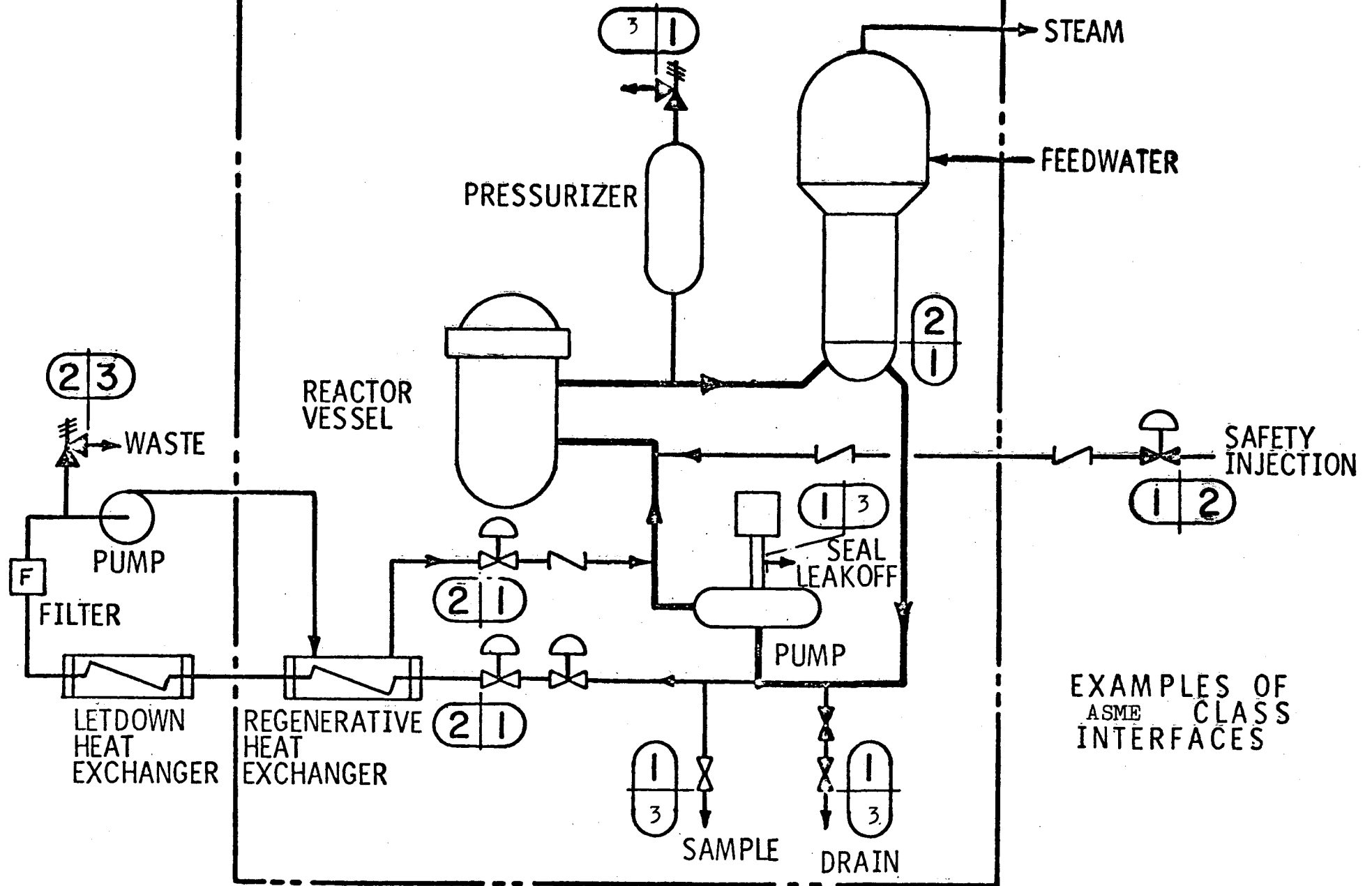
TABLE 1			
COMPONENTS	QUALITY STANDARDS		
	Quality B	Quality C	Quality D
Pressure Vessels	ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, Nuclear Power Plant Components ^{6/} - Class 2	ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, Nuclear Power Plant Components ^{6/} - Class 3	ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1
Piping	As above	As above	ANSI B 31.1.0 Power Piping
Pumps	As above	As above	ASME Section VIII, Division 1
Valves	As above	As above	ANSI B 31.1.0
Atmospheric Storage Tanks	As above	As above	API-650, AWWA D 100, or ANSI B 96.1
0-15 psig Storage Tanks	As above	As above	API-620

^{6/} 1971 Code and appropriate Addenda. See 50.55a for general guidance relating the Code and Addenda to be applied, the date the component was ordered, and the date of issuance of a construction permit.

26.6

6.

CONTAINMENT BUILDING



EXAMPLES OF ASME CLASS INTERFACES

7.

ENNAKKOTARKASTUS

Ennakkotarkastus on Säteilyturvallisuuslaitoksen käyttämä nimi ennen valmistusta (ja asennusta) tapahtuvasta suunnitteleaineistojen viranomaiskäsittelystä. Ennakkotarkastus suoritetaan ydinvoimalaitoksen järjestelmille, rakenteille ja laitteille. Yksityiskohtaisia tietoja ennakkotarkastuksesta on annettu SFL-ohjeissa, joita SFL on julkaissut. Laitoksen nimen muututtua myös SFL-ohjeiden nimi muuttuu. Uudeksi nimeksi on suunniteltu YVL-ohjetta.

Tässä esityksessä kerrotaan pelkästään paineastioiden ja niihin verrattavien laitteiden valvontamenettelystä.

Paineastioihin ja rakenteisiin kohdistuva valvonta voidaan jakaa neljään vaiheeseen

- ennakkotarkastus
- valmistuksen valvonta
- käyttöönottotarkastus
- käytönaikainen valvonta.

Näistä ennakkotarkastus ja valmistuksen valvonta liittyvät KTM:n antaman rakentamisluvan jälkeiseen yksityiskohtaiseen hyväksymismenettelyyn. Käyttöönottotarkastus on käyttö lupaa edeltäviä katsastustoimenpiteitä. Käytönaikainen valvonta sisältää sen jälkeisiä toistuvia tarkastuksia.

Paineastia tai muun STL:n valvoman rakenteen valmistus on lupa aloittaa sen jälkeen, kun STL on ennakkotarkastuksessa sen hyväksynyt. Ennakkotarkastuksella tarkoitetaan valmistus- ja asennussuunnitelmien tarkastusta. Sen merkitys paineastioiden laadun varmistamisessa on ensiarvoisen tärkeä: suunnittelu- vaiheessa on mahdollista vaikuttaa tuotteen laatuun, myöhemmät tarkastukset ovat usein luonteeltaan toteavia: tuote täyttää minimivaatimukset tai ei niitä täytä.

Ennakkotarkastusta varten voimayhtiön tulee toimittaa STL:lle seuraavat asiakirjat:

Selvitys valmistajasta. Asiakirjan tarkoituksena on antaa kuva valmistajan pätevyydestä. Selvityksen tulee sisältää tiedot myös alihankkijoista ja konsulteista, jotka osallistuvat paineastian suunnitteluun ja valmistukseen. Tarkastuksia tekeville toiminimille on käytössä erillinen hyväksymismenettely.

Asiakirjasta tulee käydä ilmi, miten valmistajan laadunvarmistus on toteutettu. Lisäksi asiakirjan tulee sisältää paineastia-asetuksen (549/73) valmistuslupaehkemukselta edellyttämät tiedot tai kopion PTL:n antamasta valmistusluvasta. STL ei anna yleisiä valmistuslupia, vaan valmistuslupa on paineastia-kohtainen: paineastian valmistus on lupa aloittaa, kun ennakkotarkastus on hyväksytty.

Suunnittelutiedot. Asiakirjan tulee esittää lyhyesti muiden ennakkotarkastusasiakirjojen tarkastuksessa tarvittavat, paineastian käyttöolosuhteita ja kuormituksia koskevat tiedot. Asiakirjasta tulee ilmetä mm. paineastian tehtävä ja liittymisen järjestelmään, paineet ja lämpötilat, tiedot kemiallisista olosuhteista, säätö- ja varolaittejärjestelmät.

Materiaaliseloste. Materiaaliselosteen tarkoituksena on antaa kuva materiaalien soveltuvuudesta käyttötarkoitukseensa sekä esittää niistä ja niiden ominaisuuksista yksikäsitteisesti hyväksymisperusteet ja -rajat määrittävät tiedot.

Valmistuksen kuvaus. Asiakirja tulee esittää 1. ja 2. turvallisuusluokkaan kuuluville paineestioille. Sen tarkoituksena on antaa kuva käytetyistä valmistusmenetelmistä, valmistusvaiheiden keskinäisestä toteuttamisjärjestyksestä sekä laadunvalvontatoimenpiteiden ajoittumisesta. Asiakirjasta tulee ilmetä mm. hitsausparametrien arvot, lämpökäsittelytiedot, muokkauksen ja työstön määrä sekä puhdistus ja suojaustoimenpiteet.

Laadunvalvontaohjelma. Asiakirjan tulee selvittää raaka-aineeseen, valmistukseen ja valmiiseen paineastiaan kohdistuvat tarkastusmenettelyt.

Perusmitoitus. Asiakirjassa osoitetaan rakenteen muotoilun ja mitoituksen normienmukaisuus. Paineastian perusmitoitus sisältää yleensä mitoituksen painetta vastaan suunnitteluolosuhteissa.

Piirustukset. Piirustuksien tulee kuvata rakenteen kokoonpano ja yksityiskohdat riittävän tarkasti, niin että paineastian materiaalit, mitoitus, muoto ja valmistus käyvät ilmi.

Jännitysanalyysi. Jännitysanalyysi tulee yleensä esittää 1. ja joskus muihin turvallisuusluokkiin kuuluville paineestioille. Ennakkotarkastusta varten on esitettävä suunnitellun jännitysanalyysin kokeet ja menetelmät. Varsinainen analyysi tulee hyväksyttäväksi ennen paineastian käyttöönottoa.

Määräaikaistarkastusten ohjelma. Asiakirja, joka liittyy käytön valvonnan suunnitteluun, tulee esittää ainakin reaktori-paineestialle ja suojarakennukselle. Ennakkotarkastusta varten riittää alustava ohjelma, joka ottaa huomioon tarkastettavien kohteiden saavutettavuuden, tarkastettavuuden ja rakenneratkaisun. Lopullinen määräaikaistarkastusten ohjelma on esitettävä hyväksyttäväksi viimeistään käyttö lupaa haettaessa.

Ydinvoimalaitoksen asettamat erikoisvaatimukset primääri-
piirin ulkopuolisille osille, järjestelmille ja rakenteille.

Betoninen suojarakennus

Tarkastellaan otsakkeen esittämää aihetta niiden kokemusten
valossa, mitä Teollisuuden Voima Oy:n Olkiluodon projekti
on antanut ja lähinnä siltä kannalta, mitä vaatimuksia
ydinvoimalaitos asettaa rakennuksille ja rakenteille ver-
rattuna "normaaliin" rakentamiseen.

1. Yleistä

Kun on kyse teollisuusrakennuksista esim. prosessi-
teollisuuden yhteydessä, on rakennusten täytettävä seu-
raavat päätehtävät:

- toimittava prosessikomponenttien perustuksina ja
kannattajina
- tarjottava laitteille suojatut ja toiminnan kannalta
tarpeelliset olosuhteet
- tarjottava rakennuksessa työskenteleville miellyttävät
ja tarkoituksenmukaiset olosuhteet

Rakennusratkaisut tehdään lähtien näistä vaatimuksista
sitien, että tuotantodellytyksiä ei vaaranneta. Yleensä
pyritään siihen, että vaatimukset täyttävä ratkaisu saadaan
taloudellisesti edullisimmalla tavalla. Jonkin verran uhra-
taan ulkonäköön ja arkkitehtuuriin, mutta useimmiten nämä
vaatimukset ja niiden täyttäminen jää toissijaiseksi.

7

Kun on kyse ydinvoimalarakennuksesta, astuu esille uusi tekijä, turvallisuus, jonka vaatimukset on kaikissa vaiheissa otettava huomioon. Tavallisessa teollisuusrakentamisessahan turvallisuuteen erillisenä tekijänä ei kiinnitetä huomiota, vaan se tulee huomioiduksi voimassa olevien eri normien noudattamisella. Ydinvoimalaitoksen rakentamisessa turvallisuuden asettamat vaatimukset johtavat erityisen tarkan laadunvarmistustoiminnan suorittamiseen rakennussuorituksen kaikissa vaiheissa.

Erityisesti nämä erikoisvaatimukset tulevat esille reaktorin suojarakennuksessa, jonka on ehdottomasti vastattava niitä vaatimuksia, minkä suunnittelukriteerit sille asettavat. Siksi seuraavassa keskitytään betoniseen suojarakennukseen. (Mahd. kuva, joka esittää containmenttia)

2. Suojarakennuksen rakenne

1) Kantava rakenne jännitetty betonisyylinteri $d = 850$

2) Tiivistävänä osana tiivistelevy, $d = 5 - 8$ mm

3) Suojaava sisäkuori $d = 250$

4) Jännitetyn rakenteen edut:

- tiiveys, ei halkeamia
- korroosion kestävyys parempi
- paineen aih. vetovoimat edullista ottaa korkea-luokkaisilla teräksillä

5) Rakennustyön erikoispiirteet

- tiivistelevy rakennettiin alhaalta päin
- sisäpuolen liuku } yksipuol. muotti, levy toisena
- ulkopuolen liuku }
- raudoitus suoritettu etukäteen
- peltien alustat vaakas. osilla injektoidaan
- jännitystyö, vaakas., pystysuunta
- jänteiden injektointi

3. Mitoitus

3.1 Mitoituskuormat

Tavallinen teollisuusrakenne mitoitetetaan siten, että lähtökohtana ovat:

- ympäristöolosuhteiden aiheuttamat kuormat (tuuli, lumi, lämpötila, vedenpaine)
- rakennusvaiheen erikoiskuormat (nostot, haalaukset y.m.)
- käyttövaiheen kuormat (prosessin staattiset ja dyn. kuormat, korjauksen ja huollon aiheuttamat kuormat)

Ydinvoimalaitoksessa on edellisten lisäksi huomioitava:

- onnettomuuskuormat
- kokeitten aiheuttamat kuormat

Kun tavallinen teollisuuskuorma useinkin valitaan suuruusluokkakuormana, on ydinvoimalaitoksen kuormat selvitettävä tarkasti sekä suuruudeltaan, sijainniltaan että kestoajaltaan.

Onnettomuuskuormia ovat esim. höyryputken katkeamisen aiheuttama paine- ja lämpötilakuorma, putken aiheuttama pistemäinen "piiska"-kuorma, irronneen kappaleen isku y.m.

3.1.1 Onnettomuuskuormat; suunnittelukuormat 3,7 bar ylipain. ja ja 0,5 bar alip.

- suunnittelukuorma $P_{al} = 4,7$ bar abs.
(3,7 bar ylipainetta)
alipaine 0,5 bar
- koepaine $1,15 \times 3,7 = 4,25$ bar ylip.

3.1.2 Suunnittelun perusteena oleva ajattelutapa

- normaalit kuormat (asennus, käyttö, seisokit)
- DBA-tilanteen kuormat

mitoitetaan normien mukaisesti siten, että sallittuihin

jännityksiin ja varmuuskertoimiin nähden myös DBA-kuormatilannetta pidetään tavallisena kuormitustapauksena.

Jänteet mitoitetaan siten, ettei mitään resurtoivia normaalivetovoimia (kalvovoimia) esiinny jännitetyissä osissa DBA-suunnittelupaineen vaikuttaessa.

Suunnittelupaineen 50 % ylittävän paineen, siis 1,5-kert. suunnittelupaineen, vaikuttaessa saavat jännitykset betoniteräksissä ja jänteissä nousta korkeintaan 90 % myötäraja.

Suunnittelupaineen 100 % ylittävän paineen, siis kaksinkertaisen suunnittelupaineen, vaikuttaessa sallitaan huomattavia ja pysyviä halkeamia betonissa, mutta teräkset eivät saa murtua, eikä rakenteissa saa tapahtua sortumia.

Kuormitusten aiheuttamat momentit ja voimat on laskettu käyttäen pääasiassa klassista kimmoteoriaa. Sylinteriosalla on käytetty kuoriteoriaa. Murtotilamitoitusta on käytetty tarkasteltaessa suurimman onnettomuuspaineen vaikutuksia. Laskelmien tarkkuus ja menetelmät eivät oleellisesti poikkea muiden tärkeiden konstruktioiden laskemisesta. Tietokoneohjelmia on käytetty hyväksi.

4. Materiaalit

Materiaalien valinta rakennuksiin tapahtuu samoin kuin muissakin rakennuksissa markkinoilta löytyvien materiaalien joukosta. Mitään erikoisvalmisteita tai poikkeavia tuotteita ei ole käytetty. Kuitenkin on todettava, että valmistajan on tarkkaan selvitettävä kunkin materiaalien ominaisuudet, mikä poikkeaa rutiinirakentamisesta. Meillä ei esim. sementin suhteen esitetä epäilyksiä laadusta vaan uskotaan valmistajan laadun olevan tasaisen. Ydinvoimalaitosrakenta-

misessa on tämäkin asia erikseen varmistettava. Vaikeutena on tällöin mm. se, että käytettävä erä on niin uusi, ettei kaikkia kokeita ole voitu suorittaa.

5. Työn suorituksen vaatimat toimenpiteet

5.1 Henkilökunta

Työn suorittavalle henkilökunnalle ei ole ydinvoimalaitoksissa pitemmälle meneviä vaatimuksia kuin mitä rakennusalan normit vaativat. Erityistä painoa pannaan kuitenkin koulutukselle ja kokemukselle. Valvontatehtävää suorittavat erillisesti rakennusvalvonta ja laadunvarmistus.

Laadunvalvontaa suorittavat:

1) Urakoitsija:

- Työnjohto normaalisti vaadittavin pätevyysin
- Urakoitsijan laadunvalvontainsinöörit

2) Laitostoimittaja A-A

- Valvojat

A-A:n laadunvarmistusinsinöörit seuraavat, että valvojat suorittavat kaikki laadunvalvontaohjelmaan kuuluvat tarkastustoimenpiteet ja dokumentoinnit.

Lisäksi TVO:lla on omat valvonta- ja laadunvarmistusinsinöörit.

5.2. Työkoneet ja -menetelmät

Poiketen totutusta käytännöstä on myös työssä käytettävästä kalustosta tehtävä selvitys valvontaa suorittaville viranomaisille. Lähtien betoniasemalta on valmistuksessa, kuljetuksessa ja valupaikalla tarvittava kalusto varakalustoineen selvitettävä viranomaisille. Tämä koskee varsinkin erikoismenetelmiä, kuten esim. betonin pumppauskalustoa.

Rutiinirakentamisessa ei vastaavia selvityksiä vaadita.

5.3

Työn suorituksen suunnittelu

Suojarakennuksen betonointityössä tällä hetkellä noudatettu käytäntö vaatii etukäteen tehdyn betonointisuunnitelman. Siitä on käytävä ilmi yksityiskohtaisesti käytettävät materiaalit, kalusto, työmenetelmät, aikataulu, henkilökunta, koekappaleiden ottosuunnitelma, suojaustoimenpiteet häiriön varalta y.m. Yleensä kaikki työn tulokseen vaikuttavat seikat. Tämä menettelytapa poikkeaa täysin tavanomaisen rakentamisen yhteydessä sovelletusta menettelystä. Koska rakennustoiminta on elävää ja vaatii joustavuutta, tuntuu käytetty menettely kohtaavan kritiikkiä suorittajien taholta, sillä he katsovat sen jäykistävän työtä. Rakentajat kaipaavat pitemmällä tähtäimellä toimivia ohjeita. TVO:n piirissä onkin tavoitteena käsikirjan tekeminen rakennustöistä. Toivomuksena on, että erkoisvaatimukset saataisiin työn luonteen vaatimaksi rutiiniksi, jonka tarpeen myös "rankat" rakentajat hyväksyvät.

5.4

Työn dokumentointi

Työn suorituksen on tapahduttava ennakkosuunnitelmien nukaan. Kaikki oleelliset asiat kirjataan. Mikäli poikkeamia tapahtuu, on poikkeamien aiheuttamat toimenpiteet ja syyt kirjattava. Koetuloksiin ja kokeiden suoritukseen liittyy paljon kirjallista työtä. Kaikkinainen kirjallinen toiminta tuntuu olevan vierasta käytännön rakentajille ja herättää pienoista ärtymistä. Saattaahan olla, kuten eräs urakoitsijan edustaja asian ilmaisi, että henkilö on rakentanut suuria kohteita koko ikänsä eikä kertaakaan ole joutunut dokumentoimaan.

6. Kokeet

6.1 Paineekoe

- suoritetaan 1,15-kert. suunnittelupaineella tiiveyden selvittämiseksi
- mittaukset:
 - muodonmuutosmittaukset
Mittauslaitteet kiinnitetään ympäröiviin rakenteisiin tai keskirakenteisiin.
Lämpötila pyritään pitämään vakiona.
Tuloksia verrataan laskettuihin.
 - jännitysmittaukset
suoritetaan värähtelyantureilla, jotka on asennettu betonivaluun.
Lämpötilakorjausten tarkentamiseksi lämpömittausantureita on sijoitettu jännitysantureiden läheisyyteen.
Jännityksiä verrataan laskettuihin.
Pitkäaikaisista containmentin muutoksista, saadaan jännitysanturimittauksilla myös ainakin suuntaa-antava tulos.
 - paineen mittaus
 - lämpötilan mittaus
 - kosteuden mittaus
- mahd. halkeamien tarkkailu betonissa
 - tiivisteiden tarkastus

6.2 Määräaikaiskokeet

- tiiveyskokeet
 - koko rakenteelle, kuten edellä
 - tiivisteille ja luukuille
- silmämääräinen tarkastus
Halkeamat pyritään havaitsemaan ja 0,2 mm halkeamat kirjataan ja syyt selvitetään.
- jännitysmittaukset
Tuloksia verrataan aikaisempiin.
Pitkäaikaisia muutoksia verrataan laskettuihin arvoihin sekä edellisiin tuloksiin.
- jännitetyt koekappaleet, joita säilytetään samoissa olosuhteissa kuin suojarakennus on.
Selvitetään jännitys teräksissä eliminoimalla laskennallisesti kutistuvuus ja hiipumahäviöt.
Tarkastetaan terästen kunto.

7.

Yhteenveto

Edellä olevassa on keskitytty erikoisvaatimusten yleiseen käsittelyyn. Näin ollen ei ole kajottu laadunvarmistustoiminnan yksityiskohtiin, vaikka laadunvarmistustoiminta rakennustyön kaikissa vaiheissa muodostaa turvallisuuden perustan. Yleisenä toteamuksena on sanottava, että suurimpia ponnistuksia kokeneilta rakentajilta vaatii ajattelutavan muutos. Ei riitä, että uskoo ja luulee, vaan kaikesta on varmistauduttava.

P. Tammi :

YDINVOIMALAITOKSEN ASETTAMAT ERIKOISVAATIMUKSET SÄHKÖJÄRJESTELMILLE

Ydinvoimalaitoksen sähköjärjestelmien erityispiirteet johtuvat lähinnä reaktori- ja radioaktiivisten apulaitosten sähkölaitteille asettamasta toimintaympäristöstä ja toisaalta voimalaitoksen turvallisuuden varmistavien laitteiden sähkönsaannin ja ohjauksen luotettavuusvaatimuksista.

Vaatimukset voidaan jakaa systeemi- ja komponenttikohdaisiin. Tavoitteena on hyväksyttävän käytettävyyden ja turvallisuustason saavuttaminen myös sähköjärjestelmien osalta.

Systemivaatimukset

Turvallisuusnäkökohdat ovat leimaa-antavia systeemi-vaatimuksille. Sähköjärjestelmien, kuten muidenkin voimalaitoksen turvallisuuteen vaikuttavien järjestelmien, suunnittelussa sovelletaan yksittäisvikautumiskriteeriä riittävän luotettavuuden saavuttamiseksi. Mikä tahansa yksi vika ei saa estää turvallisuuteen liittyvää toimintaa. Sen osan sähköjärjestelmistä, jota tarvitaan reaktorin alasajossa ja suunnittelun perustana olevan onnettomuustilanteen vaikutusten rajoittamiseksi (ns. luokan IE-sähköjärjestelmät), on oltava tämän kriteerin täyttäviä. Tämä johtaa vähintään kahtäysin toisistaan riippumattomaan järjestelmään (redundanssiin). Jotta voitaisiin todeta redundanttisten järjestelmien säilyminen toimintakykyisinä, vaaditaan testausmahdollisuuksia. Tyypillistä ydinvoimalaitoksille ovat suuret varavoimageneraattorit, joita tarvitaan reaktorilaitoksen alasajoon ja jälkijähdytykseen tai hätäjähdytykseen silloin, kun laitoksen ulkopuolinen sähkönsaanti katkeaa.

Komponenttivaatimukset

Ympäristöolosuhteet reaktorilaitoksissa ovat sähkölaitteille hyvin vaativat. Lämpötila on normaalikäytön aikana 50 °C paikkeilla ja onnettomuusolosuhteissa tarvittavien laitteiden on toimittava varmasti 120...130 °C ympäristönlämpötilassa. Lisäksi radioaktiivinen säteily rajoittaa materiaalivalintaa. Erityisiä vaatimuksia asettavat myös laitteiden dekontaminointipesussa käytettävät liuokset. Laitteiden pintakäsittelyn tulee olla happeja ja emäksiä kestävä ja kotelointiluokan riittävän tiivis. Sen toteamiseksi, että laitteet täyttävät niille asetetut vaatimukset, tarvitaan laadunvarmistustoimenpiteitä.

YDINVOIMALOIDEN APUPUMPUT

1. YDINVOIMALAN APUPUMPUN MÄÄRITTELY

Ydinvoimaloihin tarvittavat apupumput eivät periaatteessa poikkea muiden laitosten ja prosessien apupumpuista. Ne ovat monessa suhteessa verrattavissa öljynjalostamoissa, kemiallisissa ja puunjalostus teollisuudessa käytettyihin apupumppuihin.

Suurempia eroja ovat:

- usein pelkkä (puhdas) vesi pumpattavana
- pumpattavan nesteen analyysirajat ovat tiukkoja
- aktiiviset nesteet
- suuri käyttövarmuus ja luotettavuus
- oma normisto (esim. ASME)

Suureen käyttövarmuuteen ja korkeaan luotettavuuteen pyritään tiukoilla muodollisilla ohjeilla.

Sinänsä tämä ei ole mitään erikoista. Vastaavia normeja esiintyy öljy- ja kemian teollisuudella.

Normiajattelu

AA:n pumpuista noin puolet toimitetaan puunjalostusteollisuudelle. Koska suomalaisella puunjalostusteollisuudella ei ole ollut tai ole varsinaista omaa normistoa pumppuja varten, on luonnollisena seurauksena ollut, että normiajattelu on ollut vierasta. Ottaen huomioon Suomen puunjalostusteollisuuden luonteen ja laajuuden, oman normiston luominen tuskin on ollut perusteltua, varsinkin kun puunjalostusteollisuus itse on toiminut pumppujen valmistajana (Ahlström, Serlachius, Tampella, Enso-Gutzeit jne.)

Tämä on johtanut siihen, että muiden teollisuuden haarojen käyttämiä normeja ei ole otettu huomioon ryhdyttäessä laajentamaan pumppuvalikoimaa ja asiakaspiiriä. Tämä koskee varsinkin vientinarkki-
noita.

2. TAVALLISIMMAT VAIKEUDET

Jokapäiväisessä työssä on ilmennyt mm. seuraavanlaisia vaikeuksia pienten a-pumppujen toimitusten kohdalla:

Tuotevalikoiman laajuus

Viime aikoina on pyritty määrätietoisesti rajoittamaan tuotevalikoimaansa ja siten yksinkertaistamaan suunnittelua ja valmistusta.

Kun konventiaalistien pumppujen kohdalla on pyritty "siivoamaan" sekä suunnittelu että valmistus, on samanaikaisesti tullut mukaan ns. a-pumppuja, jotka ovat osittain mitätöineet tuotevalikoiman rajoittamisen tuomat edut.

Työvaihesuunnitteluvaikkeudet

Erillinen työvaihesuunnittelu.
Erilliset ATK-listat.

Valmistusvaikeudet

Pieniä valmistuseriä joudutaan valmistamaan erillisinä sarjoina konventionaalisen tuotannon rinnalla.

Tarkastusvaikeudet

Konventionaalinen tarkastus ei vaadi kirjallista raportointia eikä hyväksymistä mikä taas vaaditaan a-pumppujen kohdalla.

Tarkastuosaston yhteistyö valmistuksen kanssa ei vielä ole löytänyt lopullisia muotoja.
Pidentää nyt turhaan läpimenoaikaa.

Suunnitteluvaikeudet

Pienet a-pumput vaativat huomattavan lisäsuunnittelu-panoksen pumpun koosta ja hinnasta riippumatta johtuen lujuuslaskujen puuttumisesta, mekaanisten tiivisteiden käytöstä jne.

Materiaalin identifiointi

Periaatteessa vaaditaan jokaiselle painetta kantavalle osalle tai osalle jolla on merkitystä systeemin turvallisuuden kannalta materiaalin tunnistaminen, so. aineistodistukset.

3

IRRALLISIA HAVAINTOJA NYKYISESTÄ TOIMINNASTA

Yleistä

- Nykyiset vaatimukset konventionaalisille pumpuille ovat periaatteessa kestävyys ja tyydyttävä QH-käyrä.
- Vaatimukset muuttuvat verrattain usein ja eri laitosten valmistajilla on eri vaatimukset.
- Tarvitaan suurempaa valvontaa, kun kyseessä on normaalista poikkeava tuotanto.
- Valmistus on jouduttu aloittamaan ennen suunnittelun hyväksymistä.

Suunnittelu

- Varsinaisia lujuuslaskuja ei ole tehty konventionaalisille pumpuille. Nyt joudutaan tekemään myös uudet mitoituslaskut, jos alkuperäiset on hävitetty.
- A-pumppujen kohdalla asiakkaan tulee hyväksyä piirustukset ennen valmistuksen aloittamista.
- Poikkeavat piirustusten laadintaohjeet
- Konventionaalisessa suunnittelussa ei tule vaatimuksia ulkopuolelta.

- Pumppuja koskevat erikoisvaatimukset ovat vierailta kielillä, usein englanniksi.
 - Piirustuskonttorissa ei ole tällä hetkellä yhtään vieraita kieliä osaavaa suunnittelijaa, joka tulisi kyseeseen atomivoimaloiden pumppuja suunniteltaessa.
- Yllämainituissa specifikaatioissa pumppuja koskevat määräykset ovat siroteltuina useita satoja sivuja käsittävään aineistoon.
 - Vaikka pumppuja käsittelemään asetettaisiinkin mahdollisimmat vähän henkilöitä, menee heiltä paljon aikaa ottaessaan selville ko. määräykset. Asettamalla vähän suunnitteluvoimaa merkitsee samalla pitkää käsittelyaikaa piirustuskonttorissa.
- Pumppuja koskevat vaatimukset muuttuvat usein. Yleensä vaatimukset kasvavat.
 - Vaatimuksia ei kannata kääntää suomenkielille, koska ne eivät kelpaa seuraavassa tilauksessa.
- Erikoisvaatimuksista johtuen käsittelyaika piirustuskonttorissa voi olla noin 200 tuntia + laskut kun se normaalisti on noin 50 tuntia.
- Atomivoimaloiden tilausten käsittely ei ole toistaiseksi sillä tavalla jatkuvaa, että se työllistäisi määrättyt suunnittelijat jatkuvasti.
- Pumppujen koot suurenevat jatkuvasti.
 - Tilauksia käsiteltäessä joudutaan erikoisvaatimukset soveltamaan uusiin pumppuihin.

