



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R125:1980

Storskaliga vindvärmesystem

Teknisk/ekonomisk förstudie

Robert Schuster

| | |
|-------------------------------------|---------|
| INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION | |
| Accnr | 80-2334 |
| Plac | See |

K
9/1/80

Byggeforskningsrådet

See

125:1980

STORSKALIGA VINDVÄRMESYSTEM
Teknisk/ekonomisk förstudie

Robert Schuster

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 781388-0
från Statens råd för byggnadsforskning till AB Fjärrvärme,
Trosa.

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R125:1980

ISBN 91-540-3341-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

LiberTryck Stockholm 1980 056705

INNEHÅLL

| | | |
|-------|---|----|
| | SAMMANFATTNING | 3 |
| 1 | INLEDNING | 5 |
| 1.1 | Allmän bakgrund | 5 |
| 1.2 | Uppdraget | 5 |
| 1.3 | Uppdragsgivare och medarbetare | 5 |
| 2 | Förutsättningar för förstudien | 6 |
| 2.1 | Allmänna förutsättningar | 6 |
| 2.2 | Förutsättningar angående vindförhållanden | 6 |
| 2.3 | Förutsättningar angående vindkraftverk | 6 |
| 2.4 | Ekonomiska förutsättningar | 6 |
| 2.4.1 | Metodik | 6 |
| 2.4.2 | Kapitalkostnader | 6 |
| 2.4.3 | Energikostnader | 7 |
| 2.4.4 | Personalkostnader | 7 |
| 2.4.5 | Underhållskostnader | 7 |
| 3 | VIND | 8 |
| 3.1 | Statistik | 8 |
| 3.1.1 | Allmänt | 8 |
| 3.1.2 | Medianvind | 8 |
| 3.1.3 | Frekvensfördelning | 10 |
| 3.1.4 | Vindgradient | 11 |
| 3.1.5 | Vindhastighetens års- och dygnsvariation | 12 |
| 3.1.6 | Lågvindsperioder | 14 |
| 3.2 | Vindutnyttjande | 15 |
| 4 | VÄRMEBEHOV | 18 |
| 4.1 | Allmänt | 18 |
| 4.2 | Trötenområdet | 18 |
| 4.2.1 | Lokalisering, området etc | 18 |
| 4.2.2 | Värmebehov | 18 |
| 4.3 | Större fjärrvärmenät | 20 |
| 4.3.1 | Lokalisering etc | 20 |
| 4.3.2 | Värmebehov | 20 |
| 5 | VINDAGGREGAT, ENERGIOMVANDLING | 21 |
| 5.1 | Vindaggregat | 21 |
| 5.2 | Energiomvandling | 24 |
| 5.2.1 | Vindturbin | 24 |
| 5.2.2 | Elproduktion | 24 |
| 5.2.3 | Värmeproduktion | 26 |
| 6 | DISTRIBUTION LAGRING | 32 |
| 6.1 | Elenergi | 32 |
| 6.2 | Värmevattendistribution och lagring | 32 |
| 6.2.1 | Distribution | 32 |
| 6.2.2 | Belastningsutjämning | 33 |
| 7 | SYSTEMUPPBYGGNAD - NÅGRA OLIKA ALTERNATIV | 38 |
| 7.1 | Alternativen | 38 |
| 7.2 | Vindvärmeverk Trötenområdet | 38 |
| 7.2.1 | Systemutformning | 38 |
| 7.2.2 | Värmebehov | 39 |

| | | |
|------------|---|-----|
| 7.2.3 | Lokalisering av turbin och lager | 39 |
| 7.2.4 | Vindvärmesystem, dimensionering | 41 |
| 7.2.5 | Förluster i vindvärmesystemet | 49 |
| 7.2.6 | Investeringskostnader | 51 |
| 7.2.7 | Övriga fasta årskostnader | 57 |
| 7.2.8 | Rörliga kostnader | 58 |
| 7.2.9 | Total årlig kostnad | 58 |
| 7.2.10 | Värmeproduktion, Trötenområdet | 58 |
| 7.2.11 | Energikostnad Trötenområdet | 64 |
| 7.2.12 | Diskussion av varianter, Trötenområdet | 64 |
| 7.3 | Större vindvärmeverk och distribu- tionsnät | 71 |
| 7.3.1 | Systemutformning | 71 |
| 7.3.2 | Värmebehov | 71 |
| 7.3.3 | Lokalisering | 71 |
| 7.3.4 | Dimensionering | 71 |
| 7.3.5 | Förluster i vindvärmesystemet | 72 |
| 7.3.6 | Investeringskostnader | 72 |
| 7.3.7 | Övriga fasta årskostnader | 73 |
| 7.3.8 | Rörliga kostnader | 74 |
| 7.3.9 | Total årlig kostnad | 74 |
| 7.3.10 | Värmeproduktion | 74 |
| 7.3.11 | Energikostnad | 74 |
| 7.3.12 | Variantanalys | 75 |
| 8 | SAMMANFATTNING OCH DISKUSSIONER AV RESULTAT | 76 |
| 8.1 | Studerade system | 76 |
| 8.2 | Resultat | 76 |
| 8.3 | Diskussion och rekommendationer om fort- satt arbete | 77 |
| REFERENSER | | 79 |
| BILAGA I | Vindenergiproduktion 2,2 MW vindvärme e vindvärme | 81 |
| BILAGA II | Energiproduktion och konsumtion i Trötenområdet | 95 |
| BILAGA III | Energibalans 2,2 MW vindvärme vid Trötenområdet | 109 |
| BILAGA IV | Vindenergiproduktion 2,2 och 4 MW vindvärme | 117 |
| BILAGA V | Karta | 121 |

SAMMANFATTNING

Förstudiens målsättning var att identifiera grundläggande problem med storskalig vindvärmeteknik, ge tekniska och ekonomiska basförutsättningar och ange om och hur vidare arbete bör utföras.

Efter sammanställning av metoder och komponenter för omvandling, lagring och distribution av värme samt analys av vind- och lastförhållanden har två system utformats för att belysa teknik och ekonomi hos vindvärmesystem jämfört med konventionella uppvärmningsformer.

De två systemen är utformade enligt följande:

- A. Vindvärmeverk med en effekt av 2.2 MW. En vätskebroms producerar vattenburen värmeenergi. Den producerade energin levereras via kulvert, varmvattenlager och hetvattencentral för spetslast- och reservenergi till ett mindre fjärrvärmenät.

Vindvärmesystemet avses leverera huvudparten av nätets erforderliga energi. Produktionen styrs av nätets värmebehov, lagrets buffrande förmåga och aktuell vindhastighet.

Lokalisering har skett till bostadsområdet Tröten i Lysekil, då denna ort har goda vindförhållanden och data för värmekonsumtion och andra uppvärmningsalternativ är kända.

- B. Vindvärmeverk med en effekt av 4 MW. En vätskebroms levererar vattenburen värmeenergi direkt via kulvert till ett större fjärrvärmenät.

Vindvärmeverket levererar endast ett tillskott av energi till nätet. Produktionen styrs av aktuell vindhastighet.

Lokalisering har ej specificerats. Samma vindhastighetsområde som Lysekil har dock förutsatts.

Ett studium av de två alternativen ger följande resultat:

Alternativ A har ett energibehov av 6.9 GWh per år, men genom värmebehovets fördelning under året och höga lagringskostnader erfordras en produktionskapacitet av ca 9.1 GWh. Minskas den installerade effekten ökar behovet av energi från den oljeeldade hetvattencentralen under vinterhalvåret.

Den reala kostnaden för systemet uppskattas till 1861 kkr per år och energikostnaden till 26.9 öre per kWh. Kostnaden är baserad på levererad energi ut på nätet.

Utförda modifieringar såsom optimering av vindkraftverk, variabelt varvtal, kulvertförläggning, lagervolympförändringar etc i syfte att nedbringa kostnaden påverkar sys-

temets konkurrensförmåga marginellt.

Alternativ B har ett effektbehov som under hela året är större än de 4 MW som verket producerar, vilket innebär att all producerad energi (11.3 GWh/år) utnyttjas.

Den reala kostnaden för systemet uppskattas till 1650 kkr per år och energikostnaden till 14.6 öre per kWh. Kostnaden är baserad på energi som levereras till ett befintligt komplett fjärrvärmesystem.

De slutsatser som kan dras av de ovan presenterade systemen är att alternativ A har mycket små möjligheter att konkurrera med konventionella alternativ, då den reala merkostnaden för vindvärmen är ca 8-12 öre per kWh.

Alternativ B har en relativt låg energikostnad (14.6 öre/kWh) jämfört med alternativ A, men kostnaden måste i detta senare fall jämföras med marginalkostnaden för värmeproduktion i en stor hetvattencentral, vilken idag torde vara i storleksordningen 10 - 11 öre per kWh vid oljeeldning.

Ett problem som möter alternativ B, även om ekonomi kan uppnås i ett basalternativ, är lokaliseringen. Det förefaller som om det finns mycket få platser i Sverige som samtidigt kan erbjuda goda vindförhållanden, ett större fjärrvärmenät och en lokaliseringsplats (med hänsyn till säkerhetsavstånd) där kulvertkostnaden ej försämrar ekonomin hos systemet.

De i förstudien utförda kalkylerna baseras på ett begränsat antal system och modifieringar och det är troligt att system med lägre kostnader kan konstrueras. Vidare är ekonomiska kalkyler av denna typ alltid beroende av vilka antaganden som görs angående räntor, avskrivningstider, energipriser etc.

På basis av de ovan framtagna kostnaderna och identifierade generella problem rekommenderar vi dock ej fortsatt omedelbar verksamhet inom detta område.

Erfarenheter från drift av elgenererade anläggningar samt ny lagrings- och distributionsteknik bör först utvärderas.

1 INLEDNING

1.1 Allmän bakgrund

Intresset för utnyttjandet av vinden som energikälla i större skala har hittills huvudsakligen inriktats på produktion av elenergi med rikselnätet som variationsdämpande faktor.

För ett vindvärmeverk som omvandlar vindens rörelseenergi till värme finns det förutsättningar att utnyttja de värmeförluster som vanligen förloras i generatoren.

Uppgifter tydde även på att ett system som ej är bundet till rikselnätet eventuellt kan utföras för variabelt varvantal, vilket ger energivinster jämfört med elproducerande aggregerat med konstant varvantal.

Vissa möjligheter till kostnadsreduktioner för vindvärmeaggregat kunde också identifieras, samt på lång sikt även vissa lagringsfördelar i de fall vattenmagasinens reglerförmåga är fullt utnyttjade.

1.2 Uppdraget

Målsättningen med förstudien var att identifiera grundläggande problem med vindvärmeutnyttjande, ge tekniska och ekonomiska basförutsättningar samt ange om och hur vidare arbete bör utföras.

Arbetet omfattar sammanställning av vindverksutföranden, energiomvandling, energiöverföring samt metoder för energilagring och distribution.

Uppdraget omfattar även analys av last- och produktionskaraktäristik för vindvärmesystem samt tekniska och ekonomiska kalkyler baserade på en lokalisering till Lysekilshalvön. Ett system förutsätts försörja ett planerat bostadsområde i Lysekil med värme (Trötenområdet).

Lysekil ligger utmärkt till ur vindsynpunkt och värmebehov och kostnad för konvertering och uppvärmning av Trötenområdet har tidigare utretts. I närheten av området ligger två sjöar, vilka sågs som potentiella värmelager.

1.3 Uppdragsgivare och medarbetare

Förstudien är beställd av Statens råd för byggnadsforskning och har fått projektnummer 781388-0.

Huvuddelen av det material som presenteras i denna studie har framtagits av civilingenjörerna Ulf Bergqvist och Inge Pierre.

2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR FÖRSTUDIEN

2.1 Allmänna förutsättningar

Studien behandlar endast vindvärmeverk som direkt omvandlar vindens energi till värme. Elektriska överföringar ingår ej, då denna teknik är mycket snarlik "konventionella" vindkraftverk. Ej heller behandlas direktdrivna värmepumpar, då ett projekt f n pågår för att utvärdera denna teknik.

2.2 Förutsättningar angående vindförhållanden

De vinddata som utnyttjas är framtagna av SMHI och beskriver vindstyrka och effekt för 10 minuter under varje timme under året. Materialet beskriver vindsituation på 100 meters höjd vid Torslanda flygplats, vilken ligger söder om Lysekilshalvön vid Göteborg.

Det har förutsatts att dessa vinddata även gäller för Lysekilshalvön, till vilken de studerade systemen har lokaliserats.

2.3 Förutsättningar angående vindkraftverk

I förstudien har genomgående de av SAAB-SCANIA framtagna horisontalaxlade elgenererande vindkraftverken utnyttjats.

Några tekniska ändringar av betydelse vad gäller utformningen av turbin, torn eller gondol har ej gjorts.

2.4 Ekonomiska förutsättningar

2.4.1 Metodik

Anläggningskostnad

Kostnadskalkylerna baseras på de kostnadsuppgifter för vindkraftaggregat som anges i ref /6/ och för övriga komponenter i systemet på tillgängligt material i utredningar och från anläggningar. I de fall uppgifterna är av äldre datum har uppräknings skett med konsumentprisindex till september 1979.

Kalkylmetod

Vid beräkning av den årliga kapitalkostnaden används annuitetsmetoden, vilket innebär att den årliga summan av räntor och avskrivningar blir ett konstant belopp.

2.4.2 Kapitalkostnader

Kalkylränta

Vid jämförelse mellan olika alternativ har den reala

kalkylmetoden valts¹⁾, med det fasta penningvärdet hänfört till år 1979.

Under förutsättning att kostnadskalkylerna utförs på ett allt igenom konsekvent sätt blir resultatet oberoende av om kostnadskalkylen är real, med en låg real ränta, eller om kalkylen är nominell, med en högre nominell ränta.

Realräntesatsen²⁾, d v s nominella räntesatsen minskad med inflationstakten, har satts till 4 %.

För den som inte är van vid inflationskorrigerade kalkyler kan 4 % ränta förefalla lågt när man observerar penningräntesatser kring 10 %. Innebörden är dock att en till 100 % belånad anläggning dels skall kunna klara sina amorteringar, dels ge 4 % avkastning på ett indexreglerat lån som följer ett allmänt konsumentprisindex.

Det kan vidare tillfogas att vid inflationskorrigerade kalkyler är det ej nödvändigt att "gissa" kostnadsutvecklingen för löner, bränsle etc förutsatt att de följer den allmänna prisutvecklingen.

Till skillnad från nominella kalkyler är den årliga fasta kapitalkostnaden konstant i reallt penningvärde och "urholkas" således ej i takt med inflationen.

Avskrivningstid

Komponenterna i anläggningarna har olika avskrivningstider. Dessa anges vid varje system. Vid de ekonomiska kalkylerna förutsätts att utrustningen förnyas kontinuerligt vid respektive avskrivningstids slut.

2.4.3 Energikostnader

I utredningen antas att Eo3 kostar 1020 kr per m³ samt att elkostnaden är 14.5 öre per kWh.

2.4.4 Personalkostnader

Kostnader för maskinskötare etc har ansatts till 110 kkr per år och individ inklusive sociala avgifter, viss jour etc.

2.4.5 Underhållskostnader

Underhållskostnader specificeras vid varje kostnadsberäknat alternativ.

1) Använd av Energikommissionen och numera i allmänt bruk av Statens Vattenfallsverk m fl.

2) Definieras $r = (n-i)/(1+i)$, där r = realränta
 n = nominell räntesats
 i = inflation

3 VIND

3.1 Statistik

3.1.1 Allmänt

Lysekil ligger, som tidigare nämnts, på västkusten i Bohuslän norr om Göteborg.

Kuststräckan karaktäriseras av en topografi med stark brutenhet. Rena slätter saknas och kustlinjen är brant och mycket ojäm med många klippöar. Terrängen är i allmänhet skogsklädd på ett par kilometers avstånd från kusten.

Vindförhållandena för bl a denna kuststräcka finns utförligt redovisade i ref /1/, ur vilken huvuddelen av följande vindredovisning är hämtad.

Vindstatistiken är baserad på mätningar bl a vid Måseskär, Torslanda, Vinga och Säve.

Måseskär är en liten kal ö några kilometer utanför Orust. Den enda bebyggelsen på ön är fyren och några bostadshus. Stationen torde, åtminstone på 50 m höjd, vara representativ för hela skärgården in till de större öarna, Orust och Tjörn.

Torslanda flygplats är lågt belägen på en halvö norr om Göteborg. I söder och ost ligger flygplatsen nära öppet vatten, medan halvön västerut är kraftigt kuperad och bebyggd med småhus. Vindvärdena är troligen representativa för liknande öppna och släta områden som förekommer längs en smal kustremsa.

Säve flygflottilj ligger på ett slätt och öppet område ca 1.5 x 1 km stort. Omgivningen är i övrigt kuperad och skogsklädd. Kortaste avståndet till havet är ca 4 km. Stationen torde vara representativ för områden med odlad mark inom ca 10 km avstånd från kusten.

3.1.2 Medianvind

Medianvinden, vilken definieras som den vindhastighet som överskrides respektive underskrides under 50 procent av tiden under året, är framtagen ur gjorda standardobservationer vid 10 meters höjd. Därefter har som underlag för beräkningen av vindhastigheten vid andra höjder följande uppgifter framtagits av ref /1/ för mätstationerna.

- a) definition av den s k skrovlighetsparametern (bestämd av terrängens beskaffenhet) för olika riktningssektorer och på olika avstånd från vindmätaren
- b) vindhastighetens frekvensfördelning uppdelad på olika vindriktningar
- c) frekvensfördelning över den atmosfäriska stabiliteten uppdelad i olika klasser och vindriktningar.

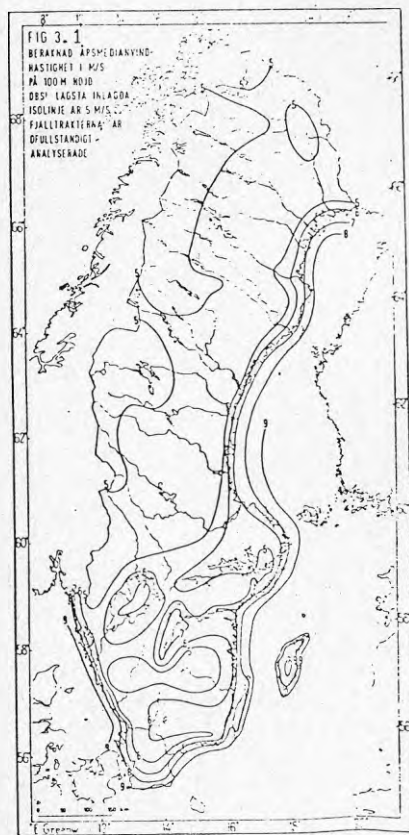
Med hjälp av matematiska formler för gränsskiktssuppbbyggnad och vertikala vindhastighetsprofiler har ref /1/ därefter beräknat vindhastighetens frekvensfördelning på olika höjder.

Medianvinden för de fyra mätstationerna vid olika höjder anges i tabell 3.1 nedan.

Tabell 3.1 Medianvind ref /1/.

| Stationsnamn | Tidsperiod | Ant observ per dygn | Höjder (m) | | | |
|--------------|------------|---------------------|------------|------|-------|-------|
| | | | 10 m | 50 m | 100 m | 150 m |
| Måseskär | 1965-75 | 3 | 7.4 | 8.4 | 8.9 | 9.1 |
| Säve | 1965-75 | 4 | 4.2 | 5.5 | 6.5 | 7.2 |
| Torslanda | 1955-75 | 24 | 5.3 | 7.0 | 8.1 | 8.8 |
| Vinga | 1965-75 | 3 | 7.3 | 8.4 | 8.8 | 9.1 |

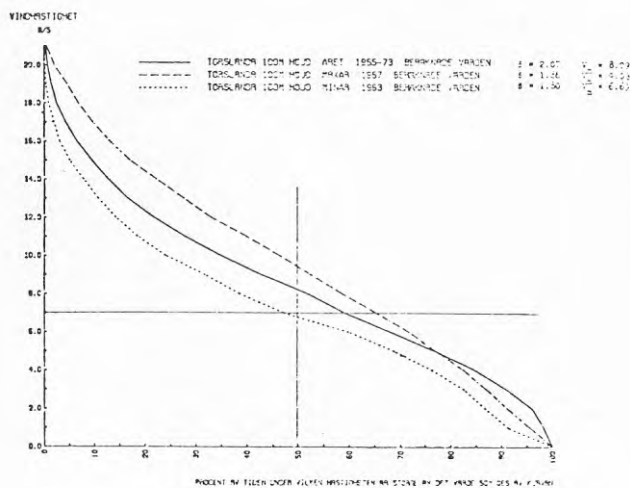
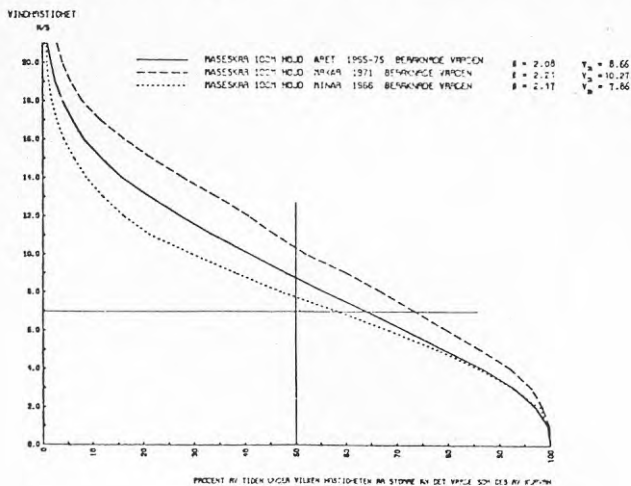
Medianvinden för hela landet vid 100 meters höjd återges i figur 3.1 nedan.



Figur 3.1 Årsmedianvind vid 100 meters höjd ref /1/.

3.1.3 Frekvensfördelning

Frekvensfördelningen för Måseskär och Torslanda vid 100 meters höjd under året ges i figur 3.2 nedan.



Figur 3.2 Varaktighetskurvor för Måseskär och Torslanda vid 100 meters höjd ref /1/.

Av figuren framgår t ex att för Måseskär var vindstyrkan högre än 13 m/s, 20 procent av tiden under åren 1965-75 samt högre än 5 m/s under 80 procent av tiden. Motsvarande värden för Torslanda var 12.1 m/s respektive 4.7 m/s.

Kurvorna kan, med god noggrannhet inom intervallet $0.5 \cdot V_{\text{median}} < V < 2.5 \cdot V_{\text{median}}$, beskrivas matematiskt med funktionen:

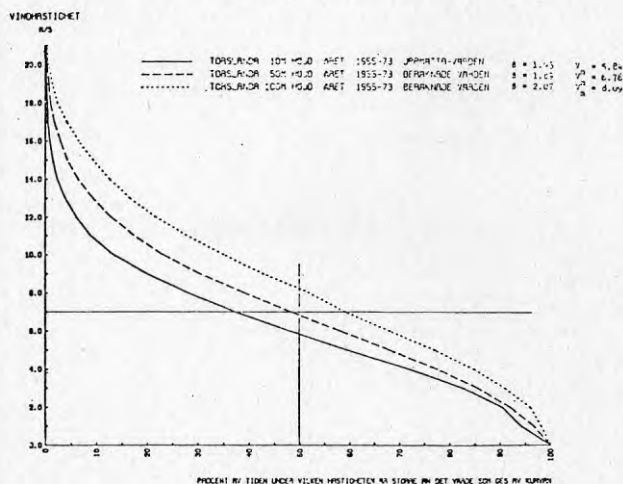
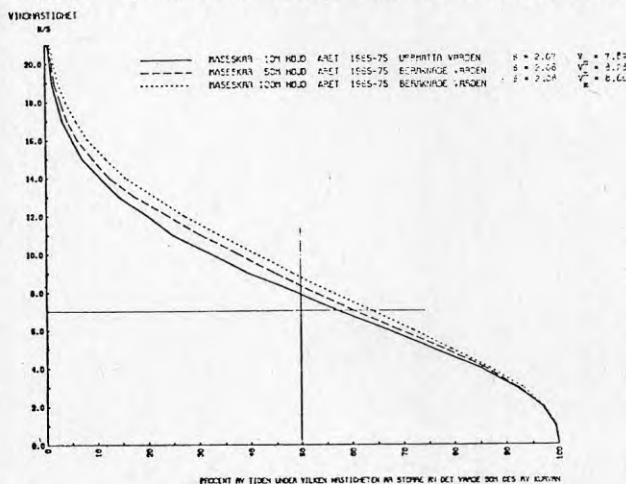
$$\Phi(V) = 2^{-V^\beta} \quad \text{där } v = \frac{V}{\bar{V}} \text{ median}$$

och β är en faktor som varierar kurvans lutning i diagrammet. Ett högt β -värde ger mindre brant lutning och ett lågt ger en större lutning.

Denna kurva beskriver ej hur ofta, och vid detta tillfälle hur länge, en viss vindhastighet råder, utan endast den sammanlagda tiden för denna vindstyrka under året.

3.1.4 Vindgradient

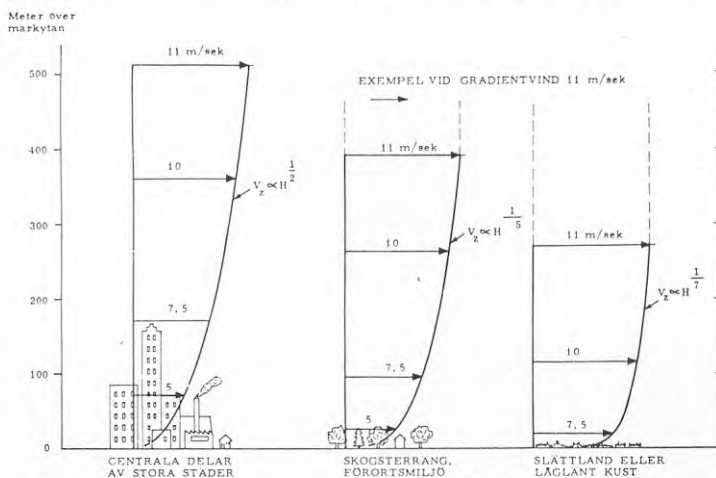
Av intresse kan även vara att jämföra vindhastigheten på skilda höjder. Figur 3.3 nedan ger vindhastigheten vid 10, 50 och 100 meters höjd vid Torslanda och Måseskär.



Figur 3.3 Varaktighetskurvor vid 10, 50 och 100 meters höjd för Måseskär och Torslanda ref /1/.

Kurvorna är framtagna med hänsyn tagen till ovannämnda punkter a-c, vilka är specifika för varje mätstation. Det kan noteras att för utpräglade "havsmätpunkter", t ex Måseskär, ligger kurvorna närmare varandra, än vad som är fallet vid mer inlandsplacerade mätpunkter, beroende på bl a mindre uppbromsning av vinden mot hinder.

Generellt brukar vind som funktion av höjd (vindgradient) anges med ett enkelt potenssamband av typen $V \sim H^{\alpha}$. Inverkan av olika typer av terräng på vindgradienten visas i figur 3.4 nedan. (Ref /2/)



Figur 3.4 Vind-höjd-profiler i olika terräng ref /2/.

3.1.5 Vindhastighetens års- och dygnsvariation

Vindhastighetens årsmedianvärde varierar mellan olika år och är med relativt god noggrannhet normalfördelat runt ett medelvärde. Se figur 3.5 nedan, vilken visar sannolikheten för att årsmedianvärdet underskrider en viss medianvind.

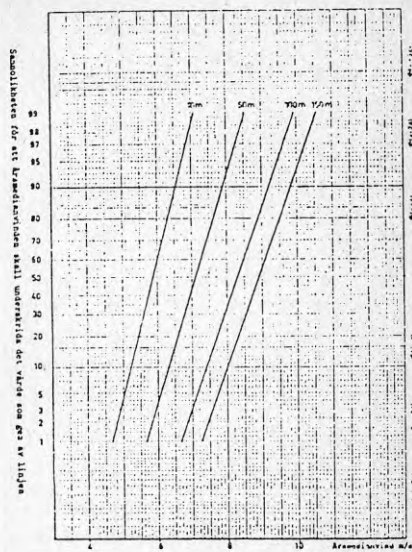
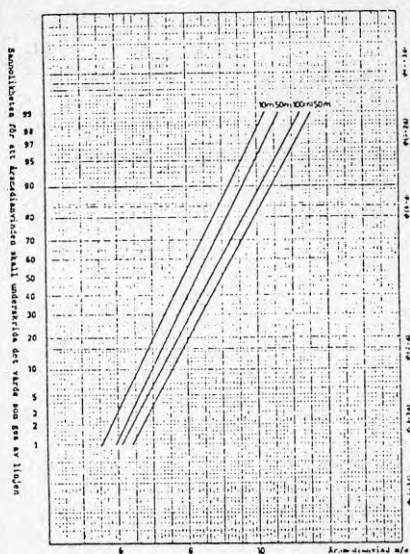
Vindhastighetens årstidsvariation kan beskrivas med en kurva som visar förhållandet mellan månadsmedianvindhastigheten och årsmedelvärdet (figur 3.6).

Vindhastigheten har även en typisk dygnsrytm beroende på varierande in- och utstrålning från jordytan under dygnet. Denna dygnsrytm störs när väl utvecklade vädersystem passerar. Dygnsrytmen vid 10 meters höjd för Torslanda presenteras i figur 3.7 nedan.

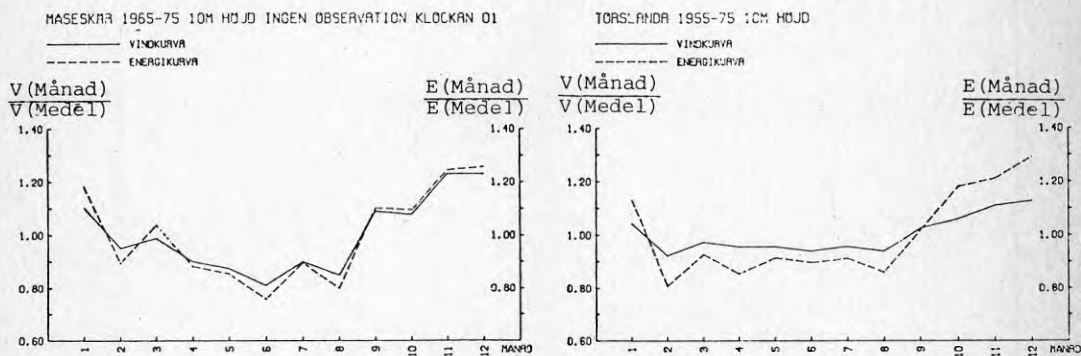
Dygnsrytmen i Sverige vid högre höjder kan ej redovisas på grund av bristande underlag, men mätningar från Risö i Danmark visar att skillnaderna avtar med höjden och att vid 100 meters höjd kan skillnader endast iaktas under sommaren.

Måseskär 1965-75

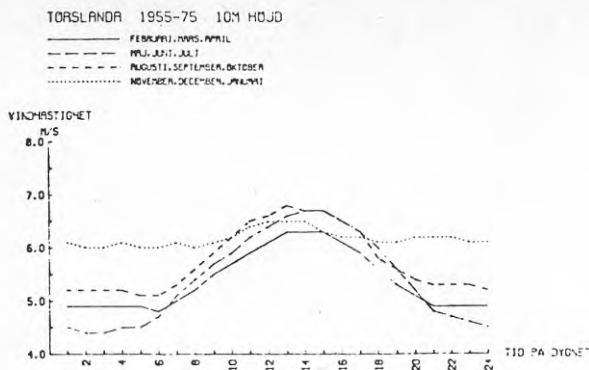
Torslanda 1955-75



Figur 3.5 Sannolik fördelning av årsmedianvinden på olika höjder vid Måseskär och Torslanda ref /1/.



Figur 3.6 Variationer hos månadsmedianvinden och energiuttaget som medelvärde över en tidsperiod ref /1/.



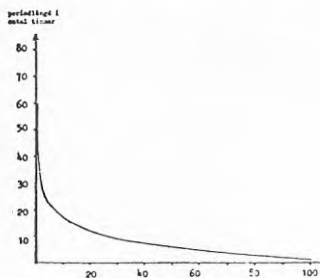
Figur 3.7 Vindhastighetens dygnsvariation beräknat som medelvärde över olika årstider ref /1/.

3.1.6 Lågvindperioder

Som tidigare nämnts ger de konsekutiva årsvindkurvorna liten vägledning om under vilka perioder och hur länge s k lågvindsförhållanden råder.

I ref /1/ redovisas följande sannolikheter för förekomsten av sammanhängande perioder med låg resp hög vindhastighet för Torslanda vid 10 meters höjd baserat på året 1955-74.

Kurvan gäller längden på perioder med vindhastigheter mindre eller lika med 4 m/s.



Figur 3.8 Förhållande mellan antalet "lågvindperioder" överstigande en viss längd och totala antalet "lågvindperioder" uttryckt i procent ref /1/.

Tabell 3.2 Lågvindperioder ref /1/.

| | | | |
|---|----|----|-----|
| q antal gånger per 10-årsperiod | 1 | 10 | 100 |
| Antal timmar med vindhastighet \leq 4 m/s | 70 | 55 | 40 |
| Antal timmar med vindhastighet \geq 11 m/s | 35 | 26 | 18 |

Med den frekvensfördelning av vindhastighet som förekommit under normalperioden så ger det en förväntad återkomst, av sammanhängande perioder med medelvindhastighet 4 m/s eller mindre respektive 11 m/s eller högre, per 10-årsperiod med q antal gånger.

3.2 Vindutnyttjande

Av vindens energiinnehåll kan endast en andel utnyttjas, beroende på att vindhastigheten ej bromsas helt samt genom att aerodynamiska och mekaniska förluster uppträder.

Ett vindkraftverks effekt ges av följande samband:

$$P_e = C_p \cdot \rho \cdot V^3 \cdot \pi \cdot R - P_f$$

där P_e = effekt (el)

C_p = faktor som är en funktion av turbindiameter,
vinkelhastighet, vindhastighet

ρ = densitet hos luft

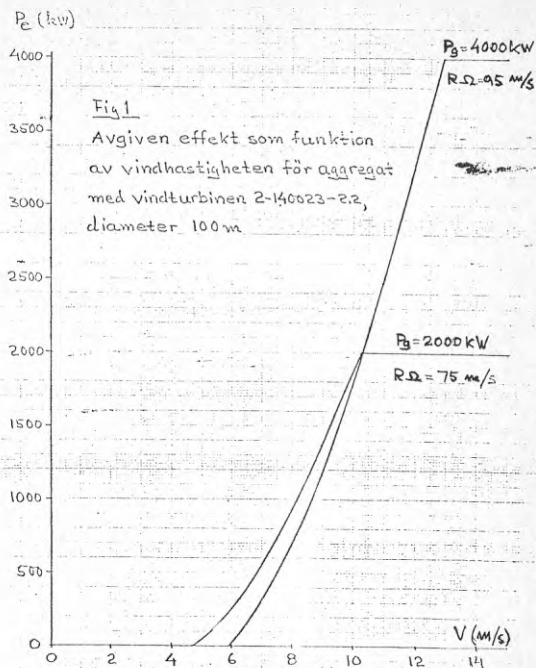
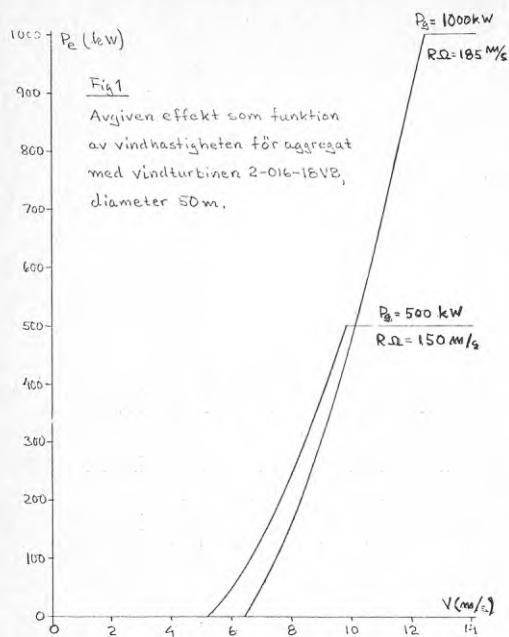
V = vindhastighet

R = turbinradie

P_f = förluster i transmission och generator

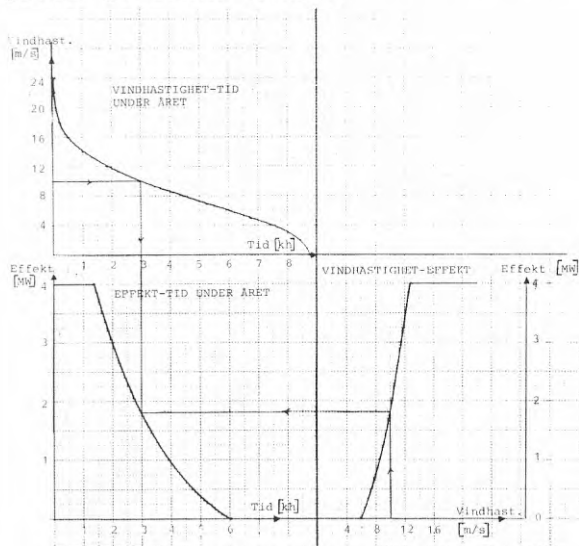
En vindturbins effekt är således i stort sett proportionell mot vindhastighet upphöjt till tre, d v s $P \sim V^3$.

Effekten som funktion av vindhastigheten för två turbindiametrar (100 m och 50 m) med vardera två konstanta varvtal och generatorstorlekar (4 MW, 2 MW, 1 MW, 0.5 MW) enligt ref /3/ och ref /4/ visas i figur 3.9 nedan.



Figur 3.9 Effekt som funktion av vindhastighet för vindkraftaggregat med 50, ref /3/, resp 100 m, ref /4/, turbindiameter.

Om denna effekt-vindkurva kombineras med vind-frekvenskurvorna i figur 3.2 för Torslanda erhålles varaktigheten av producerad effekt under ett år med t ex följande grafiska metod:



Figur 3.10 Vind-tid-effekt sammanlagring.

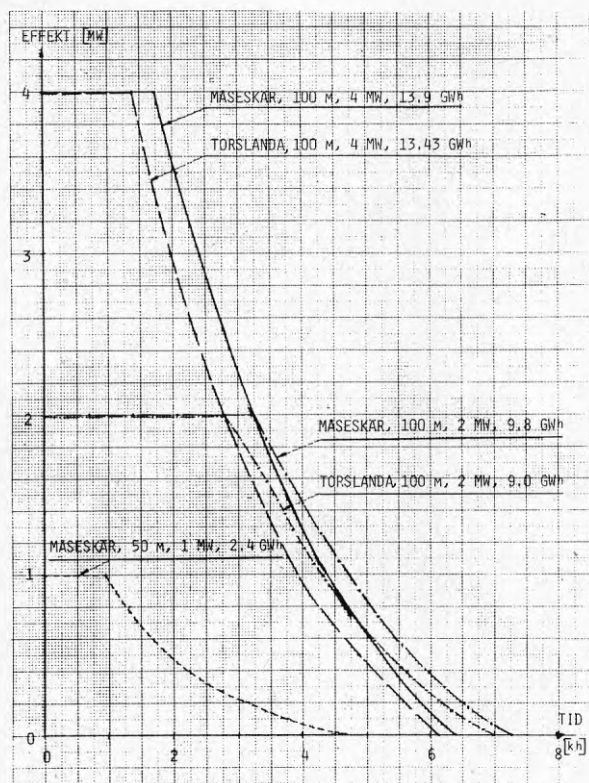
Effekt-tidkurvan anger bl a det antal timmar som den producerade effekten är större än ett visst värde.

Inritat med hjälplinjer i figur 3.10 ovan är effekten vid 10 m/s och 3000 timmar enligt följande:

- Varaktighetskurvan för vindhastigheten (vindhastighet-tid) ger antalet timmar (3000 h) som hastigheten är högre än 10 m/s.
- Vindaggregatets effektkurva som funktion av vindhastighet (effekt-vind) ger effekten (≈ 1.8 MW) vid vindhastigheten 10 m/s.
- Skärningspunkten mellan dessa båda (timmar, effekt) ger en punkt i det nedre vänstra diagrammet. Ytterligare skärningspunkter, vilka tillsammans bildar linjen, framtas på samma sätt.

Arean under kurvan (effekt-tid) representerar den producerade energimängden under året.

De resulterande effektproduktionskurvorna under året för några skilda vindverksstorlekar vid Torslanda resp Måseskär redovisas i figur 3.11 nedan.



Figur 3.11 Effektproduktion under året för 4, 2, 1 MW vindverk.

4 VÄRMEBEHOV

4.1 Allmänt

Som typfall utnyttjas värmebehovet i det planerade bostadsområdet Tröten i Lysekils kommun (se kap 2 samt ref /5/) samt ett större icke närmare specificerat fjärrvärmenät med ett värmebehov under hela året överstigande 4 MW.

4.2 Trötenområdet ref /5/

4.2.1 Lokalisering, området etc

Lysekilshalvön är belägen i Bohuslän vid kusten i höjd med Trollhättan och Uddevalla, ca 10 km söder om Smögen och Kungshamn och ca 70 km norr om Göteborg.