Valmistus

- Jokainen pumppu ja sen osa perustettava erikoisrakenteena ATK-rekisteriin.

Sitoo suunnittelijoiden sekä työsuunnittelijoiden kapasiteettia.
- Raaka-aineosat hoidettava usein erikoismenettelyllä. Pienet erät, kallis hinta.
- Valimon osalta käsittelyaika pitkä seuraavista syistä:
 - sitoo erikoisrakenteena menetelmäsuunn. kapasiteettia
 - jokaiselle sulatuserälle valettava koesauvat
 - jokainen kappale identifioitava
 - korjaukset valulle vaikeita
- Koneistusosastolla läpimeno hitaampaa johtuen loadunvalvonnasta. Poikkeavissa tapauksissa ratkaisujen teko liian hidasta.
- Pumppujen myynti A-voimalavaatimuksilla sekoittaa muun sarjatuotannon, koska tällaisten pumppujen osat joudutaan pakottamaan NC-koneille yksin kappalein, sarjatuotannon väliin.

Laadunvarmistus

Laadunvarmistusohjelma

Käsittää ohjeet materiaaleja, suunnittelua, valmistusta, tarkastuksia, testejä ja raporttien laadintaa varten.

1 Materiaalit

Ohjeet sallituista käytettävistä materiaaleista.

2 Suunnittelun laadunvarmistus

Atomivoimalapumput jaetaan suunnitteluluokkiin 1, 2, 3 ja 4 paineenkantavien osien rakenteen varmistamisen perusteella. Jokaiselle pumpulle määritellään (tilaaja määr.) suunnitteluluokka pumppuerittelyssä. Jokaista luokkaa varten määritellään vaatimukset erikseen.

- 2.1 Suunnitteluohjeet
 - Yleiset määräykset
 - laippastandardit, korroosiolisät, tiivisteet, jäähdytys, asennus, huolto, jne.
 - Toiminnalliset vaatimukset
 - värähtely
 - käyttöikä
 - Paineastiavaatimukset
 - kansalliset standardit ja asetukset
 - ulkomaiset "-"
 - Pumppuyhteet; suunnitteluvaatimukset
 - Laippaliitosten suunnitteluvaatimukset
 - Mitoitus ja jännitysanalyysi
 - milloin suoritetaan
 - käytettävät vertailuarvot
 - käytettävät normit

- Piirustuksia koskevat määräykset
 - laadintaohjeet
- Piirustusten ja laskujen hyväksymistä koskevat määräykset

2.2 Valmistusmääräykset

Sisältävät määräyksiä:

- työstöstä
- liittamisestä
 - hitsaus
 - juottaminen
- lämpökäsittelystä
- korroosiosuojauksesta
- pinnanlaadusta
- materiaalien käsittelystä ja merkkauksesta
- kokoonpanosta ja asennuksesta

2.3 Tarkastukset

- Pumput jaetaan tarkastusluokkiin KPl, 2, 3 ja 4
- Tarkastusten laajuus määritellään tarkastussuunnitelmassa
- Tarkastukset ajoittuvat eri valmistusvaiheisiin

2.4 Testit

- Testaukset tarkastussuunnitelman esittämässä laajuudessa.

4. NÄKÖKOHTIA PIENTEN A-PUMPPUJEN MYNNISTÄ

4.1 Kaupan suuruus

Yhden laitoksen apupumput eivät yksinään perustele omien pumpputyyppeiden myyntiä.

Suppeasti katsoen tuskin on perusteltua myydä pieniä a-pumppuja, mikäli ei koko tuotannon tasoa nosteta, jolloin "standardi"- ja a-pumppujen välillä ei ole mainittavaa eroa.

4.2 Teknologia

Suomesta on pääasiallisesti myyty pieniä a-pumppuja Asea-Atomille ja Westinghouse-Monitorille, mitkä ovat pumpputehtaan ainoat yhteydet ko. laitossuunnittelijoihin.

On mahdollista, että ydinvoimalaitoksissa käytettyjä suunnitteluajatuksia ja -kriteerejä ryhdytään osittain käyttämään myös muussa prosessiteollisuudessa.

4.3 Markkinat

Tällä hetkellä myydään a-pumppuja AEE:lle, Asea-Atomille, Westinghouse Monitorille ja Stal-Lavalille.

Jos suomalaiset a-pumput tulevat atomivoimalamarkkinoilla tunnetuiksi korkealaatuisina ja käyttövarmoina, voidaan tätä imagea käyttää hyväksi muiden suomalaisten konepajatuotteiden myynnissä, sillä atomivoimalaitosten ja niiden komponenttien laatu- ja turvallisuusvaatimukset ovat verrattavissa lentokoneteollisuuteen.

Nykyistä systeemiä a-voimaloitten apupumppujen valmistuksessa ei voitane pitää tarkoituksenmukaisena. Seurauksena on ollut "normaalin" tuotannon häiriintyminen ja noin 10-15 % korkeammat hinnat kuin kilpailijoilla.

Ydinvoimalat edustavat uutta käyttöaluetta prosessipumpuille, ja samalla näyttävät pumpuille asetetut vaatimukset kasvavan myös muilla aloilla. Tällöin olisi ehkä syytä tutkia mitä vaatimuksia tullaan mahdollisesti asettamaan tulevaisuudessa, joista materiaalin identifiointi lienee vaikein. Lisäksi on muistettava, että Suomessa on siinä mielessä poikkeuksellinen tilanne, että pumpun käyttäjä/ostaja on itse valmistaja, jolloin muodollisia vaatimuksia ei ole tarvinnut asettaa.

Markkina-aluetta tulisi laajentaa, jotta riippuvuus yhdestä tai harvoista ostajista pienenesi.

Mutta ennen kaikkea tulisi pyrkiä mahdollisimman pitkälle yhtenäistämään konventionaalisten pumppujen suunnittelu ja tuotanto a-pumppuja vastaavaksi, jolloin poikkeusmenettely olisi tarpeen vain ensimmäisen luokan erittäin kalliitten pumppujen osalta. Esimerkkinä mainittakoon Kerotest (venttiilien valmistaja), joka tekee kaikki venttiilit tiukemman laatuluokan mukaan, jolloin vältytään päällekkäisiltä varastoilta, papereiltä jne. Toisen esimerkkinä voidaan mainita Rockwellin uusi hermeettinen venttiili, johon on pyritty huomioimaan maailman kaikki venttiilispesifikaatiot.

Lopuksi on todettava, että jokainen lisävaatimus tai siirtyminen pumppuvalmistuksesta systeemitöihin, on jalostusasteen nostamista.

YDINVOIMALOIDEN APUPUMPUT

LIITE

1974-11-20

BWR-tyyppisen ydinvoimalan apupumput

1 (3)

System	Quantity	Nominal Capacity (m ³ /h)	Pumptype	Design Temperat. (°C)	Design Press. (bar)	Material AA spec.	Quality Control	Inspect. Plan
321	1	414	Horiz. Centrifugal	235	30	SIS 2333	Insp. class: 2	Design class: 2
322	4	360	Hor. Centrifugal	120	16	St.gj.gods	Insp. class: 2	Design class: 2
323	4	1152	Centrifugal	250	40	St.gj.gods	Insp. class: 2	Design class: 2
324	2	216	Horiz. Centrifugal	60	12	Cast steel	Insp. class: 3	Design class: 3
324	1	18	Horiz. Centrifugal	60	12	Cast steel	Insp. class: 4	Design class: 4
324	1	36	Horiz. Centrifugal	60	12	Cast steel	Insp. class: 4	Design class: 4
327	4	0.72	Horiz. Centrifugal	180	15	SIS 2333	Insp. class: 2	Design class: 2
332	7	29	Centrifugal	85	40	SIS 2343	KP Insp. class: 4	Design class: 4
332	2	306	Horiz. Centrifugal	85	40	SIS 2343	KP Insp. class: 4	Design class: 4
332	6	6	Horiz. Centrifugal	85	6.0	SIS 2324	KP Insp. class: 4	Design class: 4

30.

System	Quantity	Nominal Capacity (m ³ /h)	Pumptype	Design Temperat. (°C)	Design Press. (bar)	Material AA spec.	Quality Control	Inspect. Plan
332	2	54	Centrifugal	60	6	SIS 2343	KP Insp. class: 3	Design class: 4
342	2	36	Hor. Centrifugal	60	10	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	1	18	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	1	18	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	1	18	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	2	54	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	2	36	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	1	12	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
342	2	54	Hor. Centrifugal	60	6	SIS 2324	KP 4	Design class: 4

LIITE

3 (3)

System	Quantity	Nominal Capacity (m ³ /h)	Pumptype	Design Temperat. (°C)	Design Press. (bar)	Material AA spec.	Quality Control	Inspect. Plan
352	2	18 and 34.2	Hor. Centrifugal	100	8	SIS 2324	KP 4	Design class: 4
712	4	540		60	6	Cast iron	Insp. class: 3	Design class: 3
713	4	432		50	6	Cast iron	Insp. class: 4	Design class: 4
721	4	378	Hor. Centrifugal	120	15	SIS 0117	Insp. class: 3	Design class: 3
723	4	306	Centrifugal	60	15	Cast steel	Insp. class: 4	Design class: 4
733	2	36	Horiz. Centrifugal	50	10	Stainless steel	Insp. class: 4	Design class: 4
735	2	36	Horiz. Centrifugal	50	10	Stainless steel	Insp. class: 4	Design class: 4
735	1	415	Horiz. Centrifugal	50	10	Stainless steel	Insp. class: 4	Design class

Kilpailijat: KSB ja Sonesson
 excl.: main circulating pumps, feed water pumps, condensate pumps, glandless pumps, piston pumps, etc.

23

Till	Från FA	Datum 75-04-09	Reg	Blad
Utfärdare, Itö-nr Arto Kaipainen, 6395				
Drifttagning av Oskarshamn 2, Ringhals 1 och Barsebäck 1. Föredrag vid Atomtekniska föreningen i Helsingfors 1975-04-17.				

Inledning

Driftsättningen av en industrianläggning kan tillspetsat beskrivas som en serie negativa händelser utan positiva mellanslag. Detta emedan det planerade förloppet, driftsättning enligt tidplanen utan tekniska problem kommer att utgöra referenslinje för utomstående värderingar. I och med att all utrustning i en komplicerad industrianläggning rimligtvis inte fungerar vid det första försöket att köra utrustningen uppstår avvikelser från denna referenslinje och dessa avvikelser är i regel negativa åtminstone de som anses publicistiskt intressanta.

Ett föredrag som refererar driftsättningen av ett kärnkraftverk används i dagens kärnkraftdebatt ofta både omedvetet och medvetet som en källa för argument mot kärnkraft, som underlag för påståenden om generella tekniska problem inom kärnkrafttekniken och allmänt dålig tillgänglighet för kärnkraftverken.

Den svenska tidskriften Ny Teknik 1975-8 refererade mitt föredrag om Oskarshamn 2's driftsättning inför Föreningen Kärnteknik i Stockholm den 17 februari på ett sätt som exemplifierar den omedvetna spridning av icke underbyggda påståenden som kan förekomma. Ny Teknik publicerade två nummer senare mitt genmäle.

Ett exempel på medvetet utnyttjande av påstådda driftsättningshändelser som argument mot kärnkraften har kunnat ses i Hufvudstadsbladets insändarspalt där bl a ovannämnda artikel i Ny Teknik 1975-8 har använts mot Olkiluoto 2:an och utbyggnad av kärnkraft överhuvudtaget i Finland.

Trots den risk för vantolkning som enligt ovan kan föreligga även i ett så tekniskt kvalificerat forum som detta vidhåller jag min ambition att öppet redovisa de händelser som kan vara av intresse för åhörarna och till gagn för kärnkraftens vidare utveckling. Som en förebyggande åtgärd mot feltolkningar finns dock föredraget utskrivet i ett begränsat antal exemplar.

Förkritiska prov

Förkritiska prov kan schematiskt delas upp i prov av el- och kontrollutrustning, kalla systemprov och varma systemprov. ASEA-ATOM använder för de sistnämnda proven en transportabel elångpanna med vars hjälp systemen värms till och provas vid drifttemperatur och tryck före laddning av bränsle. Denna varmprovdrift har för våra anläggningar hittills varit av stor betydelse vid upptäckandet av brister i komponenter och system men som efterföljande jämförelse mellan Oskarshamn 1, Ringhals 1, Oskarshamn 2 och Barsebäck 1 kommer att visa har den förkritiska varmprov-

driften mer och mer övergått till en kort driftperiod under vilken den goda funktionen hos utrustningen bekräftas.

Ringhals 1: Varmprovdrift

Varmprovdriften startade 1973-05-04 med täthetsprovning av reaktortanken med anslutande processystem. Fullt tryck och temperatur uppnåddes 1973-05-10. Varmprovdriften utfördes i fyra deletapper beroende på problem med felfungerande ventiler i reaktorns avblåsningssystem, icke öppnande ångventiler i hårdstrilsystemet och hjälpmatarvattensystemet, instabil varvtalsreglering på turbinerna i de sistnämnda systemen samt slutligen osäker funktion på drivdonens lägesindikeringar. Varmprovdriften avslutades till midsommarhelgen 1973 efter att deltagande system och komponenter hade justerats och visat sig fungera utan anmärkning.

Oskarshamn 2: Varmprovdrift

Varmprovdriften utfördes i två deletapper 1973-11-24--12-21 respektive 1974-01-22--28.

Under den första provetappen förlorades 30 h på grund av att en säkerhetsventil i reaktorns snabbstoppsystem blåste i samband med prov av snabbstoppsystemet samt 9 dygn för justeringar i och omprovning av ventiler i reaktorns avblåsningssystem.

Den andra varmpvdriften föregicks av en ombyggnadsperiod av avblåsningssystemens huvudkägglor och provperiodens syfte var att verifiera funktionen efter denna ombyggnad. Provresultaten var helt igenom tillfredsställande.

Oskarshamn 2 är systemmässigt enklare än Ringhals 1 bl a vad som gäller hårdstril- och hjälpmatarvattensystemen. Orsaken till problemen och ombyggnaden av avblåsningssystemen var att baserat på Ringhals-erfarenheter en stängningsfjäder införts i huvudkägglan. Av utrymmesskäl minskade denna fjäder godstjockleken i kägglan som under de mycket omfattande provblåsningar som utfördes deformerades och kärvade. Felet avhjälpes medelst materialbyte i kägglan i samtliga berörda verk Ringhals 1, Oskarshamn 2 och Barsebäck 1.

Motivet för åtgärd i Ringhals 1 var förebyggande. Några tendenser till detta fel hade ej uppträtt i denna anläggning. Ändringen i Barsebäck 1 betingades av att detta verk är identiskt med Oskarshamn 2. Efter denna åtgärd har ventiler fungerat utan anmärkning.

Drivdonens lägesindikeringar har fungerat utan anmärkning i Oskarshamn 2 och Barsebäck 1.

Barsebäck 1: Varmprovdrift

Varmprovdriften utfördes på totalt 16 dygn i en etapp med början 1975-07-26 och slut 1975-08-11.

Utöver normalt förekommande smärre justeringsfel ex flänsläckage (4 st) och otäta dränageventiler (1 st) noterades här liksom i Oskarshamn 2 att samma säkerhetsventil i snabbstoppssystemet öppnade vid snabbstopp. Detta har efter att det visat sig att en justering av ventilens öppningstryck ej var tillräcklig, motiverat en omkonstruktion gemensam för Oskarshamn 1 samt Barsebäck 1 och 2. Ventilen byts mot en ny styrd av tryckvakter.

Avblåsningsventilerna orsakade inga problem i Barsebäck 1.

När varmprovdrifttiderna för Oskarshamn 1 och 2, Ringhals 1 samt Barsebäck 1 jämförs (diagram 2) framgår att ASEA-ATOM passerat nybörjarstadiet vad avser driftsättning. Någon försämring för våra senare anläggningar är inte att förvänta emedan dessa i sin anpassning till nu gällande konstruktionskrav bygger på komponenter och systemlösningar som har provats dels i ovannämnda verk, dels vad gäller exempelvis reaktortankens interna huvudcirkulationspumpar i synnerligen omfattande fullskaleprov i vårt laboratorium. Denna anmärkning med anledning av att en insändarskribent i Hufvudstadsbladet först hävdade att Olkiluoto 2 inte skall byggas därför att den är omodern, sedan efter bemötande från oss övergått till att hävda att den inte skall byggas för att den är obeprövad. Ingetdera av påståendena är korrekt.

Nukleär provdrift

Den nukleära driftsättningen inleds med bränsleladdning åtföljt av en nukleär varmprovdrift av reaktorn med anslutande system. Efter den sistnämnda är reaktordelen klar att leverera ånga till turbinen för turbinprov, samfunktionsprov och effektuppgång till leverans-effekt.

Ringhals 1: Laddning och nukleär varmprovdrift

Laddningen av den första reaktorhärden i Ringhals 1 startade 1973-08-15 och slutfördes på tre veckor. Den nukleära varmprovdriften började 1973-09-10 och avslutades med nedkylning till kall avställning 1973-09-21. Totalt erfordrades för dessa driftsättningsstapper 37 dygn.

Etapperna resulterade i ett begränsat antal modifieringar och åtgärder. Den mest omfattande var rengöring och byte av slitdetaljer i samtliga drivdon på grund av sand som kunde härledas till utanför ASEA-ATOM's leverans belägna delar av bränslebassängerna.

Oskarshamn 2: Laddning och nukleär varmprovdrift

Laddningen påbörjades 1974-02-24 och 1:a kriticitetspassage genomfördes med fulladdad härd 1974-03-06.

Lågeffektmätningarna började 1974-03-29 och avslutades 1974-04-12. Mellan laddning och lågeffektmätningarna

provades reaktorinneslutningens täthet efter avslutat montage med gott resultat.

Under varmprovdriften erhöles vid två tillfällen brustna sprängblock i avblåsningsledningar tillhörande avblåsningsystemet. Orsaken till detta visade sig vara kärvande nivåvakter i huvudångledningarnas dränagetankar. Dessa överfylldes varvid vattennivån kom att ligga uppe i ångledningen. Vid blåsning av en avblåsningsventil erhålls då vattenslag.

Reaktordelen var klar att leverera ånga i och med att den nukleära varmprovdriften hade avslutats.

Tiden fram till ångleverans utnyttjades för:

Avslutande sköljningar i förvärmstrarcket samt genomförande av samfunktionsprov av säkerhets- och signal-kretsar, allt verksamheter utanför vårt åtagande.

Genomförande av restprovningar inom ASEA-ATOM's leverans som ej kunnat ske tidigare med hänsyn till pågående verksamhet inom turbindelen.

Barsebäck 1: Laddning och nukleär varmprovdrift

Laddning och fysikprov med öppen reaktortank påbörjades 1975-01-08 och avslutades 1975-01-18. Bränsleladdningen utfördes på totalt 156 timmar.

Den nukleära varmprovdriften började den 29 januari och efter totalt 8 dygns provverksamhet var reaktor-anläggningen klar att leverera ånga till turbinen 1975-02-06.

**Ringhals 1: Samprov med turbinanläggningen
Effektuppgång**

Denna etapp påbörjades efter färdigställandet av turbinanläggningen 1974-09-18. Parallellt med slutmontaget inom turbinanläggningen modifierades styrstavarnas glid-tytor och hårdstrilen under moderatortankklocket. Skälet för det förstnämnda var att man under bränslebytet i Oskarshamn 1 upptäckte att de knappar utförda i grafit, vilkas uppgift är att stödja styrstaven mot de kringliggande bränsleboxarna, i vissa fall hade spruckit och ramlat ur sina infästningar. Dessa glidknappar byttes från grafit till inconel i samtliga verk Oskarshamn 1 och 2, Ringhals 1 och Barsebäck 1.

Skälet för hårdstrilbytet var att fullskaleexperiment i ångatmosfär av drifttryck och temperatur utförda vid ASEA-ATOM's laboratorium hade visat att nödkylningsmarginalen visserligen för dagen var tillräcklig men möjligheterna att möta eventuellt skärpta krav i framtiden var begränsade. Därför beslöt vi att modifiera hårdstrildysornas antal och placering innan moderatortankklocket hade aktiverats i så hög grad att arbetet försvårades. Denne modifiering infördes i Ringhals 1.

Oskarshamn 2 och Barsebäck 1. Den lägre specifika effekten i Oskarshamn 1 jämfört med senare verk gör att någon ändring för detta verk ej var nödvändig.

Effektuppgången i Ringhals 1 pågår fortfarande. Turbinanläggningen har hela tiden varit begränsande. Den högsta effekt som har uppnåtts i reaktorn är 50 %.

Oskarshamn 2: Samprov med turbinanläggningen. Effektuppgång

Första ångleverans till turbinanläggningen ägde rum 1974-05-10 och provverksamheten fram till början av juni då turbinen uppnådde 3000 rpm styrdes helt av turbinanläggningen.

Under juni, juli och halva augusti genomfördes utöver modifieringsarbeten inom turbinanläggningen de arbeten som beskrivits för Ringhals 1 ovan.

De väsentligaste hållpunkterna under slutet av driftsättningen ges av följande sammanställning:

1974-08-21--23	Turbinprov
08-23--09-02	Reparation av turbinens baxutrustning. Rengöring av oljesystem.
09-02--09	Turbinprov
09-10--27	Arbetskonflikt hos beställaren
10-02	1:a fasning
10-21	80 % effekt
10-22--31	Planerad turbinlagerkontroll
8 dagar	Täthetsprov av huvudångledningarnas skalventiler
8 dagar	Demontage och modifiering av dessa
3 dagar	Förnyat täthetsprov
1974-11-19	Fortsatt driftsättning
1974-12-15	Leverans av reaktordelen

Under tiden 1974-11-19--12-15 orsakade reaktordelen endast 2 dagars avbrott på grund av ett ventilfel i avblåsningssystemet. En olåst insexskruv i en av snabböppningsventilerna i en avblåsningssledning till kondensationsbassängen hade gängats ur och hindrade manöver.

Barsebäck 1: Samprov med turbinen. Effektuppgång

Reaktoranläggningen har provats upp till 20 % effekt under dumpning till turbinkondensorn under tiden 1975-03-19--28. Provverksamheten ligger t v nere i avvaktan på att turbinanläggningen skall bli klar för fortsatta prov.

Beställaren räknar med att turbinanläggningen skall vara klar att ta emot ånga för upprullningsprov omkring den 1 maj 1975.

Sammanfattning

En jämförelse av driftsättningen vid Oskarshamnsverken, Ringhals 1 och Barsebäck visar att

De problem som uppträtt i intet fall kan hänföras till den nukleära processen som sådan. Överensstämmelsen mellan förhandsberäkningar och uppmätta värden har varit utomordentligt tillfredsställande.

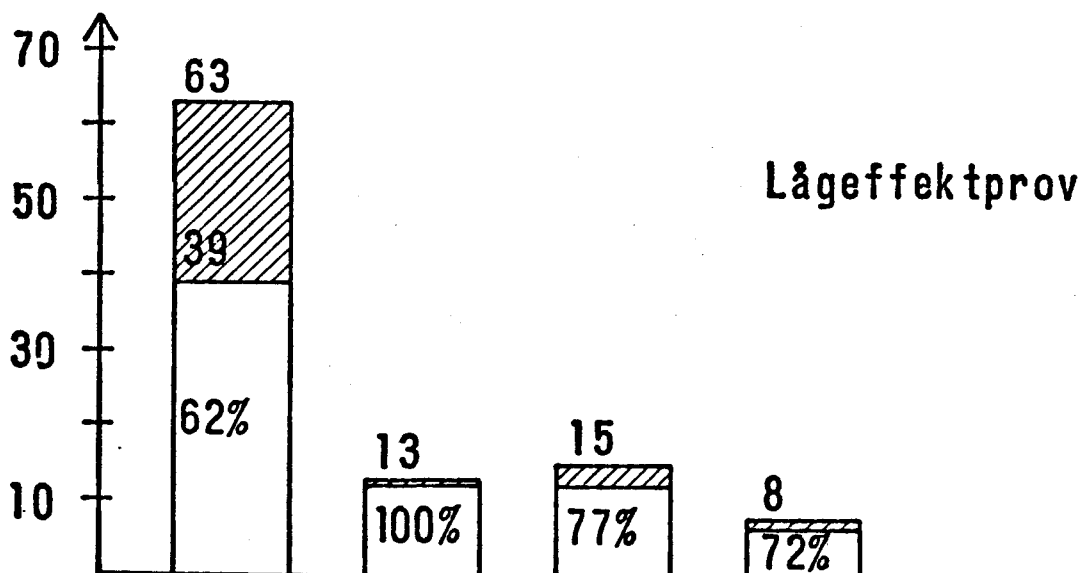
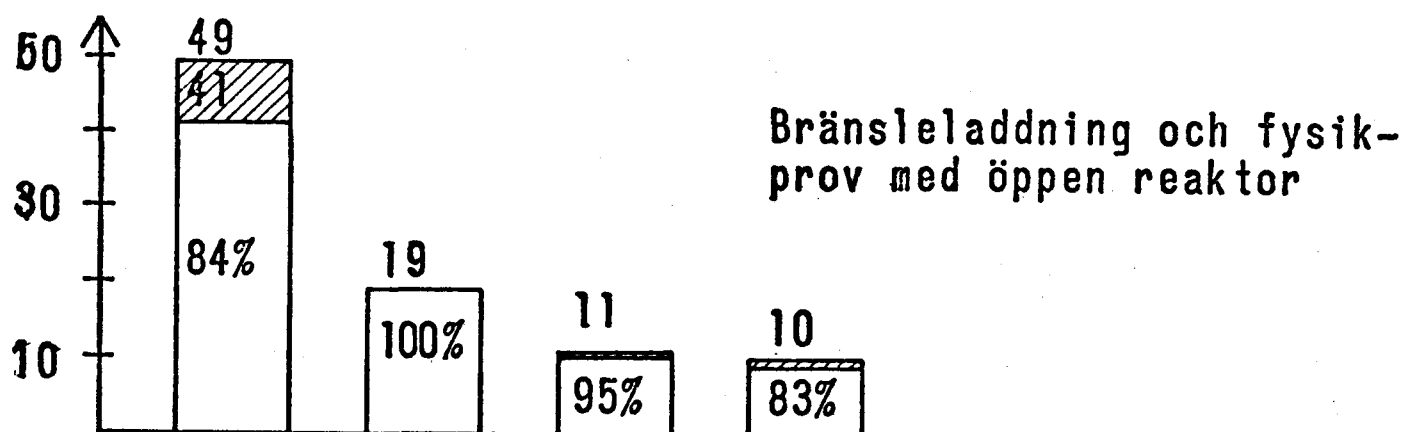
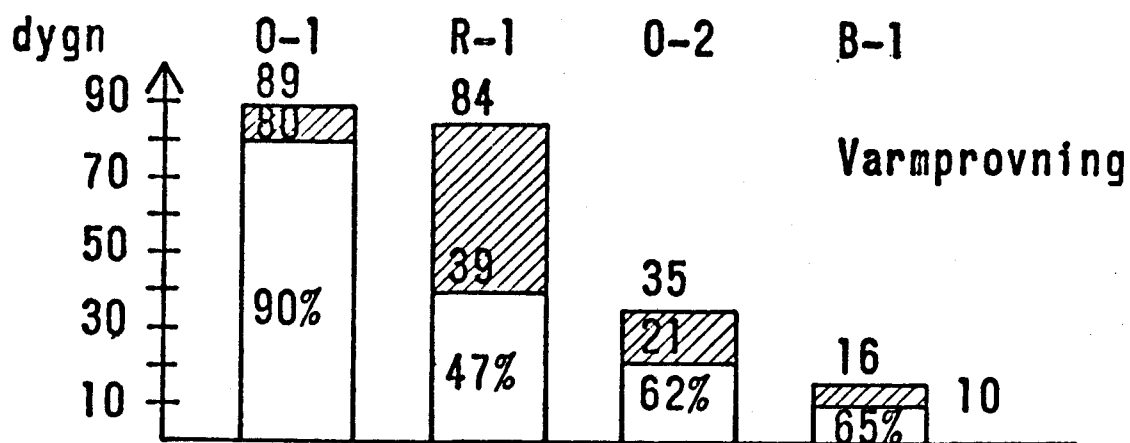
ASEA-ATOM's bränsle har mycket goda egenskaper. Av totalt 134000 bränslestavar av vilka 28600 har passerat en utbränning av över 9000 MWd/tU, 28400 har passerat 2500 MWd/tU och resten har passerat de enligt amerikanska erfarenheter första kritiska 100 MWd/tU har endast en bränslestav havererat. Dessutom finns indikationer om två små pin-holes vilket dock inte är definitivt bekräftat. Den havererade staven studeras för närvarande i Studsvik efter att ha ersatts med en ny.

De komponentfel som har uppträtt har visat en kraftig nedgång i antal trots att anläggningarna har utvecklats relativt varandra. Detta återspeglas bl a i driftsättningstiderna och utgör en bekräftelse på att ett nytt utvecklingssteg inte behöver vara detsamma som en oprövad konstruktion.