SMHI:s mätpunkter för vind "Torslanda" och "Måseskär" är belägna vid Göteborg respektive 22 km VSV om Lysekil.

I det planerade bostadsområdet Tröten kommer, då området är utbyggt, ca 1300 personer att bo. Området kommer att bebyggas med 247 enfamiljshus och ett antal flerfamiljshus i två våningar med 125000 m² tillåten byggnadsyta.

Marken i Trötenområdet består av berg, varför alla markledningar förutsätter sprängning. Mot SV och väst angränsas Trötenområdet av två sjöar, Rotemyr och Trötemyr. I övrigt begränsas Trötenområdet mot SV av fristående enfamiljshus, uppvärmda med elvärme eller individuellt oljeeldade pannor, mot söder av flerfamiljshus med oljeeldad värmecentral och mot SO av ett grönområde och en skola med oljeeldad panna.

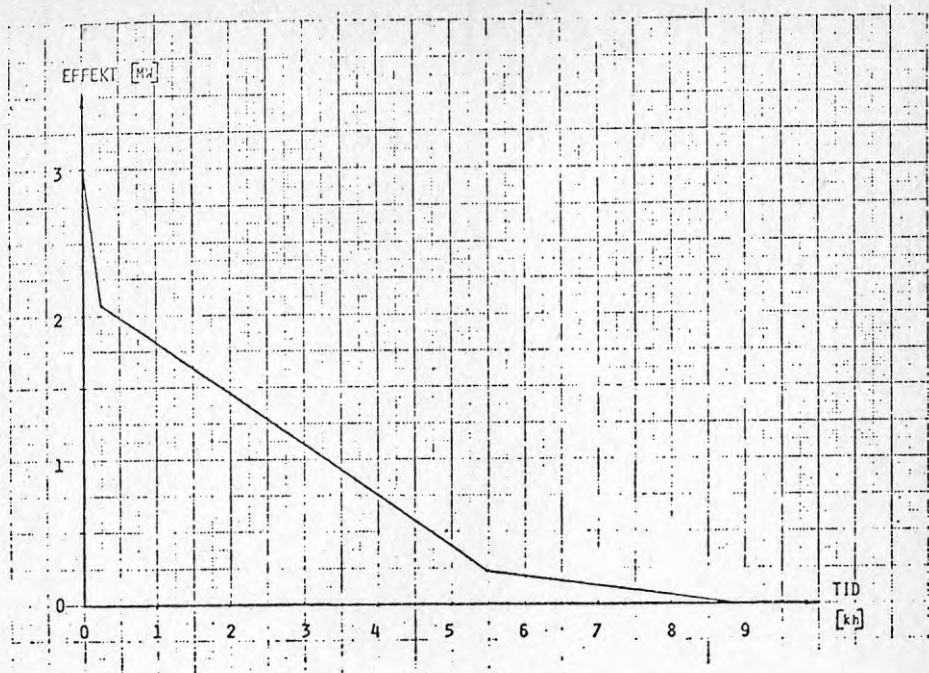
Öster om Trötenområdet planeras ett mindre industriområde med en byggnadsyta av 2000 m². Detta område förutsätts vara färdigt samtidigt som Trötenområdet.

I denna förstudie förutsätts Trötenområdet vara uppvärmt med det fjärrvärmenät som finns beskrivet och kostnadsberäknat i ref /5/.

4.2.2 Värmebehov

Nettovärmebehovet i Trötenområdet är 22,8 TJ (6,33 GWh) per år. Behovet är fördelat på det under månaderna relativt konstanta tappvarmvattenbehovet med 9,8 TJ och det variabla värmevattenbehovet med 13,0 TJ.

En antagen varaktighetskurva för Trötenområdets totala värmebehov ges i figur 4.1 nedan.



Figur 4.1 Varaktighetskurva för värmebehov Trötenområdet

Värmebehovet under månaderna kan fördelas med hjälp av antalet graddagar för det aktuella området.

Tabell 4.1 Månadsvis fördelning av nettovärmebehov

| Mån | Medeltemp (°C) | Graddagar | Uppvärmning (MWh) | Varmvatten (MWh) | Summa (MWh) |
|-------|----------------|-----------|-------------------|------------------|-------------|
| 9 | 13.0 | 47 | 53 | 223 | 276 |
| 10 | 8.5 | 263 | 298 | 230 | 528 |
| 11 | 4.2 | 384 | 435 | 223 | 658 |
| 12 | 1.4 | 484 | 548 | 230 | 778 |
| 1 | -1.4 | 570 | 645 | 230 | 875 |
| 2 | -1.9 | 529 | 599 | 208 | 807 |
| 3 | 0.7 | 505 | 572 | 230 | 802 |
| 4 | 5.5 | 345 | 390 | 223 | 613 |
| 5 | 11.1 | 73 | 83 | 230 | 313 |
| 6 | 15.0 | 0 | 0 | 223 | 223 |
| 7 | 17.3 | 0 | 0 | 230 | 230 |
| 8 | 16.7 | 0 | 0 | 230 | 230 |
| Summa | | 3200 | 3623 | 2710 | 6333 |

Överföringsförluster i distributionsnätet tillkommer vilket ger ett bruttovärmebehov av ca 24,9 TJ (6,93 GWh).

En grov överslagsberäkning ger följande uppdelning av förlusterna.

| | |
|---------------------------|-------------------------|
| Januari - Mars | 234 GJ/mån (65 MWh/mån) |
| November, December, April | 198 GJ/mån (55 MWh/mån) |
| Maj - Oktober | 144 GJ/mån (40 MWh/mån) |

Förlusterna är relativt sett mycket låga (knappt 10 % av årsenergibehovet) vilket beror på mycket god isolering och att sekundärledningarna i stor utsträckning är dragna inuti husen, varför värmeavgivningen från rören ej kan betraktas som förluster under eldningssäsongen.

4.3 Större fjärrvärmenät

4.3.1 Lokalisering etc

Det förutsätts här att nätet är beläget inom samma vindhastighetszon som Lysekil, vilket innebär i stort sett hela västkusten, södra Skåne, Öland, Gotland eller de yttersta delarna av Upplandskusten (se t ex fig 3.1).

4.3.2 Värmebehov

Effektbehovet i ett större nät har i allmänhet en undre gräns vilken mycket sällan underskrids under året beroende på förluster från ledningsnätet samt tappvarmvattenbehov.

Denna effekt, med mycket lång utnyttjningstid, är i storleksordningen fem procent av den maximala erforderliga effekten. Ett konstant behov av 4 MW eller mer motsvarar således en tätort med ett värmebehov av ca 80 MW.

5 VINDAGGREGAT, ENERGIOMVANDLING

5.1 Vindaggregat

De i denna förstudie utnyttjade vindkraftaggregaten är de i ref /6 / beskrivna SAAB-Scantias basprojekt 2 (1 MW) och 3, där basprojekt 3 kan utföras i två alternativa versioner (2 MW, 4 MW).

Basprojekten har läplacerad turbin med 50 respektive 100 meters navhöjd och turbindiameter.

Turbinbladen är av kolfiber i basprojekt 2 och av stål i basprojekt 3.

Effektbegränsning sker med fullständig bladvinkelreglering, vilket innebär att hela bladet vrids kring sin längdaxel så att lyftkraften delvis försvinner.

De tre aggregatens data ges i tabell 5.1

Tabell 5.1 Vindkraftverksdata / 6 /

| VINDTURBIN | Basprojekt 2 | | Basprojekt 3 | |
|------------------------------|--------------|-----------|--------------|--|
| | | VERSION 1 | VERSION 2 | |
| Diameter, m | 50 | 100 | 100 | |
| Höjd, centr över marken | 50 | 100 | 100 | |
| Vikt, per blad, kg | 800 | 48 000 | 48 000 | |
| Vikt, två blad + nav, kg | 6 900 | 138 000 | 138 000 | |
| Varvtal, r/min | 70 | 14 | 18 | |
| Märkvind, m/s | ? | 10.3 | 13.0 | |
| MASKINERI | | | | |
| Primäraxel, Dy/Di mm/mm | 280/50 | 2300/2140 | 2300/2140 | |
| Primäraxel, vikt, kg | 3 500 | 48 000 | 48 000 | |
| Växel, vikt, kg | 8 000 | 14 000 | 16 000 | |
| Generator, effekt, kW | 1 000 | 2 000 | 4 000 | |
| Generator, vikt, kg | 3 400 | 6 500 | 9 700 | |
| Total vikt, MASKINERI, kg | 16 300 | 83 000 | 93 000 | |
| MASKINHUS | | | | |
| Yttermått, m | 4x4x9 | 6x5x15 | 6x5x15 | |
| Fundament, vikt, kg | 1 500 | 20 000 | 20 000 | |
| Skal, vikt, kg | 3 500 | 9 000 | 9 000 | |
| Totalvikt, kg | 6 500 | 39 000 | 39 000 | |
| TORN | | | | |
| Höjd, till vändkranslager, m | 48 | 95 | 95 | |
| Diameter topp/bas m/m | 2/4 | 6.5/13 | 6.5/13 | |

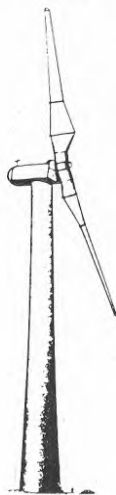
Förutom ovan nämnda komponenter innehåller maskinhuset också ett kontrollsystem som möjliggör automatisk start och stopp samt övervakar och styr den normala driften. Kontrollsystemet är datorbaserat med anpassningsenhet och en rad givare vilka mäter t ex vindhastighet, vindriktning, vibrationer samt temperaturer.

Styrimpulser utgår till bl a bladvinkelservo, hydraulpumpar och sidvinkelservo, vilket består av kuggväxel-motor och kuggdrev. Vidare innehåller maskinhuset smörjsystem och ett klimatsystem för uppvärmning eller kylning av maskinhuset.

Aggregaten visas i figur 5.1 och 5.2.



Figur 5.1 Basprojekt 2: 50 m turbin med konade nav och blad av kolfiberkomposit. Generatoreffekt 1 MW.



Figur 5.2 Basprojekt 3: 100 m turbin med stelt nav och blad av stål. Generatoreffekt 4 MW. (Halva skalan jämfört med figur 5.1.)

De av ref / 6 / uppskattade kostnaderna redovisas nedan i tabell 5.2.

Tabell 5.2 Kostnadssammanställning för basprojekt (4:e kvartalet 1976) ref /6/.

| | Basprojekt 1 turbin Ø 50 m stelt nav generator 1 MW | Basprojekt 2 turbin Ø 50 m konande nav generator 1 MW | Basprojekt 3 turbin Ø 100 m stelt nav generator 4 MW | Basprojekt 4 turbin Ø 100 m konande nav generator 4 MW |
|---|--|--|---|---|
| <u>1. Vindturbin</u> | 480 | 630 | 2 450 | 3 530 |
| <u>2. Maskineri</u> | 760 | 500 | 3 700 | 3 290 |
| <u>3. Maskinhus</u> | 180 | 80 | 700 | 450 |
| <u>4. Kontrollsystem och elsystem (utom generator)</u> | 290 | 250 | 630 | 600 |
| <u>5. Torn och transporter- montage</u> | 900 | 830 | 2 750 | 2 750 |
| Totalt 1-5 | <u>2 610</u> | <u>2 290</u> | <u>10 230</u> | <u>10 620</u> |
| <u>6. Oförutsett¹⁾ 10 %</u> | 261 | 229 | 1 023 | 1 062 |
| <u>7. Byggnads-, el- och byggherre- kostnad enligt avsnitt 12 (Kostnadsläge 1 kv. 1977)</u> | 1 400 | 1 400 | 1 840 | 1 840 |
| <u>8. Ränta under¹⁾ byggtid (räntefot 10%)</u> | 213 | 196 | 1 349 | 1 393 |
| Totalt 1-8 | <u>4 485</u> | <u>4 115</u> | <u>14 441</u> | <u>14 914</u> |
| <u>kr/m² svept yta</u> | 2 285 | 2 096 | 1 839 | 1 899 |
| <u>kr/kW</u> | 4 485 | 4 115 | 3 610 | 3 729 |

1) Enligt kraftindustrins praxis

5.2 Energiomvandling

5.2.1 Vindturbin

I kapitel 3.2 "Vindutnyttjande har redovisats levererad effekt som funktion av vindhastighet för SAAB-SCANIAS elproducerande aggregat (se figur 3.9).

Det bör påpekas att en väsentlig skillnad mellan de mindre och de större aggregaten i allmänhet är att aggregaten med lägre installerad effekt tar ut denna vid en lägre märkvind och lägre varvtal samt att dessa aggregat startar energiproduktionen vid lägre vindhastighet.

Varianter av blad, tordering liksom uppbyggnad av gondol etc studeras enligt förutsättningarna ej i denna förstudie, där- emot ger ej nätanslutna anläggningar med SAAB-SCANIAS utformning möjlighet till variabelt varvtal, vilket höjer aggregatets verkningsgrad.

Ett variabelt varvtal ger vid vätskebromsapplikationer även fördelar ur reglerteknisk synpunkt, genom att vätskebromsens motstånd ökar proportionellt mot avgiven effekt i vindturbinen. Detta förhållande medför att rotnors varvtal automatiskt antar optimal arbetspunkt.

Enligt beräkningar i ref / 7 / ger ett variabelt varvtal en ökning av årsenergiproduktion med ca 4 procent för basprojekt 4 och ca 6.5 procent vid basprojekt 2 under förutsättning att medianvinden är 7.5 meter per sekund.

Nackdelen med ett variabelt varvtal är dock att resonanssvängningar kan induceras i torn, axel och turbin vid vissa varvtal.

Effekterna av dessa svängningar samt möjliga tekniska lösningar för att undvika dem genom snabb passage genom de kritiska varvtalsområdena studeras ej i denna förstudie. En översiktlig ekonomisk jämförelse mellan energiproduktionen från aggregat med variabelt respektive konstant varvtal redovisas dock i kap 7 "Systemuppbyggnad-Några olika alternativ".

5.2.2 Elproduktion

Asynkrongenerator

Elproduktionen i de beskrivna basprojekten sker med asynkrongeneratorer. Asynkrongeneratorns största fördelar är att den ger mjukare dynamiska egenskaper än synkrongenerator, genom att varvtalet varierar med det pålagda momentet samt att det ej behövs synkroniseringsutrustning vid inkoppling till nätet.

Nackdelarna är att frekvens och spänning varierar något med belastningen samt att kompensering behövs för reaktiv effekt. Dessa faktorer bedöms dock ej utgöra något hinder för storskalig tillämpning.

I vindaggregatet uppstår mekaniska och elektriska förluster. I ref / 8/ anges följande förluster vid märklaster för några olika utföranden av vindaggregat.

Tabell 5.1 Förluster i procentandelar av levererad effekt vid märklaster. ref /8/

| Aggr effekt | blad | nav | växel | Gen | Prim-lager | Hjälp-utrust | Tot |
|-------------|--------|-------|-------|-----|------------|--------------|------|
| 1 MW | Stål | Stelt | 3.0 | 6.0 | 0.3 | 1.4 | 10.7 |
| | Kolfib | Flapp | 2.0 | 6.0 | 0.05 | 0.7 | 8.7 |
| 4 MW | Stål | Stelt | 3.0 | 4.0 | 0.3 | 1.7 | 9.0 |
| | Al | Flapp | 2.8 | 4.0 | 0.2 | 1.2 | 8.2 |

I denna förstudie är det endast realistiskt att närmare studera förlusterna i samband med elproduktionen i generatoren. Övriga förluster kan i stort sett hänföras till de komponenter, vilka i förutsättningarna antagits oföränderliga vid en konvertering till värmeproduktion.

Generatorförlusterna varierar med uttagen effekt och kan för en 4 MW respektive 1 MW anläggning approximeras med en linje enligt följande

$$Pf_{4MW} = 1.75 \cdot 10^{-2} \exp(0.85 \cdot P/P_{max})$$

$$Pf_{1MW} = Pf = 1.95 \cdot 10^{-2} \exp(1.12 \cdot P/P_{max}).$$

Dessa värmeförluster i generatoren kan utnyttjas om energiproduktionen sker till en värmebärare istället för till elenergi. Detta diskuteras nedan i kapitlet "Värmeproduktion".

Asynkrongeneratoren kan även utnyttjas i icke nätanslutna system med variabelt varvtal, där spänning och frekvens varierar. Generatoren måste då förses med extra utrustning för att reglera effekt och reaktiv kompensering.

Synkrongeneratoren

I några av de koncept för elproduktion i vindkraftaggregat som studerats av bl a Hütter, Boestad/AIB m fl utnyttjas synkrongeneratorer ref /6/.

Synkrongeneratorns fördelar är att reglering av effekten kan ske enkelt med reglering av generatorns fältström samt att ingen reaktiv kompensering behövs. Vid inkoppling till kraftnät löper generatoren med konstant medelvarvtal.

Nackdelar kan vara att vid mycket stora drivmomentstötar och vid kortslutningsfel kan synkrongeneratoren "fasa ur" och bortkoppling från nätet är nödvändigt. Enligt ref / 6/ är dock risken för en sådan händelse mycket liten.

Vid start av turbinen erfordras synkront varvtal, märktomgångsspänning och rätt fasläge. Inkopplingen kan ev. behöva ske med ett sk "fasningsdon" med tillhörande automatik.

Likströmsgenerator

En likströmsgenerator är i princip en synkrongenerator med en likriktare. Denna likriktarfunktion kan ernås genom mekanisk omkoppling med kommutator och borstar så att "en pulsad" likspänning uppkommer eller genom att de mekaniska likriktarna byts ut mot tyristorkopplare för varje härva.

Likströmsmotorer torde dock ej ha några tekniska-ekonomiska fördelar för stora vindverk, p g a ökat servicebehov, mer komplicerat utförande, högre pris och vid inkoppling på kraftnätet behov av växelriktare.

5.2.3 Värmeproduktion

Värmeproduktion från mekanisk energi kan ske på ett flertal sätt. I ref / 9/ har fem huvudmetoder behandlats för applikationer i mindre vindvärmeverk. Metoderna presenteras nedan och diskuteras med hänsyn till storskalig vindvärmeproduktion.

Vätskebroms

I vätskebromsen cirkulerar vatten mellan fasta och roterande skovelsystem, varigenom det uppvirvlade vattnets temperatur höjs.

Regleringen av effekten från en vätskebroms kan antingen ske genom att varvtalet ändras eller om konstant rotorvarvtal är erforderligt genom att fyllnadsgraden i virvelkammaren varieras.

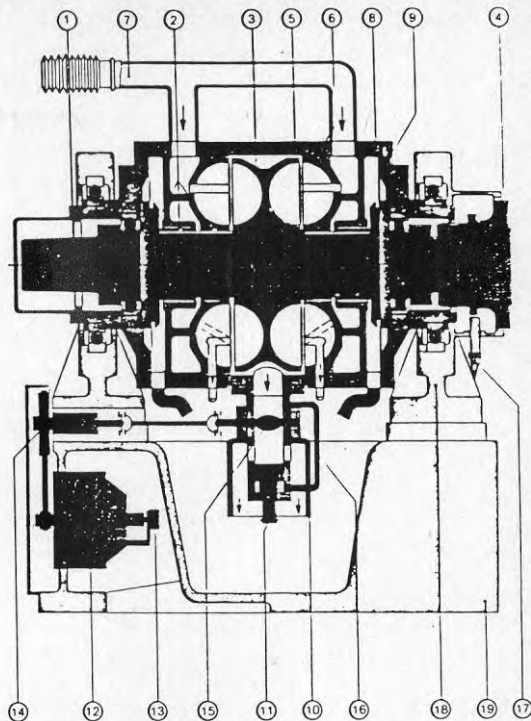
När vattnet cirkulerar genom bromsens skovelsystem blir temperaturhöjningen proportionell mot utbromsad axeleffekt och vattenflödet genom bromsen.

Vindturbinens axeleffekt (P_a) är, om man bortser från förlusterna, proportionell mot vindstyrkan i tredje potens ($P_a \sim k \cdot v^3$). När denna effekt bromsas ut, fordras ett kylvattenflöde $m = P_a / (c_p \cdot \Delta t)$, där c_p är vattnets värmekapacitet och Δt temperaturhöjningen. I det fall vattnets temperaturhöjning är konstant blir vattenflödet (m) direkt proportionellt mot effekten (P_a) och beror således av vindstyrkan i kub ($m \sim k_1 \cdot v^3$). Vid en fördubbling av vindstyrkan fordras således ett 8 ggr större vattenflöde.