Slutligen, tillgängligheten för de verk som är i drift har förbättrats. Följande gäller för Oskarshamn 1 och 2 hittills under 1975:

	Oskarshamn 1	Oskarshamn 2
<u>Tillgänglighetsfaktor</u>		
Jan 1975	94,1 %	70,2 %
Febr.	95,7	95,8
Mars	90,3	95,8
<u>Utnyttjningsfaktor</u>		
Jan 1975	90,3 %	65,6 %
Febr	92,4	88,4
Mars	85,3	95,1
<u>Felfaktor</u>		
Jan 1975	5,9 %	29,8 %
Febr	4,3	4,2
Mars	9,7	4,2

ASEA-ATOM

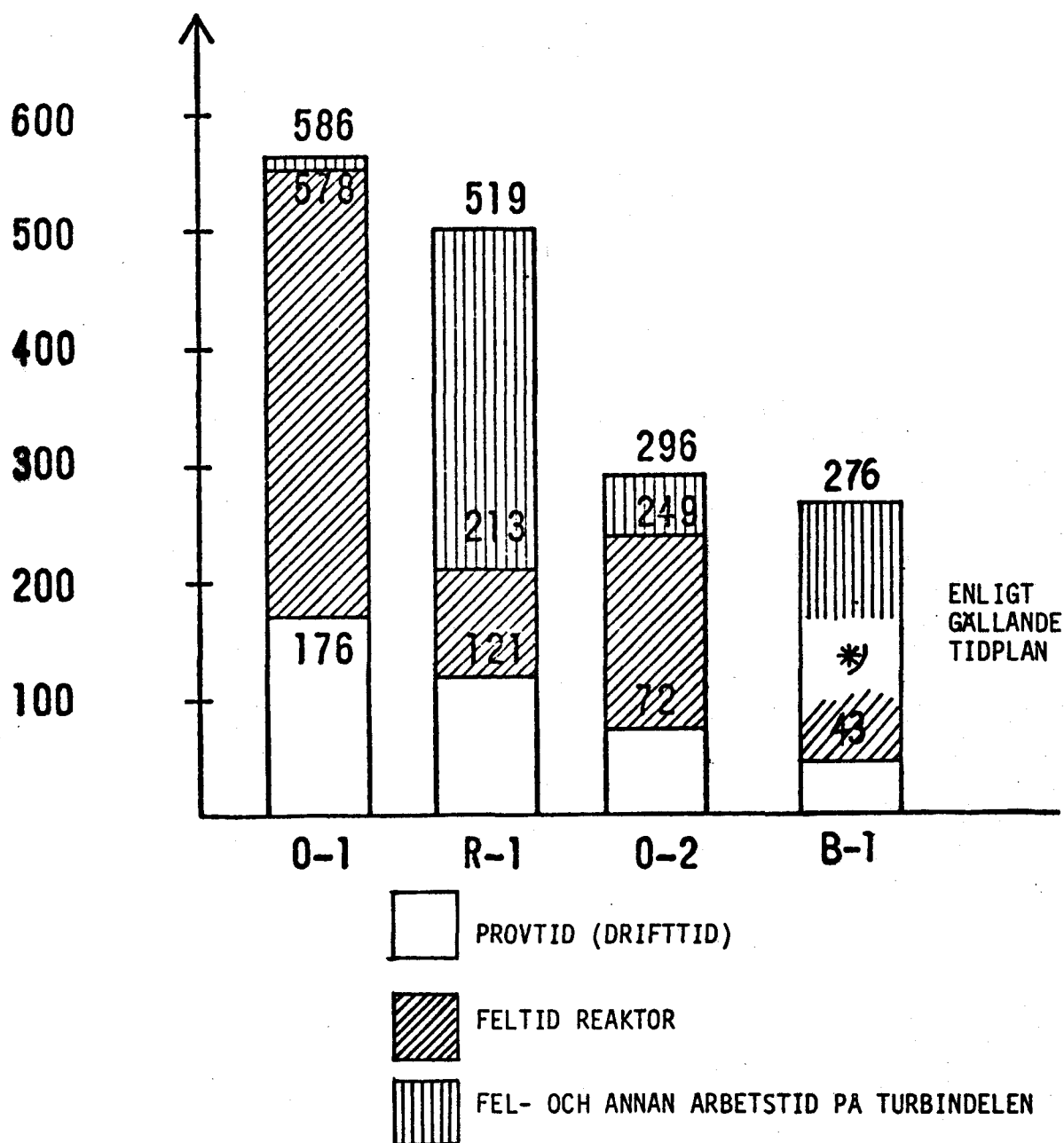


□ Provtid (drifftid) ▨ Feltid

xx% = tillgänglighet

Total tid från påbörjad varmprovning till effektkörning

Kalendertid dygn



* GENOM ATT TIDPLANEN FÖR VERKET MED HÄNSYN TILL TURBINEN OMARBETADES UNDER HÖSTEN 1974 KAN INGEN SÄKER UPPDELNING GÖRAS.

PARTSINLAGA FÖR KÄRNKRAFT

Kärnkraftmotståndarna kallar vår information för partsinlagor

Och vi tycker att detta är en helt acceptabel beteckning. En part i ett mål kan ju ha rätt, och vi anser att vi har rätt i det mål om kärnkraften som nu utspelas i Sverige.

Vi är nämligen övertygade om att Sverige kommer att satsa på kärnkraften. Det riskabla beroende av oljan i vilket vi befinner oss, den uranmalm i Billingen som är en av vårt lands stora resurser, vårt nordliga läge och den energikrävande industri av vilken vår materiella levnadsstandard beror gör det omöjligt att tro något annat. Men den oro och tvekan som kärnkraftmotståndarna genom sin skrämselpropaganda väckt hos det svenska folket kan otvivelaktigt komma att fördröja utbyggnaden av kärnkraften. Ju längre ett sådant uppskov blir, desto större skador kommer det att tillfoga vårt land. Men de som först skadas är vi inom AB ASEA-ATOM. Det är givetvis därför vi inom vårt företag är speciellt angelägna om att föra ut klarläggande information i den förvirrade och osakliga kärnkraftdebatten.

Varför bör då Sverige satsa på kärnkraften?

De viktigaste skälen för vårt land att satsa på kärnkraften är de följande:

- Kärnkraften utgör i praktiken vår enda möjlighet att minska vårt beroende av importbränslen, framför allt av olja, som för närvarande svarar för 70—75 % av vår energiförsörjning.
- Kärnkraften ger i dag elkraft till ungefär halva den kostnad som olje- och koleldade kraftverk kan erbjuda.
- Kärnkraftens produktionskostnad ökar med mindre än ett halvt öre

per kWh, om det nuvarande priset för dess råbränsle fördubblas. Olje- och kolkraftens produktionskostnad ökar med ca sex öre per kWh, om dess råbränslekostnad fördubblas.

- Kärnkraften är miljövänligare än olje- och koleldade kraftverk. Detta har Statens Naturvårdsverk fastslagit efter ingående jämförelser.
- Kärnkraften är, om man tar hänsyn till hela bränslecykeln, klart säkrare än kolkraften, som är vårt enda

långsiktiga alternativ till kärnkraft vid fortsatt välständsökning, och kärnkraften är likvärdig i säkerhetsavseende med olja och naturgas.

- Kärnkraften ger mycket små avfallsmängder, som kan stuvras undan i väl skyddade utrymmen. Olje- och koleldade kraftverk sprider å sin sida mycket stora mängder avfall runt hela jorden, vilka påverkar människors hälsa, naturen kring oss och kanske världens klimat. ■

Bara vattenkraften kan konkurrera ekonomiskt och försörjningsmässigt med kärnkraften

Samtidigt som kärnkraften debatteras så diskuteras det intensivt hur mycket energi det svenska folket behöver eller om man så vill hur mycket energi det bör tillåtas att få använda. Den debatten bör vi inom ASEA-ATOM inte delta i. Vårt jobb är att

klargöra för statsmakterna och allmänheten vad kärnkraft är för någonting, vad dess fördelar och nackdelar är och dess kostnader. Dessutom skall vi förstås bygga de kärnkraftverk som kraftföretagen ger oss i uppdrag att bygga.

För den energi som vårt land skall ha erbjuder kärnkraften emellertid en helt annan försörjningstrygghet och en långt bättre ekonomi än andra energikällor som är tillgängliga i dag och under de närmaste decennierna.

Dagens situation

- Elkraft producerad med kärnenergi kostar i dag ungefär 5 öre per kWh. Elkraft producerad med kol eller olja kostar ungefär det dubbla. Vattenkraft finns det dock kvar outnyttjad i vårt land, som är mera ekonomisk även än kärnkraften.
- Fyndigheterna av högkoncentrerade uranmalmer är inte stora, men uranet i den stora Billingenmalmen kan ge oss elkraft till en rårankostnad av mindre än ett öre per kWh, kanske till mindre än ett halvt öre.
- Vi är tillsvidare beroende av utlandet för att få vårt uran anrikat. Anrikningstjänster kan dock redan köpas från ett par länder och inom några år från ytterligare några.

För framtiden

- Även använt i dagens lättvattenreaktorer räcker uranet i Billingen i 250 år för Sveriges totala elkraftproduktion på dagens nivå. Och detta kan ske utan att rårankostnaden överstiger ett öre per kWh i dagens penningvärde.
- Om tio till tjugo år blir det ekonomiskt lönsamt för Sverige att bygga egna anläggningar för anrikning och uppberedning av kärnbränsle. Vi blir då helt oberoende av andra länder för vår försörjning med detta bränsle, i stark kontrast till vad som gäller för olja och kol.

Vid avspärning

- Det uran som finns i reaktorerna medger full fortsatt energiproduk-

tion till nästkommande sommaravställning och med reducerad effekt under längre tid. Under ett halvt år före denna avställning finns även nästa driftårs bränsle i landet.

- Uran kan beredskapslagras på ett mycket enklare och billigare sätt än kol och framför allt än olja. Ett års förbrukning av uran för exempelvis 20 reaktorer upptar inte större nettovolym än ett bostadsrum.
- De mängder uran som vi behöver kan för övrigt flygas in till vårt land. ■

Utsläppen till omgivningen från kärnkraftanläggningarna

En av kärnkraftmotståndarnas invändningar mot kärnkraftanläggningarna gäller utsläppen under drift av verken. Några av de viktigaste frågeställningarna i detta sammanhang diskuteras här nedan.

Det släpps ut radioaktiva ämnen från kärnkraftanläggningarna

Detta är riktigt, men mängderna är mycket små. Även kärnkraftens motståndare har numera accepterat, att driftutsläppen av radioaktiva ämnen kan hållas så låga att de inte utgör något problem.

Utsläppen ökar strålningen kring oss

Även detta är riktigt, men den ökar inte mera än vad den gör om vi flyttar några trappor upp och därmed när-

mare strålningen från rymden. Andra "civilisationskällor" för strålning, exempelvis stenbyggnader vi bor i, ger oss upp till 100 gånger mera strålning än kärnkraftverken kommer att göra.

Utsläppen kan förorsaka cancer och ärftliga skador

Teoretiskt sett är detta riktigt men i praktiken är det fel. Även med fullt utbyggd kärnkraft skall antalet fall av cancer och arvsskador hos allmänheten inte behöva öka med mera än ca en tusendels procent. Strålningen från byggnader ger exempelvis mycket fler cancer- och arvsskador än kärnkraften kommer att göra.

Uppvärmningen av verkens kylvatten stör balansen i naturen

Kylvattnet värms upp vid alla slags kraftverk och det är givetvis värdefullt

när denna värme kan utnyttjas för att exempelvis värma en stad.

Om ett kraftverk ligger vid kusten är emellertid uppvärmningen utanför verket mycket lokal. Inom en km är den nere i ca en °C och berör bara ytvattnet. En vanlig älv släpper ut många gånger mera värme med sitt vatten än ett stort kraftverk gör.

Uppvärmningen av verkens kylvatten påverkar fisk och fiske

Fisken kan påverkas både positivt och negativt av vattenuppvärmningen men i praktiken bara lokalt inom kraftverksägarens fiskerättsområde. Fisket kan enligt teorierna påverkas, exempelvis genom att ålvandringen störs. Någon sådan påverkan har dock i praktiken aldrig konstaterats, varken vid kraftverk eller på andra ställen där värme släpps ut. ■

Det radioaktiva avfallet kan tas omhand på ett tillfredsställande sätt

Det radioaktiva avfallet har i Sverige kommit att bli den viktigaste frågan i diskussionen om kärnkraftens vara eller inte vara. De vanligaste frågorna och invändningarna har varit de följande.

Är frågan om avfallets hantering och förvaring löst?

Ja, frågan om avfallets hantering och förvaring är löst. Lösningar har nämligen demonstrerats för alla stegen i denna procedur. Mycket lite avfall har

emellertid ännu kommit fram från civila kärnkraftverk, och någon samtidig demonstration av alla stegen har därför ännu inte utförts.

Kan det vara vettigt att skjuta ut avfallet i rymden?

Nej, det är det enligt vår uppfattning inte, och inte heller är förvaring i Antarktis eller andra liknande metoder rimliga eller nödvändiga. Kärntekniker rekommenderar heller inte dessa metoder att bli av med avfallet. Det är väsentligen kärnkraftmotståndarna som håller dessa tankar vid liv, och detta uppenbarligen av det skälet att det är idéer som det är lätt att bekämpa.

Kan avfallet förvaras på ett säkert sätt?

Ja, det kan det. Idén med saltgruvor är nog exempelvis bra, men den kommer att ta sin tid att prova ut, och vi har ju heller inga saltlager i Sverige. Här kan vi i stället lägga avfallet i berggrum eller i borrhål djupt i berget, självkyllt och skyddat mot yttre påverkan.

Mot risken för att de radioaktiva ämnena skall komma ut i grundvattnet kan vi få dubbel eller flerdubbel säkerhet. Dels är det glas i vilket avfallet smälts in olösligt i vatten, och dels kan vi för förvaringen välja garanterat översvämningssäkra utrymmen, exempelvis en bergknalle som dräneras med naturlig avrinning. För det tredje har det därtill visats att avfall som kommer ut i grundvattnet inte följer med detta någon längre sträcka. Det tas upp av jonbytande ämnen i marken.

Hur länge måste avfallet förvaras innan det är ofarligt

Mycket av avfallet är redan inom några decennier inte mera radioaktivt än vanliga stenarter. Bränsleavfallet måste emellertid förvaras i ungefär 700 år innan det når denna nivå. Redan efter betydligt kortare tidsrymd är det emellertid tämligen harmlöst, om exempelvis det berggrum i vilket det förvaras skulle glömmas bort eller rasa samman.

Men det påstås att man inte kan smälta in avfallet i glas

Ja, en del kärnkraftmotståndare har avfärdat allt vad amerikanare och fransmän gjort på detta område som laboratorieförsök. I själva verket har amerikanerna en anläggning av halvindustriell skala för ändamålet. Och fransmännen har i en fullstor anläggning överfört avfall från 800 ton uran till ett svårlöst borglas.

Och hur är det med plutonium?

Plutonium är inte något avfall, det är ett värdefullt bränsle för kärnreaktorer. Plutonet avlägsnas därför från avfallet. Denna avskiljning kan med dagens teknik ske så effektivt att resultatet mer än väl fyller krav som exempelvis ställts av amerikanska kärnkraftsmotståndare.

Och hur är det med tankarna som rostade sönder?

Dessa tankar av vanlig järnplåt innehöll 20 år gammalt militärt avfall. Civilt avfall kommer att förvaras i ca 5 år i rostfria tankar, innan det överförs i fast form. Under denna tid befinner sig de radioaktiva ämnena i lösning och därför som riskablast. Tankarna bör därför skyddas mot yttre påverkan, exempelvis genom att placeras i berggrum. ■

Fler kärnkraftverk betyder inte fler kärnvapen

Möjligheterna att tillverka kärnvapen har kommit att uppta en växande del av kärnkraftdebatten. Här följer de viktigaste frågeställningar, som dykt upp i detta sammanhang.

Går det att tillverka kärnvapen av plutonium från svenska kärnkraftverk?

Ja, enligt experterna är detta möjligt, men det är svårt och verkan av vapnen är osäker. Eftersom det finns enklare och bättre sätt att tillverka kärnvapen, tror vi inte att plutonium från vanliga kraftreaktorer kommer att användas för tillverkning av kärnvapen.

Sådant plutonium har sannolikt heller aldrig använts för detta ändamål.

Det påstås ju att det är lätt att tillverka kärnvapen

Ja, det finns de som påstår att det är enkelt och det finns de som hävdar att det är svårt. Till de senare hör Forsvarets Forskningsanstalt. Vi vet inte vem som har rätt, men vi vet att det är oerhört mycket svårare att tillverka dåliga vapen av plutonium från kärnkraftverk än att tillverka effektiva vapen av höganrikat uran. Sådant uran finns inte i dagens kraftreaktorer, men det kan nu tillverkas även av små län-

der, och detta kan ske även om all civil kärnkraft blev förbjuden.

Hur kan världen bäst skyddas mot spridning av kärnvapen?

Vapenspridningen hindras bäst genom att så många länder som möjligt får skriva under FNs icke-spridningsavtal. Det är exempelvis i praktiken omöjligt för Sverige, som skrivit under detta avtal, att i dag tillverka kärnvapen. Vi skulle nämligen då förlora leveranser, som skulle ställa våra kärnkraftverk utan komponenter och material, som är nödvändiga för deras drift. ■

De risker kärnkraften utsätter oss för är mindre än vad vi är vana vid i andra sammanhang

Den fråga som i de flesta länder väcker mest diskussion kring kärnkraften är risken för olyckshändelser i olika slag av kärnkraftanläggningar. De viktigaste av de delfrågor som därvid rests torde vara de följande.

Kan det inträffa stora olyckshändelser i kärnkraftverk?

Ja, det kan inträffa stora olyckshän-

delse i kärnkraftverk. Men risken att dödas eller skadas av en sådan olycka är mycket liten även för dem som bor närmast verket. Mycket, mycket mindre än många risker som de och vi alla dagligen utsätts för och själva utsätter oss för utan att alls tänka på saken.

Visar inte den dåliga tillförlitligheten hos komponenterna

att kraftverken är riskablare och dyrare än man tidigare trott?

Nej, de fel som uppträtt i kärnkraftverken har dels i huvudsak inträffat under provdriftstiden, dels har de endast i ett fåtal fall gällt komponenter med betydelse för säkerheten. De största felen har vidare gällt anläggningsdelar som också förekommer i

olje- och koldrivna kraftverk. I USA, där man har många verk av alla tre slagen i drift, går i dag kärnkraftverken lika bra som de fossileldade kraftverken eller bättre än dessa.

Hur går det, om man i krig fäller bomber mot kärnkraftverk?

Om verket vid krigshot ställts av, så händer mycket litet i dess omgivning, även vid en fullträff. Om verket är i drift kan en olycka inträffa, men verkningarna av denna i form av döda och skadade är mindre än vad samma bomb kan ställa till med om den fälls mot en stad. Av detta skäl tar man i de flesta länder ingen hänsyn till krigsskaderisken. I Sverige planerar vi att lägga några framtida kärnkraftverk under mark, så att de kan köras utan risk även under krig.

Är transporter av bränsle och avfall riskabla?

Använt bränsle kan transporteras på ett säkert sätt, både till lands och till

sjöss. Sjötransport är dock säkrast, och som de svenska kärnkraftverken ligger vid kusten torde bara sjötransport komma i fråga i vårt land. Högaktivt avfall kan transporteras på ett säkert sätt, när det befinner sig i fast form, men det behöver normalt inte transporteras.

Kan olyckor i kärnkraftverk förorsaka cancer och arvs-skador?

Ja, men risken för detta är ändå mindre än risken för att råka ut för omedelbar skada. Inte ens en utomordentligt svår olyckshändelse i ett kärnkraftverk skulle ge en märkbar eller mätbar ökning av antalet cancerfall kring verket.

Alla experter tror inte på reaktorernas nödkylning

De amerikanska experter som 1972 och 73 var kritiska mot nödkylningen har numera förklarat sig vara nöjda med densamma, sedan nya regler och krav ställts upp av de amerikanska

myndigheterna. Vi följer även i Sverige dessa amerikanska föreskrifter.

Bör kärnkraftverk förläggas nära stora städer?

Vinsten med att lägga kärnkraftverk nära städer är mycket stor, både kraftekonomiskt och nationalekonomiskt och i miljöavseende. Avloppsvärmet kan nämligen då tillvaratas för att värma staden, och nätet av elektriska kraftledningar minskar därtill i omfång. Något besked har emellertid ännu ej givits om de krav som på grund av olycksriskerna kan komma att ställas på utförandet av sådana närförlagda kraftverk och deras placering. Innan detta är fallet kan rubrikfrågan inte slutgiltigt besvaras. ■

Kärnkraftdebatten i andra länder

Internationella synpunkter citeras ofta i kärnkraftdebatten, men sällan sådana som har betydelse för vad Sverige bör göra när det gäller kärnkraften. Här följer några av de vanligaste frågeställningarna.

Har inte Sverige hamnat på efterkälken i en internationell folkrörelse mot kärnkraften?

Det finns ingen sådan internationell rörelse, och kärnkraftdebatten är i de flesta länder en liten och relativt föga observerad företeelse. Endast i myc-

ket få länder kräver kärnkraftmotståndarna på allvar att kärnkraften helt och hållet skall läggas ner.

Bör vi inte i Sverige av internationell hänsyn lägga ner vårt kärnkraftsprogram?

Oljeländerna har sagt ifrån att Sverige inte kan få mera olja än vad vi nu får och att vi får räkna med ytterligare starkt höjda oljepriser. Uländerna har å sin sida sagt, att iländerna bör bygga ut kärnkraften så snabbt som möjligt för att pressen skall minska på oljepriser och oljeresurser.

Kommer inte andra länder att lägga ner sina kärnkraftsprogram om Sverige gör det?

Nej, det finns i de flesta länder ingen tvekan när det gäller att gå vidare med kärnenergin. Vad Sverige gör kommer visserligen att få stor publicitet, men det kommer inte att påverka utvecklingen i andra länder. Frankrike och Tyskland har nyligen beslutat om mycket omfattande utbyggnad av kärnkraften. ■

Vill du ha mera information?

ASEA-ATOM har tagit fram tre skrifter om kärnkraften. Dessa kan erhållas av envar som tillskriver ASEA-ATOM, DI-sekr, Box 53, 721 04 VÄSTERÅS och till vidstående priser. Postanvisning bilägges leveransen.

Kärnkraftverk och säkerhet	5 kr
Kärnkraftens radioaktiva avfall	3 kr
Frågor och svar i den svenska kärnkraftdebatten	10 kr

PARTSINLAGA FÖR KÄRNKRAFT

Ekonomiskt är kärnkraften i dag helt överlägsen alla alternativ

I en tidigare "partsinläga" har vi bemött miljö- och säkerhetsmässiga invändningar mot kärnkraften.

Under de senaste månaderna har emellertid kärnkraftsmotståndarna i ökande utsträckning kommit in på ekonomiska frågor. Vi vill från ASEA-ATOM bemöta påståenden som förts

I torgs i detta sammanhang. Flera av dessa har nått stor publicitet i svenska massmedia, medan tillrättaliggande kommentarer från vår sida inte lyckats få något utrymme.

I själva verket har utvecklingen under de senaste två åren alltmera understrukit kärnkraftens överlägsenhet i ekonomiskt avseende över alla nu tillgängliga alternativ för vår energiförsörjning. Kärnkraften kostar i dag ungefär hälften av vad fossilkraft kostar, dvs kraft från kol- och oljeeldade kraftverk.

Än viktigare är emellertid att kärnkraften kan minska vårt lands beroende av utlandet för sin energiförsörjning. Sverige importerar i dag relativt sett

mera olja än något annat land, men trots detta anser många svenskar att vi bör bygga ut vår oljekraft, uppenbarligen av rädsla för kärnenergin. Skrämselkampanjen mot kärnkraften har alltså varit mycket effektiv. Länder som USA, Tyskland och Frankrike planerar att drastiskt skära ner oljeförbrukningen för elkraftproduktion och relativt snart helt upphöra med att köra oljekraftverk annat än när konsumtionen är som störst. ■

Olika energikällors kostnadsbild

Energikostnader anses ofta vara ett svårbegripligt ämnesområde. Skälet härtill är otvivelaktigt, att de olika energikällor som står till vårt förfogande har så olikartad kostnadsbild.

Återstående vattenkraft i Sverige har sålunda höga anläggningskostnader och höga överföringskostnader men på andra sidan inga bränslekostnader. Många vattenkraftverk har låg årlig utnyttjningstid, eftersom vatten-

flödet inte är jämnt i våra älvar. Miljöskäl hindrar den utbyggnad av vattenmagasin i fjällen som skulle kunna ge en bättre utnyttjning av dessa kraftverk.

Kärnkraftverk, kolkraftverk och oljekraftverk kallas tillsammans värmekraftverk och har mycket gemensamt, bland annat att de alla har ungefär samma drifttillgänglighet. Detta diskuteras i ett senare avsnitt av detta

vikblad. Värmekraftverken har alla lägre anläggningskostnader än vattenkraftverken. Av de tre alternativen ligger här kärnkraften högst, kolkraften kommer därefter och oljekraften ligger lägst. När det gäller bränslekostnaderna är ordningen den omvända. Kärnkraften ligger här mycket lägre än den fossila kraften. ■

Anläggningskostnader för kraftverk

Inflationens verkningar

En av de invändningar som anförts mot kärnkraften under det senaste året har varit, att dess anläggningskostnader skulle ha vuxit så katastrofalt. Detta skulle, säger man, ha medfört att kärnkraften förlorat sin konkurrensförmåga gentemot andra kraftslag.

Kärnkraftsmotståndarna har emellertid vid dessa jämförelser använt siffror som inte är jämförbara. För 60-talet har man sålunda använt uppgifter, som dels saknade vissa kostnadspos-

ter, dels gällde upphandlingar som togs i hård konkurrens och till stora förluster för leverantörerna under kärnkraftens begynnelsekedje. För dagens situation har man ibland använt siffror, som innefattar uppräkningskostnader för inflation under kommande byggnadsår för just beställda verk. Den väsentliga jämförelsen är emellertid den som kan göras mellan kärnkraftverken och de fossileldade kraftverk med vilka kärnkraften skall konkurrera. För dessa fossileldade verk har nämligen under jämförbara för-

hållanden anläggningskostnaderna ökat mera, än vad de gjort för kärnkraftverken. Detta beror bland annat på krav att avsvavlingsutrustning skall installeras. Kärnkraftverken är visserligen fortfarande dyrare än de fossileldade verken, men skillnaden har procentuellt sett minskat till ungefär hälften av vad den var år 1969.

Alla dessa uppgifter är amerikanska, då endast USA har den storlek på sitt kraftprogram och den snabba och öppna redovisning som medger jämförelser av detta slag.

Kapitalkostnader för kraftverk

De kapitalkostnader som belastar energin är dels räntan på investeringen, dels avskrivningen, som numera i allmänhet görs över 25 år för värmekraftverk och 40 år för vattenkraftverk. Räntan sätter vi till 10 %, vilket sedan årsskiftet tillämpas som kalkylränta av vattenfall. Dessa antaganden varierar dock mycket, och detta är ett av skälen till de stora variationer man ser mellan olika uppgifter om energikostnader.

Den erhållna kostnaden skall slås ut över det antal kWh som produceras under året. Ett kärnkraftverk kan be-

räknas gå ca 6500 timmar per år. Kol- och oljeeldade kraftverk körs i allmänhet mindre på grund av de höga bränslekostnaderna, men om man ser dem som konkurrenter till kärnkraften för vår fortsatta utbyggnad bör man tillskriva dem en lika lång utnyttningstid som kärnkraften.

Kapitalkostnaderna blir under dessa förutsättningar:

Kärnkraft	4,1 öre/kWh
Kolkraft	3,4 "
Oljekraft	3,1 "
Vattenkraft	7,3 "

Värmekraftverken har därvid alla en storlek av ca 1000 MW(e). Amerikan-

ska anläggningskostnader har använts för att jämförbara förhållanden skall erhållas för de tre kraftslagen. Vi bygger i dag i Sverige inga fossileldade kraftverk, särskilt inte av den storlek det här gäller. För att komma ifrån osäkerheten i den verkliga dollarkursen i detta sammanhang har alla kostnader normerats till den europeiska nivån för kärnkraftverk och till dagens penningvärde.

För vattenkraften har vi som exempel använt en tänkt utbyggnad av Kalixälven, både vad storlek och utnyttningstid beträffar samt tillkommande kostnader för de längre kraftledningarna som den erfordrar. ■

Bränslekostnader för kraftverk

Kostnadsposter, råvarupriser

Kärnkraftens bränslekostnader består av fem delposter: råuran, anrikning, patrontillverkning och upparbetning samt räntor och liknande kostnader. Upparbetningen innefattar inkomster för återvunnet klyvbart material och kostnader för avfallshantering. Denna kostnadspost kan givetvis komma att öka med ökade krav. Den kan också komma att minska, på grund av att värdet hos det återvunna klyvbbara materialet ökar, när uranpriset stiger. Råuranets pris är i dag ca 150 kr/kg uran i form av koncentrat.

Fossilkraftverkens bränslekostnader består av råbränslekostnader vid beredningslagring. Råbränslekostnaden är för olja i dag ca 320 kr/m³ och för kol på tillförlitliga långtidskontrakt för stora kvantiteter ca 230 kr/ton. Vid jämförelser med kärnkraft bör de fossileldade kraftverken antas ha en

beredningslagring som motsvarar den som är automatiskt inbyggd i kärnbränslecykeln.

Det är att märka att fossilbränslenas priser i praktiken kan stiga hur mycket som helst, utan att vi i Sverige egentligen kan göra något alls åt saken. För uranet förhåller det sig helt annorlunda. Malmen i Billingen kan försörja oss i flera hundra år med uran, även om detta används i dagens relativt sett ineffektiva lättvattenreaktorer. Detta kan ske utan väsentliga ökningar av dagens råbränslekostnader, räknat i dagens penningvärde.

När det gäller tillverkningen av kärnbränslet är vi redan i dag i stor utsträckning oberoende av utlandet. Anriknings- och upparbetningstjänster måste vi ännu köpa från utlandet, men vi kan om ca tio år ha egna verk i drift även för dessa processer och därmed bli oberoende av internationella prissvängningar.

Bränslekostnader

Om de tre bränslena uran, kol och olja används i kraftverk av den typ som byggs i dag, blir bränslekostnaderna de följande med jämförbar beredningslagring.

Kärnkraft	
Råuran	0,4 öre/kWh
Anrikning	0,3 "
Bränsletillv.	0,2 "
Övrigt	0,4 "
Totalt	1,3 "
Kolkraft	
Råbränsle	7,5 "
Beredningslagring	0,8 "
Totalt	8,3 "
Oljekraft	
Råbränsle	7,7 "
Beredningslagring	0,8 "
Totalt	8,5 "

Totala energikostnader

Dagens situation

Till de två kostnadsposter som diskuteras i det föregående kommer en tredje för driftpersonal och underhåll m.m. Med dagens råvarupriser och penningvärde blir därmed energikostnaden i öre/kWh för elkraft ungefär de följande på högspänning i Mellansverige:

	Kapital	Bränsle	Drift	Totalt
Kärnkraft	4,1	1,3	0,5	5,9
Kolkraft	3,4	8,3	0,7	12,4
Oljekraft	3,1	8,5	0,5	12,1
Vattenkraft	7,3	-	0,4	7,7

Till detta skall läggas vissa kostnader för reservhållning. Vidare tillkommer distributionskostnader, innan elenergin når konsumenterna.

Detta innebär, att vi med kärnkraft kan klara en fortsatt tillväxt utan några drastiska höjningar av de svenska eltaxorna. Elkraft från fossileldade kraftverk kommer däremot att kosta

det dubbla av vad konsumenterna i dag betalar.

Av försörjningsskäl bör otvivelaktigt all den svenska vattenkraft byggas ut som inte belastar miljön för mycket och som är ekonomisk. Att det senare enligt tabellen inte skulle vara fallet för Kalixälven beror på dagens uppskrivade ränteläge.

Om bränslepriserna stiger

Kärnkraften ger alltså redan i dag elenergi till mycket lägre kostnader, än de fossileldade kraftverken kan erbjuda.

da. Än större blir emellertid dess fördel om man antar att råvarukostnaderna fortsätter att stiga.

Det är också i själva verket ytterst sannolikt att kostnaderna för fossilbränsle kommer att stiga snabbare än prisnivån i övrigt. Oljeländerna har klart sagt ifrån att man ämnar fortsätta att höja priserna, och kolindustrins i många avseenden betryckta läge gör, att kolpriserna med största säkerhet kommer att fortsätta att följa oljepriserna.

Om vi därför som ett exempel antar, att råbränslekostnaden skulle komma att fördubblas, så blir därmed elkraftpriset utan reservkrafts- och distributionskostnader i dagens penningvärde de följande. Övriga förhållanden antas vara oförändrade.

Kärnkraft	6,3 öre/kWh
Kolkraft	20,7 "
Oljekraft	20,6 "
Vattenkraft	7,7 "

Här har alltså även urankostnaden antagits fördubblad, trots att Billingenmalmen i själva verket skall kunna förse oss med uran till ungefär dagens kostnader under ett par hundra år.

Kostnadsökningar i andra delposter i bränslecirkeln påverkar också de obetydligt kärnkraftens totalkostnad.

Med en dubblad råbränslekostnad kommer därför elkraft från fossileldade verk att kosta konsumenten tre gånger så mycket som han i dag betalar för sin elkraft. Kärnkraften kan däremot fortfarande levereras till en kostnad som, räknat i dagens penningvärde, endast obetydligt överstiger vad konsumenten i dag betalar.

Hittillsvarande erfarenheter

Till dessa beräknade kostnader för de kraftverk som börjar byggas i dag kan

det vara värdefullt att lägga uppgifter om vad kraft från färdigställda kraftverk verkligen kostat. Det är här ånyo fråga om amerikanska uppgifter, och ånyo är skälet att dylikt erfarenhetsmaterial fortfarande endast finns i USA. Analysen ger medeltalet för ett stort antal verk.

Detta är alltså de verkliga kostnader som kraftföretagen haft. De grundar sig inte på några antaganden beträffande drifttillgänglighet och bränslepriser. Tabellen redovisar helt enkelt det verkliga kostnadsutfallet.

Det bör anmärkas, att kolpriset av olika skäl inte följt oljepriset i höjden lika fort i USA som i resten av världen. De angivna siffrorna är därför för snälla mot fossilkraften sett på något längre sikt och framför allt ur europeisk synvinkel.

Bränsle+drift	Kärnkraft	Kol och olja
1973	0,9 öre/kWh	2,7 öre/kWh
1974	0,9 "	4,6 "
Total energikostnad	3,9 "	7,0 "

Drifterfarenheter från värmekraftverk

Vid sidan av de ökande kostnaderna har kärnkraftmotståndarna också pekat på dåliga drifterfarenheter från kärnkraftverken, när de påstått att kärnkraftverken skulle vara ekonomiska. På samma sätt som de glömt bort att fossileldade kraftverk också haft en kostnadsutveckling, har de emellertid också glömt bort att även fossileldade kraftverk har driftproblem. Deras förbiseende visar sig även i detta fall slå undan fötterna på deras argumentering.

Varför har kraftverk driftproblem

Svaret på denna fråga är kort och gott, att komponenter som pumpar, ventiler och apparater tyvärr får fel. Och eftersom varje värmekraftverk innehåller ett mycket stort antal komponenter, som är nödvändiga för verkets drift, så blir det tyvärr avställning av verken då och då. Detta gäller alla slag av värmekraftverk, fossileldade likaväl som kärndrivna.

I många fall kan man skydda sig mot avställning vid komponentfel genom dubblering. Man kan ha två pumpar i stället för en, två ventiler i stället för en osv. Men detta är inte möjligt överallt. Stora komponenter som turbiner och ångpannor och kärnreaktorer kan man exempelvis inte dubblera. Då får

man två verk. Och fel i reglerutrustningar och säkerhetsutrustningar kan man heller inte ta bort genom dubblering. Där måste i stället ett komponentfel leda till avställning, annars skulle riskabla händelser kunna inträffa.

Till en del kan kraftverkens driftproblem betecknas som inkörnings- och barnsjukdomar. Alla de komponenter som installeras i ett kraftverk är inte felfria vid leveransen och andra installeras inte korrekt. Man har därför under den första tiden efter uppstartningen av ett kraftverk en sk provdriftstid. Man kör då vid lägre effekt än den normala drifteffekten och byter ut eller justerar felande detaljer och komponenter.

Kärnkraftverken innehåller fler komponenter och framför allt fler säkerhetssystem än fossileldade kraftverk gör. Kärnkraftverk har vidare inte byggts och drivits under så lång tid som fossileldade kraftverk. Man borde alltså kunna förvänta sig att kärnkraftverken än så länge uppvisar en sämre drifttillgänglighet än de fossileldade verken, utan att detta skall behöva medföra, att man misströstar om kärnkraftverkens framtid.

Hur fungerar då kraftverken?

För att få en rättvisande driftstatistik för värmekraftverk måste man gå till

amerikanska källor. Endast USA har nämligen ett större antal av alla de aktuella kraftverkstyperna i drift. Endast USA har vidare publicerat så mycket data och har en så väl standardiserad rapportering, att statistiken blir meningsfull.

De amerikanska kärnkraftverken har för närvarande en drifttillgänglighet av över 70 %. Mer än en tredjedel av verken har varje enskild månad en tillgänglighet av 100 %. Den årliga avställningen för bränslebyte gör, att denna siffra inte kan uppnås för hela året.

Väsentligare är emellertid, att den amerikanska statistiken visar, att kärnkraftverken har lika hög tillgänglighet som eller bättre än de stora fossileldade kraftverk som byggts samtidigt och med vilka man jämför kärnkraftverken ekonomiskt. Detta betyder i praktiken, att kärnkraftverken har färre driftproblem än de fossileldade, eftersom de flesta kärnkraftverk har en inbyggd bränslebytesperiod på ca en månad per år.

Annan amerikansk statistik visar att värmekraftverk med 600 MW effekt eller mera, och dit hör alla de kommersiella kärnkraftverken, har dubbelt så hög felfrekvens som aggregat som är mindre än 200 MW. Samma statistik ger också besked om att felet i huvudsak förorsakas av de nya stora

turbiner och generatorer som kommit fram under de senaste åren och som finns i såväl kol- och oljeeldade kraftverk som i kärnkraftverk. Ångpannorna ger än större svårigheter. Dessa förhållanden bekräftar bara en gammal erfarenhet som säger att nya och större modeller av maskiner och apparater alltid har en period med barnsjukdomar. När dessa övervunnits går de större modellerna lika bra som de äldre av mindre storlek.

Hur länge kan då ett kärnkraftverk göra tjänst?

Driftstatistik för amerikanska kärnkraftverk har i Sverige tolkats så att verken skulle vara utslitna efter sju års drift. Dessa påståenden har fått stort utrymme i kärnkraftdebatten. I själva verket har de flesta kärnkraftverk i stället visat en tendens att gå allt bättre med tiden. Man har haft inkörningssvårigheter med bränslet, aktivering och nedsmutsningen men

lärt sig behärska dessa och fått allt bättre driftresultat.

Underlaget för påståendet att verken skulle vara utslitna efter sju års drift utgjordes av en enda statistikpunkt. Denna gällde USAs tre första kommersiella kärnkraftverk, av vilka ett under året i fråga hade en lång avställning. Detta gav alltså låg genomsnittlig tillgänglighet för hela gruppen. ■

Avbeställningar av kärnkraftverk

Det har i USA under de senaste två åren avbeställts ett antal kärnkraftverk, och kärnkraftsmotståndare i Sverige har anfört detta som stöd för sina påståenden att kärnkraften skulle ha förlorat konkurrenskraften. Men även i detta fall är deras slutsats felaktig och här av samma skäl som när det gällde kostnadsfördyrningarnas storlek och verkens tillgänglighet. Fossileldade verk har nämligen samma svårigheter som de kärndrivna.

Skälet till avbeställningarna är trefaldigt. Dels har kraftbehovet inte överallt vuxit så som man förutsagt, dels har många amerikanska kraftföretag mött stora svårigheter när det gällt att få tillstånd att höja taxorna i takt med inflationen och oljeprishöjningarna. För det tredje har finansieringen erbjudit flera kraftföretag oöverstigliga problem. Det är svårt att låna pengar i USA för närvarande och kraftföretagens självfinansiering har starkt redu-

cerats på grund av de ökade fossilbränslepriserna och de låsta taxorna. De avbeställningar som diskuterats i Frankrike gäller i själva verket viss framflyttning av ett par verk. Skälet till åtgärden är här av rent finansieringsmässig art. ■

Kärnkraftens energibalans

En av invändningarna mot kärnkraften har gått ut på att kärnkraftverken skulle vara oekonomiska i energiavseende. Man har gått så långt som att påstå, att ett kärnkraftverk endast skulle ge nettoenergi under de sista fem åren av de tjugofem år som det beräknas bli i drift.

Ett sätt på vilket man kommit fram till dylika häpnadsväckande resultat är att anta ett program där man startar byggandet av ett verk om året. Eftersom intet av verken ger någon energi under de fem år bygget pågår, dröjer det givetvis åtskilliga år, innan pro-

grammet ger någon nettoenergi.

Energi investeras i kärnkraftverken på tre sätt, dels i byggnader och utrustning dels i bränslet och slutligen i den elenergi som åtgår för drift av pumpar m m.

Den första energiposten är, trots den stora mängd cement och stål som åtgår för byggandet av ett kärnkraftverk, återbetald efter ett par månaders drift av verket.

Bränsleposten är större genom att anrikningen av bränslet är energikrävande. Den uppgår till mellan 1 och 5 % av den utgående energin, bero-

ende på vilken anrikningsprocess som används. Den utgår dock varje år och kan inte klumpas till verkets start, som en del energiekonomer gjort. Man kan däremot säga, att man får köra verket de första fjorton dagarna under varje driftår för att återbetala den energi som gått in i bränslet.

Pumpkraften m m för verkets drift uppgår också till nära 5 % av verkets utteffekt. Denna post är emellertid redan frändragen, när man anger verkets utteffekt. Den skall alltså inte dras av igen, något som uppenbarligen skett på sina håll. ■

Vill du ha mera information?

ASEA-ATOM har tagit fram tre skrifter om kärnkraften. Dessa kan erhållas av envar, som tillskriver ASEA-ATOM, DI-sekr, Box 53, 721 04 VÄSTERÅS 1 och till nedanstående priser. Postanvisning bilägges leveransen.

Kärnkraftverk och säkerhet 5 kr
Kärnkraftens radioaktiva avfall 3 kr
Frågor och svar i den svenska kärnkraftdebatten 10 kr

Därtill har vi ett vikblad nr 1 i denna serie av "partsinlagor". Det handlar om säkerhetsfrågor och miljöfrågor, och det utsändes kostnadsfritt.

Evert Ericsson

Ringhals

Idrifttagning av Ringhals 2

Föredrag vid Atomtekniska föreningen i Helsingfors 75-04-17.

Efter några diabilder från Ringhalsstationen vill jag ge en översikt över hur idrifttagningen av block 2 har förflutit.

Först (bil 1) några huvuddata för aggregaten i Ringhals och därefter (bil 2) en någorlunda up to date tidsplan.

Tidplanen visar de olika skedena i tillkomsten av aggregat 2. Det finns givetvis en del att berätta även från den första delen av provningen och idrifttagningen, dvs från kall och varm provdrift utan bränsle i reaktorn, men jag vill här koncentrera mig på tiden efter första kriticitet. Sammanfattningsvis tror jag dock man kan säga att inga speciellt "onormala" problem från detta tidigare skede finns att notera. En händelse kan dock vara intressant att nämna. Det gäller provet av rums-sprinklingen, containment spray. Endast i undantagsfall har det i tidigare anläggningar förekommit tester med vatten i samband med kontrollen av detta system. Sprinklar man vatten i hela containment kan utrustning ta skada, all utrustning skall inte behöva fungera i eller efter ett haverifall, och speciellt leverantören ville därför prova på "konventionellt" sätt, dvs med luft. Provet kom dock till utförande efter det att viss, icke säkerhetsrelaterad el. utrustning täckts över. All utrustning fungerade bra men i ett av de två parallella systemen erhöles ej fullt vattenflöde. Det visade sig vid kontrollen bero på att en kvarglömd rengöringstrasa fastnat i en kylare. - Kan man göra verkliga prov så skall detta därför göras, det är svårt att annars eliminera alla mänskliga fel.

Redan på ett tidigt stadium i byggnadsskedet hade vi varit tvungna att framflytta tidpunkten för kommersiell drift från från början 1.7.1974 till den 1.11.1974. Våren 1974 hade vi därför följande tidsplan för den egentliga drifttagningen. (Bil 3).

Hur har det nu gått? Bil 4 visar hur den verkliga tidsplanen blivit. Som synes föreligger en ganska stor avvikelse från de ursprungliga planerna, även om jag inte tror att vår situation på något sätt är unik.

En reellt obetydlig försening förelåg för tidpunkten för kriticitet, helt enkelt beroende på förseningar i det mycket omfattande arbetet att städa upp och slutkontrollera anläggningen före start. Det första felet som sedan störde oss, närmare 2 veckor, kom dock snabbt. I kylarna för kylning av ventilationsluften inom containment användes saltvatten som kylmedium. Genom en kombination av erosion och korrosion fick vi läckage och därmed saltvatten med ventilationsluften ut i byggnaden. Eftersom kloridbeläggningar på rostfritt stål kan ge spänningskorrosion måste alla oisolerade rostfria rör

och även ventilationstrummor och dyl rengöras mycket noga. Att Ringhals 2 har saltvatten indraget i containment ses nu som en mindre lyckad konstruktion och vi undersöker möjligheterna att bygga bort denna risk.

Redan den 29 juli inträffar sedan nästa händelse som dessutom var första tecknet på ett problem som senare skulle ge oss flera avbrott. Generatorerna för R2 är vattenkylda på både stator och rotor. Speciellt rotorkylning med vatten måste ses som ett svårt tekniskt problem och tillverkaren ASEA har tidigare endast utfört en generator med sådan kylning. Felyttringen är vattenläckage från rotorn och vid flera tillfällen (24), (26), har vi fått direkta tidsförskjutningar på gr av dessa rotorfel. Störningarna kunde ha blivit ännu mer besvärande om Ringhals 2 inte haft 2 turbinaggregat och om inte en reservrotor, som beställts långt tidigare, blivit färdig vid en lämplig tidpunkt. Men från vecka 51 1974 ända fram till vecka 9 1975 hade vi endast en generator i taget disponibel, vilket förklarar varför det dröjde så länge innan vi kunde passera 50 % reaktoreffekt.

För övrigt är det två andra fel som varit speciellt besvärande. Först ett haveri på silustrustningen i renshuset, dvs kylvattenintaget - ett konventionellt problem - renshuset har blivit underdimensionerat på gr av en felbedömning av belastningen av tång och maneter. En mindre ombyggnad utfördes hösten -74 men en större ombyggnad av kylvattenintaget blir nödvändig och skall påbörjas i dagarna för att vara färdig hösten 1976.

Vidare har vi de mycket omtalade och diskuterade felen på de sk laddningspumparna eller chargingpumparna. Dessa pumpar har till uppgift att under normal drift hålla vattennivån i primärsystemet, dvs återföra vatten som tagits ut för rening och kompensera eventuella läckage. I händelse av ett rörbrott i primärkretsen skall de dessutom kunna pumpa in stora mängder vatten för att hålla bränslet kylt tills trycket sjunkit och andra pumpar kan ta över. Kapacitetsmässigt räcker det om en av tre pumpar fungerar. Nu havererade inom loppet av några dagar 2 av pumparna, pump nr 2 dessutom när den tredje pumpen var avställd för inspektion. Felen utgjordes av axelbortt, lagerskador och sprickor på pumphjul. Reaktorns säkerhet var aldrig hotad men händelsen var självklart oroande. Stora undersökningar startades som föranledde anmärkningar på bl a säkerhetsredovisningen, tillverknings- och montagekontrollen. Pumpkonstruktionen anses mindre lyckad för den dubbla uppgift som pumpen har och därför skall helt nya pumpar installeras under ett stopp på anläggningen under kommande juni och juli. Efter bl a en justering av fundamenten användes dock nu pumparna utan några problem. De har dessutom försetts med en omfattande övervakningsutrustning.

Den 27 mars uppnåddes 100 % effekt på reaktor 2 och därmed började också det sk 600-timmars-provet, dvs den demonstrationskörning som skall genomföras innan Vattenfall tar emot anläggningen för kommersiell drift. Tyvärr har vi även efter den 27 mars haft flera driftstörningar, ingen har dock orsakat något längre stopp, men ändå självklart irriterande.

Bil 5 visar ett mer korrekt effekt/tiddiagram t o m mars månad i år. T o m den 15 april har Ringhals aggr 2 producerat drygt 933 000 MWh brutto och levererat 870 000 MWh ut på kraftnätet.

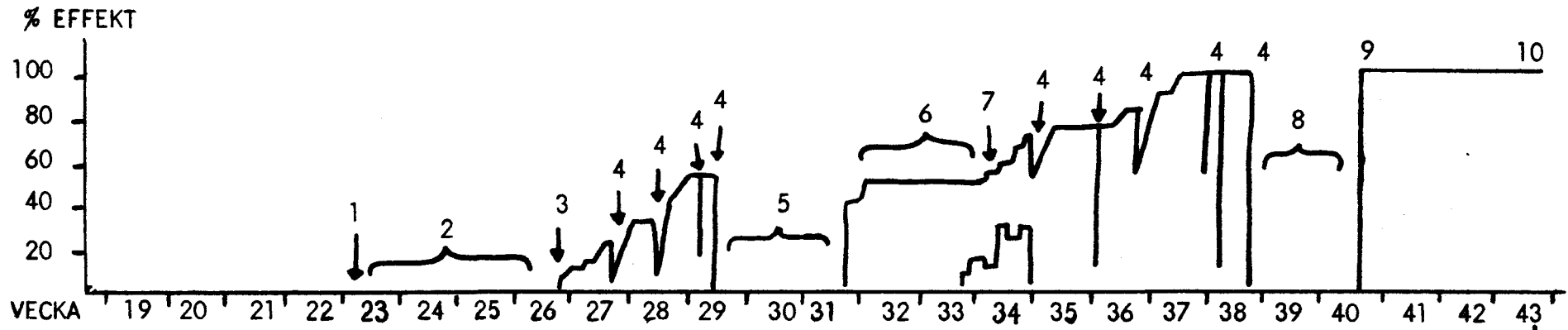
En översikt som den jag nu lämnat blir ju av bl a tidsskäl mycket ytlig. Det kanske därför är viktigt att påpeka att även de små felen inte har saknats. Ser man på en idrift-tagningsperiod ur driftorganisationens synpunkt är det just dessa mindre fel som är mest besvärande och mest arbets-samma. Större fel av typen rotorläckage, chørgingpumpar, rens-hus och dyl tas om hand av leverantörerna och speciella repara-tionsstyrkor och belastar därför obetydligt driftpersonalen. Kärvande ventiler, krånglande motordon, jordfel, instrument-fel, regulatorfel m m är däremot mycket besvärande för drift-personalen. Fel på enstaka små komponenter får ju inte tillåtas stoppa verksamheten på hela aggregatet och det gäller därför att alla tider på dygnet ha lämpliga reparatörer redo att gripa in. Denna personalkategori blir därför hårt ansträngd när intrimningsarbetet drar ut på tiden och det är mycket vik-tigt att vara väl förberedd med kunnigt folk med god lokal-kännedom. För Ringhals gäller nämligen samma sak som vi en gång sa om Ågesta och som många andra reaktorstationer också sagt. Det är den "konventionella" utrustningen, ventiler, pumpar, processinstrumentering och dyl som krånglar mest. Det kan tydligen inte påpekas nog ofta att en förutsättning för hög tillgänglighet är att alla komponenter, inte bara i säker-hetssystem, väljes med största omsorg.

Kanske frågar nu en del av Er varför jag talat så lite om reaktorn och dess problem. Svaret är att man nu tycks kunna dessa delar. Vi har inte mötts av några överraskningar i t ex fysikmätningarna på härden, bränslehanteringen, vattenkemin eller strålningsförhållanden. Kanske är det detta faktum att dessa viktiga delar har fungerat väl som får oss att tro på att både Ringhals 1 och Ringhals 2 efter några års ytterligare trimning, då smärre komponenter av mindre god kvalitet gallras ut, skall komma att fungera väl.

RINGHALS - TEKNISKA HUVUDDATA

		R1	R2	R3-4
REAKTOR	TYP	BWR	PWR	PWR
	EFFEKT MW	2270	2440	2783
	TRYCK BAR	70	154	158
	ANT. BRÄNSLEELEMENT	648	157	157
TURBIN	ANTAL	2	2	2
	EFFEKT BRUTTO MW	2 x 396	2 x 431	2 x 480
	TRYCK BAR	66	57	59
	VERKNINGSGRAD %	35,0	35,3	34,5
GENERATOR	SPÄNNING kV	19,5	19,5	21,5
	KYLNING STATOR/ROTOR	VATTEN/ VÄTGAS	VATTEN/ VÄTGAS	VATTEN/ VÄTGAS
UTGÅENDE LEDNINGAR	EFFEKT NETTO MW	760	820	915
	SPÄNNING KV	400	400	400

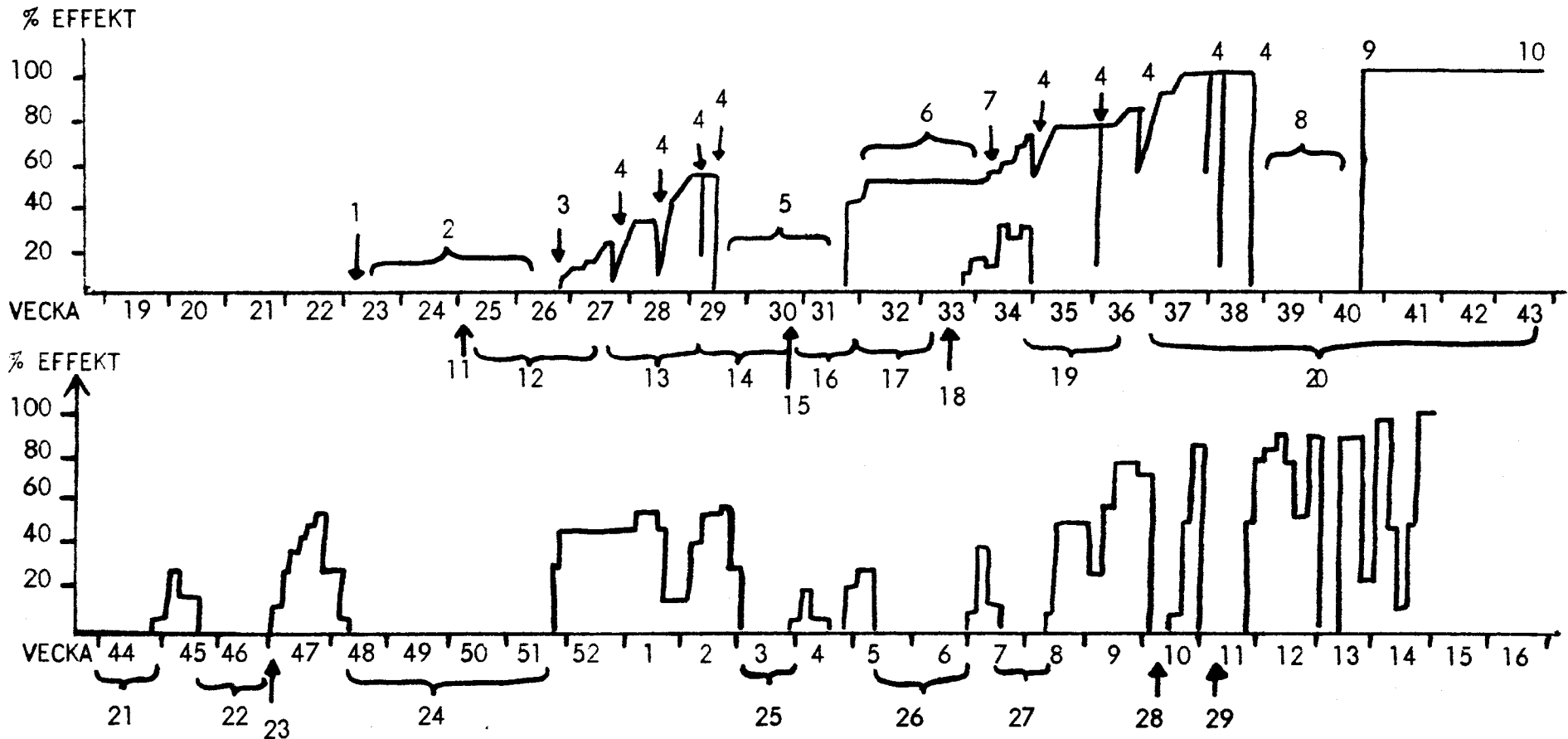
IDRIFTTAGNING AV RINGHALS 2.



Planerad idrifttagning

- | | |
|---|-------------------------|
| 1. Första kriticitet | 8. Lagerkontroll |
| 2. Nolleffektprov, rulln.-prov, generatorprov | 9. Början 600 h-prov |
| 3. Första fasning | 10. 600 h-prov avslutad |
| 4. Laständrings- eller lastfrånslagsprov | |
| 5. Lagerkontroll, nolleffektprov | |
| 6. 2:a turbin:rullningsprov, generatorprov | |
| 7. Första fasning 2:a turbin | |

IDRIFTTAGNING AV RINGHALS 2.



Planerad idrifttagning

1. Första kriticitet
2. Nolleffektprov, rulln.-prov, generatorprov
3. Första fasning
4. Laständrings- eller lastfrånslagsprov
5. Lagerkontroll, nolleffektprov
6. 2:a turbin: rullningsprov, generatorprov
7. Första fasning 2:a turbin

8. Lagerkontroll
9. Början 600 h-prov
10. 600 h-prov avslutat

Verklid idrifttagning

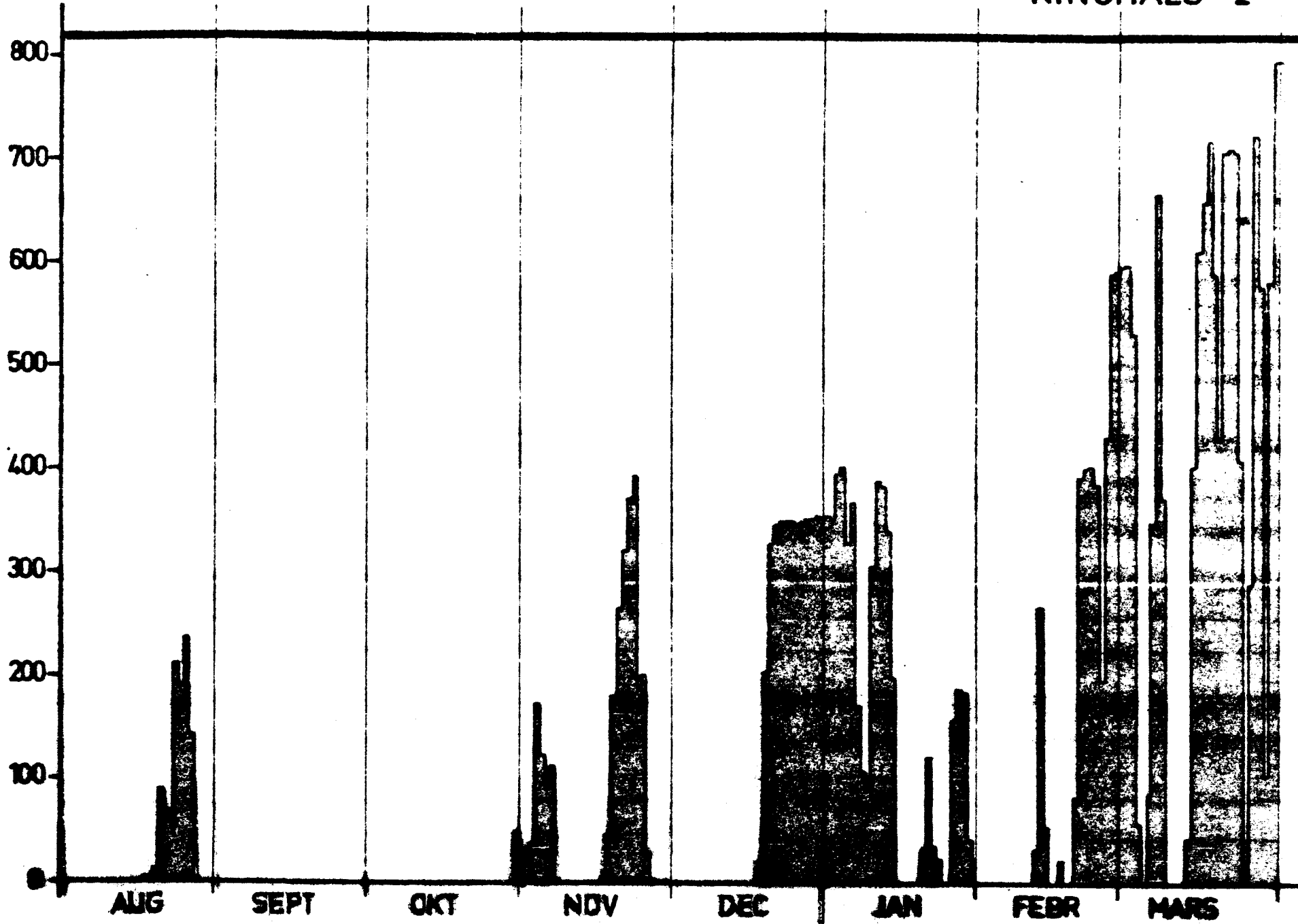
11. Första kriticitet
12. Nolleffekt, rulln. o. generatorprov TG22
13. Saltvattenläckage containment
14. Fortsatta prov TG22
15. Rotorläckage TG22

16. Prov TG21
17. Haveri renshus
18. Första fasning TG21
19. Reparation renshus
20. Haveri laddningspumpar
21. Prov laddningspumpar, haveri hjälpmavapumpar
22. Prov och inspektion laddningspumpar
23. Första fasning TG21
24. Rotorläckage TG21 och TG22

25. Rep. ångläckage
26. Rotorläckage
27. Balansering av turbiner. Överslag i 400kV-ställverket
28. Rep. borsyresystemet
29. Insp laddningspump 1

MW NETTOEFFEKT

RINGHALS 2



56

1 74

1975

B15

Professori Jorma Routti
Teknillinen korkeakoulu
Teknillisen fysiikan osasto

Alustus Atomiteknillisen Seuran kokouksessa 1975-05-22

ENERGIANTUOTANNON FYSIKAALISISTA VAIHTOEHDOSTA

1. Johdanto

Viime vuosien "energiakriisi", joka on ilmentynyt lähinnä öljyn ja sen perässä muiden energialähteiden huomattavana kallistumisena ja sitä seuraavina taloudellisina häiriötekijöinä, on myös korostanut uusiutumattomia fossiilisia polttoaineita korvaavien energialähteiden kehitystyön tärkeyttä. Sekä kansalliseen riippumattomuuteen pyrkivät lyhyen aikavälin energiapoliittiset ohjelmat että pitemmän tähtäimen uusien energialähteiden kehitystyöprojektit ovat saaneet nopeasti lisääntyvää tukea useimmissa maissa.

Energiantuotantoon liittyvät ongelmat ovat moninaisia ja tarjoavat mahdollisuuksia tarkasteluun fysikaaliselta, teknilliseltä, taloudelliselta, energiapoliittiselta, ympäristövaikutusten, onnettomuusriskien, jne. kannalta. Koska seuraavassa on tarkoitus luoda lähinnä laaja-alainen katsaus uusiin fossiilisia polttoaineita korvaaviin energiantuotantomahdollisuuksiin, on tarkoituksenmukaista rajoittaa tarkastelu lähinnä otsikon ilmaisemiin puitteisiin, jotka nekin tietenkin ovat erittäin laajat. Aiheen luonteesta johtuen tarkastelemme sitä edelleen globaaliselta kannalta, jolloin esille tulevista mahdollisuuksista monet vain epäsuorasti, mutta jo tähänastisen kokemuksemme kautta merkittävästi vaikuttavat omiin oloihimme yleisen energiatilanteen kautta.