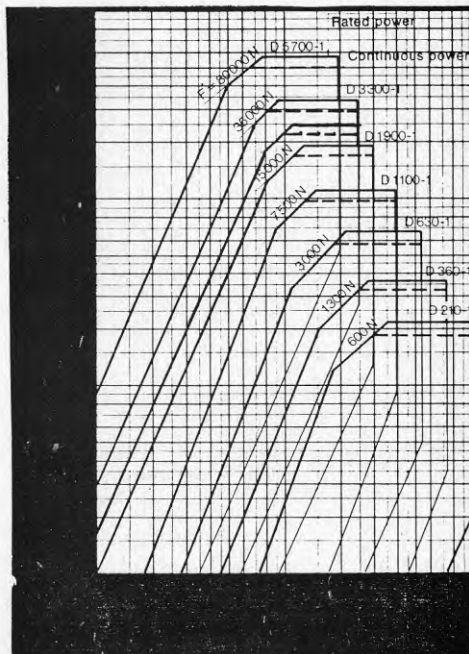
De konventionella vattenbromsar som idag används inom industrin är vanligen dimensionerade för vattentemperaturer under 100°C och för att vattenbromsens skovelsystem ej skall ta skada i en vindvärmeapplikation erfordras hög vattenkvalitet, bl a låg kalkhalt.

Nedan i figur 5.3 visas den mekaniska uppbyggnaden och effektområden för hydrauliska effektbromsar, vilka tillverkas av Carl Schenck AG.

1. Rotoraxel
2. Spalttätningar
3. Dubbelrotor
4. Kopplingsfläns
5. Hus
6. Stator
7. Vatteninlopp
8. Hus
9. Halslagerfläns
10. Styrventil
11. Styrkolvar
12. Servomotor
13. Ärvärdespotentiometer
14. Kuggrem
15. Spjäll
16. Styrledning
17. Varvtalsgivare
18. Stödlager
19. Ram



Effektområde för bromstyp D 1



Figur 5.3 Vätskebroms ref /19/.

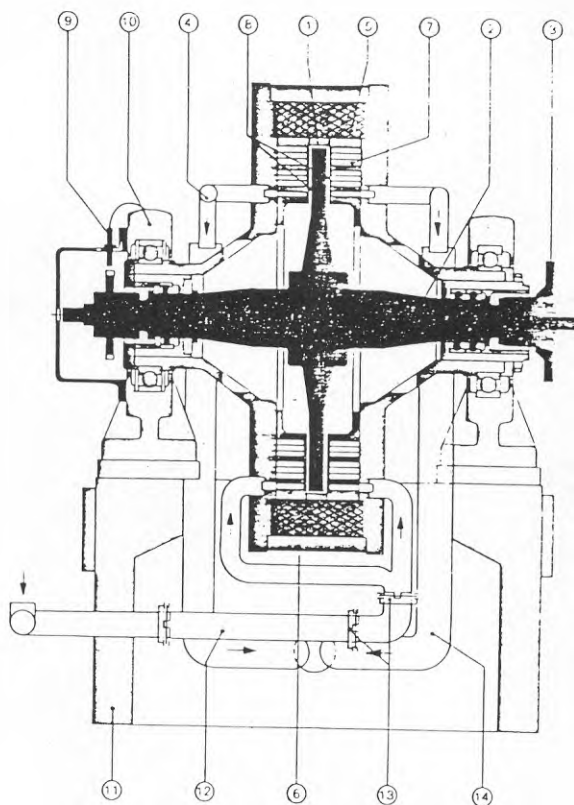
Virvelströmsbroms

Virvelströmsbromsen arbetar genom att elektriska virvelströmmar induceras och genom hysteres i materialet omvandlas till värme.

Samma reglerkaraktäristik kan erhållas som vid hydraulbromsen d v s konstant varv, konstant moment etc. Bromsen är dock känsligare för vibrationer och upp emot 2 ggr dyrare.

En virvelströmsbroms av fabrikat Carl SCHENCK AG visas i figur 5.4 nedan.

1. Polskiva
2. Rotoraxel
3. Kopplingsfläns
4. Vattenutlopp med termostat
5. Spole
6. Bromshus
7. Kylkammare
8. Luftspalt
9. Varvtalsgivare
10. Stödlager
11. Ram
12. Vattentillopp
13. Koppling
14. Vattenutloppsslang



Figur 5.4 Virvelströmsbroms ref /19/.

Vätskepump

En vätskepump som utnyttjas tillsammans med en strypventil leder till att den i pumpen alstrade tryckenergin omvandlas till värmeenergi i strypningen.

Det är således möjligt att producera energi vid en lägre temperaturnivå och utvinna den vid en högre.

Temperaturhöjningen kan som funktion av tryckskillnaden beräknas enligt följande:

$P_{\text{TRYCK}} = \Delta p \cdot q$ där P = effekt, ΔP = tryckdifferens

$P_{\text{VÄRME}} = q \cdot \rho \cdot C \cdot \Delta T$ där C = vätskans specifika värmekapacitet och ρ = vätskans densitet.

Dessa två ekvationer ger, när tryckeffekten är lika stor som avgiven värmeeffekt, följande samband:

$$\Delta T = \Delta p / C \cdot \rho$$

Med vatten som arbetsmedium erhålls en grads temperaturhöjning per 4.2 MPa (42 bar, 428 mVp).

Andra vätskor kan reducera erforderlig tryckdifferens per grad uppemot en faktor två, men trots detta fordras relativt höga tryck för att erhålla stora temperaturhöjningar. Detta medför att tekniken endast torde utnyttjas i system med liten temperaturdifferens mellan fram- och returvatten med stora flöden och där pumpens verkningsgradsförluster, vilka omvandlas till värme, spelar en stor roll.

En "dålig" pump med stora förluster torde därför i detta fall vara fördelaktig (jmf vätskebroms).

Värmepump

En värmepump kan antingen utföras med direktkoppling till vindturbinens utgående axel eller indirekt genom en elektrisk generatormotorkoppling.

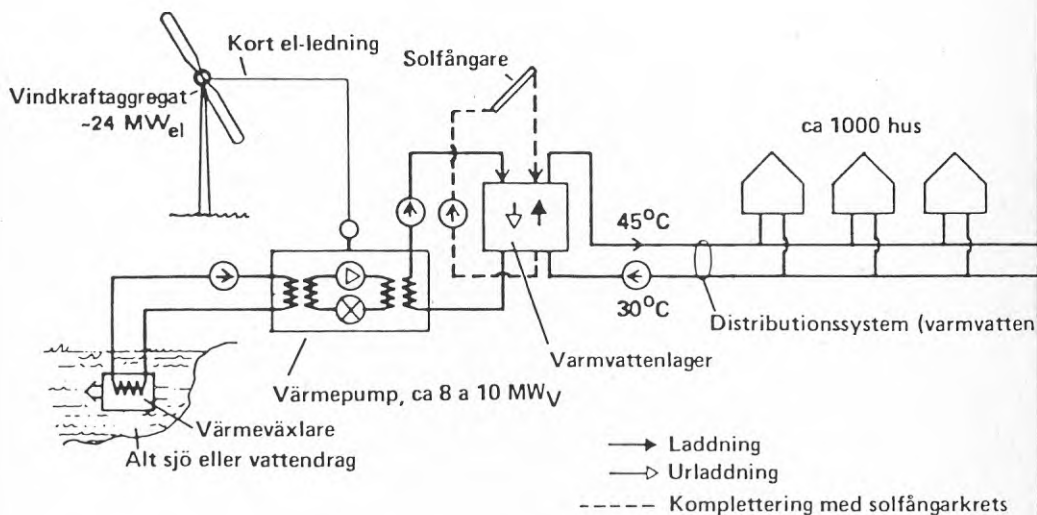
Värmepumpen har fördelen av att producera större värmeeffekt än vad vindturbinen ger. Detta sker genom utnyttjande av lågtemperaturvärme i luft, jord eller vatten som lyfts upp till en högre temperaturnivå.

Den indirekt drivna värmepumpen kan ha fördelen gentemot en nätansluten att kraftledning, transformatorer etc ej behöver förstärkas eller dras fram till värmepumpen. Systemet kan dock betraktas som mindre vindvärmeanknutet än den tillämpningen där kompressorn drivs direkt av vindturbinen.

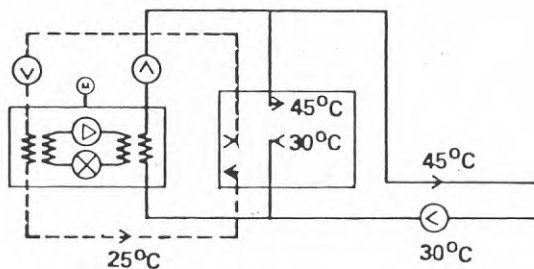
Den direkt drivna värmepumpen har fördelen av att ej nödvändigtvis vara ansluten till elnätet. Erforderlig lagervolym av hetvatten ökar dock och utnyttjningstiden minskar vid ett från elnätet helt fristående system.

I det fall värmepumpen utnyttjar havsvatten som värmekälla med 283 K i förångaren och 373 i kondensorn är den teoretiskt högsta verkningsgraden ca 4 ggr. Vid lågtemperatursystem kan den teoretiska verkningsgraden bli högre.

Ett system som utnyttjar värmepump finns beskrivet i ref /11/ varur nedanstående figurer är hämtade.



Figur 5.5 Exempel på vindkraftdriven värmepump för bostadsområde. Ref /11/.



Figur 5.6 Omkoppling av värmepumpen för att vid behov höja värmefaktorn och kyla värmelagret. Ref /11/.

Då denna systemutformning undersöks av ref /11/ behandlas den ej i det följande.

Luftkompressor

Luftkompressoralternativet behandlas i ref /9/ och avförs där som mindre ekonomiskt än värmepumpsalternativet, då energin där överförs i klenare rör samt vindturbinefekten kan minskas genom att värmepump utnyttjas.

6 DISTRIBUTION LAGRING

6.1 Elenergi

Elenergiproduktion i vindkraftverk anslutna till nätet behandlas bl a i ref /6/ och inkluderas enligt förut-sättningarna ej i denna studie.

Direkt utnyttjande av elenergi från vindkraftverk i hetvattencentraler medelst t ex värmepatron medför att antingen erfordras ett värmelager eller att fjärrvärmenätet är så stort att vindturbinens hela effekt kan tas upp i nätet vid lågt effektbehov och hög vindkrafteffekt. Givetvis kan mellanformer av dessa även utformas.

Fördelen med ett icke nätanslutet system kan vara att vindturbinen kan utföras för variabelt varvtal, med därtill hörande högre energiutbyte och att växelrik-tare därmed ej behövs.

Elenergin för ett 4 MW aggregat vid 110 kV spänning kan överföras via luftledning med ca 3 x 100 m² area (Ø=11 mm). Vidare behövs troligen en transformator för nedtransformering vid hetvattencentralen och regler-utrustning för inkoppling av värmepatroner.

6.2 Värmevattendistribution och lagring

6.2.1 Distribution

Utnyttjas en vätskebroms eller direktdriven pump i vindvärmeverket, erfordras ett rörledningssystem till konsumtionsstället, vilket troligen måste grävas eller sprängas ner med hänsyn till miljöeffekter, värmeför-luster och det skydd en markförläggning ger.

Arean på fram- och returledning beror av följande para-metrar:

$$A = P / (\rho \cdot v \cdot C_p \cdot \Delta T)$$

där P = av systemet levererad effekt

ρ = vätskans densitet

v = vätskans hastighet

ΔT = temperaturskillnad mellan fram- och retur-
ledning

C_p = vätskans specifika värmekapacitet

För vatten, levererad effekt 4 MW, strömningshastig-heten 2 m/s samt temperaturdifferensen 40°C blir arean för varje rör 11.9 · 10⁻³m², vilket motsvarar en inner-diameter av 123 mm.

Vald hastighet i röret i ett vattensystem beror av vattenkvalitet, rörmaterial och optimal pumpeffekt med hänsyn till investeringskostnader och pumpenergi-kostnad.

Temperaturnivån på framledningen är bl a beroende av

tillåten trycknivå i rörledningar och värmegenereringsutrustning med hänsyn till investeringskostnader och risk för kavitation.

Returtemperaturnivån är beroende av konsumentens lägsta temperaturnivå, dvs temperaturnivån på fjärrvärmånätets returledning.

6.2.2 Belastningsutjämning

Allmänt

Behovet av en variationsutjämnande enhet mellan producent och förbrukare i ett vindenergisystem är uppenbart. Behovet av energi infaller nödvändigtvis ej under de perioder när medelvindhastigheten är hög.

Det finns därvid generellt sett två möjligheter, om hela vindenergin skall utnyttjas och ej förloras, antingen att behovet är så stort att högsta vindeffekt alltid behövs (t ex stort hetvattennät), eller att lagring av energi för senare bruk sker i någon form. (T ex termisk eller kemisk lagring vid värmeackumulering och vid nätanslutning, lagring i vattenmagasin vid vattenkraftverk eller bränsle i spetslastkraftverk.)

I bägge ovanstående fall är det i realiteten nödvändigt att ha full reserveffekt, vilken kan utnyttjas vid belastningstoppar hos konsumenten och/eller längre perioder av stillestånd eller lågproduktion vid vindvärmeverket. En sådan reserveffekt kan vid hetvattensystem utgöras av elenergi från nätet och värmepatroner eller hetvattenpannor som eldas med fossila eller förnyelsebara bränslen.

För värmelagring kommer fortsättningsvis endast varmvattenackumulatorer att behandlas. I ett eventuellt framtida system är det givetvis möjligt att utnyttja även andra typer, vilket dock ur producent- och konsumentens synvinkel troligen inte medför några tekniska förändringar, utan endast en effektivare (billigare) lagringsmöjlighet.

Lagring

Den energimängd som kan lagras vid kapacitiv lagring i vatten beror av den temperatur vid vilken lagringen sker och värmesänkans (konsumentens) temperaturnivå.

I en trycklös ackumulator med varmvatten från värmegeneratoren med temperaturen 90°C och 50°C från returledningen i fjärrvärmånätet är energitätheten i lagret 162 MJ/m^3 (45 kWh/m^3).

Lagrets energitäthet kan uttryckas med formeln:

$$E/V = \rho \cdot C_p \cdot \Delta T$$

där E = energimängd

V = volym

ρ = densitet

C_p = specifik värmekapacitet

ΔT = temperaturdifferens

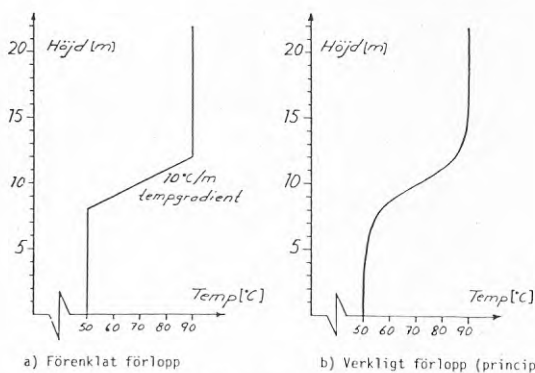
Det varma vattnet tillförs respektive bortförs i toppen av lagret och det kalla i botten.

Om in- och utströmning sker via dysor som ger låg strömningshastighet kan en stabil skiktning förväntas. Vid överskott i produktionen ökar den lagrade volymen varmvatten i förhållande till den kallare andelen. Gränsskiktet flyttas då nedåt men förhållandena i övrigt påverkas ej.

Temperaturdifferensen ger naturligtvis upphov till en viss värmetransport som strävar efter att minska gradienten i gränsskiktet. Vattnets temperaturberoende densitet gör emellertid att den konvektiva värmetransporten blir mycket liten och därmed kan de båda vätskevolymerna hållas åtskilda.

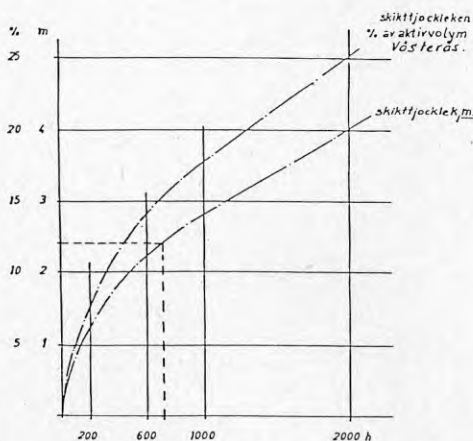
När gradienten minskar måste den tillgängliga höjden hos gränsskiktet öka vilket inkräktar på lagringsutrymmet. Om lång tid förflyter mellan fullständig i- och urladdning av lagret kan därför, beroende på tillväxthastigheten, gränsskiktstjockleken bli besvärande stor.

Vid beräkningar av lager har det varit brukligt att ansätta en gradient på ca $10^{\circ}\text{C}/\text{m}$. Med en temperaturdifferens av 40 K ($50\text{--}90^{\circ}\text{C}$) skulle därmed gränsskiktet bli ca 4 meter högt om de verkliga förhållandena förenklas i enlighet med figur 6.1 a). Den verkliga temperaturfördelningen i lagret framgår av figur 6.1 b).



Figur 6.1 Temperaturens variation med höjden i ett halvkladdat lager.

Uppgifterna om gränsskiktets tillväxthastighet varierar mellan olika källor. Figur 6.2 visar en ganska snabb tillväxt i förhållande till aktuell lagringstid. Redan efter ca 720 timmar, d v s 1 månad, är temperaturgradienten $10^{\circ}\text{C}/\text{m}$. Gränsskiktets tillväxthastighet är visserligen lägre under de följande månaderna, men skiktet skulle utan åtgärder ta upp ansenlig del av lagrets volym vid lagring från sommar till vinter. Enligt ref /13/ skulle dock temperaturgradienten vara av storleksordningen $10^{\circ}\text{C}/\text{m}$ vid ett förslag till årstidslagring med membran i sjö. Även vid solvärmeprojektet i Ingelstad och Lyckebo förväntas en kraftig skiktning med hög temperaturgradient. Utformningen av lagret och rådande driftförhållanden har givetvis stor betydelse för gränsskiktets tillväxthastighet.



Figur 6.2 Skiktackumuleringen i en skiktackumulator som funktion av tiden. Ref /12/.

Följande utformningar av ett termiskt lager är tänkbara:

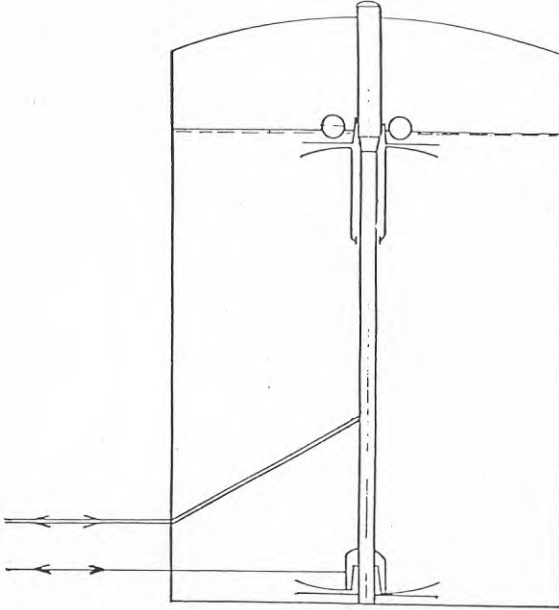
- Cistern
- Damm
- Membran i sjö

Cisternlager kan göras i stål och förekommer vid korttidsackumulering i fjärrvärmenät bl a i Uppsala och Västerås. Trycklösa cisterner av stål kan inom ramen för gällande normer byggas för volymer upp till $60\,000\text{ m}^3$.

Fördelen med denna typ är att värmeväxlare inte är nödvändiga genom att ackumulering sker med vatten av samma kvalitet som i övriga fjärrvärmenät och temperaturnivån därigenom bibehålls.

Stål kan emellertid ge problem med korrosion. För att komma till rätta med korrosionsproblemet kan det vara nödvändigt att förse cisternens insida med tunn rostfri plåt-eller plastbeläggning. Ett annat alternativ är att tillsätta rostskyddande kemikalier, vilket även kommer fjärrvärmenätet till godo. Figur 6.3 visar prin-

cipen för en stålcistern som projekterats för ett kraftvärmeverk i Danmark av AB Tore J Hedbäck. Den övre dysan är flottörburen och håller sig därigenom på konstant avstånd från ytan vid nivåvariationer i cisternen. Rörförbindelsen sker med ett teleskoparrangemang.



| | D | H _{cyl} | V _{BRUTTO} | V _{AKTIV} |
|-------------|----|------------------|---------------------|--------------------|
| | m | m | m ³ | m ³ |
| VÄSTERÅS | 42 | 18 | 25000 | 21000 |
| FYEN-VERKET | 23 | 33 | 13700 | 12000 |
| UPPSALA | 42 | 21 | 29000 | 25000 |

Figur 6.3 Trycklös cisternackumulator Fyens-verket. Ref /12/.

I ovanstående exempel upprätthålls tryckbalansen mellan ytterluften och volymen över vattenytan inom snäva gränser genom att vatten inspritsas med mot rådande lufttryck svarande mättningsstemperatur i form av ett "hett regn" över vattenytan. Cisternen har således ej "andningskontakt" med atmosfären på grund av risken för korrosion (syresättning av vattnet) och försmutsning.