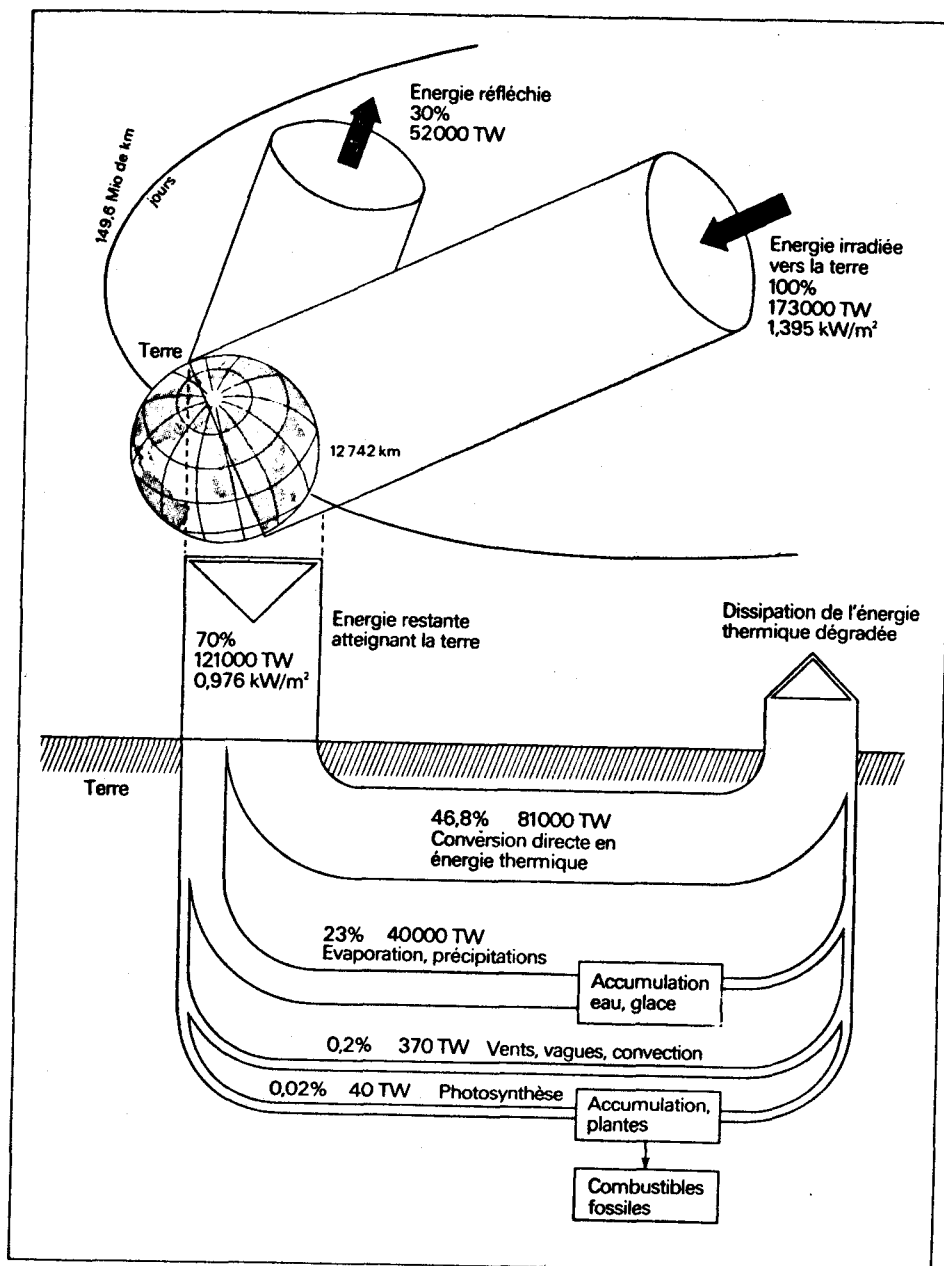
2. Luonnon ja tekniikan energiavirroista

Lähtökohdan antamiseksi teknillisen energiantuotannon käsitte-lylle tarkastelemme ensin luonnon energiavirtoja. Tämä on syytä tehdä sekä näiden energiavirtojen hyödyntämistä ajatellen että erään suuruusluokkakuvan antamiseksi teknillisen energiantuotannon ympäristövaikutuksista.

Kvantitatiivisissa tarkasteluissa käytämme tarvittaessa tehon yksikkönä 1 GW (= 1000 MW), jota vastaa energian yksikkö 1 GW-vuosi. Mainittakoon, että 1 GWv on noin 0.8 Mtoe (miljoona tonnia öljyekvivalenttia) sekä toisaalta noin 9 TWh. Energiavarojen mittaamiseksi tarvitsemme suuremman yksikön ja käytämme sellaisena yksikköä 1 Q (= 10^{18} Btu), joka vastaa 32 000 GWv.

Luonnon energiavirtojen taseessa on auringon osuus hallitseva. Auringossa jatkuvasti vapautuvasta fuusiotehosta noin 5×10^{17} GW osuu maapallon päivänpuoleiselle osalle noin 1.7×10^8 GW. Tätä energiavirtaa ja sen jakautumista valaisee kuva 1, jossa tehon yksikkönä 1 TW = 10^3 GW. Vaikka siinä mainitut energiavirrat ovat varsin huomattavia, on niiden tehotiheys pieni; myöhempiä tarkasteluja varten on syytä huomioida maan pinnalle saapuva säteilytiheys, joka suurimmillaan on noin 1 kW m^{-2} eli 1 GW km^{-2} .

Kuvion 1 mukaisesti auringon energia fossiilisiin polttoaineisiin sitoutumatonta osaa lukuun ottamatta dissipoituu takaisin avaruuteen melko lyhyen aikavälin kuluessa. Tähän poistuvaan energiavirtaan voidaan lisätä maan kuumemmista sisäosista vuotava geoterminen lämpövuoto, jonka suuruusluokaksi arvioidaan 25 000 GW. Edelleen pienempänä komponenttina tulee mainita maan ja kuun vetovoimavuorovaikutuksesta aiheutuva vuorovesi-ilmiö ja sen kautta vapautuva komponentti luonnon energiavirroista.



Kuva 1. Kaavakuva auringon maapallolla aiheuttamista energiavirroista

Nykyisin on teknologinen raakaenergiankäyttö koko maailmassa noin 8 000 GW. Tämä vastaa noin 1/20 000 auringosta tulevasta säteilyenergiasta ja siis samalla samaa osaa koko luonnon energiatasteesta. Kuitenkin esim. fotosynteesin kautta kanavoituvasta 40 000 GW tehosta se on jo melko huomattava osa ja edelleen fotosynteesistä fossiilisiin polttoaineisiin sitoutuvaa osaa paljon suurempi. Kun teknologinen energia nykyisin lähes kokonaan on peräisin fossiilisista polttoaineista, merkitsee tämä sitä yksinkertaista toteamusta, että poltamme näitä varoja paljon nopeammin kuin niitä syntyy lisää.

Energiavarojen yksiköillä mitattuna on nykyinen raakaenergian kulutus noin 0.25 Q vuodessa. Vastaavasti auringosta saapuva säteilyenergia on noin 5300 Q vuodessa.

3. Teknologisten energialähteiden jaottelu

Taulukossa 1 on teknologiset energialähteet jaoteltu niiden perusmekanismien ja energiakonversiosysteemin aikavakioiden (välitön, uusiutuva, uusiutumaton) mukaan. Perusmekanismeja ovat lähinnä vain fuusio ja fissio, joiden kummankin kohdalla on mainittu sekä luonnon energiakonversiosysteemejä että suorat ydinreaktorit. Taulukosta ilmenee myös nykyisen raakaenergian jakautuma eri lähteiden osalle yli 1% yltävien kohtien osalta. Fossiilisten polttoaineiden hallitseva asema korostuu selvästi.

Taulukko 1. Teknologisen energian lähteitä

	<u>Raakaenergian jakautuma</u>	
	<u>Maailma (1972)</u>	<u>Suomi</u>
Fuusio		
Aurinko		
Välitön		
Säteily		
Uusiutuvat lähteet		
Vesivoima	2	5
Tuulienergia		
Lämpötilaerot		
Orgaaninen konversio		
Fossiiliset uusiutumattomat	98	93
Öljy	45	60
Kivihiili	35	33
Maakaasu	18	
Fuusioreaktori		
Fissio		
Fissioreaktorit		
Terminen reaktori		
Hyötöreaktori		
Geoterminen energia		
Muita		
Maan kiertoliike		
Vuorovesienergia		
Kosminen säteily		

4. Energian tarve ja energiavarat

Yksinkertaisin energiatarve-ennuste saadaan kertomalla väestö-ennusteella energiankäyttö henkeä kohden. Maailman nykyinen 4 miljardin väestö kaksinkertaistuu ennusteiden mukaan 30-35 vuodessa suurelta osin jo nykyisen ikärakenteen takia, ja tulee edelleen kasvamaan ehkä 10 miljardiin. Nykyinen raakaenergian käyttö maailmassa on keskimäärin hieman alle 2 kW henkeä kohden, mutta se on hyvin epätasaisesti jakautunut ollen noin 10kW Yhdysvalloissa, noin 5 kW muissa teollisuusmaissa ja siitä edelleen lähes kertalukua pienempi köyhimmässä kehitysmaissa. Taulukon 2 energiatarve-ennusteissa on myös tältä osin annettu usein esitettyjä arvoja ja niiden perusteella saatavia teho- ja kumulatiivisia tarvearvioita.

Taulukko 2. Energiatarvearvioita

	1974	2000	2030
Väestö (10^9)	4	7	10
Kulutus (kW/henk.)	2	3.5	5
Kokonaisteho (GW)	8000	24000	50000
Energiatarve ($Q \text{ v}^{-1}$)	0.25	0.75	1.6
Kumulatiivinen Q	6	19	50
Kasvu (%)		4	2.5

Edellisen taulukon kumulatiivisiin arvoihin tulee verrata energiavarojen arvioita, joita on annettu taulukossa 3. Huomiota kiinnittää tunnettujen ja arvioitujen varojen väliset suuret eroavaisuudet. Jälkimmäiset edustavat geologisten ja tilastollisten ekstrapolaatioiden avulla saatavia ylärajoja. Riittävinä pitkän tähtäimen energialähteinä esiintyvät vain uraani ja torium hyötöreaktoreissa käytettyinä, fuusioreaktorin polttoaineet sekä auringon energia. Nykyisin 98% raakaenergiasta tuottavien fossiilisten polttoaineiden korvaamisen tärkeys on ilmeinen.

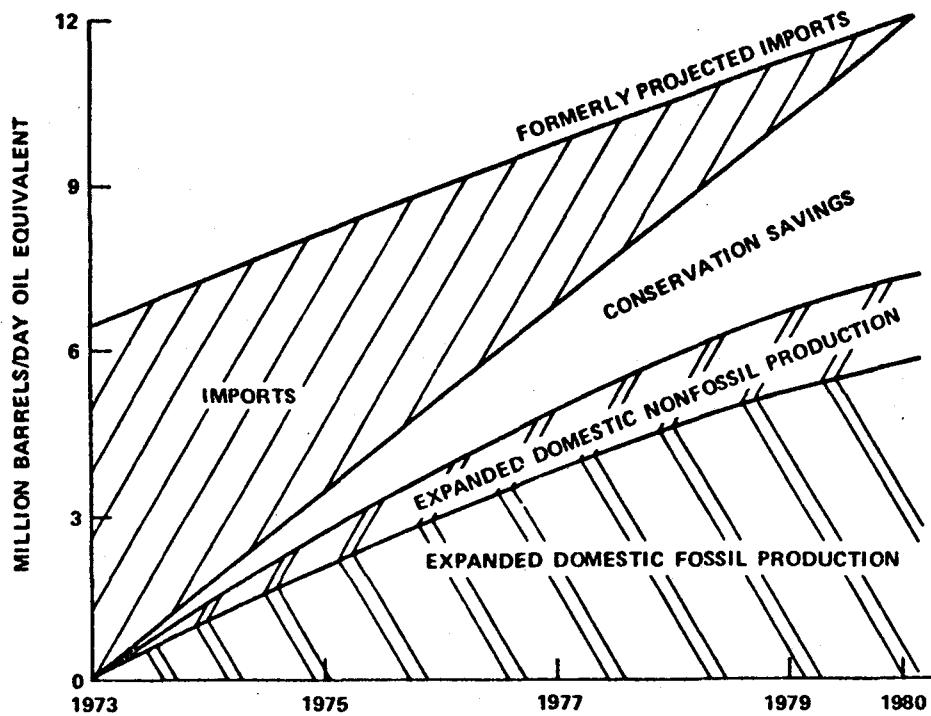
Taulukko 3. Energiavara-arvioita (Q-yksiköissä)

	Tunnetut		Arvioidut	
	LWR	BR	LWR	BR
Fossiiliset polttoaineet	22		450	
Kivihiili	17		320	
Öljy	1.7		23	
Maakaasu	1.9		20	
Hiekkaöljy	0.2		6.3	
Liuskeöljy	0.9		77	
Uraani	LWR	BR	LWR	BR
Alle 10 \$/lb	1	100	30	3000
Alle 50 \$/lb	5	500		
Alle 100 \$/lb			500	50000
Thorium uraani				
Fuusiopolttoaine				
DT-reaktio			7 x 10 ⁵	
DD-reaktio			3 x 10 ⁸	
Geoterminen	0.4		(100)	
Uusiutuvat				
Vesivoima	0.2 Q/v			
Aurinko, koko teho	5300 Q/v			

5. Fossiilisia polttoaineita korvaavat energialähteet

Lyhyen noin kymmenen vuoden aikavälein energiapoliittisissa ohjelmissa on siirtymisellä öljystä kivihiileen merkittävä asema, esim. Yhdysvaltojen energiaomavaraisuusohjelmassa vuoteen 1980 mennessä kattaa hiilentuotannon laajentaminen suurimman osan tuonnin eliminoinnista. Tämän lisäksi ilmenee kuviossa 2 myös säästötoimenpiteiden merkitys öljyntuonnin korvaamisessa paljon pienempään uusien energialähteiden panokseen verrattuna.

SELF-SUFFICIENCY BY 1980 THROUGH
CONSERVATION AND EXPANDED PRODUCTION



Kuva 2. Yhdysvaltojen energiaohjelman tavoitteita lyhyellä tähtäimellä

Myös melko pitkällä tähtäimellä tulevat fossiiliset polttoaineet säilyttämään hallitsevan aseman. Arvioiden mukaan tulee niiden osuus raakaenergiasta laskemaan nykyisestä 98% määrästä vuoteen 2000 mennessä vain noin 75% arvoon, mikä merkitsee niiden absoluuttisen kulutuksen jatkuvaa kasvua. Fossiilisten polttoaineiden hyödyntämiseen liittyy myös monia uusia teknologisia kehitysohjelmia, kuten kaasumaisten ja nestemäisten polttoaineiden valmistus kivihiilestä, liuske- ja tervahiekkaöljyn hyödyntäminen, rannikoilla ja avomerillä tapahtuvat poraukset, jne. Vaikka näiden muutosten vaikutukset tulevat suuruudeltaan olemaan uusien energialähteiden vaikutuksia vastaavia, edustavat ne melko konventionaalista tekniikkaa. Käsiteltävän aihepiirin rajoittamisen takia emme käsittele niitä seuraavassa yksityiskohtaisesti, vaan keskitymme varsinaisten uusien energialähteiden tarkasteluun.

5.1. Auringon energia

Aikaisemmin on auringon energian hallitseva osuus maapallon energiavaroissa tullut jo esille. Sen tarjoamat mahdollisuudet teknologiseen energiantuottoon myös muussa muodossa kuin fossiilisten polttoaineiden tai vesi- tai tuulivoiman kautta tapahtuvaa kiertotietä ovat tulleet nopeasti voimistuvan tutkimuksen kohteeksi. Optimistisimmillaan voitaisiin esim. esittää, että hyötysuhteella 20% olisi mahdollista tuottaa kaikki nykyisin käyttämämme raakaenergia, noin 8 000 GW, kuumalla erämaa-alueella kooltaan $200 \times 200 \text{ km}^2$, jolle lankeaa säteilyenergiaa 1 GW km^{-2} . Tähän tarvittavaa teknologiaa ei kuitenkaan ole käytettävissä, ei ainakaan taloudellisesti kilpailukykyisessä muodossa. Sen sijaan useita lähinnä pienimuotoiseen lämpöenergian keräämiseen ja vähäisemmässä määrin energian suurtuotantoon tarkoitettuja menetelmiä on kehitteillä.

Suora sähköntuotto. Auringon säteilyenergiaa voidaan muuttaa suoraan sähköenergiaksi joko valosähköisesti, lämpösähköisesti tai termionisesti. Näiden prosessien teoreettiset hyötysuhteet yltyvät korkealle 25 - 35% asti, mutta laajamittaiseen tuotantoon soveltuva tekniikka puuttuu. Nykyisten tarjolla olevien yksikide- ja piikkenojen varaan rakentuva energiantuotto maksaisi noin sata kertaa enemmän kuin tarjolla oleva sähköenergia. Eräiden arvioiden mukaan aurinkokennojen joukkotuotanto esim. ohutkalvotekniikalla, samaan tapaan kuin puolijohteiden tuotanto nykyään, voisi laskea valosähköisesti tuotetun energian hinnan ehkä noin viisinkertaiseksi kivihiileen tai fissioenergiaan verrattuna. Toisinaan ehdotettu keräilyelementtien sijoitus avaruuteen, josta niiden keräämä teho lähetettäisiin mikroaaltotekniikkaa käyttäen maahan, suurentaisi kennojen käytettävyyttä noin kertaluvulla, mutta tuskin kustannuksia vastaavasti.

Lämpöjärjestelmät. Sekä välittömään lämpöenergian käyttöön että sähköön tai synteettisen polttoaineen tuottoon tähtääviä järjestelmiä on runsaasti kehitteillä. Näistä ensimmäiseen ryhmään kuuluvat sovellutukset ovat jo toimivan tekniikan asteella useissa tehtävissä. Lämpimässä vyöhykkeessä, noin 45. leveysasteiden välillä, on tällä tavoin tapahtuva huoneilman ja veden lämmitys jo nykyisellään kilpailukykyinen muiden vaihtoehtojen kanssa. Luonnollisia käyttöalueita olisivat kuumassa ilmastossa tarvit-

tavat ilman jäädytys sekä yhdistetyt jäädytys- ja lämmitysjärjestelmät. Absorpti-jäädytysjärjestelmät vaikuttavat lupaavilta, mutta tarvittavan tekniikan kehitys on vasta alkuvaiheissaan. Aurinkolämmityksen mahdollisuudet, tarvittaessa lämpöpumpuihin yhdistettyinä, ovat kokeiltavina myös kylmemmissä vyöhykkeissä, jolloin taloudellisuuden asemasta on usein tavoitteena ollut riippumattomuus ulkopuolisista energialähteistä. Tällä käyttöalueella on jo yksinkertaisilla säästötoimenpiteillä usein saavutettavissa tuloksia, jotka ylittävät uusien energialähteiden lupaukset; esimerkkinä voidaan mainita mm. Yhdysvalloissa liike-taloihin asennettavista ilmastointilaitteista noin 75% olevan "reheat"-tyyppiä, jossa vakioteholla kylmennetty ilma uudelleen lämmitetään ennen huoneisiin puhaltamista. Lämmityksen asemasta sekoituslaitteita käytettäessä on noin 30% tarvittavasta energiasta säästettävissä.

Laajojen sähkön tai polttoaineiden tuottoon tarkoitettujen järjestelmien kohdalla on kehitteillä useita eri systeemejä. Optisten fokuointilaitteiden tai auringon säteilyä ja lämpösäteilyä selektiivisesti läpäisevien pintojen avulla on mahdollista saada aikaan riittäviä lämpötilaeroja tavallisten höyryvoimalaitosten käyttöön. Laajat keräilyalueet vaatisivat kuitenkin sekundääristä lämmönsiirtosysteemiä, joka voisi perustua sulan metallin tai suolan tai typpikaasun käyttöön. Alustavien arvioiden mukaan olisivat tällaisten aurinkovoimalaitosten pääomakustannukset nykyisin noin viisinkertaiset kivihiili- tai fissiovoimalaitoksiin verrattuna, samoin käyttökustannukset olisivat näitä korkeampia.

Erikoistapauksena lämpöjärjestelmistä voidaan mainita valtamerien lämpötilagradientteja hyväkseen käyttävät laitokset. Noin 25 °C lämpöisen pintavesivaraston ja viimeistään noin kilometrin syvyydestä löytyvän noin 5 °C lämpöisen kylmän varaston välille on mahdollista suunnitella lämpökone, joka käyttää helposti höyrystyvää nestettä kuten ammoniakkia tai freonia turpiinin pyörittämiseen ja sähkön ja ehkä edelleen vedyn tuottoon. Läpivirtaavan veden vain muutaman asteen lämpötilamuutos merkitsee kuitenkin huonoa termodynaamista hyötysuhdetta, ja tarvittava lämpömäärä olisikin noin kymmenkertainen tavallisiin lämpövoimaloihin verrattuna. Lisäselvityksiä vaativia seikkoja ovat pumppausvastukset, lämmönsiirtoilmiöt ja voimalan aiheuttamat häiriöt

ympäröivässä meressä. Koelaitoksia suunnitellaan näiden kysymysten selvittämiseksi.

Biologinen konversio. Auringon säteilyenergiaa käytetään kokeellisesti fotosynteesin lisäksi eräiden biologisten prosessien kautta tuottamaan systeettisiä polttoaineita, lähinnä metaania, mutta myös vetyä. Tärkeimpiä tutkimuskohteita ovat levät ja varsinkin meneteimät, joissa levien ilmattomasti käydessä syntyy metaanikaasua. Teoreettiset arviot esim. Yhdysvalloista osoittavat, että noin 5% maa-alasta käyttö tällä tavoin voisi tuottaa tarvittavan polttokaasumäärän. Suoraan auringon energian käyttöön tähtääviä biologisia konversiomenetelmiä lupaavammilta lähitulevaisuudessa näyttävät orgaanisten jätteen konversioon perustuvat menetelmät. Kummankin tekniikan kohdalla on tutkimuksen alaisena suuri joukko spesifisiä biologisia konversioketjuja, joiden lopputuloksena on erilaisia synteettisiä polttoaineita tai lämpö- tai sähköenergiaa. Näiden yksityiskohtaisempi analyysi lankeaa kuitenkin enemmän biokemistin kuin fyysikon toimialueelle.

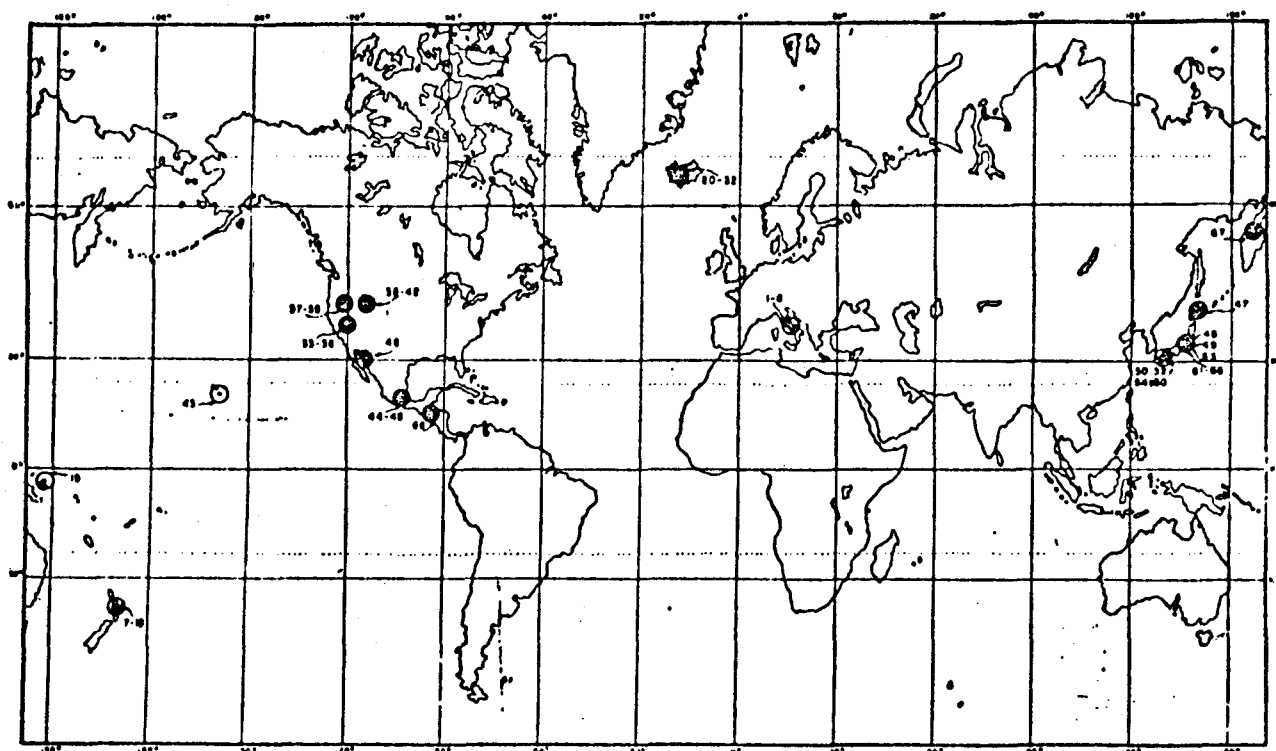
5.2. Geoterminen energia

Geoterminen energia on "fossiilista ydinenergiaa", joka on radioaktiivisten aineiden hajotessa sitoutunut lämpönä vesihöyryyn, kuumaan veteen tai kuumaan kiveen. Varannot ovat kahta päätyyppiä, matalalämpötilaisia 60 - 120 °C asteisia sedimentoituneissa kerroksissa 1500 - 1200 metrin syvyydessä ja korkealämpötilaisia 200 - 300 °C asteisia sadoista metreistä kilometrien syvyydellä lähinnä tuliperäisillä alueilla. Hyödynnettävän geotermisen lähteen tulee tuottaa vähintään 65 °C asteista vettä enintään 3 kilometrin syvyydestä helposti läpäisevän maakerroksen läpi.

Melko helposti käytettävän lämpöenergian lisäksi tarjoaa geoterminen energia mahdollisuuksia sähköntuotantoon. Tähän mennessä on käytetty lähinnä kuumaa höyryä tuottavia lähteitä. Italian Larderello alueella on tuotettu sähköä jo vuodesta 1904 ja Kalifornian Geysirs alueella vuodesta 1960 lähtien, kummassakin nykyisin noin 400 MWe. Huolimatta höyryn alhaisesta paineesta ja lämpötilasta konventionaalisiin laitoksiin verrattuna on näillä alueilla ollut mahdollista tuottaa sähköä noin puolella hinnalla kivihiiileen verrattuna.

Kuumaan veteen ja kuumaan kiveen sitoutuneet geotermiset energia-
varat ovat höyrylähteitä paljon suuremmat. Näiden lähteiden hyö-
dyntämiseen tarvittava tekniikka on kuitenkin vasta kehitteillä.
Hydraulisella rikkomismenetelmällä saadaan kuuman kiven energia
tehokkaammin siirretyksi fraktioihin pumpattavaan veteen, sa-
moin helpommin kiehuvia nesteitä käyttäviä sekundääripiirejä
suunnitellaan. Uuden Seelannin Wairakei alueella on käytössä
200 MWe laitos, joka käyttää kuumasta noin 260 °C asteisesta
vedestä erotettavaa höyryä. Yhdysvalloissa on kuumaa vettä
käyttävä prototyyppivoimala ja Neuvostoliitossa sekundääri-
kiertoa käyttävä laitos.

Geotermisen energian hyödyntämismahdollisuudet rajoittuvat näitä
lähteitä sisältäville alueille, joista tärkeimmät on merkitty
kuvaan 3. Jo tunnettujen ja uusien alueiden kartoitus käyttää
hyväkseen lämpötilan, magneettisten ominaisuuksien, tiheyden,
sähkönjohtavuuden ja akustisten aaltojen etenemisen mittauksia
sekä koeporausta.



Kuva 3. Tunnettujen geotermisten lähteiden jakautuma

Geotermisen energian hyödyntäminen aiheuttaa usein suuren ympäristökuormituksen, joka johtuu veden tai höyryn mukana tulevasta suoloista ja kaasuuntuvista yhdisteistä. Esimerkiksi 1000 MW geotermisen voimala, joka käyttäisi vain 2% suolaa sisältävää vettä, tuottaisi suolaa noin 12 000 tonnia vuorokaudessa. Myös vapautuva rikki- tai rikkioksidimäärä on huomattava ja ylittää rikkipitoisten fossiilisten polttoaineiden käytössä vapautuvat määrät.

Arviot geotermisistä kokonaisvaroista ovat vielä hyvin alustavia, mutta nykyinen noin 1 GWe teho tulee kasvamaan huomattavasti. Sähköntuotantoon sopivat tunnetut varat arvioidaan OECD-maissa noin 70 GWe:n suuruisiksi. Arvioidut varat ylittävät pitemmälle, esim. Yhdysvalloissa välille 40-390 GWe vuoteen 2000 mennessä.

5.3. Fissioreaktorit

Laajamittaiseen sähköntuottoon tarkoitettu fissioenergia on Atomiteknillisen Seuran jäsenille niin tuttua, ettei sen perusteisiin ja tekniikkaan tarvitse puuttua. Sen sijaan esitän joitakin huomioita sen kehityssuunnista ja osuudesta maailman energian tuotannosta.

Ydinenergian aikaisemmat kasvuarviot ovat yleensä osoittautuneet yliarvioituiksi. Tähän ovat vaikuttaneet monimutkaisen teknologian rakentamiseen liittyvien vaikeuksien aliarviointi, öljyn ja maakaasun alhainen hintataso 1960-luvulla ja ympäristöhaittoihin ja turvallisuuskysymykseen liittyvät kysymykset.

Äskettäinen fossiilisten polttoaineiden hinnan kohoaminen on ratkaisevasti muuttanut hintasuhteita fissioreaktoreilla tuotetun sähkön hyväksi. Tältä pohjalta on laadittu taulukossa 4 esitetty kasvuennuste, jota ainakin vuoteen 1985 asti voidaan pitää realistisena.

Taulukko 4. Fissioenergian kasvuennusteita (GWe)

	1974	1980	1985	1990	1995
OECD-Eurooppa	20	76	175		
USA	35	109	275		
Muut	5	32	88		
Yhteensä	60	217	538	1032	1800
Kiihdytetty ohjelma					
Yhteensä	60	248	700	1439	2545

Nykyisin käytössä ja rakenteilla olevien fissioreaktorien tyyppijakautuma painottuu voimakkaasti kevytvesireaktorien suuntaan. Tämä ilmenee taulukosta 5, jonka alkuosa luokittelee reaktorit käytetyn hidastimen ja jäähdytteen mukaan ja loppuosa määrittelee v. 1973 jakautuman.