Cisterner kan också utföras som betongtank placerad i marknivå eller delvis nedsprängd. Denna lösning är tänkt vid två solenergiprojekt i Ingelstad (Växjö) och i Lyckebo (Uppsala). Vid projektet i Lyckebo skall ett flytande lock av isolermaterial användas och därmed uppstår ej problem med tryckbalansen. Istället kan korrosion uppträda och valet av material i hela systemet måste ske noggrant.

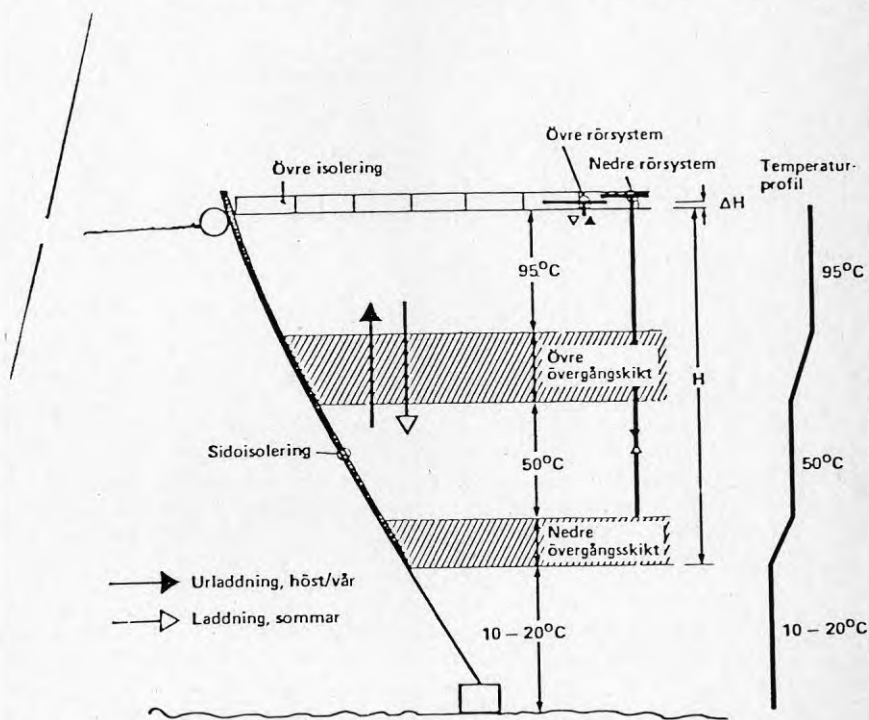
För lagring i dammgällar att den fördel förloras som angivits för cisterner, d v s värmewäxling erfordras i detta fall med åtföljande temperatursänkning. Befintliga vattensamlingar har även ofta ej tillräckligt djup för att skiktbildningsprincipen skall kunna utnyttjas. För säsongslagring i mindre sjöar kan däremot alternativet vara bättre lämpat. Förlusterna, om ingen form av isolering utförs, blir dock stora.

Sjölagring med membran har ägnats stort intresse i samband med tillvaratagande av industriellt spillvärme. Ett NE-projekt pågår för att utveckla och studera tekniken (ref /13/).

Värmemagasinet avgränsas med isolerande "kjolar" upphängda i flytande pontoner och förankrade i botten med linor som också skall ta upp de krafter som uppstår p g a densitetsskillnader. På ovansidan är lagret isolerat med flytande skumplast. Skiktbildningen utnyttjas för att minska värmeförlusten nedtill. Även här måste ett tillräckligt djup, minst 15 m, finnas och värmewäxlare mellan lager och övriga systemet blir nödvändiga.

Det rör sig här om ganska stora volymer för att metoden skall vara ekonomiskt konkurrenskraftig och den är därför troligen ej ekonomiskt intressant för enstaka vindvärmeverk, inte ens i samband med årstidslagring.

Den principiella uppbyggnaden framgår av figur 6.4.



Figur 6.4 Sjömagsin för lagring av värme ref /13/.

7 SYSTEMUPPBYGGNAD - NÅGRA OLIKA ALTERNATIV

7.1 Alternativen

I de tidigare kapitlen har två skilda typer av potentiella konsumenter identifierats, nämligen:

- Litet fjärrvärmesystem, typ Trötenområdet, där vindvärmeverket svarar för en väsentlig del av årsenergibehovet och tillförseln av energi från vindvärmeverk och lager måste anpassas till det aktuella behovet.
- Större fjärrvärmesystem, där vindvärmeverket endast ger ett tillskott till energibehovet och ingen eller mycket liten lagringsbuffert behövs mellan vindvärmeverk och fjärrvärmenät.

Vidare har ett antal metoder för omvandling och lagring av producerad energi redovisats.

Efter preliminära kalkyler förefaller två alternativ vara intressanta att studera närmare då de representerar skilda systemlösningar.

De valda alternativen är följande:

- Mindre vindvärmeverk med vätskebroms (≈ 2 MW) och lager, anpassat till fjärrvärmenät i Trötenområdet. (Vindvärmeverk Trötenområdet kapitel 7.2.)
- Större vindvärmeverk med vätskebroms (4 MW) utan lager, anpassat till större fjärrvärmenät. (Kapitel 7.3.)

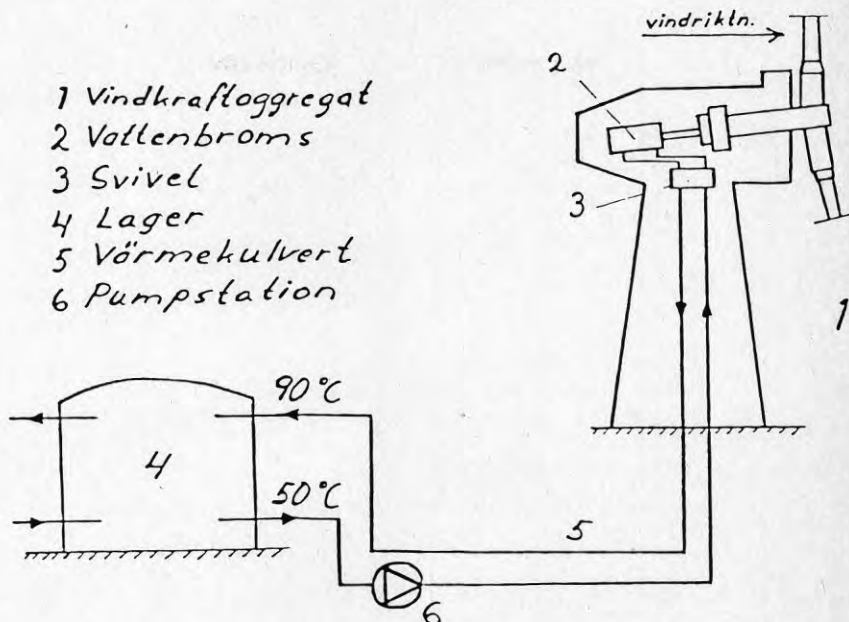
7.2 Vindvärmeverk Trötenområdet

7.2.1 Systemutformning

Systemet är uppbyggt av följande delar (se även figur 7.1 nedan):

- Vindaggregatet är i huvudsak utformat som ett "konventionellt" vindkraftverk, där dock generatorn bytts mot en vätskebroms.
- Vätskebromsen, vilken är av konventionell typ för effektmätningar, placeras efter växellådan och drivs vid konstant varvtal. Effektregering sker genom variabel fyllnadsgrad i bromsen och temperaturregering genom flödesändring.
- Rörssystem och pumpstation överför det av vätskebromsen uppvärmda vattnet till ett lager.

- Lagret utformas här som en konventionell cistern, där vatten av olika temperatur skiktas i nivåer. Lagret levererar och tar emot varmt respektive kallt vatten från fjärrvärmenätet.



Figur 7.1 Systemutformning, Trötenområdet

7.2.2 Värmebehov

Värmebehovet i Trötenområdet är enligt kapitel 4.2.2 ca 24.8 TJ per år (6.9 GWh), inklusive kulvertförluster i nätet och största erforderliga effekt är ca 3 MW.

7.2.3 Lokalisering av turbin och lager

Ett vindkraftaggregat med 100 meters tornhöjd och 100 meters turbindiameter inverkar i flera avseenden på sin omgivning. En byggnad med sådana dimensioner, som dessutom har rörliga delar, kan störa landskapsbilden avsevärt, speciellt som det även bör placeras högt och fritt från byggnader eller vegetation som kan störa luftströmningen. I Lysekilsområdet blir anläggningen klart synlig från de norra bostadsområdena medan största delen av stadskärnan och kustremsan sannolikt inte nämnvärt blir störd.

Risken för buller måste också betraktas, men kunskaperna på detta område är ganska ofullständiga. Enligt SAAB-SCANIA:s bedömning kommer turbiner med 50 - 100 meters diameter att ge nivån 50 dB(A) 500 meter från aggregatet i vindriktningen. Eftersom bruset från vinden en dag med måttlig vind uppgår till ungefär detta värde, betyder det att aggregatet blir hörbart upp till ungefär detta avstånd. Övriga kriterier för

lämpligt minsta avstånd till bebyggelse kan dock anses dominera över bulleraspekten.

Vid NE:s försöksaggregat i Kalkugnen genomförde Televerket mätningar av telestörningar. De resultaten pekar på att störningar på TV-2-sändningarna kan uppkomma inom en ca 1500 meter djup lob bakom turbinen vid Trötenområdet. En möjlig åtgärd mot detta kan vara att installera slavsändare eller speciella mottagarantenner.

Haveririsken är det som starkast inverkar på det erforderliga avståndet till bebyggt område. De 48 ton tunga turbinbladen kan vålla stor skada om de slungas iväg vid t ex ett utmattningsbrott i nav eller vingbalk. Tåta kontroller, av speciellt hårt ansträngda delar av konstruktionen, måste vidtagas regelbundet för att upptäcka skador och förebygga olyckor.

I ref /6/ har ett förslag till kriterier för lokalisering av vindkraftaggregat utarbetats, vilket ger följande minimiavstånd:

| | |
|---|---------|
| - slutna bebyggelse, tätort | 1 000 m |
| - byar med 5 hus eller fler, industriområde | 400 m |
| - enskilda byggnader | 200 m |
| - motorväg | 300 m |
| - större allmän väg, järnväg | 100 m |
| - havskust, insjö | 300 m |

En lokaliseringsplats som ger bra vindförhållanden och samtidigt uppfyller säkerhetskraven ger en relativt lång värmekulvert mellan vindkraftaggregatet och distributionsnätet. Olika lokaliseringskriterier får vägas mot kostnaden för kulvertdragning till respektive plats.

Fyra olika alternativ har identifierats (se Bilaga 5):

Alt 1 Placering strax norr om Gullmarsbaden är bra ur vindsynpunkt och det finns inga större hinder i de vindriktningar som är förhärskande vintertid. Mindre lämpligt är närheten till bad- och campingplatsen samt att avståndet till tätbebyggt område är så litet som 6-700 meter. Kulverten blir ca 900 meter och måste dras både under större väg och järnväg.

Alt 2 Ur vindsynpunkt ännu bättre placering än alternativ 1. Högt och fritt läge. Uppfyller samtliga uppställda lokaliseringskriterier (utom avståndet till kust, 300 m). Kulverten blir å andra sidan mer än dubbelt så lång som vid något av de övriga alternativen, ca 2100 meter. Även här måste en större väg och en järnväg passeras vid kulvertdragningen. Vägförbindelserna är också en svaghet med tanke på transportererna under byggnadstiden. Frakterna borde kanske hellre ske över Gullmarn i detta fall.

- Alt 3 Borde vara det alternativ som inkräktar minst på sin omgivning då området nu används som sopstation av Lysekils kommun. Ur vindsynpunkt är platsen något sämre än de två på östra sidan av halvön. Då aggregatet är relativt högt och topografin ganska flack i praktiskt taget hela området, bör skillnaden dock ej bli så stor att lokaliseringen är direkt olämplig. Med en flyttning av Trötenområdets planerade värmecentral erhålls en mycket kort kulvert, ca 650 m. Som en naturlig följd blir avståndet till tätbebyggt område också av den storleksordningen. Inga speciella hinder vid kulvertens förläggning föreligger.
- Alt 4 Läget är något högre än föregående alternativ, för övrigt gäller samma förhållande ur vindsynpunkt. Lokaliseringskriterierna är något bättre tillgodosedda här. Några byggnader i området "Dammen" ligger dock lite för nära. En fördel vid kulvertdragningen är att den kan ske utmed väg en stor del av sträckan. Byggplatsen för tornet och lagret ligger däremot klart otillgängligare än alternativ 3. Kulvertlängd ca 1000 m.

Vid samtliga placeringsalternativ finns kraftledning inom ca 200 meters avstånd, varför elkraftförsörjningen till pumpar och hjälputrustning lätt kan tillgodoses. En transformatorstation blir dock nödvändig att bygga.

Avståndet mellan lagret och tornet bör vara ungefär 100 meter. Står det ganska höga lagret närmare tornet riskeras inverkan på luftströmningen. Den lokala topografin har givetvis stor betydelse och inverkar även på det största lämpliga avståndet. Om större delen av kulverten till lagret ständigt är fylld med vatten kan besvärande stora temperaturfall uppstå då vindeffekten är låg (vattnets hastighet är då låg), om lagret placeras på stort avstånd från tornet.

7.2.4 Vindvärmesystem, dimensionering

Vindturbin

Möjlig vindenergiproduktion vid elgenerering visas i figur 3.11, kapitel 3.2 och vid vindvärmeproduktion i bilaga 1.

Vid val av vindaggregat finns två versioner, vid denna applikation, att välja mellan. Data för SAAB-SCANIA:s basprojekt 3, version 1 och 2, visas i kapitel 5.1.

I korthet ger version 1, med varvtalet 14 varv per minut (2 MW), mindre energi per år jämfört med version 2 i de fall årsmedianvinden är relativt hög. Produktionen är dock jämnare fördelad och stilleståndspérioderna färre och mer kortvariga jämfört med den högvarviga version 2 (4 MW). Valet av turbin är således beroende av värmebehov, tidsfördelning, lagerstorlek och vindförhållanden.

I detta exempel väljs den lågvarviga versionen (1), men även den högvarviga skulle kunna utnyttjas, vilket kommer att diskuteras närmare i kapitel 7.2.12.

Den installerade effekten 2 MW innebär dock att ett relativt kraftigt energiunderskott uppstår på vintern, vilket måste täckas med ett större lager eller tillsatsenergi. Detta kan delvis avhjälpas genom en "justering" av bladvinkelregleringen så att ett högre effektuttag tillåts vid en högre märkvind. Storleken på möjlig effektökning beror av reglerystemets konstruktion samt vattenbromsens och växellådans högsta tillåtna axeleffekt. Det bör även observeras att eftersom en vattenbroms har mindre förluster än en generator erhålls en något högre effekt än vid elproduktion.

Vattenbroms

Valet av storlek på vattenbroms har även betydelse för produktionskaraktäristiken. I denna storleksklass finns enligt kapitel 5.2.2 två versioner, dels typ D 1900-1 med maxeffekt 1.9 MW, dels D 3300 med maxeffekt 3.3 MW. Typen D 1900-1 kan konverteras till att uppta 2.2 MW kontinuerligt och maximalt under korta perioder effekttoppar upp till 2.5 MW.

I detta exempel utnyttjas den konverterade vattenbromsen med en kontinuerlig maximal axeleffekt av 2.2 MW. Effektbegränsning hos vindturbinen bör därmed inträda vid en märkvind av ca 10.6 m/s (ursprunglingen 10.3 m/s vid 2 MW).

Det förutsätts även att turbinens varvtal är konstant, då det inte föreligger några säkra uppgifter om antalet kritiska varvtal, deras placering eller effekterna av drift i dessa varvtalsområden.

Växelns utväxlingsförhållande bör väljas så att vattenbromsen arbetar vid ett varvtal av 1100 - 1200 varv per minut. Vattenbromsen förses med momentmätning och ger därvid god kontroll på upptagen effekt.

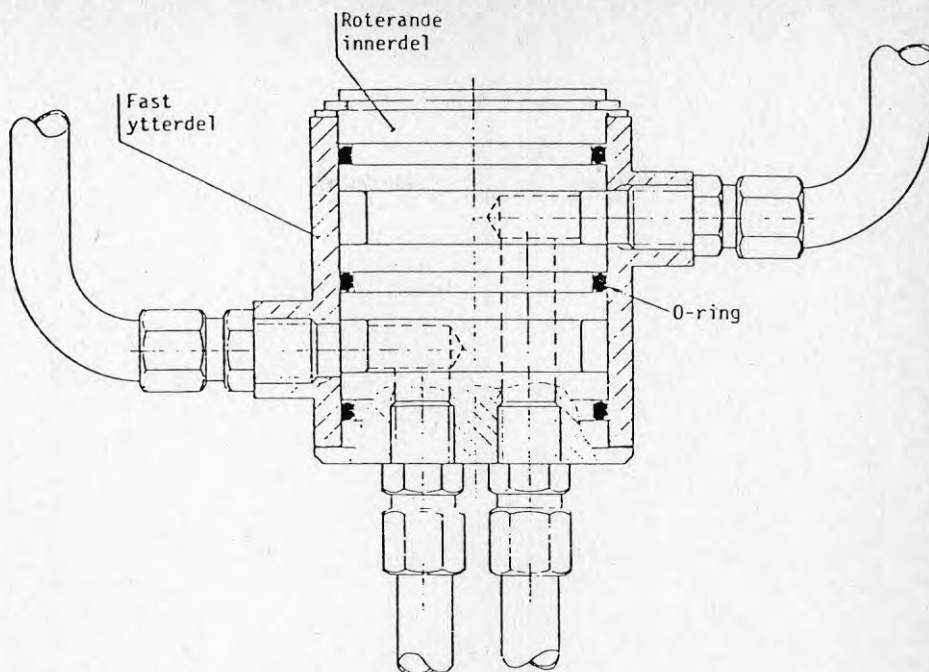
Vätskeöverföring gondol - torn

I denna anläggningsutformning antas att vatten till och från vätskebromsen, vilken är placerad i den vridbara gondolen, överförs till tornet genom en sk svivel. Se figur 7.2 nedan.

Utformnings- och driftproblem med en sådan konstruktion har här ej närmare undersökts, men konstruktionen redovisas för mindre anläggningar, liksom tekniska lösningar för överföring av producerat värme i ref /9/.

Pumpstation

Pumpstationens utformning måste anpassas till ett stort reglerområde (1.7 - 47 m³/h) med bibehållen uppföringshöjd (\approx 100 m). Vidare erfordras en noggrann reglering om temperaturen på utgående vatten från bromsen skall kunna hållas kring 90°C.



Figur 7.2 Svivel ref/9/.

En lösning är att utforma en separat sluten trycksatt hetvattenkrets för tornet med varvtalstyrda cirkulationspumpar och värmeväxling till utgående vatten.

Den använda vätskebromsen tål dock ej temperaturer över 100°C och kan ej trycksättas, varför i detta fall värmeväxling ej torde vara ekonomiskt.

I ett utförande med en av vindkraftaggregatet direkt-driven "dålig" pump som värmeproducent kan dock ett sådant utförande vara möjligt.

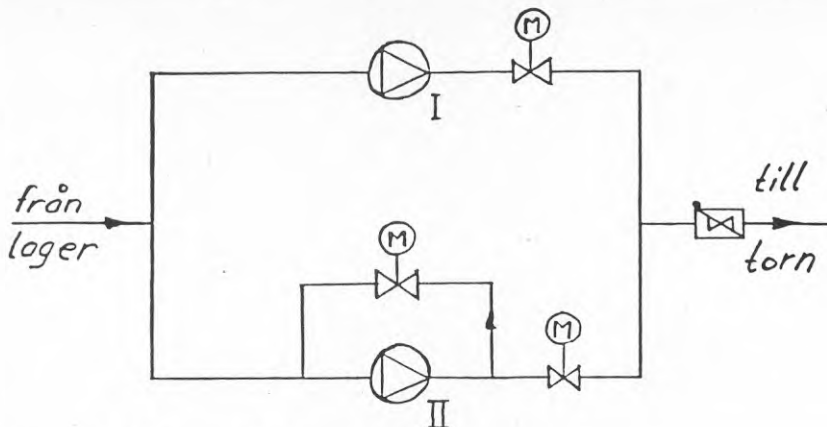
Pumpsystemet i detta alternativ utförs med en pumpstation innehållande två strypreglerade pumpar med de nominella flödena $13.3 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ (18.2 kW) samt $6.7 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ (9.8 kW).