Taulukko 5. Fissioreaktorien tyyppijakautumaReaktorityypit

Hidastin	H ₂ O	D ₂ O	C	-
<u>Jäähdytin</u>				
H ₂ O, 2-faasi	BWR	SGHWR		
H ₂ O	PWR		LGR	
D ₂ O		CANDU		
CO ₂			GCR	
He			HTGR	GCFR
Na				LMFBR
U-Th-liete				MSBR

Tyyppijakautuma (1973)	Määrä	Teho (GWe)	Teho (%)
PWR	144	122	58
BWR + HTGR	76	70	33
GCR	18	12	6
CANDU	10	5	2
LMFBR	4	1.5	1
	252	210	100

Fissioreaktorien pääomakustannusten suuri osuus ja sen pienene-
minen tehoyksikköä kohden laitoskoon suuretsa ovat kannusta-
neet yhä suurempiin yksiköihin siirtymistä, niin että sähköntuo-
tannossa nykyisin rakennettavat laitokset ovat usein lähellä
suurinta nykyisin sallittua maksimia 3.8 Gwt eli noin 1.3 GWe.
Fossiilisten polttoaineiden nopeasti kohonneet hinnat ovat
kuitenkin tehneet myös pienemmätkin yksiköt kilpailukykyisem-
miksi ja erityisesti muuhun kuin sähköntuotantoon, kuten proses-
si- ja kaukolämmön tuottoon, tarkoitetut reaktorit ovat intensii-
visen tutkimus- ja kehitystyön alaisina.

Ennustetun fissioenergiaohjelman toteuttaminen edellyttää koko
polttoainekiertoa liittyvien teollisten prosessien nopeaa laa-
jenemistä. Vaikka polttoainekierron muiden vaiheiden vaatimat
investoinnit ovatkin vain noin 10% varsinaisesta
voimalainvestoinnista, liittyy niiden toteuttamiseen
pitkiä viiveitä. Tästä johtuen tulee sekä uraanin prospektointia
että rikastuskapasiteettia nopeasti lisätä, samoin kuin poltto-
aineen jälleenkäsittelyn ja jätteiden varastoinnin ongelmia tehok-
kaasti selvittää. Ilman tällaisia laajennuksia tulee polttoaine-
huollossa esiintymään vaikeuksia, kuten kuviot 4 ja 5 osoittavat.
Taulukko 6 kuvaa tarkemmin tunnettuja uraanivaroja, joista Ruot-
sin suuret varannot nykyistä korkeammassa hintaluokassa kiinnit-
tävät huomiota.

Estimated World Resources of Uranium
(Data Available January 1973)

Taulukko 6.

Type of Resources Country	Price Range \$(1) 10/lt U ₃ O ₈				Price Range \$10-15/lb U ₃ O ₈			
	Reasonably Assured Resources (Reserves)		Estimated Additional Resources		Reasonably Assured Resources		Estimated Additional Resources	
	10 ³ tonnes uranium	10 ³ short tons U ₃ O ₈	10 ³ tonnes uranium	10 ³ short tons U ₃ O ₈	10 ³ tonnes uranium	10 ³ short tons U ₃ O ₈	10 ³ tonnes uranium	10 ³ short tons U ₃ O ₈
Argentina	9.2	12	14	18	7.7	10	23	30
Australia	71	92	78.5	102	29.5	38.3	29	38
Brazil	-	-	2.5(2)	3.3	0.7	0.9	-	-
Canada	185	241	190	247	122	158	219	284
Central African Republic	8	10.5	8	10.5	-	-	-	-
Denmark (Greenland)	5.6	7.0	10	13	-	-	-	-
Finland	-	-	-	-	1.3	1.7	-	-
France	36.6	47.5	24.3	31.5	20	26	25	32.5
Gabon	20	26	5	6.5	-	-	5	6.5
India	-	-	-	-	2.3	3	0.8	1
Italy	1.2	1.6	-	-	-	-	-	-
Japan	2.8	3.6	-	-	4.2	5.4	-	-
Mexico	1.0	1.3	-	-	0.9	1.2	-	-
Niger	40	52	20	26	10	13	10	13
Portugal (Europe)	6.4	9.3	5.9	7.7	1	1.3	10	13
(Angola)	-	-	-	-	-	-	13	17
South Africa	202	263	8	10.4	62	80.6	26	33.8
Spain	8.5	11	-	-	7.7	10	-	-
Sweden	-	-	-	-	270	351	40	52
Turkey	2.2	2.8	-	-	0.5	0.6	-	-
United States	259	337	538(3)	700	141	183	231	300
Yugoslavia	6	7.8	10	13	-	-	-	-
Zaire	1.8	2.3	1.7	2.2	-	-	-	-
TOTAL (rounded)	866	1,126	916	1,191	680	884	632	821

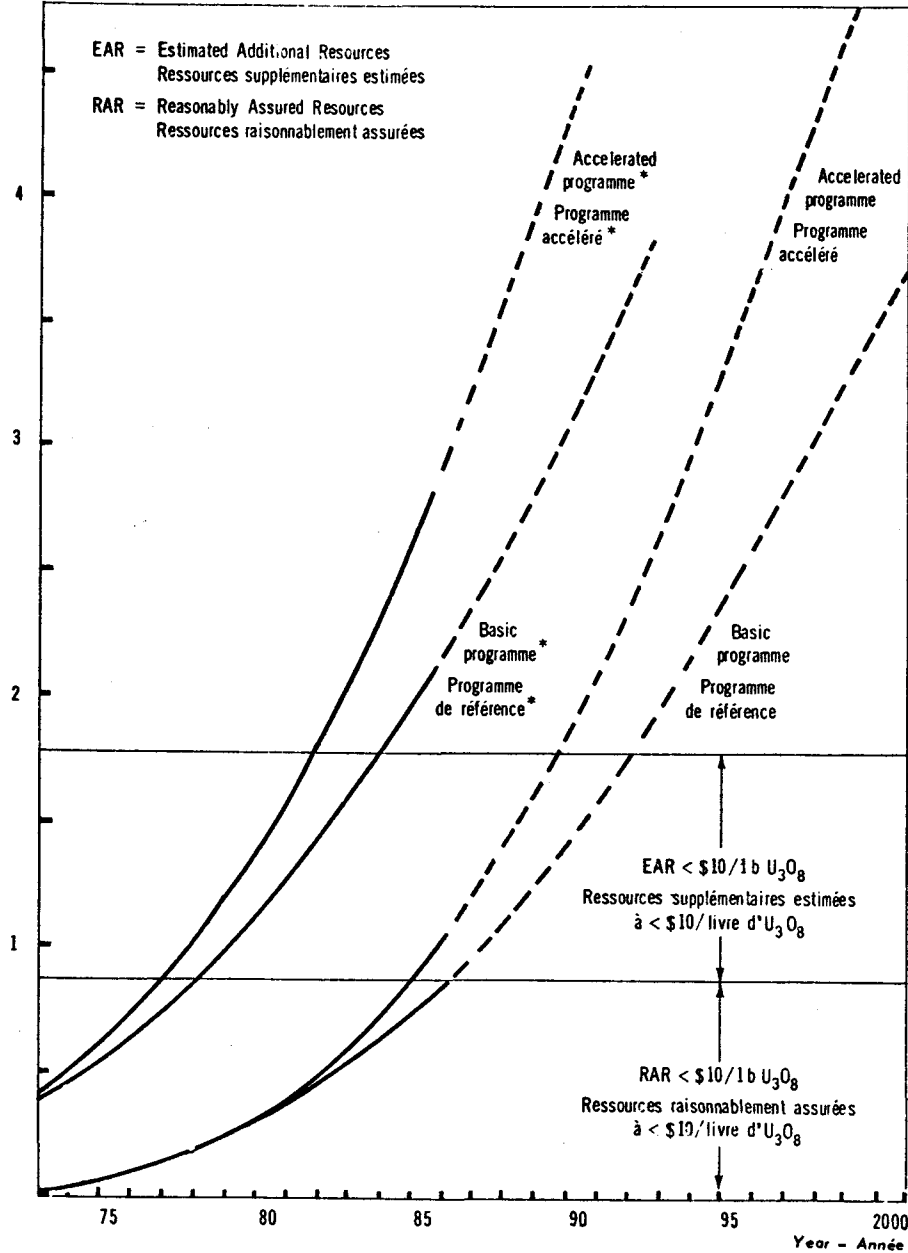
1) \$ Value of March 1973: 1\$ = 0.829 EMA u/a = 0.829 SDR (Special Drawing Rights).

2) Plus 70,000 tonnes U by-product from phosphates.

3) Plus 70,000 tonnes U by-product from phosphate and copper production.

Kuva 4. Kumulatiiviset uraanivaatimukset ilman Pu-kiertoa.

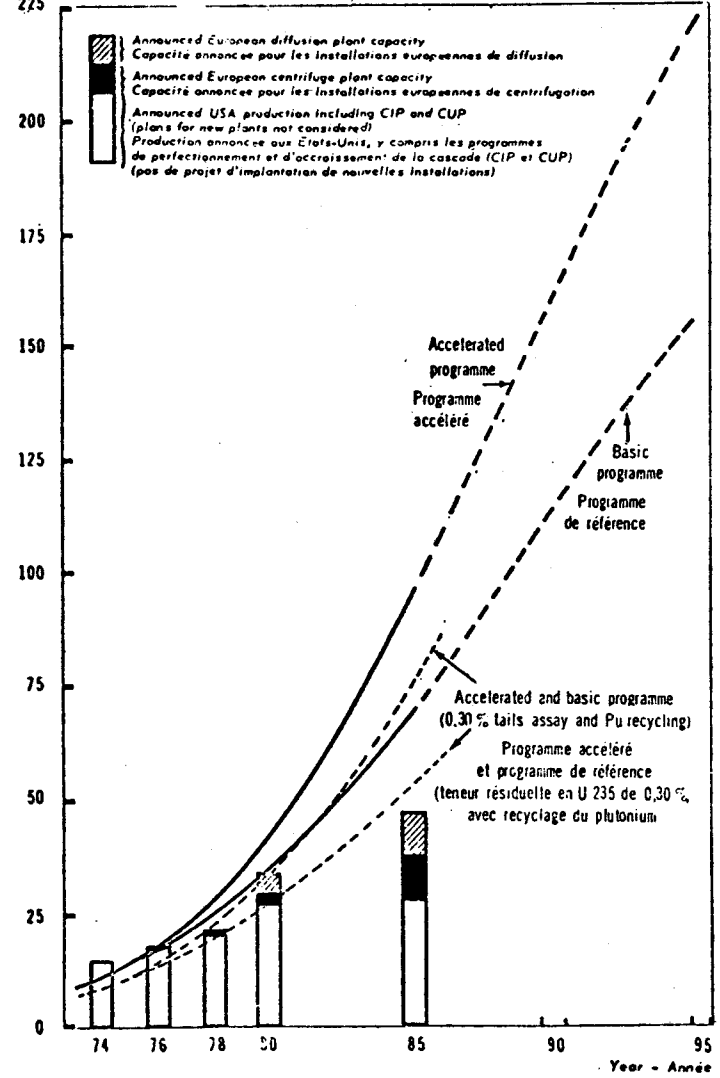
10⁶ tonnes U



* These curves are shifted 8 years because the uranium industry plans on 8 years forward reserves.

Kuva 5. Vuosittaiset väkevöintityövaatimukset ilman Pu-kiertoa.

10³ tonnes SWU/yr
10³ tonnes d'UTS/an



Recent reductions in US nuclear power growth forecasts [WASH-1139-(74)] suggest a corresponding maximum reduction of separative work requirements of about 10% in early 1980's and of about 3% in 1985.

Nykyisten reaktorityyppien välillä esiintyy aina suuruusluokkaan 2 yltäviä eroja niiden tehokkuudessa käyttää hyväksi luonnonuraanivaroja. Kevytvesireaktoreita parempiin tuloksiin yltävät sekä korkealämpötilaiset kaasujäähdytteiset että raskasvesimoderoidut luonnonuraanireaktorit. Hyötöreaktorien käyttöönotto parantaisi uraanin käytön tehokkuutta lähes kahdella kertaluvulla, ja nopeiden hyötöreaktoreiden kehitystyö onkin ollut energiaohjelmien keskeisimpiä tavoitteita jo kahdenkymmenen vuoden ajan uutta teknologiaa luovissa maissa.

Suurin osan hyötöreaktorien kehitystyöstä tähtää natriumjäähdytteiseen uraani-plutonium polttoainekierrolla toimivaan nopeaan reaktoriin. Luonnonuraanin tehokas hyödyntäminen takaisi polttoainevarojen riittävyyden ainakin satojen vuosien ajaksi ja plutoniuminventaarion melko lyhyt kahdentumisaika reaktorikannan nopean laajentamismahdollisuuden. Prototyypilaitoksia 200-300 MWe luokassa on tullut jo käyttöön Englannissa, Neuvostoliitossa ja Ranskassa ja kokemukset niiden käytöstä ovat olleet melko myönteisiä. Nopeiden hyötöreaktoreiden nopea yleistymisen ei kuitenkaan ole odotettavissa niin nopeasti v. 1985 jälkeen kuin aikaisemmin arvioitiin, mikä johtuu sekä kohonneiden kehitys- ja rakennuskustannusten aiheuttamasta taloudellisen kilpailukykyyn alenemisesta että turvallisuus- ja ympäristövaikutusongelmien osalla esille tulleista kysymyksistä. Erityisesti Yhdysvalloissa ovat jälkimmäiset huomattavasti hidastaneet natriumjäähdytteisen hyötöreaktorin kehitystyötä.

Kaasujäähdytteinen uraani-torium-polttoainekierrolla toimiva hyötöreaktori on varhaisemmassa kehitysvaiheessa kuin natriumjäähdytteinen reaktori. Sen kehittämisessä voidaan kuitenkin käyttää tehokkaasti hyväksi sekä natriumjäähdytteisen reaktorin että heliumjäähdytteisten korkealämpötilareaktoreiden osalta saatuja kokemuksia. Kaasujäähdytteinen hyötöreaktori tarjoaakin asteittäisemmän mahdollisuuden konversio- ja hyötösuhteen parantamiseen ja vastaavasti teknologian muutokseen kuin natriumjäähdytteinen reaktori, mikä on viime aikoina huomattavasti lisännyt kaasujäähdytteisiin reaktoreihin kohdistuvaa kiinnostusta. Kumpaakin reaktorityyppiä varten on kehitteillä uusia karbidipolttoaineita, jotka mahdollistavat korkeampia palama-arvoja ja lyhyempiä kahdentumisaikoja.

Raskasvesimoderoiduille reaktoreille on myös kehitteillä parempaan konversiosuhteeseen tähtääviä uraani-torium-polttoainekierroja, jotka mahdollistaisivat toriumvarojen hyödyntämisen, mutta eivät kuitenkaan alkulatauksena tarvittavan polttoaineen kahdentamista. Myös sulasuolapolttoaineella varustetut reaktortyyppit, jotka eivät viime vuosina ole olleet juuri lainkaan kokeellisen tutkimuksen alaisina, ovat jossain määrin osoittautuneet kiinnostaviksi niiden tarjoamien toriumia hyötävän polttoainekierto mahdollisuuden ansiosta.

5.4. Fuusioreaktorit

Aikaisemmin tuli jo auringossa vapautuvan fuusiotehon keskeinen merkitys maapallon energiavirroista esille. Fuusiomekanismin hallitun käytön kehittäminen on kuitenkin osoittautunut fissioreaktoria huomattavasti vaikeammaksi tehtäväksi ja ainoa toistaiseksi osaamamme fuusioenergian vapautusmuoto on vetypommi. Fuusioreaktorin kehitystyö on aivan viime vuosina kuitenkin saanut nopeasti lisääntyvää tukea ja varovainen optimismi sen mahdollisuudesta on perusteltua. Fuusioreaktori, samoin kuin hyötävä fissioreaktorikin, asettaisi käyttöömme erittäin suuret polttoaineverat, jotka DD-reaktorin osalta olisivat käytännöllisesti katsoen rajattomat ja helpommin toteutettavan DT-reaktorinkin osalta hyödettäviä uraani- ja toriumvaroja suuremmat. Suurten polttoaineverastojen lisäksi ovat kehitystyötä kannustaneet fuusioreaktoreiden fissioreaktoreita pienemmät ongelmat onnettomuustilanteissa ja syntyvien radioaktiivisten jätteiden varastoinnissa.

Fuusioreaktoreista on Atomiteknillisen Seuran aikaisemmissa kokouksissa ollut yksityiskohtaisia esityksiä. Seuraavassa tarkastellaankin vain lyhyesti kehitysnäkymiä.

Fuusioreaktorin konstruktion perusongelmana on saada noin 10^8 °K syttymislämpötilan omaava polttoaine pysymään riittävän tiheänä, riittävän kuumana, riittävän kauan. Ongelman ratkaisemiseksi kehitetään sekä magneettiseen että inertiaaliseen koossapitoon tähtääviä laitteita.

Fuusioreaktorin perustana olevat lämpöydinreaktiot on tunnettu lähes 40 vuoden ajan. Varsinaiseen fuusioreaktorin toteutukseen tähtäävä työ alkoi 1950-luvulla, tosin se oli aluksi salaista esim. Yhdysvalloissa vuoteen 1958 asti. Avoin systemaattinen tutkimus pääsi vauhtiin 1960-luvulla, jolloin jo kuitenkin monista optimistisista ennusteista jouduttiin luopumaan ilmenevien teknillisten vaikeuksien tähden.

Fuusioreaktorikehittelyn päälinja on alusta lähtien tähdännyt magneettisesti kuumaa plasmaa koossapitävän laitteiston kehittämiseen. Vaihtoehtoinen laserin aikaansaama fuusioreaktio on vasta viime vuosina tullut voimakkaan tutkimuksen kohteeksi.

Suurissa lämpötiloissa aine esiintyy plasmana. Magneettikenttään joutuessaan varatut hiukkaset kulkevat kaarevia ratoja pitkin, mikä antaa mahdollisuuden hiukkasten vangitsemiseen kekseliäitä magneettikenttämuodostelmia käyttäen. Plasman lämmitys voi tapahtua esim. suurten virtojen, nopean puristuksen, iskuaaltojen, suurtaajuisten kenttien tai ulkopuolisten hiukkassuihkujen avulla.

Magneettiseen koossapitoon perustuvien laitteiden kohdalla tapahtui ratkaisevaa edistymistä 1960-luvun lopulla, jolloin opittiin ymmärtämään paljon hankaluuksia aiheuttaneiden plasmaepästabiilisuuksien syyt sekä osittain keinot niiden välttämiseksi. Näin tapahtui varsinkin tokamakien kahdalla, joiden kehittämisessä Neuvostoliitolla on ollut huomattava osuus.

Viimeisimpien tietojen mukaan plasmafuusiotutkimusta tekee kokeellisesti 17 valtiota, osa yhteistyöryhmittymissä. Kaikkiaan on tutkimukseen vuoteen 1971 mennessä käytetty noin 1000 miljoonaa dollaria ja noin 2500 tieteellistä miestyövuotta, joista kumulatiivisista määristä nykyisin käytetään noin kolmannes vuosittain. Toisena mahdollisuutena hallitun fuusion aikaansaamiseksi on tullut esiin laserin käyttö. Tällöin pyritään käyttämään hyväksi sitä seikkaa, että reaktion kulun kannalta suuri polttoaineen tiheys on etu. Asettamalla pieni, alle senttimetrin halkaisijainen polttoainepallo joka puolelta suunnattavien lasersäteiden pommituksen alaiseksi sen tiheys voidaan laskujen mukaan äkillisesti nostaa kymmentuhatkertaiseksi alkuperäisestä arvostaan.

Puristuksen loppuvaiheessa lämpötila nousee niin suureksi, että fuusioreaktiot käynnistyvät ja polttavat pallon räjähdysomaisesti. Polttoaineen määrä on kuitenkin niin pieni, että räjähdys on täysin hallittu ja siinä vapautuva energia voidaan kerätä talteen. Ampumalla 10-100 polttoainenäppä sekunnissa pystyttäisiin tällä menetelmällä tuottamaan suuren voimalaitoksen teho.

Laserfuusiotutkimusta tehdään laajassa mittakaavassa lähinnä Neuvostoliitossa ja Yhdysvalloissa. Myöhemmin käyntiin lähteneenä on laserfuusiotutkimus kasvanut plasmatutkimusta nopeammin ja yltää nykyisin noin kolmannekseen sen arvosta. Siihen liittyviä olettamuksia ei ole kuitenkaan vielä päästy kunnolla kokeellisesti tutkimaan. Nykyiset laserit eivät myöskään yllä kuin noin tuhannesosaan varsinaisissa reaktoreissa tarvittavista tehoista.

Parikymmenvuotisesta kehitystyöstä huolimatta toimiva fuusio-reaktori on edelleen rakentamatta. Toistaiseksi ei ole laboratorio-olosuhteissakaan pystytty osoittamaan, että fuusio-reaktori on tieteellisessä ja teknillisessä mielessä toteutettavissa.

Lähiajan tärkeimpänä tavoitteena on fuusio-reaktorin ns. tieteellisen toteutettavuuden kokeellinen osoittaminen. Tämä katsotaan saavutetun silloin, kun fuusioiden kautta vapautuu ainakin yhtä paljon energiaa kuin sitä tarvitaan reaktioiden käynnistämiseen.

Parhaillaan maailmassa rakennetaan kolmea tokamak-tyyppistä magneettista laitteistoa, nimittäin Italiassa, Neuvostoliitossa ja Yhdysvalloissa. Nämä tulevat kokeiluvaiheeseen ensi vuonna. Yksikään niistä ei vielä tule yltämään toiminta-alueelle, jossa reaktorin tieteellinen toteutettavuus osoitetaan, tai tämä voi tapahtua korkeintaan onnellisten yhteensattumien ansiosta. Lähellä kyseistä aluetta ne kuitenkin tulevat toimimaan, ja niiden avulla toivotaan saavutettavan tietoa jatko-ohjelmaa varten.

Seuraava askel - mikäli nykyiset kaavailut toteutuvat - muodostuisi varsinaisen tieteellisen toteutettavuuden osoittavien laitteiden rakentamisesta. Tunnettuja suunnitelmia ovat USA:n deuterium-tritium -poltin ja Euratomin JET (Joint European Tokamak), jota koskeva rakentamispäätös tehtänee ensi vuoden alkupuolella. Nämä laitteet valmistunevat vuosikymmenen lopulla ja tärkeät kokeet sijoittuvat siis 1980-luvun alkuvuosiin.

Rinnan magneettisten laitteiden kehitystyön kanssa valmistaudutaan kokeisiin laserfuusion alalla. Suurin vaikeus on tarvittavien suurienergiaisten lyhytpulssisten lasereiden konstruoimisessa. Tässä uskotaan edistyttävän niin, että ensimmäiset merkittävät kokeet voidaan tehdä tämän vuosikymmenen lopulla.

Jos edellä mainituissa kokeissa tullaan myönteisiin tuloksiin, olipa sitten kysessä tokamak, jokin muu magneettiseen koossapiinon perustuva laite tai laserfuusio, tulee tämä olemaan vasta alku varsinaisen fuusioreaktorin kehitystyölle, mikä on teknisesti erittäin vaativa tehtävä. Paljon riippuu siitä, miten vaikeasti muodostettavaksi ja hallittavaksi reaktorialueen plasma lopultakin osoittautuu ja kuinka nopeasti laitekehittely esimerkiksi suprajohtavien magneettien ja jättipulssilaserien kohdalla etenee.

Lopullisen reaktorin kehittäminen vaatii kolme vaihetta, koereaktorin, prototyypin ja varsinaisen mallireaktorin. Kuhunkin näistä vaiheista arvioidaan kuluvan ainakin viisi vuotta ja vasta tämän jälkeen varsinaisten energiatuottoon tarkoitettujen tyyppien rakennus voisi alkaa.

Lähteitä

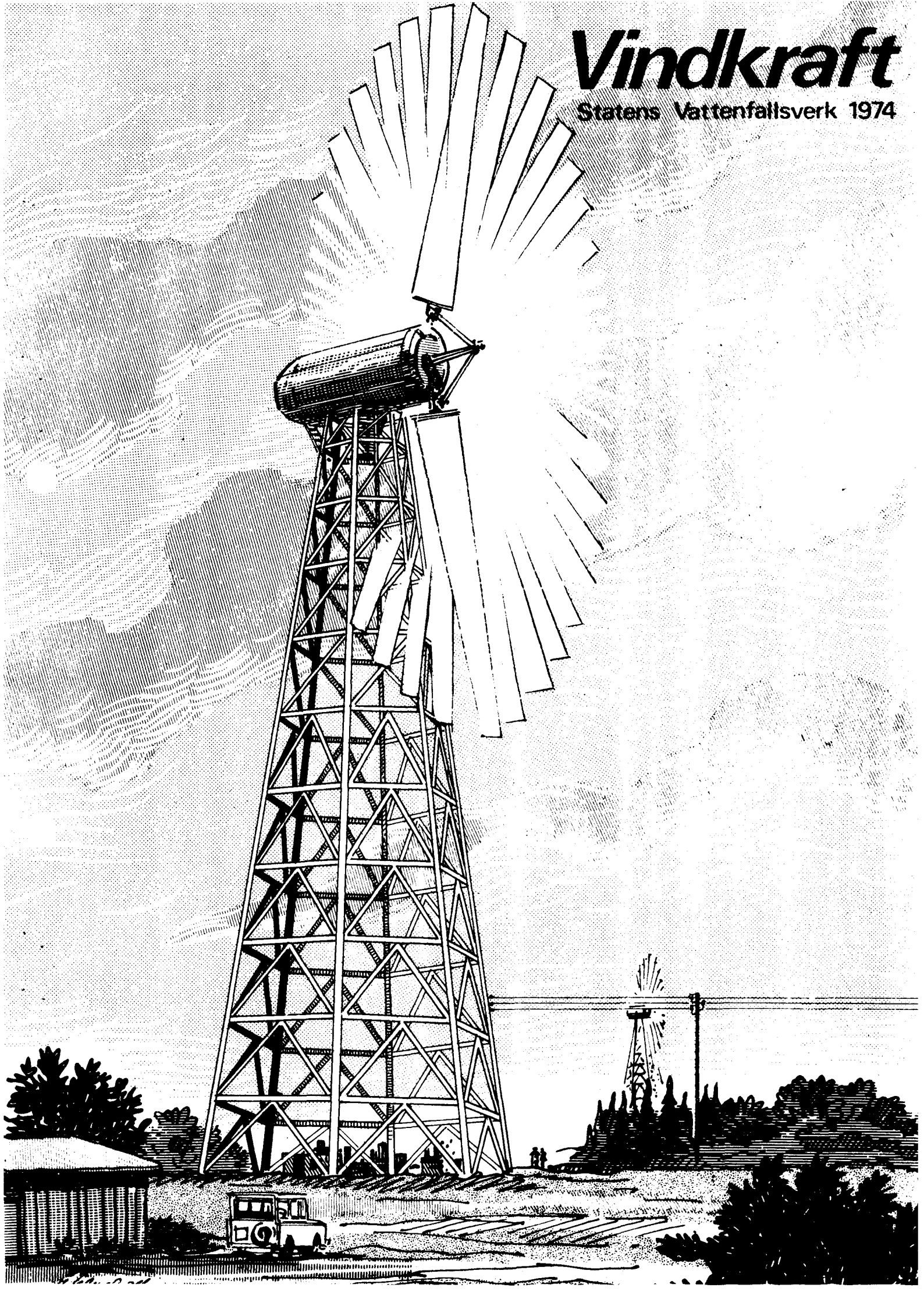
Energiantuotannon fysikaaliset vaihtoehdot, Ydintekniikan seminaari keväällä 1974, Helsingin teknillisen korkeakoulun teknillisen fysiikan osaston raportti TKK-F-B-20 (1974).

Energy prospects to 1985, Vol. I-II, Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris (1974).

Second Illustrative Nuclear Programme for the Community, Commission for the European Communities, EUR-5011, Brussels (1972).

Vindkraft

Statens Vattenfallsverk 1974



Mot bakgrund bl a av en motion i Riksdagen om utredning av vindkraftens möjligheter i Sverige, har Vattenfall genomfört en studie av de i dagsläget gällande tekniska och ekonomiska förutsättningar för storskalig produktion av elkraft ur vinden. Parallellt har Styrelsen för Teknisk Utveckling utrett nya principer för vindkraftproduktion. En viss samordning har ägt rum mellan utredningarna.

Experter inom Vattenfall på olika komponenter som vindkraftverk är uppbyggda av, har utgjort en utredningsgrupp, ordförande har varit överingenjör Nils Holmin och sekreterare civilingenjör P J Svenningsson. Därtill har vissa industriföretag samt Chalmers Tekniska Högskola som konsulter givit sin medverkan. Studien kan därmed förutsättas stå på en verklighetsnära grund.

Föreliggande rapport redovisar huvudresultaten av studien. För de olika delfrågorna finns mer detaljerade redogörelser, som den intresserade läsaren kan få del av genom att vända sig till Vattenfall.

SAMMANFATTNING

Ett vindkraftaggregat med maxeffekten 2000 kW, som uppnås vid vindhastigheten 15 m/s, har översiktligt beräknats. Aggregatet har en propellerdiameter om 57 m och en tornhöjd på 60 m. Generatoren är av synkrontyp och är oväxlad, varvtalet är 30 v/min. Totalvikten på maskineriet i torn toppen är ca 220 ton och på tornet ca 100 ton.

Lokalisering av vindkraft har studerats. Aggregaten bör placeras i grupper utformade som band tvärs den förhärskande vindriktningen, avståndet dem emellan bör vara ca 8 gånger propellerdiametern, d v s knappt 500 m. Som en exemplifiering har några tänkbara lägen analyserats. Det visar sig att svårigheterna med att på ett miljömässigt acceptabelt sätt placera ut aggregaten i terrängen inte är ringa.

Med utgångspunkt från 10 års vindstatistik från SMHI har det studerade aggregatets energiproduktion analyserats för ett antal olika platser längs kusten. I medeltal erhålles ca 4 miljoner kWh per aggregat och år. För att ersätta ett stort kärnkraftaggregat krävs således 1500 vindkraftaggregat.

Systemberäkningar i enlighet med kraftindustrins sedvanliga kalkyler visar att 1000 MW kärnkraft kan ersättas med 3000 MW vindkraft plus 520 MW reserveffekt-kraft. Vindens varierande produktion kan med utbyggnad i skala 3000 - 5000 MW utjämnas av vattenkraften. Vid vindkraftutbyggnad i avsevärt större mängd erfordras speciella energilagringssåtgärder.

Kostnaden för vindkraftaggregaten inklusive mark, nätanslutning etc, har beräknats till 8 miljoner kronor per styck, d v s 4000 kr/kW. Med vissa antaganden om konstruktionsförenklingar och serieproduktionsvinster reduceras kostnaden till 3000 kr/kW. Alternativet vindkraft plus reserveffekt blir med dessa kostnader 4 respektive 3 gånger dyrare än alternativet kärnkraft. Jämfört med oljeeldad kondens är vindkraften något mindre olönsam, den kostar dock med förutsedda bränslepriser ungefär dubbelt så mycket som kondenskraften.

Slutsatsen är att vindkraft för närvarande ej är kraftekoniskt motiverbar i Sverige. Kostnaderna kan dock komma att nedbringas genom forskning och utveckling. Det bedöms dock vara mycket tveksamt att kostnaderna skulle kunna sänkas tillräckligt mycket. Vattenfall avser emellertid att följa den internationella forskningen och utvecklingen inom vindkraftområdet och för att få de tekniska möjligheterna att utnyttja vindenergin ytterligare belysta, även aktivt studera små vindkraftaggregat för husuppvärmning, det sistnämnda i samverkan med Chalmers Tekniska Högskola.

VINDEN SOM KRAFTKÄLLA

Att det är möjligt att utvinna energi ur vinden är allmänt känt, segelbåtar och väderkvarnar är väl de mest bekanta "vindmaskinerna". Hur ett vindkraftverk fungerar, och framför allt hur stor effekt man kan utvinna vid en viss vindhastighet är nog däremot okänt för de flesta.

Vind utgörs som bekant av strömmande luft. Enligt mekanikens lagar har varje kubikmeter av denna strömmande luft en rörelseenergi som bestäms av vindhastigheten och luftens densitet. Bromsas vinden ner till en lägre hastighet så får den specifika rörelseenergin ett lägre värde, mellanskillnaden är det man har utvunnit ur vinden. Mest energi per kubikmeter får man ut om vindhastigheten bromsas till noll, i praktiken är detta dock ej möjligt eftersom ingen luft då skulle kunna passera "nedbromsningen", d v s vindkraftmaskinen. Maximal energiproduktion över en given yta tvärs vindriktningen erhålles om vindhastigheten reduceras till en tredjedel av sitt ursprungsvärde. I bilaga 1 beskrivs vindkraftmaskinens teori.

Man kan härleda att den teoretiskt uttagbara effekten då blir ca 59 % av vindens natureffekt. I praktiken kan emellertid inte detta värde uppnås. Propellern har olika slag av förluster, förorsakade av friktion mot luften, ändligt antal propellerblad m m. Axellager, ev. växel och generator har också förluster som ej kan försummas. Den tekniska verkningsgraden, d v s effektiviteten hos anläggningen, kan totalt uppgå till ca 65 % vid bästa driftpunkt. Den praktiskt uttagbara effekten per kvadratmeter vindkraftarea för olika vindhastigheter framgår av nedanstående tabell.

V m/s	5	10	15	20	25
P W/m ²	30	250	800	1900	3800

Med ett verkligt aggregat uppnås emellertid inte ens dessa värden annat än inom ett begränsat vindhastighetsintervall. Propellern optimeras för en viss vindhastighet, vid avvikelser däriifrån sjunker propellerverkningsgraden. Låga vindhastigheter ger ingen effekt alls eftersom vinden då inte förmår övervinna de mekaniska och elektriska förluster som alltid uppstår. Över en viss vindhastighet ökar inte den uttagna eleffekten eftersom det är ekonomiskt orimligt att dimensionera generator, kraftledningar etc efter en effekt som endast förekommer en kort tid av året, man låter då överskottsenergin "blåsa bort". Senare i rapporten redogörs för hur mycket den av Vattenfall studerade anläggningen producerar vid varierande vind.

En avgörande fråga för vindkraften, både vad gäller konstruktion och ekonomisk utvärdering, är givetvis vindens egenskaper. SMHI insamlar observationer om bl a vindhastighet från ett stort antal stationer runt om i landet. Mot bakgrund av publicerade uppgifter, som visar att största vindhastigheter uppträder längs kusterna och ev. i fjälltrakterna, har magnetband med vindstatistik från 10 års mätningar avseende 10 min. medelvärde var sjätte timme, studerats för sju olika mätstationer. Sådana värden, som avser vindhastigheten på måthöjd som i regel är 10 m ovan mark, återges i form av månadsmedelvärden i figur 1. Som framgår av tabellen finns avsevärda variationer, dels mellan olika lägen och dels mellan olika månader. Höst, vinter och vår vid kusttrakterna är uppenbart gynnsammast.

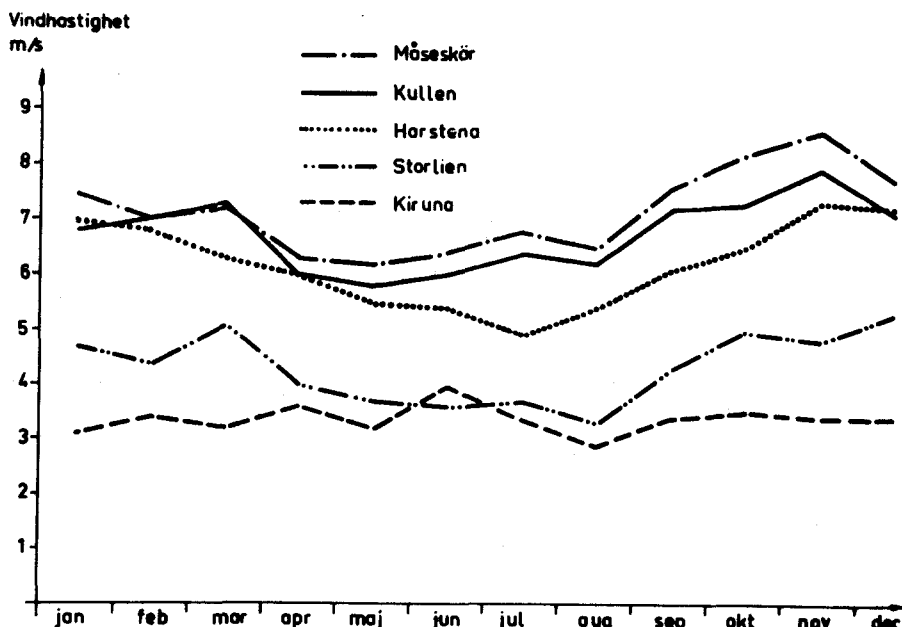


Fig.1 Vindhastighetens månadsmedelvärde under en 10-årsperiod.

Inlandslägena Storlien och Kiruna är ej medtagna i fortsättningen eftersom vindkraftproduktion där synes ge ett alltför dåligt utbyte för att vara motiverbar.

Som tidigare nämnts avser tabellvärdena vindhastigheten på 10 m höjd ovan mark. Vindens hastighet stiger emellertid med höjden till följd av markfriktion m m. Hur hastigheten varierar är ett komplicerat problem där markutseende, lufttemperatur, luftfuktighet m m ingår som parametrar. Generellt kan sägas att hastigheten stiger snabbare över kuperad och skogsbeväxt mark än över t ex en öppen havsytta. En allmänt accepterad form för vindprofilens genomsnittsvärde över en slät yta återges i figur 2. För de fem kuststationer som ingår i denna studie antas förhållanden enligt figuren gälla i medeltal över året.

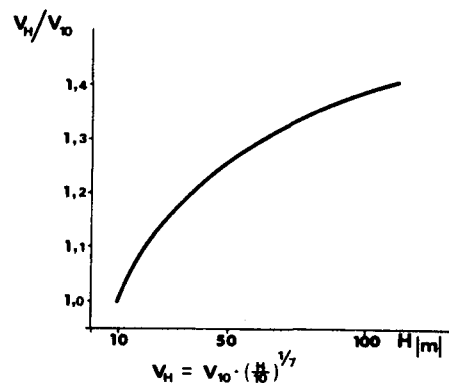


Fig.2 Vindhastighetens beroende av höjden över en slät yta

VINDKRAFTENS HISTORIK

Vinden har utnyttjats som kraftkälla i många tusen år. Från år 1271 f.Kr. finns en beskrivning från Främre Orienten av ett vindkraftverk, utförd av forskaren Disnastyi. Detta är troligtvis den äldsta konstruktion som går att datera. I Grekland var små vindkraftverk mycket vanliga, den som turistat exempelvis på Rhodos har antagligen lagt märke till att många av dessa står kvar än i dag.

En av de tidigaste bekanta väderkvarnarna i nordeuropa är från år 806 och fanns i Croyland i England. Under många hundra år var väderkvarnarett viktigt element i samhällsstrukturen. Först när "energiåldern" helt brutit igenom reducerades vindens betydelse närmast till noll.

Ett visst intresse har dock hela tiden bibehållits för vinden som kraftkälla. Olika vindkraftverkprojekt har beskrivits och i många fall även byggts under 1900-talet. Den låga kostnaden för alternativ kraft har emellertid medfört att vinden aldrig kunnat återfå sin tidigare betydelse. De enda tillämpningar som varit av kommersiell natur har avsett elförsörjning av avsides belägna objekt, av typ fyrar och radiosändare.

Det effektmässigt största vindkraftaggregat som byggts är den amerikanska anläggningen Grandpas Knob belägen i

Vermont, USA. Den gav maximalt 1500 kW och var utrustad med en propeller om 53 meters diameter på ett 36 meter högt torn. Provdriften startades i oktober 1941 och med varierande långa uppehåll fortsatte den till mars 1945. Man ansåg sig få belägg för att man inte skulle kunna få ett sådant ekonomiskt utbyte av vindkraft att produktion av vindkraftaggregat i stor skala kunde förväntas. Projektet lades då ned i samband med att ett propellerblad brast.

Andra stora vindkraftverk har byggts i Frankrike. Electricité de France hade mellan 1948 och 1966 en särskild vindkraftavdelning. Utöver omfattande vindstudier uppfördes ett antal vindkraftverk, det största var på 1000 kW. Många värdefulla erfarenheter uppnåddes. Dock drabbades de byggda vindkraftverken av haverier bl a gick ett propellerblad av även för fransmännen. Att verksamheten upphörde berodde på att vindkraftens ekonomi ansågs alltför dålig.

Danmark har haft ett stort antal vindkraftverk av varierande storlek. Det största var på 200 kW och beläget i Gedser. Provdriften startade år 1957 och pågick några år, under vilka omfattande mätningar gjordes. Den slutsats man kom till var att vinden ej var en ekonomiskt acceptabel kraftkälla.

Även andra länder såsom England, Tyskland och Sovjet har experimenterat med stora vindkraftaggregat. Sammanfattar man de internationella erfarenheterna finner man att tekniska svårigheter funnits med den mekaniska konstruktionen, problemen är dock inte oöverstigliga utan kan klaras av med en omsorgsfull dimensionering av komponenterna. Däremot har det ej varit möjligt att nå tillräckligt låga kostnader för att vindkraften skulle kunna konkurrera med alternativ kraftproduktion.

STUDERAT VINDKRAFTAGGREGAT

Utgångsläget när det gällde att fastställa förutsättningarna för det vindkraftaggregat som skulle studeras inom ramen för denna utredning var, att i huvudsak konventionell teknik skulle användas. För att ett tillfredsställande underlag för kostnadsberäkningar skulle kunna tas fram inom den korta tid som stod till buds, krävdes att aggregatets huvuddata fastställdes på ett tidigt stadium. Aggregatets maxeffekt fastställdes till 2000 kW vid vindhastigheten 15 m/s. Detta leder till propellerdimensioner som ej alltför mycket överskrider vad som tidigare byggts. Tornhöjden valdes till 60 m, ett värde som bedömdes som rimligt med hänsyn till vindprofilen och tornkostnaderna.

De böjmoment som uppstår på grund av vindtrycket mot propellerbladen bedömdes ge svåra problem vid bladrotten om bladen fästes stumt i navet. För att eliminera denna svårighet valdes en lösning som innebär att bladen fästes ledade, så att de viker sig med vinden. Detta i sin tur ledde till att bladantalet fastställdes till två för att ej komplicera navmekanismen alltför mycket samt att propellern placerades på tornets läsida för att bladen skulle gå fria även vid stark vind.

Någon form av effekt- och varvtalsbegränsning är nödvändig dels för att begränsa effekten vid vindhastigheter över den nominella, d v s i detta fall 15 m/s, och dels för att begränsa varvtalet om generatoren faller ur fas. Utförande med vridbara propellerblad valdes, bl a

med tanke på att vridbarhet borde vara en fördel vid provning av en eventuell prototypmaskins egenskaper.

Väsentligt för ett vindkraftmaskineri är att det görs enkelt, detta för att slippa avställningar p g a fel och haverier samt för att minimera underhållet. För att åstadkomma detta ansågs det totalekonomiskt optimalt att undvika en växel mellan propeller och generator. En sådan växel för de aktuella stora vridmomenten kan ge tekniska svårigheter, dessutom medför den som regel störande buller vilket vore en olägenhet för den omgivande miljön.

Med ledning av dessa förutsättningar beräknades propellerdiametern till 57 m. Varvtalet valdes till 30 v/min, vid vindhastigheten 15 m/s motsvarar detta en sk snabb-lupenhet, (förhållandet mellan bladens periferihastighet och vindhastigheten), om $U/V = 6$, vilket är ett lämpligt värde enligt utländska erfarenheter. Propellervikten har beräknats till 3 ton per blad (inkl förstärkning vid blad-tappen), om dessa utförs i aluminium.

En generator för varvtalet 30 v/min är en unik konstruktion. Det låga varvtalet medför att diametern måste göras mycket stor, den har beräknats till 6,5 m. Bredden uppgår däremot endast till 0,5 m, generatorm ser nästen ut som ett cykelhjul. Synkrongenerator har valts, alternativet asynkrongenerator, skulle få en ännu större diameter och dessutom kräva installationer för att tillgodose de reaktiva effektbehoven. Vikten på den valda generatorm har beräknats till 64 ton.

Axel och lager dimensioneras av vikten på propeller, navmekanism och generator samt av det axiella vindtrycket. Navmekanismen blir till följd av att bladen är vridbara och konande relativt tung och komplicerad, vikten har beräknats till 45 ton. Generatorm har som nämnts, beräknats till 64 ton. Det axiella vindtrycket har beräknats till max 327 kN (ca 30 ton). För att klara rimliga lagertryck och deformationer krävs ansentliga dimensioner på den ihåliga axeln, närmare bestämt ca 1 meters diameter. Vikten på axel och lager har beräknats till 27 ton.

För att bära upp allt detta i tornet och för att kunna orientera propellern i vindriktningen krävs ett ramverk med vridtapp, vridmotor m m. Vikten på detta uppgår enligt beräkningar till 65 ton. Inklusiv en skyddande kåpa blir totalvikten på det som är placerat i torn-toppen ca 220 ton.

Tornet måste dimensioneras för att klara dels denna vikt och dels de vindbelastningar som uppstår. Därtill kommer att tornets egensvängningstal ej får ligga nära den störning som uppstår på grund av att propellerbladen passerar vindskugga. En konventionell fackverkskonstruktion har bedömts kunna klara dessa krav till låg kostnad och ett par sådana alternativ har studerats. Det utförande som valts består av en sexsidig fackverksmast. Vid markplanet är största bredd 20 m och i toppen 4 m. Tornet har gjorts så pass flersidigt för att kunna ta upp vindbelastningar från olika håll. Totalvikten för tornet exkl fundament har beräknats till 97 ton.

Utöver hittills nämnda komponenter krävs en relativt omfattande elutrustning. Den låga generatorspänningen måste transformeras upp från 1,6 kV till 20 kV innan kraften matas ut. Normal kontrollutrustning och lokalkraftförsörjning krävs också. Därtill kommer en minidator för

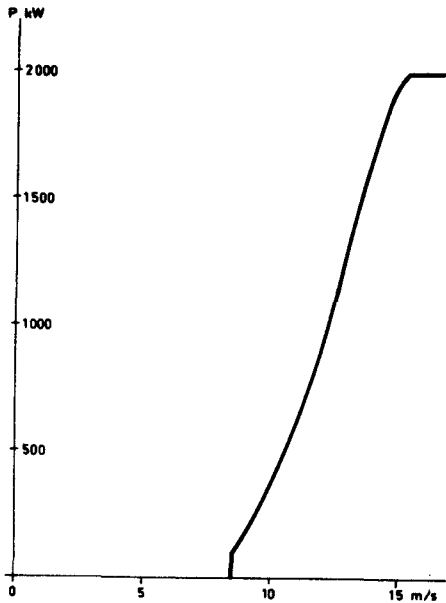


Fig. 3 VINDKRAFTVERK.
Effekt som funktion av vindhastighet.

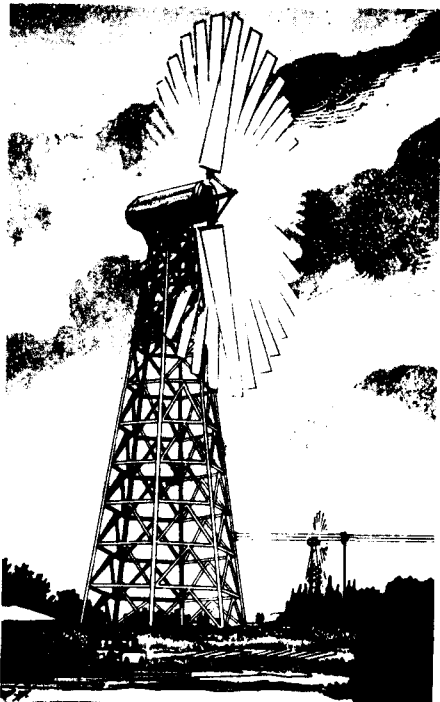


Fig. 4

att göra stationen helautomatisk. Av ekonomiska skäl är det ej realistiskt att tänka sig någon driftpersonal på platsen. Aggregaten reglerar sig själva efter vinden, endast om något fel uppstår går signal till en driftcentral i regionen som då kan föranstalta om åtgärder.

Aggregatets produktionsförmåga som funktion av vinden framgår av fig 3. Att ingen effekt erhålles vid vindhastigheter under 8,5 m/s kan tyckas vara en svår belastning. I själva verket finns emellertid större delen av vindens årsenergi i registret över denna hastighet. Den ytterligare produktion som skulle erhållas om aggregatet gav effekt även vid svagare vindar är endast marginell. Hur tecknaren tänkt sig att aggregatet kommer att se ut, framgår av figur 4. Dimensionerna är ansenliga.

LOKALISERING AV VINDKRAFT

Vid lokalisering av vindkraftaggregat finns ett flertal punkter att beakta.

- Skall aggregaten placeras ut ett och ett eller samlas ihop i grupper?
- Hur skall aggregaten i en grupp placeras inbördes?
- Var i landet bör vindkraft i första hand lokaliseras?
- Hur skall lokaliseringen göras för att minimera de oundvikliga naturvårdsskadorna?

Lokalisering i grupp medför en något lägre anläggningskostnad än enskild utplacering av aggregaten. Därtill kommer att underhåll och inspektioner underlättas avsevärt. Ytterligare ett skäl som talar för grupplokalisering är, att de platser där vindkraftverk kan accepteras ur miljö- och vindresurssynvinkel bör utnyttjas till fullo.

Hur aggregaten i en grupp skall placeras inbördes beror av den inverkan de utövar på varandra. Om två aggregat ligger rakt efter varandra i vindriktningen så kommer den förändrade strömningsbilden efter det första aggregatet att reducera den tillgängliga vindeffekten vid det andra aggregatet. Ju tätare aggregaten är placerade, desto mer påverkar de varandra; är avståndet dem emellan mycket stort har vindhastigheten på grund av den omgivande luftens inverkan hunnit återgå till ursprungsvärdet och ingen påverkan är märkbar.

Bland annat i Frankrike har ett avstånd mellan två aggregat som uppgår till 8 gånger propellerdiametern nämnts som lämpligt. Vissa demonstrationsförsök som utförts i Sverige av Styrelsen för Teknisk Utveckling synes bekräfta detta värde. Påverkan mellan aggregaten har då reducerats avsevärt, samtidigt som avståndet ej är orimligt stort med hänsyn till terrängutnyttjandet. För de i denna rapport studerade aggregaten har således 500 m ansatts som minsta avstånd mellan två torn. Det bör observeras att om ett större antal aggregat ligger i linje, kommer de i slutet att få en avsevärt sänkt effekt, även med detta avstånd.

För att i görligaste mån undvika att fler än två aggregat ligger efter varandra i vindriktningen bör gruppen

utföras som ett tvåradigt band, vinkelrätt mot den förhärskande vindriktningen. Ges bandet en svag krökning förhindras att vindar i bandets riktning leder till att halva aggregatantalet ligger på linje i vindriktningen. Figur 5 åskådliggör hur det hela ser ut.

Den kraft som produceras hopsamlas via en 20 kV luftledning till ett för gruppen gemensamt ställverk. Där sker upptransformering till 70, 130 eller 220 kV beroende på det regionala överföringsnätets spänning. Med hänsyn till den relativt låga hopsamlingsspänningen är 20 aggregat en lämplig övre gräns för antalet i en grupp av detta slag.

Som framgår av tidigare resonemang finns de gynnsammaste vindförhållandena längs kusterna. Skall ett vindkraftverk kunna ge lika stor årsproduktion inne i landet krävs avsevärt högre torn för att det långsamgående marknära luftskiktet skall genombrytas. Lokalisering nära kust bör alltså eftersträvas. I övrigt gäller att kraftverk principiellt bör placeras nära elkonsumtionen för att långa överföringsledningar skall kunna undvikas. Detta leder till att Svea- och Götalands kusttrakter är det område inom vilket vindkraftverk i första hand kan komma i fråga.

Allra gynnsammast vore om vindkraftaggregaten kunde placeras på öppen kust, kanske till och med en bit ut i vattnet. Inverkan av terränghinder elimineras då och energiproduktionen vid en given tornhöjd maximeras. Av naturvårdsskäl är detta emellertid knappast realistiskt, kusterna har alltför stort värde som rekreations- och fritidsområden för att en så stor estetisk störning, som vindkraften innebär, skall kunna tolereras alldeles i strandkanten.

Rimligare är att dra in vindkraftverken en bit från den direkta kusten. Hur långt man skall gå beror på lokala omständigheter, någon eller några mil torde maximalt erfordras. Förutsatt att terrängen inte är speciellt o-gynnsam kan man då fortfarande räkna med att kustvindförhållanden gäller. Figur 6 visar hur det hela kan se ut i praktiken.

I anslutning till vindmätstationerna Måseskär i Bohuslän, Harstena i Östergötland och Eggegrund i norra Uppland, har en inventering gjorts av lämpliga lägen för vindkraftverk. Såväl i Bohuslän som vid Östgötakusten är det svårt att finna acceptabla platser, de flesta förslag som framlagts har från naturvårdshåll bedömts innebära alltför stora ingrepp i miljön. I norra Uppland har däremot ett område bedömts vara miljömässigt acceptabelt för vindkraftverk. Figur 7 redogör för områdets egenskaper med hänsyn till de krav som ställs enligt lokaliseringsanvisningar. Figur 8 beskriver en tänkt lokalisering, där de streckade områdena markerar de zoner inom vilka aggregaten bör placeras. Inom zonerna är de områden som primärt bör beläggas med vindkraftgrupper markerade med grova streck. Inom dessa primärområden beräknas ca 200 vindkraftaggregat kunna placeras, vilket motsvarar en installerad effekt av ca 400 MW. Som ett räkneexempel har även zonerna helt belagts med vindkraftaggregat utplacerade med det tidigare nämnda avståndet 500 m. På så vis skulle ca 1 300 aggregat, d v s 2500 MW kunna installeras. En sådan kompakt utplacering skulle dock leda till att en stor del av aggregaten fick sin effekt reducerad på grund av inflytande från andra, betydligt fler än två aggregat kommer ju i linje efter varandra oavsett vindriktningen.

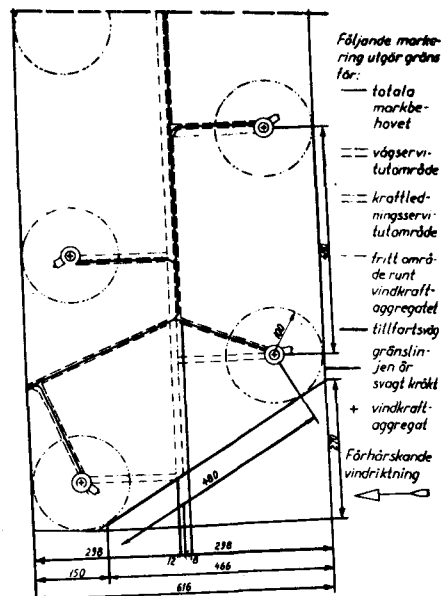


Fig. 5 VINDKRAFTVERK 5 st aggregat a 2 MW. Dispositionsplan över del av stationsområde

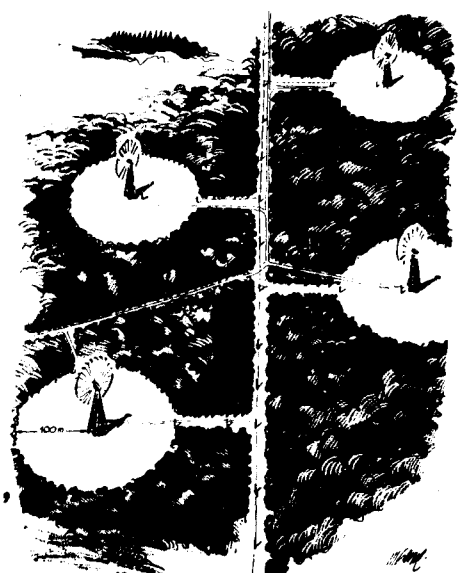


Fig. 6

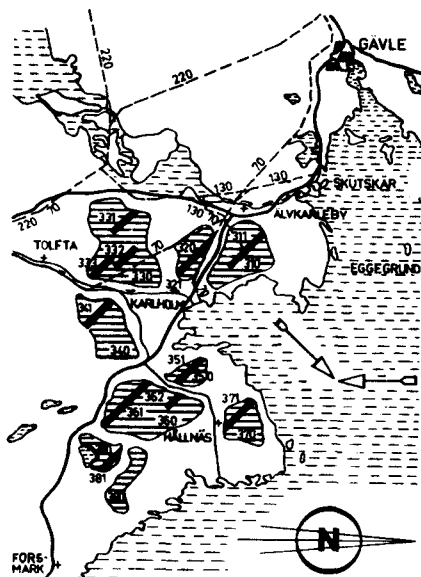
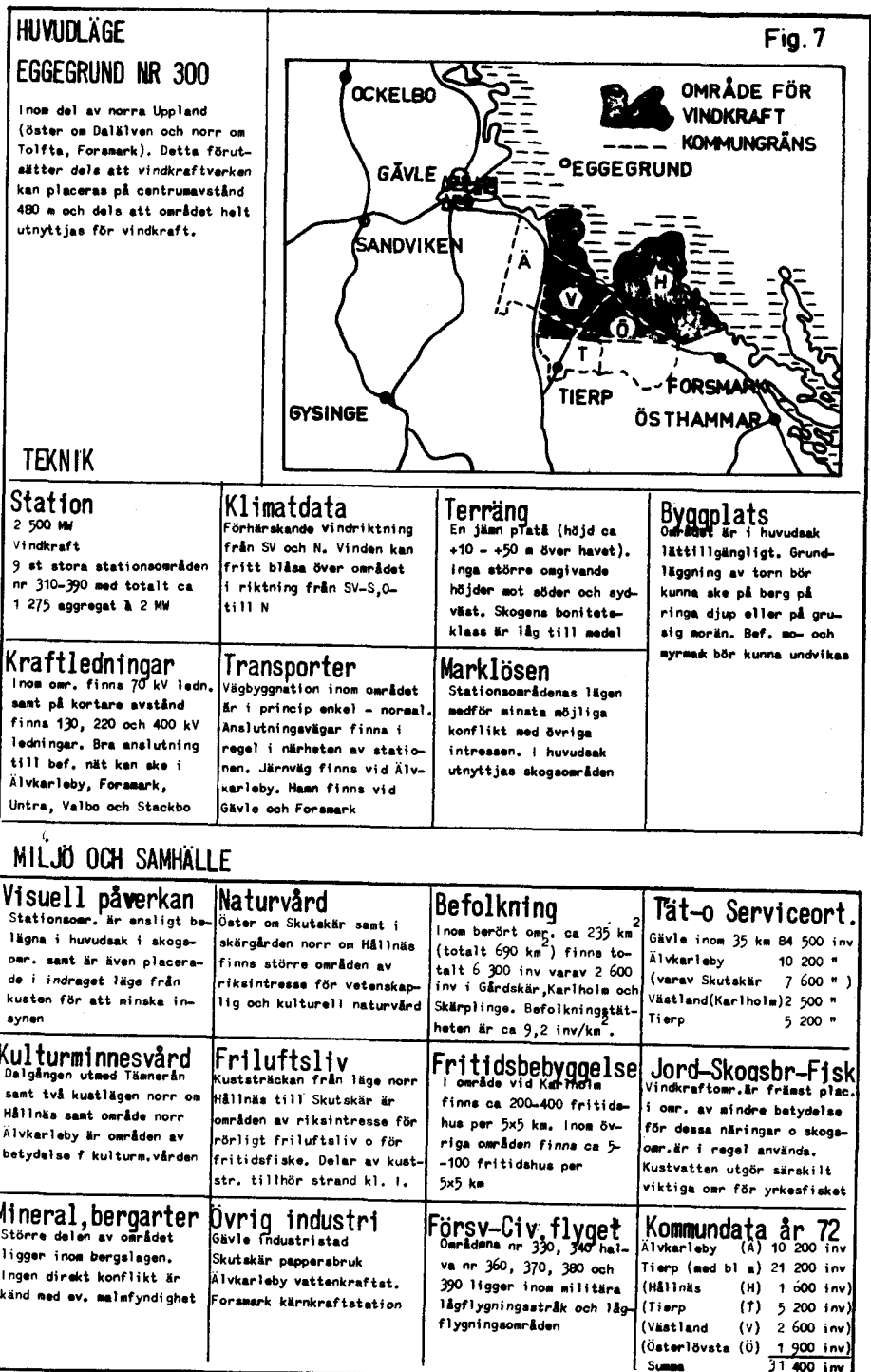


Fig. 8 VINDKRAFTVERK
Huvudläge 300. Eggegrund
Översiktskarta

Ett annat räkneexempel visar hur många aggregat som totalt skulle kunna placeras ut i Sverige. Om man bortser från miljöhänsyn kan man tänka sig dubbla rader av vindkraftaggregat utplacerade längs hela kusten. Inkluderas Öland och Gotland skulle detta innebära ca 10 000 aggregat, eller 20 000 MW installerad effekt. Som framgår nedan motsvarar detta i årsenergi ca 7 stora kärnkraftaggregat.

Det är angeläget att understryka att de redovisade platserna för vindkraftverk endast valts för att åskådlig-

göra den praktiska tillämpningen. Några planer för verklig lokalisering föreligger ej.

VINDKRAFTEN SOM ENERGI- OCH EFFEKTPRODUCENT

Vid dimensioneringen av landets elproduktionssystem finns två leveranskriterier som skall uppfyllas. Dels skall tillräckligt mycket energi kunna produceras under ett år, d v s tillgångarna i form av sannolik vattenkraftenergi och tekniskt producerbar värmekraftenergi skall minst motsvara den prognoserade konsumtionen. Dels skall effektbehovet kunna tillgodoses vid varje tidpunkt under året, d v s att tillgänglig kapacitet i kraftstationerna, med hänsyn tagen till felrisk och andra begränsningar, skall nästan alltid överstiga vad som efterfrågas vid varje tillfälle.

Vindkraftens produktionsegenskaper har beräknats med utgångspunkt från de tidigare nämnda fem kustlägena. Vindstatistiken har räknats upp till den aktuella höjden med hjälp av kurvan i figur 2. Någon hänsyn har inte tagits till att indragning av aggregaten från den direkta kusten kan försämra vindförhållandena. De på så vis erhållna vindhastigheterna har sedan omräknats till elektrisk effekt med hjälp av produktionskurvan i figur 3.

I figur 9 är vindkrafteffektens varaktighet inritad dels för Måseskär som är det gynnsammaste läget och dels för medelvärdet för de fem olika lägena. Som framgår av figuren erhålles en sammanlagring om vindkraften sprids över landet, den tid då åtminstone någon del av effekten är tillgänglig ökar från 57 % i fallet Måseskär till 75 % som sammanlagrat medelvärde. Hur stor utnyttningstiden, d v s kvoten mellan årsenergi och installerad effekt, blir för de olika lägena framgår av nedanstående tabell. Däri har förutsatts att vindkraftverken alltid är tillgängliga för produktion när vind föreligger.