De två pumparna kan vid samkörning ge tillräckligt flöde för att vid tio graders övertemperatur på inkommande returvatten (60°C) och full vindeffekt hålla det från vätskebromsen levererade vattnet vid 90°C .

Överstiger temperaturen från lagret 60°C erfordras effektbegränsning genom bladvinkelreglering på vindturbinen.

En enkel principskiss över pumpstationen visas i figur 7.3 nedan.

Pumpstationen är försedd med en backventil, vilken har till uppgift att hålla rörledningen upp till vätskebromsen ständigt fylld och därigenom underlätta en



Figur 7.3 Pumpstation

snabb start efter avställning. Vid längre stilleståndsperioder och köldgrader måste åtgärder vidtagas för att undvika att vattnet i tornet fryser. Detta kan förhindras genom rundpumpning av vatten från lagret. Frysrisken är dock ganska liten genom att svalningstiden från $+50^{\circ}\text{C}$ till $+10^{\circ}\text{C}$ är ca 35 timmar vid en utetemperatur av -20°C . Kombinationer av mycket låg utetemperatur och så långa perioder av stiltje är dock relativt sällsynta, vilket dock ej hindrar att ett par temperaturgivare bör monteras i tornet.

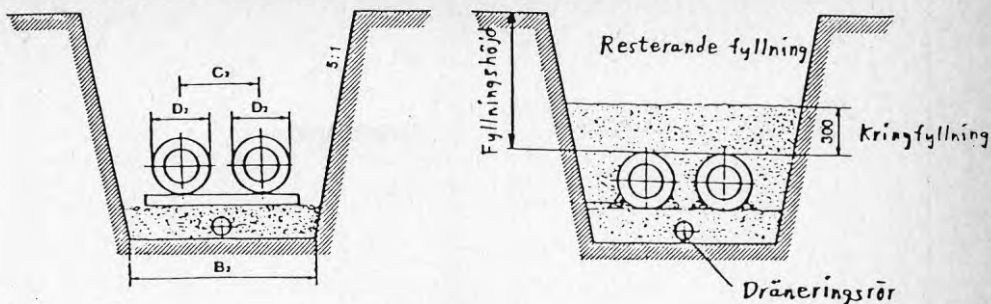
Kulvert

Det kalla vattnet från lagrets lägre nivåer och det varma till lagrets topp pumpas genom en kulvert från vindvärmeverket.

De lokala förhållandena och speciella driftbetingelserna spelar en stor roll vid valet av kulverttyp. I det följande utnyttjas dock en direktskummad kulvert med skyddshölje av PEH och mediarör av stål. Isoleringen består av polyuretanskum med densiteten $80-90 \text{ kg/m}^3$.

Det är högst troligt att kulverten av bl a miljöskäl ej kan göras ytförlagd utan att nedsprängning är nödvändigt.

I figur 7.4 visas ett exempel på utförandet vid en förläggning i en ledningsgrav.



Figur 7.4 Kulvert ref /14/.

Vid beräkningen av lämplig kulvertdimension måste hänsyn tas till att luft kan förekomma löst i vattnet. En hög vattenhastighet kan därför ge lokala angrepp av erosionskorrosion.

Vid fyrtio graders temperaturdifferens torde dock kulvert av denna typ med anslutningsnummer 125 kunna användas för transport av vattnet mellan lager och vindverk och även för transporten upp i tornet. För transport mellan lager och värmecentral väljs anslutningsnummer 150 för att tillåta ett högre effektuttag.

Lager

I omedelbar anslutning till Trötenområdet i Lysekil ligger två mindre sjöar, Trötemyr och Rotemyr. Det kan te sig attraktivt att försöka använda dessa som värmelager. Vattendjupet är dock endast några få meter enligt uppgift från kommunen, varför den möjligheten får anses helt utesluten. Detsamma gäller även för några mindre sjöar i närheten.

Den typ av lager som passar bäst för Trötenområdets storlek ($\approx 12\,000\text{ m}^3$) torde vara en ej trycksatt cistern.

Lagret är i detta exempel utfört av stål och har följande huvudmått:

| | |
|----------------------|----------------------|
| Innerdiameter | 26.6 m |
| Invändig höjd | 23.0 m |
| varav vattenhöjd max | 22.0 m |
| Vattenvolym | 12200 m ³ |
| Isolertjocklek | 0.4 m |

Uppvämt vatten från vattenbromsen och kallt vatten från fjärrvärmenätet tillförs lagret via dysor placerade i toppen respektive botten av cisternen. Vatten till vattenbromsen respektive fjärrvärmenätet bortförs på samma sätt.

Utjämning av tryckskillnader som uppstår i tanken sker genom direktkontakt med omgivande luft, då det i detta fall är svårt att ordna insprutning av hett vatten (se kapitel

6.2.2 "Cistern"). Försmutsning kan undvikas genom att förse ventilationshålen med filter. En viss syresättning av vattnet kan troligen ej undvikas med detta utförande.

När det gäller gränsskiktsproblematiken kan temperaturvariationerna i vattnet från fjärrvärmenätet medföra en ganska snabb skikttillväxt i området 50-70°C. Utförandet av kulverten mellan lagret och tornet kan också inverka något.

Vid de tillfällena vindkraftaggregatet är avstängt svalnar det vatten som finns i kulverten, vilket innebär att vatten med lägre temperatur än 90°C införs i lagrets topp när aggregatet startar igen. Enligt laboratorieförsök är det troligt att vattnet sjunker ner och lägger sig på "sin plats" i temperaturhänseende och skiktet växer därmed i höjd. Det rör sig dock om så små mängder att problemet borde kunna försummas. Slutligen kan skiktet även påverkas något av variationer i utloppstemperaturen från vattenbromsen.

Hur inverkar då ett stort gränsskikt vid en vindvärmeapplikation? Först kan det konstateras att om ett omfattande skikt med temperaturer mellan 50 och 60°C uppkommer nära botten så saknar det praktisk betydelse, då den installerade pumpkapaciteten tillåter drygt 60°C från lagret, utan att överhettning sker vid full vindeffekt. Även något högre temperatur i lagrets botten kan tolereras om det samtidigt är låg återledningstemperatur från fjärrvärmenätet och dysorna är arrangerade så att det uttagna vattnet till bromsen blir en blandning av vatten från fv-nätet och lagret.

Normalt eftersträvas en uppladdning av lagret tills botten-temperaturen blir ca 70°C. En låg temperaturgradient är då en nackdel eftersom det innebär stora mängder vatten med temperaturer på nära 70°C. Effektbegränsning för att undvika överhettning i bromsen kan då bli nödvändig, därigenom förloras energi p g a ett stort gränsskikt. Denna situation inträffar dock företrädesvis under sommaren och hösten när det ändå är överskott på vindenergi, varför det har mindre betydelse.

Större betydelse har däremot skiktets utseende och höjd mellan 70 och 90°C. Vid normalt förekommande temperaturer i Lysekil behövs en framledningstemperatur av 80-90°C, vilket gör det viktigt att så mycket som möjligt av lagrets vatten har en temperatur nära 90°C. En minskning av mängden 90-gradigt vatten genom gränsskiktets tillväxt eller värmeförluster från lagret måste undvikas.

För att erhålla ett så litet gränsskikt som möjligt i intervallet 70-80°C under vintern, bör lagret laddas på senhösten tills botten-temperaturen blir runt 80°C. Detta ställer stora krav på bladvinkelregleringen, så att överhettning ej inträffar, men borde vara fullt genomförbart om den utvunna vindenergin räcker till.

Genom speciell konstruktion av utrustning för "utmatning" av vatten till fjärrvärmenätet, torde skikhöjden även i intervallet $80-90^{\circ}\text{C}$ kunna minimeras. En tänkbar lösning är att komplettera dysan i lagrets topp med en dysa placerad i änden av ett höj- och sänkbart teleskoprör. När uttemperaturen tillåter framledningstemperaturer lägre än 90°C , sänkes ett teleskoprör ner i lagret och tar ut vatten av lämplig temperatur. Genom att på detta sätt "ta bort" vatten på olika nivåer, skulle gränsskiktets höjd kunna minskas. En temperaturgivare vid dysan kan se till att rätt nivå väljes.

Om dysan i lagrets topp används samtidigt med teleskopröret kan t o m vatten utnyttjas med lägre temperatur än 80°C vid dagar varmare än 0°C .

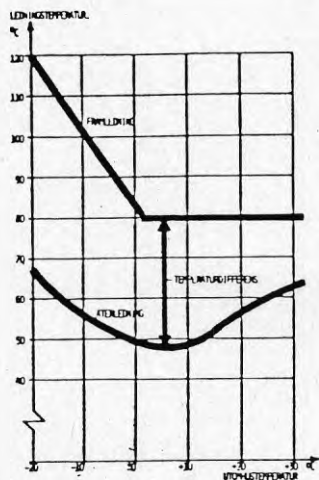
Genomförs de beskrivna åtgärderna är det mycket troligt att en genomsnittlig temperaturgradient på minst $10^{\circ}\text{C}/\text{m}$ i intervallet $60-90^{\circ}\text{C}$ borde kunna behållas under hela vintern.

Hetvattencentral och fjärrvärmedistributionssystem

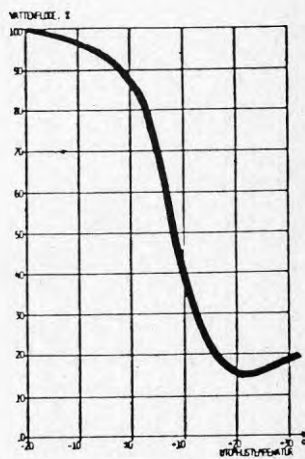
Vindvärmeverket med tillhörande lager levererar värmevatten vid en temperatur av ca 90°C .

Det i ref / 5/ föreslagna fjärrvärmesystemet är emellertid ett s k högtemperatursystem utfört för en framledningstemperatur av 120°C vid dimensionerande utetemperatur.

Vattentemperatur och flöde i fjärrvärmenätet varierar vanligen med utetemperatur enligt nedanstående principiella diagram.



Exempel på fram- och återledningstemperatur.



Exempel på relativt vattenflöde som funktion av temperaturen utomhus.

Figur 7.5 Temperatur och flöde i fjärrvärmenät ref /15/.

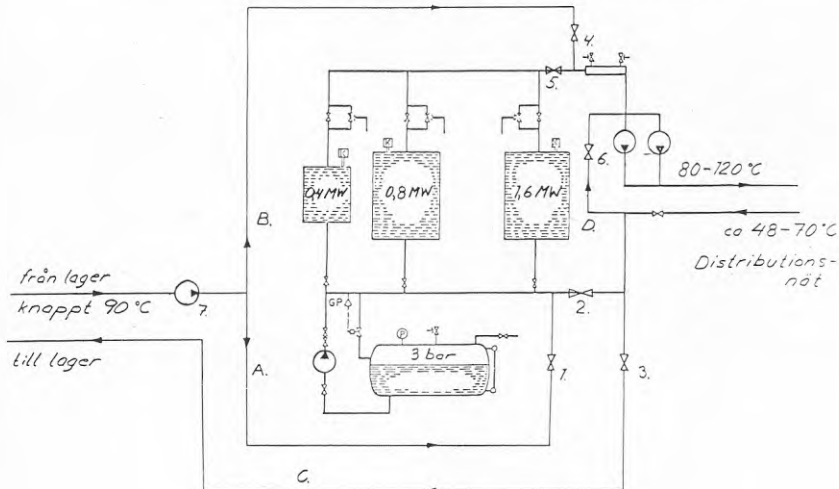
Denna skillnad i temperaturnivå innebär, med denna typ av högtemperatursystem, att temperaturnivån måste höjas under de perioder utetemperaturen understiger -4°C .

Det föreligger även ett behov av reserveffekt, i de fall vindvärmeverket ej kan leverera erforderlig energi.

Detta spetslast- och reservenergibehov kan erhållas på ett flertal sätt t ex genom elpannor eller dylikt. Elpannor har här visat sig olämpliga emedan det skulle åsamka kommunen stora extra kostnader. Enbart spetsningen kan uppgå till ca 60 % av installerad effekt vilket, enligt elverket i Lysekil, är för mycket att klara utan ombyggnader av elnätet. I detta fall har valts att utnyttja den i ref /5/ föreslagna oljeeldade hetvattencentralen. Värmecentralen utrustas med 3 enheter för täckande av reserveffektbehovet, om vardera 1,6, 0,8 samt 0,4 MW. Nödvändig flexibilitet för reglerbehovet säkerställs genom lämpligt val av brännarutrustning. För att vid en krissituation möjliggöra eldning med fasta bränslen, kan ev pannor av kombinationstyp installeras.

Hetvattencentralen har modifierats med extrapumpar, ventiler och erforderliga rörledningar för att kunna utnyttja vattnet från vindvärmeverkets lager.

Utförandet presenteras i nedanstående schematiska figur.



Figur 7.6 Hetvattencentral

En modifiering är pumpen (7), vilken behövs för att anpassa vattentrycket till det rådande trycket i distributionsnätet. Pumpens storlek är delvis beroende av lagrets och värmecentralens inbördes placering. Placeras värmecentralen på samma höjd som lagret är en lämplig pumpeffekt ca 3 kW.

Resterande tillkommande rörledningar A,B och C samt ventilerna 1,2,3,4,5 och 6 används för att vid olika driftfall reglera flöden och temperaturer.

Det bör påpekas att hetvattencentralens funktion endast visats schematiskt och att flera väsentliga kretsar ej visas.

Vindkraftaggregatet med tillhörande lager kan av säkerhets- och miljöskäl ej placeras i anslutning till värmecentralen. Några möjliga placeringsalternativ har redovisats i kap 7.2.3.

Mellan lagret och värmecentralen måste således anläggas en kulvert, vars längd kan varieras mellan ca 800-2100 meter, beroende på slutligt valt placeringsalternativ.

För ett av alternativen (nr 3) kan längden minskas till ca 650 meter om den föreslagna hetvattencentralen placeras på ett ur vindvärmesynpunkt gynnsammare sätt.

7.2.5 Förluster i vindvärmesystemet

Allmänt

Under denna rubrik upptas termiska förluster och elenergi som måste uppoffras för att systemet skall kunna drivas.

Dessa "förluster" kan dock ej adderas, då huvuddelen av den uppoffrade elenergin tillgodogörs vattnet i form av termisk energi och således överförs till konsumenten.

Turbinmaskineri

Förluster uppstår redan vid utvinnandet av vindenergi i turbinen p g a dess läplacering i förhållande till tornet. Den av tornskuggan orsakade energiförlusten beräknas enligt SAAB-SCANIA uppgå till 4 % av den utvunna energin.

Vindkraftaggregatets hjälputrustning för bladvinkelreglering, sidvridning, smörjning etc erfordrar elenergi från elnätet. Maximala effektbehovet är ca 25 - 30 kW.

I maskineriet uppstår förluster i växel och lager. Växelns förluster kan delas upp i lastberoende resp lastoberoende delar, medan glidlagrens förluster är nästan helt lastoberoende. Däremot ökar förlusterna i såväl växel som lager om vindturbinens varvtal ökas.

Maskineriets mekaniska förluster under drift kan uttryckas med formeln $P_{fm} = 40 + 0.02 \cdot P_a$ kW (växeln, lagren, vattenbromsen), där P_a är axeleffekten uttryckt i kW.

Vattenbroms

Vattenbromsens förluster består i den här aktuella tillämpningen endast av det genom bromshuset avgivna värmeförlusterna. Genom isolering av bromsen kan värmeförlusterna minskas till mycket låga värden. Även med en ganska tunn isolering borde värmeförlusterna stanna vid 5-6 kW. Det antas fortsättningsvis att dessa värmeförluster är 5 kW.

Kulvert torn - lager

Värmeförlusterna för kulverten mellan tornfot och lager beror, förutom isoleringen och geometriska förhållanden, även på vattnets och markens temperatur. Värmeförlusterna varierar sålunda under året. Den föreslagna kulverten (se kapitel 7.2.4) har totalt, med hänsyn tagen till markens isolerande förmåga värmeförlusten $P_f = 0.613 \text{ W/mK}$.

På vintern, då markens temperatur är nära 0°C , blir värmeförlusten för kulverten mellan tornet och lagret därigenom i storleksordningen $P_{fK} = L \cdot P_f \cdot \Delta T = 100 \cdot 0.613 \cdot 70 = 4.3 \text{ kW}$.

För rörledningen i tornet saknas ett isolerande jordskikt, vilket dock i viss mån uppvägs av det skydd tornet ger. Temperaturen kan således mycket väl gå under 0°C . En förlusteffekt på ca 5 kW är dock en rimlig uppskattning för rören en normal vinterdag.

Lager

En beräkning av den exakta lagerförlusten blir komplicerad, då såväl utomhustemperaturen, lagrets laddningstillstånd och till viss del även vinden inverkar. Lagerförlusterna är emellertid relativt små vid 0.4 meters isoleringstjocklek och en del förenklingar kan införas utan att beräkningarna påverkar ekonomin alltför mycket hos vindvärmesystemet. Beräkningarna förläggas till månaderna december - mars. Medeltemperaturen under dessa månader är strax under 0°C . Vidare ansätts att lagret är knappt halvfladdat, vilket ger en medeltemperatur av 70°C . Värmemotstånden på insidan av cisternen, liksom markens isolerande förmåga och stålväggens värmemotstånd försummas.

Värmeledningstalet kan vid de aktuella temperaturerna ansättas till $\lambda = 0.046 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Cisternväggens värmegenomgångstal (K-värdet) beräknas med formeln; $1/K = 1/\alpha_v + \delta/\lambda$, där δ = isoleringstjockleken och α_v = värmeövergångstalet på cisternens utsida. Värmeövergångstalet är enligt ref /16/ $\alpha_v = 5.8 + 3.9 \cdot w + \alpha_s$, där w = vindhastigheten som sätts till 6 m/s och α_s kan sättas till $6 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$, vilket ger $\alpha_v \approx 35 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$. Värmegenomgångstalet K blir med dessa antaganden $K = 0.1146$.

Vid beräkning av förlusteffekten med formeln; $P_{fL} = K \cdot A \cdot \Delta t$ används "medelytor", d v s de ytor som tänkes gå i mitten av isoleringen. Förlusteffekten blir $P_f \approx 25.1$ kW, vilket motsvarar en värmeförlust per dag av 602 kWh.

Förlusterna på sommaren kan antas vara av samma storleksordning på grund av en större mängd 90-gradigt vatten i cisternen.

Kulvert lager - hetvattencentral

För kulverten mellan hetvattencentral och lager väljs en större dimension (Nr 150) än mellan torn och lager för att ge möjlighet till högre effektuttag.

Vid isolertjocklek 49 mm anges förlusterna till 0.704 W/(m·K) för fram- och returledning. Under vintern (november - april) torde förlusterna därigenom bli ca 1.2 MWh per dygn och under sommarhalvåret (maj - oktober) ca 1.0 MWh per dygn i genomsnitt vid en 1000 m lång kulvert.

Pumpar

Pumpen vid värmeverket torde få en installerad effekt av 3 kW och pumparna för uppföring av vatten till tornet 18.2 kW respektive 9.8 kW.

7.2.6 Investeringskostnader

Allmänt

Kostnader för uppförande och drift av anläggningar, vilka innehåller oprövad teknik, ger avsevärt större osäkerhet i bedömningen än vad som gäller för mer konventionell teknik.

I det följande ges en översiktlig kostnadsuppskattning baserad på prisuppgifter från tillgängligt material angående elgenererande vindkraftverk, lager, kulvert etc.

I de fall kostnadsuppgifterna är av äldre datum än september 1979 har korrigerings med konsumentprisindex skett till detta datum.

Det bör återigen påpekas att vissa kostnadsposter är utomordentligt osäkra och presentationen av den snarare mer får ses som ett försök att belysa storleksordningar för ingående komponenter än att göra en ekonomisk kalkyl för systemet.

Vindvärmeverk

För vindvärmeverket beräknas kostnaden utgående från SAAB-SCANIA:s kalkyl, vilken presenteras i ref / 6 /.

Kostnadssammanställningen nedan avser basprojekt 3 utrustat med en 4 MW asynkrongenerator. Kostnaderna hänförs till 4:e kvartalet 1976 och en löpande produktion av 200 MW per år.

Tabell 7.1 Investeringarkostnad vindkraftaggregat (1976) ref / 6/.

| Kostnadspost | kkkr |
|--|--------|
| Vindturbin | 2 450 |
| Maskineri | 3 700 |
| Maskinhus | 700 |
| Kontrollsystem och elsystem (utom generator) | 630 |
| Torn och transporter samt montage | 2 750 |
| Totalt för aggregatet | 10 230 |
| Oförutsett 10 % | 1 023 |
| Byggnads-, el- och byggherrekostnad (kostnads- läge 1 kv -77) | 1 840 |
| Total investering | 13 093 |
| Ränta under byggtid (räntefot 10 %) | 1 349 |
| Totalt | 14 442 |

Vid en anpassning av ovanstående siffror till ett vindvärmeverk erhålles följande ändringar:

Vindturbinen: Inga ändringar.