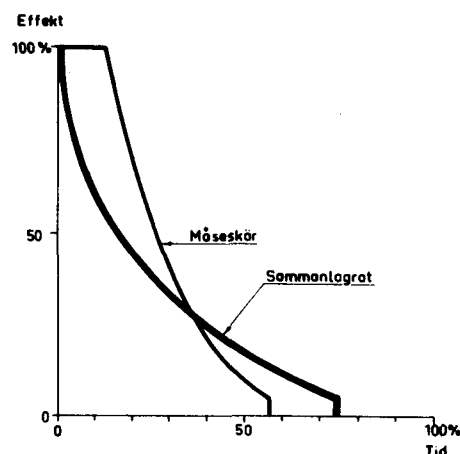


Fig. 9 Vindkrafteffektens varaktighet.

<u>Måseskär</u>	<u>Kullen</u>	<u>Harstena</u>	<u>Eggegrund</u>	<u>Holmögadd</u>	<u>Sammanlagrat</u>	
2525	2275	1700	1860	1940	2060	h/år

Energinyttan av det studerade vindkraftaggregatet kan beräknas ur dessa utnyttningstider. Jämfört med t ex kärnkraft som är det dominerande kraftslaget i utbyggnadsplanerna, krävs det tre gånger så stor installerad vindkrafteffekt för att uppnå samma energiproduktion per år. Vindkraftens värde som effektproducent har också analyserats med hjälp av för kraftindustrin sedvanliga reserveffektberäkningar. Vindens oregelbundenhet medför att stora installationer av kompletterande reserveffekt, d v s gasturbiner eller vattenkraft, krävs för jämförbarhet med andra kraftslags effektnytta.

Konkret innebär dessa egenskaper att om 1000 MW kärnkraft skall ersättas, så krävs det då 3000 MW vindkraft som ersättning för att klara energiproduktionen. Dessutom krävs 520 MW reserveffekt för att effektbehovet skall kunna tillgodoses.

Vindkraftens varierande produktion leder till vissa särproblem. Den överskottsenergi som produceras när det blåser kraftigt över hela landet måste på något sätt flyttas över till lugnare perioden. Figur 10 vi-

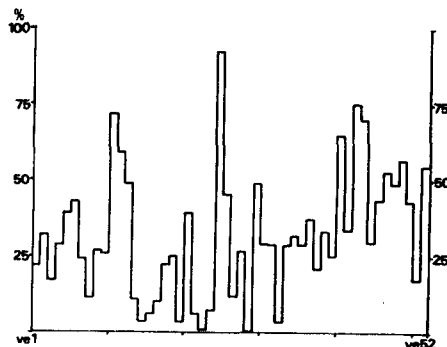


Fig. 10 Veckoenergi från vindkraftverk vid Bohuskusten år 1961

sar veckoenergin från ett läge ett slumpvis utvalt år. Den bästa lösningen är att helt enkelt minska vattenkraftproduktionen när starka vindar blåser och därigenom spara vattnet till senare tillfälle. Beräkningar har visat att 3000 - 5000 MW vindkraft kan regleras ut av kraftsystemet på detta sätt i stadium 1990. Ökar andelen vindkraft påverkas även annat än vattenkraften, över en viss gräns kommer det att erfordras speciella åtgärder för att magasinera energin. Dessa lagringsåtgärder innebär praktiskt pumpkraftverk, luftmagasinskraftverk, vätgasackumulering etc.

VINDKRAFTENS EKONOMI

Det av Vattenfall studerade vindkraftaggregatet har kostnadsberäknats i samverkan med tillverkande företag. Som förutsättning för kalkylen har valts en serie om 20 aggregat. Byggnadstiden har bedömts till 2 år. Kostnadsuppgifterna avser prisnivån våren 1974.

Kostnader - 20 vindkraftaggregat

Adm., konstruktion, utveckling	tkr	6 000
Mark	tkr	3 300
Vägar, planer, stationsomr.	tkr	1 500
Torn inkl. montage	tkr	19 000
Turbinaxel, lager, navmekanism, ramverk m. vridtapp, kåpa, propellerblad	tkr	44 000
Generator inkl. montage	tkr	48 400
El- och kontrollutrustn.	tkr	10 000
Nätanslutningskostn.	tkr	5 000
Oförutsett, avrundning	tkr	12 800
Ränta under byggnadstid	tkr	10 000
Summa för 20 aggregat	tkr	160 000
Styckkostnad	tkr	8 000
Specifik anl.kostnad	kr/kW	4 000

Utöver dessa kostnader tillkommer utvecklings- och tillverkningskostnader för en prototyp. Tillverkningskostnaden för denna har bedömts till ca 15 Mkr, utvecklingsarbetet är mer svårbedömbart men kan uppskattas till något tiotal Mkr.

Vissa besparingar kan eventuellt åstadkommas genom förändrad konstruktion av framför allt propellermekanismen. Om bladen varken görs vridbara eller vikbara, utan de problem som är förknippade därmed löses på annat sätt, exempelvis genom bromsklaffar och en fast konvinkel, så uppskattas styckkostnaden kunna sänkas med ca 500 tkr. Detta torde dock medföra en viss minskning av den producerade energin.

Serieproduktion i mycket stor skala, storleksordningen tusen aggregat, kan också förväntas reducera styckkostnaden. Några exakta trender kan inte fastställas, här görs antagandet att kostnaden för administration, pro-

pellermaskineri och generator sjunker med så pass mycket som 25 % samt kostnaden för torn och elutrustning med 15 %. Resultatet av denna kalkyl blir en specifik kostnad om 3 000 kr/kW inkl besparingar enligt föregående stycke.

Årskostnaden för vindkraften sammansätts av dels kapitalkostnad, dels drift- och underhållskostnad.

Med hänsyn till att aggregaten är automatiserade och utformade med tanke på lågt underhållsbehov torde en drift- och underhållskostnad om 20 kr/kW,år vara möjlig att nå ner till sedan de första anläggningarnas barnsjukdomar givit erfarenheter som kunnat påverka andra generationens maskiner. Med kalkylräntan 8 % och avskrivningstiden 25 år blir således den totala årskostnaden 300 kr/kW,år respektive 400 kr/kW,år för anläggningskostnaderna 3 000 respektive 4 000 kr/kW. Med hänsyn till att den genomsnittliga utnyttjningstiden är 2 000 timmar per år blir alltså produktionskostnaden 15 respektive 20 öre/kWh för vindkraft utan reserveffektkomplettering. Kostnaden för kärnkraft bedöms uppgå till ca 250 kr/kW,år och 1 öre/kWh i prisnivå våren 1974, vilket med över 6000 timmars utnyttjningstid per år ger produktionskostnaden ca 5 öre/kWh utan reserveffektkomplettering. Kostnaden för reserveffekt uppgår till ca 70 kr/kW,år. Som tidigare nämnts kräver ersättning av 1000 MW kärnkraft att 3000 MW vindkraft plus 520 MW reserveffekt installeras. Totala årskostnaden blir i fallet kärnkraft 310 Mkr och i fallet vindkraft 940 à 1 240 Mkr. Vindkraftalternativets energi kostar således 3 à 4 gånger mer än kärnkraftsalternativets. Om vindkraftutbyggnaden är så stor att speciella åtgärder krävs för att magasinera och omfördela energin, blir kostnaden för vindkraft ändå ogynnsammare, för de marginella aggregaten fördubblas energikostnaden grovt uttryckt.

Om elenergibehovet skulle täckas med fossilbränsleeldade kraftverk i stället för med kärnkraft skulle bilden bli något annorlunda. Oljebaserad kondens bedöms kosta i prisnivå våren 1974 ca 160 kr/kW,år och 6,5 öre/kWh. Därvid är bränslepriset ansatt till 30 kr/Gcal, vilket motsvarar knappt 300 kr/ton för tjockolja. Görts det tidigare diskuterade utbytet av 1000 MW värmekraft mot 3000 MW vindkraft plus erforderlig reserveffekt blir årskostnaden 560 Mkr resp 940 à 1 240 Mkr. Kostnadsdifferensen krymper men vindkraftalternativet är fortfarande ungefär dubbelt för dyrt.

Vindkraftens ekonomi kan åskådliggöras i diagramform. Figur 11 visar vad vindkraft får kosta om den skall vara ekonomiskt likvärdig med kärnkraft, som funktion av kärnkraftens fasta årskostnad. Även om kärnkraftkostnaderna fördubblas så måste vindkraftkostnaden i runt tal halveras jämfört med framräknat värde för att jämförbar ekonomi skall erhållas. Figur 12 visar ekvivalent vindkraftkostnad som funktion av bränslepriset i oljebaserad kondens. Med vindkraftkostnaden 300 à 400 kr/kW,år erhålles samma ekonomi om bränslepriset stiger till 55 à 75 kr/Gcal, d v s dubbla det värde som nu gäller.

Sammanfattningsvis kan sägas att skall vindkraft ekonomiskt kunna konkurrera med kärnkraft krävs mycket stora förändringar i kostnadsbilden. Skulle ökningen av elenergiförbrukningen däremot täckas av konventionell kondenskraft skulle det räcka med att vindkraftkostnaden sjunker till ca 45 à 60 % av de i anläggningskostnads-kalkylen

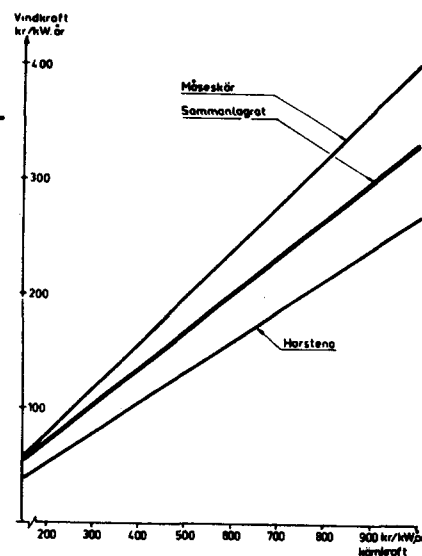


Fig. 11 Acceptabel vindkraftkostnad som funktion av kärnkraftkostnad

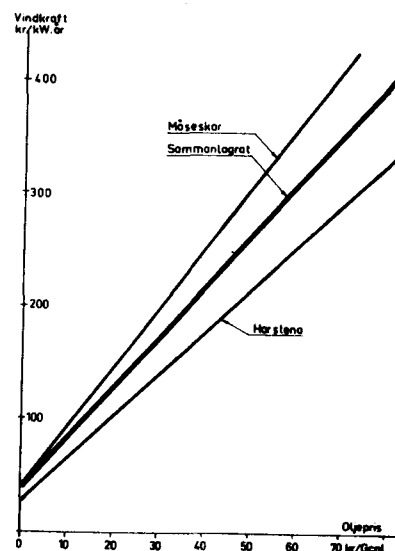


Fig. 12 Acceptabel vindkraftkostnad som funktion av bränslepris i oljekraftstation.

framräknade värdena, för att den skall bli kraftekonomiskt motiverbar med nuvarande oljepriser. Även detta är dock att se som en mycket stor förskjutning i kostnadsläget.

VINDKRAFT I SVERIGE?

Kraftekonomiskt sett är vindkraft baserad på konventionell teknik ej motiverbar i Sverige på grund av dess höga anläggningskostnad och, till följd av vindförhållandena, låga energiproduktion. Nya tekniska principer för generering av elkraft ur vinden studeras på olika håll i världen i vårt land i första hand av STU. Man kan inte utesluta att detta arbete kan leda till att vindkraftkostnaden sjunker. Det bör dock beaktas att enligt Vattenfalls utredning uppgår kostnaden för enbart mark, torn, el- och kontrollutrustning samt nätanslutning till ca 1 000 kr/kW installerad vindkrafteffekt. Denna kostnad, som endast kan påverkas marginellt genom teknisk utveckling och stordriftsfördelar, motsvarar vad som är betalbart pris för vindkraften jämfört med kärnkraft. Lönsamhet förutsätter således att kostnaden för propellermaskineri och generator nedbringas till noll kronor, något som givetvis är orimligt.

Kostnaden för alternativ kraftproduktion, som är normgivande för vindkraftens betalbara pris, kommer sannolikt att fortsätta den ökning den genomgått under senare år. Med hänsyn till komponentinnehållet finns ingenting som tyder på att vindkraftens kostnadsutveckling markant skall avvika från kärn- eller oljekraftens. Skillnaden ligger i den rörliga energikostnaden som för vindkraften satts till noll, medan den för värmekraft är beroende av bränslepriset. Även om uranpriset skulle stiga snabbare än den allmänna prisutvecklingen i framtiden, kommer det ej att kunna få ett avgörande inflytande på vindkraftens lönsamhet eftersom det utgör en mycket liten del av kärnkraftens totala produktionskostnad. Om oljepriset i enlighet med uttalanden från OPEC i stort följer prisutvecklingen på industriprodukter, något som vindkraften också kommer att göra, erhålles en oförändrad konkurrensbild.

Miljömässigt är vindkraften onekligen ett tilltalande alternativ. Inga utsläpp av föroreningar är förknippade därmed. Ingen begränsad råvarutillgång krävs för driften. Estetiskt torde utbyggnad av vindkraftverk i stor skala medföra problem, lokalisering till lämpliga platser och en väl genomförd formgivning bör dock reducera denna olägenhet till en rimlig nivå. Buller är möjligen en potentiell olägenhet, även där har lokaliseringen betydelse. Samma sak gäller påverkan på djurlivet, i första hand fåglarna. Allt som allt utgör emellertid vindkraften ett miljö- och naturresursmässigt gynnsamt alternativ.

Inte heller med beaktande av miljöfördelarna anser Vattenfall att utbyggnad av vindkraft för riksnätet är motiverbart för närvarande.

De kostnadsminskningar som krävs är dessutom så stora att Vattenfall inte finner det rimligt med någon större utvecklingsinsats, så länge det ej framkommit något revolutionerande nytänkande inom området. En viss FoU bedrivs utomlands, framför allt i USA, och Vattenfall kommer att noga följa vad som framkommer därifrån. Svensk kompetens och handlingsberedskap vad gäller vindkraft, kommer således att upprätthållas.

Ett annat användningsområde för vindenergin är små vindkraftaggregat i storleksklassen 10 kW, som ej är nätan slutna utan enbart används för att leverera värme till fastighetsuppvärmning. Dessa skiljer sig i många avseenden från de stora aggregaten för råkraftproduktion. Det är möjligen tänkbart att man med i stort sett konventionell teknik kan uppnå rimliga kostnadsnivåer för dessa. Vattenfall avser därför att i samverkan med Chalmers studera hur en sådan vindvärmeanläggning bör se ut, vad den producerar och vad den kostar. Detta arbete beräknas komma igång under andra halvåret 1974.

BILAGA 1

VINDKRAFTMASKINENS TEORI

På 1920-talet formulerade tysken Betz en teori för vindkraftmaskiner som fortfarande är allmänt accepterad.

Rörelseenergin i strömmande luft är per kg:

$$Q = \frac{1}{2} w^2 \text{ J/kg} \quad w = \text{vindhastighet}$$

Bromsas luften till hastigheten $a \cdot w$ m/s efter vindmaskinen är den uttagna energin per kg:

$$Q_u = \frac{1}{2} w^2 - \frac{1}{2} (aw)^2 \text{ J/kg}$$

Luftflödet i kg/s genom vindmaskinen bestäms av medelhastigheten för vinden genom denna och blir:

$$M = \rho \cdot A \cdot \frac{w+aw}{2} \text{ kg/s} \quad \begin{array}{l} \rho = \text{luftens densitet} \\ A = \text{vindmaskinens area} \end{array}$$

Uttagbar effekt ur vindmaskinen blir alltså:

$$P = M \cdot Q_u = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot w^3 \cdot (1 - a^2) \cdot \frac{1+a}{2} W$$

Uttrycket $c = (1 - a^2) \cdot \frac{1+a}{2}$ är den del av vindens natur-effekt som är möjlig att omvandla till exempelvis axel-effekt i en generator. Maximalt utbyte erhålles enligt följande:

$$\frac{dc}{da} = \frac{1}{2} (1 - a^2) - a(1+a)$$

$$\frac{dc}{da} = 0 \text{ ger } a = 1/3 \text{ d v s } c = \frac{16}{27} \approx 0,593$$

Slutsatsen av detta är att högst 59,3 % av vindens natur-effekt kan omvandlas till användbar energi, samt att vindens hastighet idealt skall nedbromsas till en tredjedel av sitt ursprungsvärde efter vindkraftmaskinen.

EUROPEAN NUCLEAR SOCIETYYN PERUSTAMINEN

Päätös käynnistää valmistelutyöt vaikutusvaltaisen American Nuclear Society'n kaltaisen eurooppalaisen järjestön, European Nuclear Society'n (ENS) perustamiseksi tehtiin Karlsruheessa 1973-04-09 Reaktortagung-73:n yhteydessä pidetyssä kokouksessa, jossa W. Häfele (KTG, Saksan Liittotasavalta) toimi puheenjohtajana. Tällöin annettiin A. Colombin tehtäväksi johtaa valmistelutöitä. Suomeen otettiin kirjeitse yhteyttä ensimmäisen kerran elokuussa 1973, mistä lähtien Tapani Graae on toiminut Suomen Atomiteknillisen Seuran yhteyshenkilönä ENS:n valmistelutyössä osallistuen lukuisiin Keski-Euroopassa pidettyihin kokouksiin.

Koska pohjoismaiden maantieteellinen sijainti vaikeuttaa Keski-Euroopassa pidettäviin kokouksiin osallistumista, pohjoismaiden kesken on käyty neuvotteluja yhteisten edustajien ja valtakirjaäänestyksen käytöstä. Asiasta on myös tehty ehdotuksia ENS:n valmistelutyön yhteydessä. Pohjoismaista vain Ruotsi ja Suomi ehtivät saada asiat hoidetuiksi niin, että kansalliset seurat olivat ENS:n perustajajäseninä. ATS päätti yksimielisesti liittyä ENS:iin jäsenkokouksessaan 1975-03-20.

ENS:n perustamiskokouksessa Pariisissa 1975-04-20 klo 17 tervehdyspuheen jälkeen 15:n perustajajärjestön edustajat allekirjoittivat perustamiskirjan. ATS:a edustivat kokouksessa Seuran puheenjohtaja ja sihteeri. Tilaisuuden lopuksi American Nuclear Society'n puheenjohtaja lahjoitti puheensa yhteydessä ENS:lle muistoplakaatin, joka on tehty Fermin miilussa Chicagossa v. 1942 moderaattorina käytetystä grafiitista.

Ensimmäinen yleiskokous pidettiin välittömästi perustamiskokouksen jälkeen W. Häfelen puheenjohtajalla. Kokous valitsi yksimielisesti A. Colombin ENS:n ensimmäiseksi puheenjohtajaksi.

ENS:n jäsenmäärä on n. 7000 (= jäsenjärjestöihin kuuluvat henkilöt).

ENS:n kotipaikka on Geneve, Sveitsi. Seurassa on järjestö-, kannatus- ja kunniajäseniä. Seuran tarkoitus on edistää tieteen ja tekniikan kehittämistä ydinenergian rauhanomaisen käytön alalla kaikin sopivin keinoin ja erityisesti:

- vaalimalla ja koordinoimalla jäsenjärjestöjen toimintaa;
- pyrkimällä aikaansaamaan tiedonvaihtoa jäsenjärjestöjen kesken;
- pyrkimällä aikaansaamaan tiedemiesten ja insinöörien vaihtoa eri maiden kesken;
- jakamalla informaatiota;
- takaamalla seuralle sopivat julkaisemisvälineet;
- tukemalla tieteellisiin ja teknillisiin aiheisiin liittyviä kokouksia;
- vaalimalla teknillistä koulutusta ja harjoitusta;
- apurahojen avulla;
- olemalla yhteistyössä valtiollisten ja ei-valtiollisten organisaatioiden kanssa ja muiden organisaatioiden kanssa; joilla on samanlaiset päämäärät;
- edistämällä kansainvälistä standardointia ydintekniikan alalla;
- pyrkimällä saamaan aikaan ydintekniikan alalla tiedemiesten ja insinöörien järjestöjä sinne, missä sellaisia järjestöjä ei vielä ole.

Seuraavassa julkaistaan ENS:n perustamiskirja. Siitä ilmenevät myös perustajajäsenet.

ENS

FOUNDATION ACT

Paris
April 20, 1975

The undersigned societies

desiring to contribute to the advancement of science and engineering in the field of the peaceful uses of nuclear energy,

desiring to promote the cooperation of their research organizations,

desiring to implement the resolution of the preparatory committee, as formulated at its meeting on April 9, 1973,

looking forward to the participation of other nuclear organizations,

have agreed on this twentieth of the month of April 1975 in Paris

to establish the

EUROPEAN NUCLEAR SOCIETY

and have adopted the articles of the Statutes as set out on the following pages.

STATUTES

Section I

Name, Location of Registered Office,
Duration, Accounting Period

Article 1

The Society shall be known as the European Nuclear Society, hereinafter called "the Society". It is established as non-profit making.

Article 2

The Society is registered in Geneva, Switzerland, and shall be governed by Article 60 et seq of the Swiss Civil Code and by these Statutes.

Article 3

The Society shall remain in existence for an unlimited period and may only be dissolved in accordance with the provisions of Article 20 of these Statutes. The accounting period shall be the calendar year.

Section II

Aims

Article 4

The aims of the Society are to promote and to contribute to the advancement of science and engineering in the field of the peaceful uses of nuclear energy by all suitable means and in particular by:

- (a) fostering and co-ordinating the activities of the member organizations
- (b) encouraging exchanges between the member organizations
- (c) encouraging the exchange of scientists and engineers between different countries
- (d) disseminating information
- (e) ensuring that the Society has adequate means of publication
- (f) sponsoring meetings devoted to scientific and technical matters
- (g) fostering engineering education and training
- (h) encouraging scholarships
- (i) co-operating with international governmental and non-governmental organizations and with other organizations having similar aims
- (j) promoting international standardisation in the nuclear field
- (k) encouraging the formation of organizations of nuclear scientists and engineers where no such organizations exist.

Section III

Membership

Article 5

Membership of the Society shall consist of:

- (a) Member organizations
- (b) Supporting members
- (c) Honorary members

Article 6

Any organization of nuclear scientists and engineers willing to adhere to the Statutes and Aims of the Society is eligible to become a member organization and may be admitted subject to the approval of the Steering Committee.

Article 7

Any organization operating in the nuclear field is eligible to become a supporting member and may be admitted subject to the approval of the Steering Committee.

Article 8

Individuals who have made a significant contribution to the advancement of nuclear science and engineering are eligible for admission as honorary members subject to the approval of the Steering Committee.

Article 9

The procedures for the application, election and admission of members are regulated by the by-laws.

Article 10

Members of the Society are not liable for its debts or liabilities. The Society is liable only to the extent of its assets.

Article 11

Membership may be terminated:

- (a) By withdrawal, subject to a minimum of six months notice before the end of the calendar year.
- (b) By cancellation, on the recommendation of the Steering Committee and with the approval of the General Assembly.
- (c) By the dissolution of a member organization or supporting member.
- (d) In the event of the death of an honorary member.

Section IV

Organization

Article 12

The Constitutional Authorities of the Society are:

- (a) The General Assembly
- (b) The Steering Committee
- (c) The President
- (d) The Auditors
- (e) The Secretary General

Article 13

The General Assembly

The General Assembly is the supreme authority of the Society and in particular has power to:

- (a) adopt or modify the Statutes and approve the by-laws and their modifications
- (b) elect the President and the Auditors of the Society
- (c) discharge the Steering Committee
- (d) terminate membership on a proposal of the Steering Committee
- (e) dissolve the Society.

The General Assembly shall consist of the appointed representatives of member organizations, of delegates from supporting members and of honorary members.

The General Assembly shall be summoned in ordinary session by the President not less than once in each calendar year.

The General Assembly shall be summoned in extraordinary session by the president upon the written request of not less than one-fifth of the members or upon his own decision.

Member organizations with up to and including 200 fully-paid-up individual members shall have 10 votes. For every 20 additional individual members a member organization will be allocated one more vote subject to a maximum of 50 votes.

Honorary members and supporting members shall have one vote each.

Decisions in the General Assembly shall be taken, unless otherwise required by these Statutes, by the simple majority of the votes present and expressed. No votes in writing shall be admitted.

Article 14

The Steering Committee

The Steering Committee shall be responsible for taking all decisions which are not expressly conferred upon the General Assembly

or the President and will at all times safeguard the interests of the Society.

The Steering Committee shall consist of one delegate from each member organization, the President and the immediate Past President.

The Steering Committee may elect among its members up to three Vice-Presidents and a Treasurer.

The Steering Committee shall meet at least twice each year either at the request of the President or of one-fifth of its members.

The President shall summon and chair the meetings of the Steering Committee. In the Steering Committee, one half of the total number of its members constitutes a quorum. No votes in writing or by proxy shall be admitted.

Each member of the Steering Committee shall have one vote but in the event of a tie the President shall have a second or casting vote.

The Steering Committee shall have power to establish among its members a Board to facilitate and accelerate the work of the Society. The Board shall have all power entrusted to it by the Steering Committee.

The Steering Committee shall, whenever it deems necessary, establish committees under its authority and confer tasks to those committees.

The Steering Committee shall formulate and decide its own Standing Orders.

Article 15

The President

The President shall be elected by the General Assembly for a term of two years and may not be immediately re-elected for a consecutive period of office.

The President is the legal representative of the Society and will chair the General Assembly and the Steering Committee. In the absence of the President, the Senior Vice-President shall act on his behalf.

Article 16

The Secretary General

The Secretary General shall be appointed by the Steering Committee. He will be responsible to the Steering Committee for the work of the Secretariat which will be located as directed by the Steering Committee.

Article 17

The Auditors

Two auditors shall be appointed by the General Assembly for a term of two years and will undertake an audit of the accounts of the Society each year. The auditors shall at all times have access to the relevant books, documents or reports and shall examine the cash and financial records.

The auditors are eligible for re-election at the end of each two year term.

Section V

Financial Resources

Article 18

The financial resources of the Society shall consist of:

- (a) Dues paid by member organizations and supporting members
- (b) Gifts, bequests and legacies
- (c) Subsidies or grants
- (d) Any other resources or revenues which may result from the Society's activities

Article 19

Dues shall be fixed by the Steering Committee by a two-third majority. Dues for member organizations shall be directly proportional to the number of their paid-up individual members subject to a maximum of one thousand members. Honorary members shall not be required to pay dues.

Section VI

Amendments and dissolution

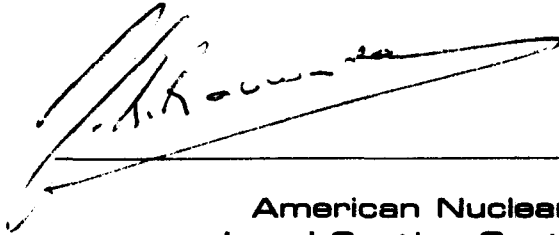
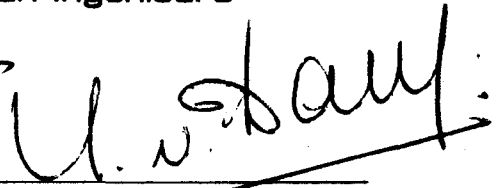
Article 20

Amendments to this Constitution and the dissolution of the Society shall be decided by the General Assembly after eight weeks advance notice and subject to a two-third majority of the votes cast.


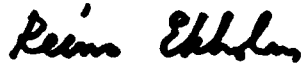
In the event of the Society being dissolved, the assets remaining after discharge of all debts shall be transferred to a body or bodies having aims similar to those of the Society.

**SIGNATURES
OF
FOUNDING MEMBERS**

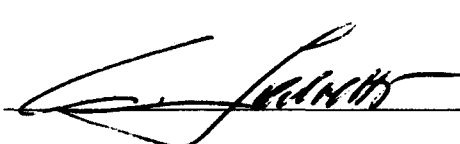

Afdeling voor Kerntechniek van het
Koninklijk Instituut van Ingenieurs

American Nuclear Society
Local Section Central Europe

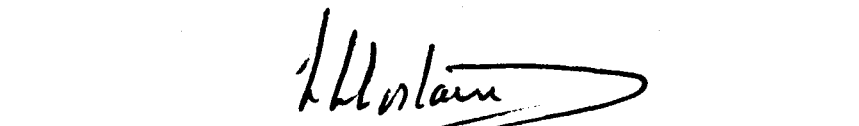
American Nuclear Society
Local Section Italy

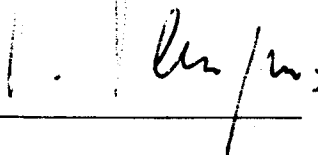
Ένωσις Έλληνικών Πυρηνικών Έπιστημόνων



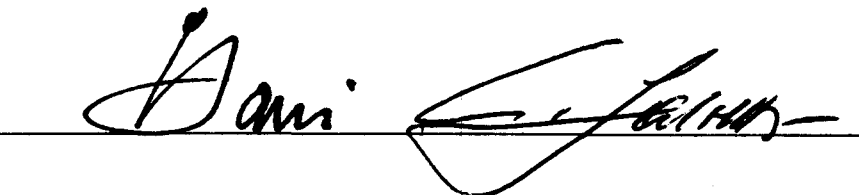
The Institution of Nuclear Engineers



Kerntechnische Sektion der Schweizerischen
Vereinigung für Atomenergie

A. C. L. S. 

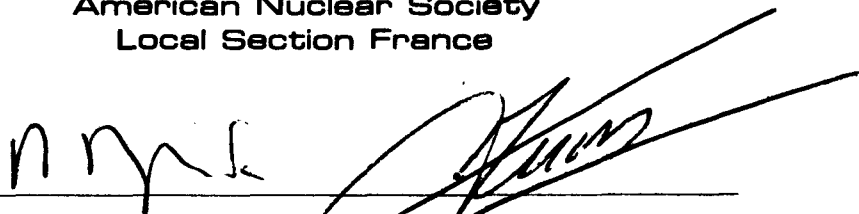
Società Nucleare Italiana



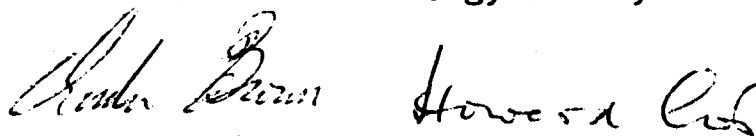
American Nuclear Society
Local Section Belgium



American Nuclear Society
Local Section France



British Nuclear Energy Society



Föreningen Kärnteknik



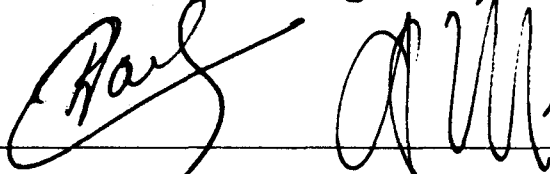
Kerntechnische Gesellschaft im
Deutschen Atomforum e.V.



Sociedad Nuclear Española



Société Française d'Energie Nucléaire



Suomen Atomiteknillinen Seura —
Atomtekniska Sällskapet i Finland r.y.