Maskineri: Beroende på lägre moment kan växeln dimensioneras om. Trots lägre varvtal på vindturbinen, medför den lägre uttagna maxeffekten att momentet blir knappt 70 % av det ursprungliga. Kostnaden för en växel i denna storleksklass är nära nog direkt proportionell mot momentet, varför det kan antas att kostnaden för växeln i anläggningsförslaget blir drygt 70 % av den beräknade kostnaden för växeln i basprojekt 3 med 4 MW generatoren. I tabellen ovan utgör växeln troligen ca 1/3 av totala maskinerikostnaden, d v s ca 1.25 milj kr. Uppräknat till dagens kostnadsläge betyder det att vindvärmewäxel bör kosta ca 1.15 milj kr. Eventuella förändringar av utväxlingsförhållandet inverkar obetydligt på priset.

Utbytet av elgeneratoren mot en vattenbroms ger en kostnadsminskning. År 1976 var priset på en 4 MW asynkrongenerator ca 450 kkr. I dagens läge kostar vattenbromsen enligt kapitel 7.2.4 ca 100000 DM (konverterad D 1900-1). Med nu gällande (16/11) valutakurser motsvarar detta knappt 240 000 Skr och priset inkluderar även nödvändig reglerutrustning.

Värmetransport

Rören i tornet kan antas kosta ca 60 % av motsvarande markförlagda kulvert. Efter inflationskorrigering blir priset nästan 1000 kr/m. Totalkostnaden för rören upp till sviveln blir ca 100 kkr.

Kostnaden för sviveln är utomordentligt osäker. Den i referens /9/ använda sviveln uppges kosta endast 200 kr, men rörens diameter är då bara 16 mm. I detta fall är rören betydligt grövre och kostnaderna torde öka mångdubbelt. Ett pris av uppemot 5000 kr verkar dock sannolikt.

Maskinhus: Inga större ändringar.

Kontrollsystem och elsystem: Det har här ej i detalj undersökts hur kostnaderna ändras då generatoren byts ut mot en vattenbroms. Kostnaderna för elsystemet torde dock minska avsevärt, men istället uppkommer kostnader för rörledning och armatur i gondolen. Till kontrollsystemet ansluts vidare en rad nya temperaturgivare, och överföring av kommandon till pumpstationen måste ordnas. Troligen ändras de totala kostnaderna ganska obetydligt.

Torn och transporter samt montage: Möjligtvis något dyrare transporter och montage, beroende på svår terräng, men ingen avgörande skillnad.

Byggnads-, el- och byggherrekostnad: Denna kostnadspost utgör ett genomsnitt från den lokaliseringsstudie som Statens Vattenfallsverk genomfört, och avser kostnaden per aggregat då aggregatet ingår i en gruppstation. Följande uppdelning är möjligt att göra:

| | |
|--|---------|
| Byggnadsarbeten (markarbeten, vägar, byggnader mm) | 310 kkr |
| Elarbeten (kraftledningar, ställverk, transformatorer, serviceutrustning mm) | 710 kkr |
| Byggherrekostnader (planering, projektering, formella tillstånd, upphandling, arbetskontroll och besiktning, markering, administration och oförutsett) | 820 kkr |

Vid den aktuella vindvärmestillämpningen bortfaller nästan hela kostnaden för elarbeten. För drift av pumpstation och kontrollsystem erfordras dock en transformatorstation för ca 50 000 kr och en anslutning till kraftledning, vilken finns inom ca 200 meters avstånd för samtliga placeringsalternativ (se kapitel 7.2.3).

Kostnaden för byggnadsarbeten kommer att bli avsevärt mycket högre på de svåra mark- och terrängförhållandena. Nya vägar fram till förläggingsplatsen med tillhörande sprängning kommer att bli nödvändig. Kostnadsökningens storlek är svårbedömbart utan en grundligare utredning, men troligtvis är kostnadsökningen av samma storleksordning som kostnadsminskningen när det gäller elarbeten.

Det antas därför att den totala kostnadsposten gäller även i detta fall efter uppräknig med index.

Ränta under byggtid: Kostnaden för ränta utelämnas tills vidare i beräkningarna för att möjliggöra en korrekt ekonomisk jämförelse med den i ref / 5 / konventionella fjärrvärmecentralen.

Adderas ovan nämnda kostnader och uppräknig sker till kostnadsläge september 1979, erhålls följande kostnads-sammanställning för ett modifierat vindkraftaggregat.

Tabell 7.2 Vindvärmeverkskostnader (1979)

| | kkr |
|--|--------|
| Vindturbin | 3 163 |
| Maskineri | 3 975 |
| Maskinhus | 904 |
| Värmetransport | 105 |
| Kontrollsystem, elsystem, rör och armatur i gondol | 813 |
| Torn och transporter samt montage | 3 550 |
| Totalt för aggregat | 12 510 |
| Oförutsett 10 % | 1 250 |
| Byggnads-, el och byggherrekostnad | 2 315 |
| Total investering | 16 075 |

Kulvert lager etc

Kulvert: För beräkningen av kulvertkostnaden mellan torn och lager har använts följande schablonformel hämtad ur ref /17/. Formeln anger totalkostnaden i genomsnitt för kulvertar oberoende av typ. Formeln lyder: $K=700+6,5 \cdot D$ (kr/m), där D är rörets anslutningsnummer, prisnivå okt 1978.

Kulverten med anslutningsnummer 125 mellan lagret och tornet skulle således kosta $700 + 6,5 \cdot 125 = 1510$ kr/m.

Tillägg för inflation och de svåra markförhållandena måste göras och slutpriset blir närmare 2000 kr/m. Den drygt 100 meter långa kulverten kostar därför ca 200 kkr. Ett alternativ är att förlägga rören ovan marken, fixerade på gjutna plintar. Kostnaden borde därigenom minska avsevärt, men värmeförlusterna ökar och rören kan "vara i vägen".

Kulvertlängden mellan lager och hetvattencentral beror som tidigare påpekats i kapitel 7.2.4 av vindvärmeverkets och hetvattencentralens inbördes placering.

Det antas här att kulverten är 1000 meter lång, vilket med samma metod som ovan och med anslutningsnummer 150 ger en total investeringskostnad av ca 2 Mkr.

Pumpstation: De i pumpstationen ingående pumparna kostar ca 25 kkr. De är då försedda med pumphjul av brons och elmotor. Hela pumpstationen med rör, ventiler, reglerutrustning, elektriska installationer samt byggnad kostar ca 100 kkr.

Lager: Uppgifterna om kostnaden för lagring av värme i cisterner varierar kraftigt. Utgående från material publicerat i ref /18/ kan följande, för denna studie aktuella, kostnader identifieras för en cistern med volymen $20\ 000\ m^3$ i 1978 års penningvärde.

Tabell 7.3 Kostnader för cistern $20\ 000\ m^3$. Ref /18/.

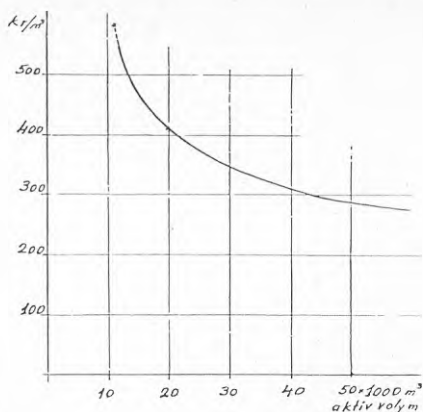
| | |
|----------------------------|----------------|
| Cistern, isolerad | 1 850 kkr |
| Fundament på berg | 150 kkr |
| Inredning i cistern | 620 kkr |
| Administration och konsult | 350 kkr |
| Vatten à $4\ kr/m^3$ | <u>100 kkr</u> |
| | 3 070 kkr |

Uppräkning till dagens prisnivå:

$$1,25 \cdot 3\ 070 = 3\ 840\ kkr$$

$$\text{Specifik kostnad } 192\ kr/m^3$$

Den specifika kostnaden ökar starkt för mindre lagringsvolymmer. Ökningen framgår av figur 7.7 ref /12/. I figuren angivna kostnader inkluderas troligen pumpstation, hetvatteninsprutning, rörkulvertar, armatur etc.



Figur 7.7 Specifik kostnad för trycklös cisternackumulator. Ref /12/.

Kurvan har extrapolerats för att inrymma den här aktuella lagringsvolymen ca 12 200 m³. Figuren visar att den specifika kostnaden är ca 1.4 gånger högre för en aktiv lagringsvolym av 11 100 m³ jämfört med 20 000 m³. Därmed blir specifika kostnaden för vindvärmeverkets lagringsvolym $1.4 \cdot 192 = \text{ca } 270 \text{ kr/m}^3$ och kostnaden för lagringscisternen $11\,100 \cdot 270 = \text{ca } 3000 \text{ kkr}$. Till detta kommer kostnader för extra dysor samt automatik och reglering ca 300 kkr. Lagret ger således en totalt erforderlig investering av ca 3300 kkr, vilket motsvarar en specifik kostnad av ca 300 kr/m³.

Hetvattencentral: Den av ref / 5/ föreslagna värmecentralen för Trötenområdet överensstämmer i stort sett med den som erfordras i vindvärmesystemet. Den sammanlagda investeringskostnaden var 1460 kkr 1977, varav oljelagringscisternerna utgjorde 310 kkr. Den totala kostnaden motsvarar idag ca 1740 kkr. I ett vindvärmesystem erhålles lägre kostnader genom litet oljelagringsbehov och genom en lägre installerad panneffekt. Kostnaderna blir dock högre för rör, pumpar, ventiler samt reglerutrustning. Ett kontrollrum för hela vindvärmesystemet kan vidare vara lämpligt att förlägga till värmecentralen, liksom även reningsanläggningen för vattnet i systemet.

En rimlig uppskattning av kostnaden för värmecentralen i nuvarande kostnadsläge bör vara 1600 kkr.

Sammanställning av investeringskostnad samt årlig anläggningskostnad - - - - -

De i vindvärmesystemet erforderliga investeringarna enligt ovan samt resulterande årliga kapital- och avskrivningskostnader ges i tabell 7.4 nedan.

Tabell 7.4 Kapital- och avskrivningskostnad.

| Komponent | Investering (kk) | Avskrivnings- tid (år) | Årlig kostnad (kk/år) |
|---|---------------------|---------------------------|--------------------------|
| Vindkraftaggregat (exkl broms, svivel o rör) | 15 730 | 25 | 1 007 |
| Vätskebroms, svivel | 245 | 15 | 22 |
| Rör (torn) | 100 | 25 | 6 |
| Pumpstation | 100 | 15 | 9 |
| Kulvert (torn-lager) | 200 | 25 | 13 |
| Värmelager | 3 300 | 25 | 211 |
| Kulvert (lager-HVC) | 2 000 | 25 | 128 |
| Hetvattencentral | <u>1 600</u> | 25 | <u>102</u> |
| Summa | 23 275 | | 1 498 |

7.2.7 Övriga fasta årskostnader

Underhållskostnader

Underhållet av vindkraftaggregatet förutsätts av SAAB-SCANIA bli 60 kkr/år, men då ingår aggregatet i en gruppstation. I detta fall med ett fristående verk torde underhållskostnaden vara ca 85 kkr/år i dagens penningvärde. Kostnaden inkluderar även vattenbroms och svivel. Underhållskostnaderna för de övriga komponenterna uppskattas i procent av anläggningskostnaden.

Sammanställning

Tabell 7.5 Övriga fasta årskostnader.

| Objekt | Underhållsandel av investering (%) | Kostnad (kk/år) |
|---|--|--------------------|
| Underhåll vindkraftverk, svivel, vattenbroms | - | 85 |
| Underhåll kulvertar, rör | 1 | 23 |
| Underhåll pumpstation | 3 | 3 |
| Underhåll värmelager | 1 | 33 |
| Underhåll HVC | 2 | 32 |
| Personalkostnad | - | 110 |
| Hyra, lagring av 50 m ³ olja | - | 2 |
| Ränta oljelager 75 m ³ à 1020 kr/m ³ | - | <u>3</u> |
| Summa | | 291 |

7.2.8 Rörliga kostnader

Rörliga kostnader är el- och bränslekostnader. Dessa kostnader varierar mellan olika år beroende på vindenergiproduktion, medeltemperaturer etc.

Bränslekostnad etc har här beräknats utgående från kalkyler i kapitel 7.2.10 över medelreservenenergibehov.

Tabell 7.6 Rörliga kostnader.

| Objekt | Kostnad (kkr/år) |
|--|---------------------|
| Bränslekostnad för spetsning och tillsatsenergi 27 m ³ à 1020 kr/m ³ | 28 |
| Elkostnad 300 MWh à 145 kr | 44 |
| Summa | 72 |

7.2.9 Total årlig kostnad

Den totala årliga kostnaden för vindvärmesystem och hetvattencentral blir:

Tabell 7.7 Total årlig kostnad.

| Objekt | Kostnad (kkr/år) |
|------------------------------------|---------------------|
| Kapital- och avskrivningskostnader | 1498 |
| Övriga fasta årskostnader | 291 |
| Rörliga kostnader | 72 |
| Summa | 1861 |

Modificeringar i systemet i avsikt att nedbringa de årliga kostnaderna redovisas i kapitel 7.2.12.

7.2.10 Värmeproduktion, Trötenområdet

Vindvärmeverk

Grundmaterialet för beräkningarna av vindproduktionen har erhållits från SMHI. För varje timme under åren 62-71 har effekten beräknats för ett 2 MW vindkraft-aggregat (basprojekt 3, version 1). Beräkningarna förutsätter placering vid Torslanda flygplats och en tornhöjd av 100 meter.

SMHI har utgått ifrån vindstatistik avseende 10 meters höjd och med hjälp av en matematisk modell har vinden beräknats på 100 meters höjd. Modellen tar bl a hänsyn till luftskiktningens stabilitet och den s k skrovlig-hetsparametern som är bestämd av terrängens beskaffenhet. Slutligen har den beräknade vinden "översatts" till en effektangivelse enligt specifikation från SAAB-

SCANIA där förluster i transmission och generator har frånräknats, men ej förluster p g a tornskugga. I de framtagna tabellerna kan effekten utläsas för varje timme under tiden 1 januari 1962 till 31 december 1971.

För att beräkna vindproduktionen i Lysekil har dessa tabeller utnyttjats, men vissa modifieringar har gjorts för att de skall gälla då generatorm ersätts av en vattenbroms. Givetvis gäller statistiken från Torslanda ej exakt för Lysekil, men överensstämmelsen torde bli ganska god.

Den information som är mest intressant är hur mycket energi som erhålls ett "normalår" och fördelningen under året. Som "vindnormalår" har valts tiden 1/9 1970 till 31/8 1971. Ett normalt eldningsår omfattar 1/7 - 30/6, men för att få ett så bra "vindnormalår" som möjligt var det fördelaktigt att välja ett något förskjutet tidsintervall. Intressant är även vindenergiproduktionen ett riktigt dåligt vindår. Ett mycket bra exempel är 1/9 1962 - 31/8 1963.

För att beräkna vindenergin under de två valda åren ansattes att varje effektuppgift gällde som medelvärde för 1 timme istället för 10 minuter. Det förfarandet torde inte ge upphov till något större fel. En summering för varje dag ger sedan energin uttryckt i kWh.

I vindvärmefallet måste dock ett energitillägg göras beroende på skillnaden i förluster jämfört med ett vindkraftaggregat utrustat med generator och ett tillägg på grund av att märkvinden och effekten ur vattenbromsen höjts. Vid summeringen skall de timmar då vinden tangerar eller överstiger 22 m/s uteslutas, eftersom vindkraftaggregatet då bör ställas av (flöjlas).

Från det erhållna värdet på energin skall den förlust som tornskuggan ger upphov till (4 %) dras bort för att få energin ut från bromsen.

Det finns dock alltid en viss risk att aggregatet är ur drift för reparations- eller underhållsåtgärder när det blåser. Underhållet bör därför i möjligaste mån förläggas till sommaren då det är ett energiöverskott, men reparationer kan naturligtvis bli erforderliga när som helst under året. Det antas därför ett lika stort generellt avdrag alla månader. Enligt SAAB-SCANIA är ett lämpligt värde på detta avdrag 5 %. Den därefter utvunna energin per dag finns redovisad i tabellform i bilaga 1.

Transporten av vattnet i kulverten mellan lagret och tornet samt upp och ned i tornet ger upphov till värmeförluster av storleksordningen 9 - 10 kW (se kapitel 7.2.5). Dessa förluster uppvägs dock ungefärligen av den pumpenergi som tillförs systemet. Det förutsätts därför i de fortsatta beräkningarna att tillförd energi till lagret är lika stor som utvinnen nettoenergi i vattenbromsen.

Nettoenergiproduktionen under normalåret 1970-71 och lågvindsåret 1962-63 var följande (se även bilaga 1):

Tabell 7.8 Nettovindenergiproduktion (MWh).

| År | Månad | | | | | | | | | | | | Σ |
|---------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| | S | O | N | D | J | F | M | A | M | J | J | A | |
| 1970-71 | 861 | 784 | 876 | 875 | 901 | 681 | 715 | 736 | 627 | 634 | 636 | 753 | 9079 |
| 1962-63 | 733 | 717 | 642 | 767 | 463 | 440 | 486 | 534 | 660 | 564 | 848 | 611 | 7465 |

Lagringsbehov

Valet av lagerstorlek är en viktig men komplicerad ekonomisk optimeringsfråga. Lagret skall fungera som variationsutjämnare både momentant och för längre underskott av energi t ex under vintern.

Vid val av lagervolym är skillnaden mellan vindproduktionen och bostadsområdets energiförbrukning (inklusive förluster) den viktigaste parametern. Av bilaga 2 framgår att ett normalår¹⁾ har överskott alla månader utom december - mars. Det sammanlagda underskottet dessa månader visas i nedanstående tabell:

Tabell 7.9 Månader med energiunderskott under normalår.

| Månad | |
|----------|----------------|
| December | 14 MWh |
| Januari | 95 MWh |
| Februari | 241 MWh |
| Mars | <u>208 MWh</u> |
| Summa | 558 MWh |

Eftersom "spetsning" sker då framledningstemperaturen skall vara över 90°C och därmed systemet tillförs extern energi, behöver lagret ej dimensioneras för detta underskott. Efter avdrag för uppskattad mängd spetsenergi återstår ett underskott på knappt 500 MWh.

Ett lager med en lagringskapacitet av ca 500 MWh förefaller därmed fullt tillräckligt. Problemet är dock lite mer komplicerat, då vind- och temperaturvariationerna inom månaderna kan vara betydande. Exempelvis kan en kall och vindfattig period i mitten av mars innebära att lagret tar slut, trots att det totala underskottet ej överstiger lagringskapaciteten beroende på en varm och vindrik avslutning på månaden. Vidare är det möjligt att förlora energi i december genom effektbegränsning av vindkraftaggregatet p g a fulladdat lager.

1) Avser såväl vind som temperatur under tiden 1/9 - 31/8.

För att belysa hur mycket ovan beskrivna faktorer inverkar på valet av lagerstorlek har en detaljstudie av lagringssituationen vintern 70/71 genomförts. (Se bilaga 2.) Några intressanta slutsatser skall här kortfattat diskuteras.

Först bör det kostateras att det totala underskottet vintern 70/71 inte nämnvärt avviker från ett normalår. Underskottet de olika månaderna finns angivna i nedanstående tabell:

Tabell 7.10 Månader med energiunderskott under vindåret 1970-71.

| Månad | |
|----------|---------|
| December | 27 MWh |
| Januari | 46 MWh |
| Februari | 152 MWh |
| Mars | 243 MWh |
| April | 10 MWh |
| Summa | 478 MWh |

I beräkningarna ovan antogs ett lagringsbehov av 500 MWh. Det förutsattes vidare att vatten med en temperatur av 80 - 90°C kunde användas, vilket medför att ytterligare ca 22 MWh kan "pressas" ur lagret.

Beräkningen i bilaga 2 visar dock att, trots en sammanlagd tillförd spetsningsenergi av 105.5 MWh, lagret ändrar slut kring mitten av april och 23.3 MWh måste tillföras i form av tillsatsenergi.

Lagrets låga energiinnehåll i mitten av april var väntat efter vinterns långa vindenergiunderskott, liksom att den dåliga vindenergiproduktionen dagarna kring 10 april borde ge upphov till ytterligare sänkta marginaler. Lagret borde dock ha klarat det önskade uttaget av energi, ty enligt data ovan skall lagret vid utgången av mars månad innehålla $500 - 468 + 105.5 = 137.5$ MWh.

Enligt beräkningarna i bilaga 2 finns det dock i månads-skiftet mars - april bara 53.5 MWh i lagret. Orsaken till denna skillnad på 84 MWh står att finna i december, då vind- och temperaturförhållandena är sådana, att ända fram till den 22 är lagret mer eller mindre fulladdat. En ganska stor vindenergimängd kan därför inte tillgodos göras och beräkningarna visar att 84.5 MWh förloras. Det motsvarar således den skillnad som har observerats i slutet av mars. (Så när som på 0.5 MWh vilket utgör avrundningsfel i kalkylerna.)

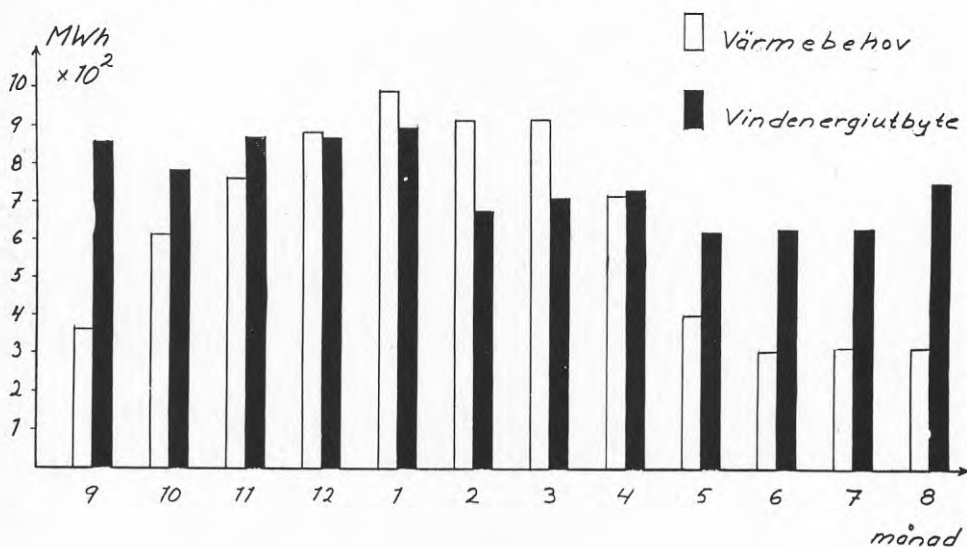
Slutsatsen av resonemanget ovan är att maximalt behövlig lagerstorlek för full energitäckning ej går att bestämma med utgångspunkt från endast de sammanlagda månadsvisa underskotten. Variationerna i vind och temperatur gör att lagret måste göras större.

Lagret behöver givetvis ej dimensioneras så att det klarar hela vinterns underskott. Den optimala volymen beror av skillnaden i investeringskostnad för andra storlekar och konkurrerande uppvärmningsformers kostnad under cisternens avskrivningstid.

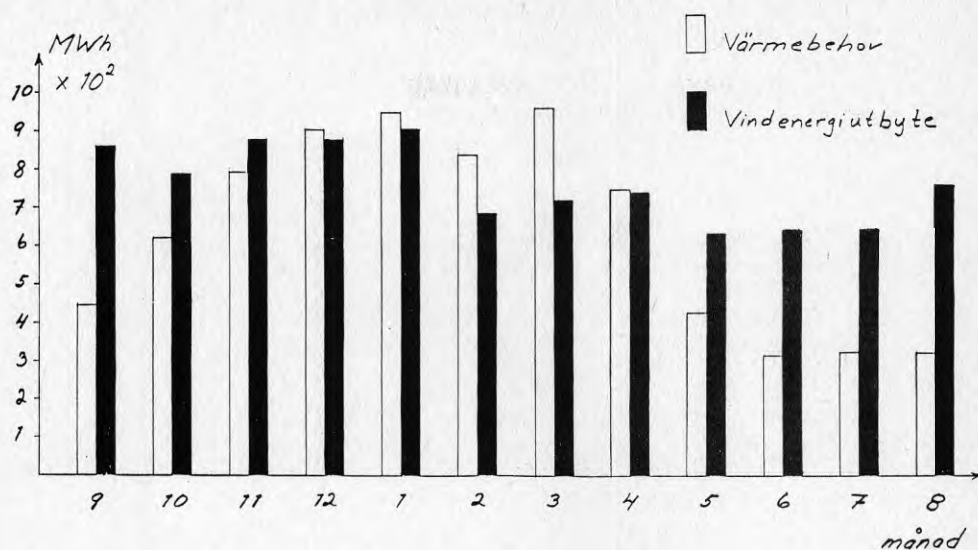
Trötenområdets cistern antas motsvara en lagrad värmemängd av 500 MWh, vilket genom att tillåta en temperatur på 80°C på utgående vatten kan ökas till 522 MWh. Andra lagervolymer diskuteras i kapitel 7.2.12.

Energibalansen finns redovisad i bilaga 3 i tabellform och grafiskt nedan i figur 7.8.

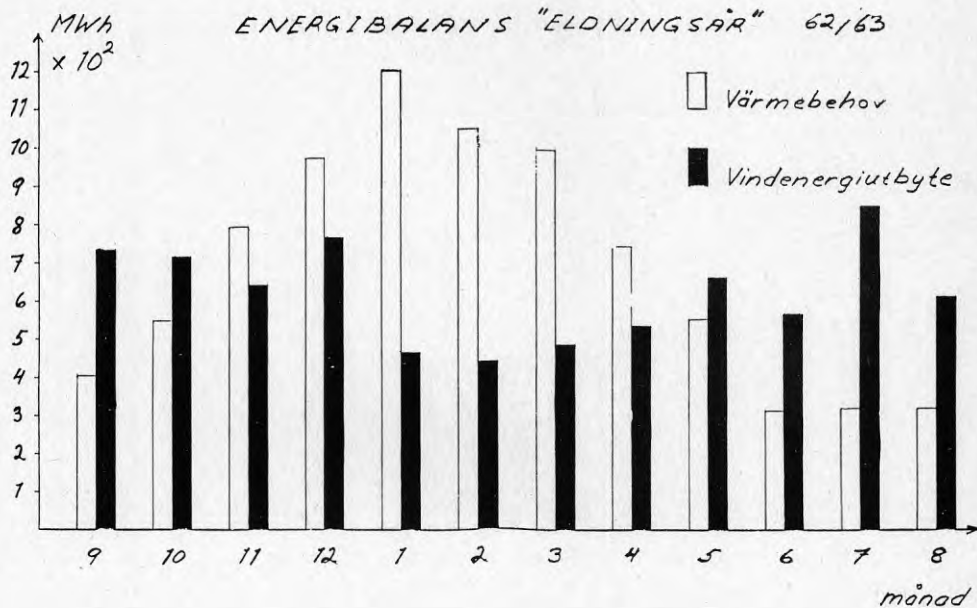
ENERGIBALANS VIND- OCH TEMP. NORMALÅR



ENERGIBALANS "ELDNINGSÅR" 70/71



ENERGIBALANS "ELDNINGSÅR" 62/63



Figur 7.8 Energibalans normalår, 1970-71 samt 1962-63.

7.2.11 Energikostnad Trötenområdet

I kapitel 7.2.9 uppskattas den totala årliga kostnaden till 1.861 Mkr, vilket även inkluderar hetvattencentral men ej distributionsnät till enskilda konsumenter. Den årliga kostnaden för distributionssystemet är uppskattat till 382 kkr.

Den årliga utnyttjade vindenergiproduktionen under ett normalår redovisas i kapitel 4.2.2 till 6.93 GWh/år brutto och 6.33 netto vid konsumenten. Det bör här observeras att av vindvärmeverkets möjliga 9 GWh utnyttjas endast 77 procent netto, beroende på att ej utnyttjningsbar vindenergi "spills" under sommarhalvåret.

Den resulterande årliga energikostnaden ut från hetvattencentralen blir vid detta utförande således 26.9 öre per kWh.

Adderas de årliga investerings- och driftkostnaderna för fjärrvärmedistributionsnätet enligt ref /5 / blir energikostnaden 35.4 öre per kWh. Den senare siffran är då beräknad på nettoenergibehovet 6.35 GWh.

7.2.12 Diskussion av varianter, Trötenområdet

Vindkraftaggregat

I kapitel 5 nämndes att basprojekt 3 kan utföras i två olika versioner. Den ena versionen är utrustad med en 2 MW elgenerator och vindturbinen har något lägre varvtal än 4 MW versionen. I övrigt är det två versionerna i stort sett identiska, förutom några få komponenter t ex växeln.

Trots små skillnader erhålls ändå intressanta avvikelser i produktionskaraktäristiken. I figur 3.9 b finns effekten som funktion av vindhastigheten uppritad för 2 MW och 4 MW aggregaten. De viktigaste skillnaderna är följande:

- Den "lågvarviga" versionen startar vid lägre vindhastighet, och ger högre effekt ända upp till vindhastigheten 10.3 m/s. Detta innebär att en högre och jämnare energiproduktion erhålls med den lågvarviga versionen då relativt dåliga vindförhållanden råder.
- Vid vindar över 10.3 m/s erhålls istället avsevärt högre energiutbyte med den högvarviga vindturbinen utrustad med 4 MW elgenerator.

Det finns främst två orsaker till skillnaderna i produktionskaraktäristik. 4 MW versionen med högre installerad effekt har större tomgångsförluster beroende på större generator och växel. Skillnaden i förluster uppgår till ca 100 kW. Den andra viktiga orsaken är att den lågvarviga versionen uppnår hög aerodynamisk verknings-

grad vid lägre vindhastighet. Med hjälp av bladvinkelreglering kan en hög verkningsgrad bibehållas upp till ganska höga vindhastigheter.

Valet av version beror på en rad faktorer. Exempel på sådana faktorer vid vindvärmeproduktion är: vindförhållandena på den tilltänkta förläggningsplatsen, det totala energibehovet och dess fördelning mellan vinter och sommar, tillgänglig lagringskapacitet samt möjligheten att ordna tillsatsenergi.

Fördelen med den lågvarviga versionen är således sammanfattningsvis ett jämnare energiutbyte och att stilleståndsperioderna blir relativt få och korta. Den högvarviga versionen med 4 MW generator ger å andra sidan mer energi om vindförhållandena är bra, men stilleståndsperioderna blir fler och längre.

I bilaga 4 finns energiproduktionen redovisad för den lågvarviga "Trötenversionen", utrustad med vattenbromsen som maximalt ger knappt 2.2 MW. I samma bilaga finns även en jämförelse med den högvarviga vindturbinen utformad så att den maximalt ger ca 4 MW värme. Jämförelsen avser tiden 1 februari till den 18 april 1971. Produktionsciffrorna för den högvarviga versionen är framtagna ganska överslagsmässigt, varför viss osäkerhet råder i jämförelsen.

Det kan konstateras att dagar då det är dålig vind ger som väntat den lågvarviga versionen mer energi än den högvarviga, medan dagar med bra vind är förhållandet det motsatta. Totalt sett ger den högvarviga versionen 316 MWh mer energi. Nedan följer en kortfattad regogörelse för de praktiska och ekonomiska konsekvenserna vid installation av ett 4 MW aggregat vid Trötenområdet.

På grund av den högre totala energiproduktionen borde lagerstorleken kunna minskas om den högvarviga versionen används. Det ursprungliga lagret med 500 MWh kapacitet, får som lägst ca 270 MWh kvar i början och i mitten av april 1971. I beräkningarna har hänsyn tagits till spetsningsenergin, samt minskad vindenergiproduktion p g a fulladdat lager. En lagerstorlek av ca 225 - 250 MWh vore således mera lagom, d v s storleksordningen hälften så stort som när den lågvarviga versionen används.

Ekonomiskt innebär detta en investeringskostnadsänkning för lagret, men någon halvering av kostnaden blir det ej, då många kostnader är föga storleksberoende. Exempelvis kan arrangemanget med dysorna bli något dyrare eftersom ett större vattenflöde behövs till bromsen. Kostnadsminskningen när det gäller lagret torde uppgå till högst 0.7 milj kr. Detta skall vägas mot ökade kostnader för vattenbroms (ca 360 000 kr), kraftigare dimensionerad växel (ca 450 000 kr) samt större pumpar och grövre rör mellan lagret och vattenbromsen (minst 50 000 kr).

Behovet av olja för tillsatsenergi (gäller ej spetsningen) minskar dock, men 1971 rörde det sig endast om ca 3 m³. En normal kall vinter kan det bli något mer, men å andra sidan förbrukas mer elström om det högvarviga vindverket installeras.

För att kunna jämföra de båda alternativen på ett ekonomiskt riktigt sätt måste man ta hänsyn till de olika avskrivningstiderna. Växeln, lagret och rören förutsätts ha 25 års avskrivningstid, medan vattenbromsen, pumpar m m har 15 år. Skillnaden i kostnad jämfört med den ursprungliga versionen blir:

Tabell 7.11 Skillnad i årlig kostnad mellan 4 MW och 2.2 MW systemen.

| Komponent | Investeringskostnadssänkning | Avskrivningstid | Årlig kostnadssänkning |
|--------------------------|------------------------------|-----------------|------------------------|
| Lager | 700 | 25 | 45 |
| Olja (3 m ³) | 3 | - | 3 |
| Vattenbroms | -360 | 15 | -33 |
| Växel | -450 | 25 | -29 |
| Pumpar, rör etc | <u>- 50</u> | 25 | <u>- 3</u> |
| Differens | -157 | | -17 |

Det större aggregatet ger således en högre årlig kostnad än det mindre med dessa antaganden. Det är dock en ganska osäker kalkyl och speciellt kostnaden för lagret och bedömningar av lämplig avskrivningstid kan variera avsevärt.

Variabelt varvtal vindkraftverk

Med ett variabelt varvtal kan ca 4 procents högre energiutbyte uppnås enligt kapitlet 5.2.1.

Antas schablonmässigt en ökad produktion med 4 procent erhålles följande resultat:

Tabell 7.12 Energibalans (MWh)

| | Normalår | | | Eldningsår 1970/71 | | | Eldningsår 1962/63 | | |
|-------|------------|------------|-------------|--------------------|------------|-------------|--------------------|------------|-------------|
| | Prod | Kons | Diff | Prod | Kons | Diff | Prod | Kons | Diff |
| Nov | 911 | 767 | +144 | 911 | 790 | +121 | 668 | 794 | -126 |
| Dec | 910 | 889 | + 21 | 910 | 902 | + 8 | 797 | 973 | -175 |
| Jan | 937 | 996 | - 59 | 937 | 947 | - 10 | 482 | 1203 | -721 |
| Febr | 708 | 922 | -214 | 708 | 833 | -125 | 457 | 1049 | -591 |
| Mars | 744 | 923 | -179 | 743 | 958 | -214 | 505 | 993 | -488 |
| April | <u>765</u> | <u>722</u> | <u>+ 43</u> | <u>765</u> | <u>746</u> | <u>+ 19</u> | <u>555</u> | <u>746</u> | <u>-190</u> |
| Summa | 4975 | 5219 | -244 | 4975 | 5176 | -201 | 3465 | 5758 | -2293 |

Det kan konstateras att underskottet i april månad har minskat till ca hälften av det som redovisades för "normalår" och eldningsår 1970/71. Denna halvering torde ge utrymme för en halvering av lagret enligt tabell 7.11 ovan, d v s en kostnadsminskning med ca 48 kkr per år.

Tillkommande kostnader för reglering av vindturbinens varvtal så att kritiska varvtal undviks har ej undersökts men torde vara genomförbart genom bromsens möjlighet till mätning och reglering av momentet, till i stort sett samma kostnad som tidigare redovisats för konstantvarvhållning.

Om en turbin utan bladvinkelreglering och med samma energiproduktion kan konstrueras torde kostnadsminskningen för en sådan vindturbin, med ej vridbara blad och utan hydraulisk servosystem för bladvinkelreglering, mycket grovt kunna uppskattas till ca 650 kkr, vilket motsvarar en årlig kostnadsreduktion av 42 kkr.

Den resulterande årliga energikostnaden blir med detta alternativ för hela vindvärmesystemet ca 25,5 öre per kWh (vid HVC).

Resonemanget ovan innehåller stora tekniska osäkerheter såsom; fördelningen av energitillskottet vid olika vindhastigheter, möjligheterna till undvikande av kritiska varvtal, fixerade blads startvindsegenskaper och energiproduktion, behovet av aktiv utrustning för effektbegränsning m m.

Dessa osäkerheter avspeglar sig i precisionen på presenterade kostnader, men torde ändå belysa de eventuella vinster som kan göras.

Spetslast - reservenergitillskott

I Trötenområdets vindvärmeverk har utnyttjats en konventionell hetvattencentral med tre stycken oljedrivna hetvattenpannor.

Centralen kan dock eventuellt ersättas med en eller flera billigare mobila enheter, varvid en kostnadsreduktion av ca 50 kkr per år kan uppnås.

Lager

Lagret behöver, som tidigare påpekats i kapitel 7.2.10, givetvis ej dimensioneras för hela vinterns underskott. En översiktlig beräkning ger att för att bygga ett 20 procent mindre lager med kapaciteten 400 MWh torde kostnadsreduktionen vara i storleksordningen 300 kkr.

Erforderlig tillsatsenergi motsvarar ca 12 m³ olja, vilket ger följande kostnadsuppställning:

Tabell 7.13 Kostnadsbalans, 400 MW-lager

| Objekt | Total kostnadsändring (kkr) | Årlig kostnadsändring (kkr/år) |
|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| Lager | -300 | - 19 |
| Olja (12 m ³) | 12 | + 12 |
| Lagring av olja | 2 | + 2 |
| Summa | | - 5 |

Det är således ca 5 kkr per år billigare att utnyttja olja istället för ett större lager. Det bör dock observeras att kalkylen är starkt beroende av ansatta oljepriser, uppskattade lagerkostnader m m.

Några säkra slutsatser kan således ej dras av dessa överläggningar, vilket även belyses av exemplen ovan: "vindkraftverk".

Konsumtionsbehov

Ett sätt att få lägre årskostnad för ett vindvärmesystem är att sälja sommarens energiöverskott. Det ideala vore en närbelägen industri eller annan jämn storförbrukare av varmvatten.

Söder om Trötenområdet ligger dock en värmecentral, vilken försörjer minst 129 lägenheter med värme. Centralen skulle kunna stängas av sommartid och istället förses med varmvatten från vindvärmeverket. Leverans kunde ske under tiden ca 15/5-15/9.

Ansätts att varje lägenhet förbrukar 5 MWh för varmvatten jämnt fördelat över året, innebär det att ca 215 MWh kan säljas under sommaren. Intäkten antas bli lika stor som priset för motsvarande mängd olja. Om en medelverkningsgrad av 80 % och bränslet Eo3 antas, blir oljekostnaden 25 kkr. Från denna intäkt skall dras kostnaden för kulvert (300 m) vilken blir ca 20 kkr/år. Därtill kommer kostnader för VVX, ventiler m m. Det kan som synes möjligen vara lönsamt att försöka avyttra värmeöverskottet till denna värmecentral.

Om ett hypotetiskt fall uppställes nämligen att avsättningsmöjligheter finns för hela sommaröverskottet, blir däremot situationen annorlunda. Efter avdrag för uppladdning och något ökade förluster, återstår ca 1200 MWh till försäljning. Intäkten för denna mängd kan uppgå till ca 140 kkr. När kul-

vertkostnad m m på tillsammans 50 kkr dragits ifrån, återstår en "vinst" på ca 90 kkr. Årskostnaden för Trötenområdet sjunker därmed från 1861 kkr till 1771 kkr fritt ut från Trötenområdets värmecentral. Detta ger en energikostnad ut från hetvattencentralen av 25,6 öre per kWh.

Antas att vindvärmeverket ansluts till ett fiktivt bostadsområde med en befintlig hetvattencentral med ett så stort värmebehov att all producerad energi kan levereras (baslast) samt att inget lager behövs blir den årliga anläggningskostnaden enligt kapitel 7.2.6 ca 1185 kkr, övriga fasta årskostnader enligt 7.2.7 177 kkr samt rörliga kostnader enligt 7.2.8 ca 44 kkr per år. Den totala årliga kostnaden blir därigenom 1395 kkr per år.

Den av vindvärmeverket producerade energin under ett normalår är enligt bilaga I 9079 MWh, vilket resulterar i en energikostnad av 15,4 öre/kWh med ovan redovisade antaganden.

Sammanfattning och diskussion av varianter vid Trötenområdet

De i anläggningen ingående komponenterna kan genom en mer grundlig studie utvärderas och optimeras så att ett billigare system erhålles.

Det finns även andra tekniska lösningar såsom byte av växel mot hydraulmotor, ersättning av vätskebroms mot dålig pump, optimering av turbindiameter och tornhöjd etc vilket ej har studerats här.

Det förefaller dock som om ett vindkraftaggregat som skall leverera huvuddelen av ett fjärrvärmenäts värmebehov knappast kan vara ekonomiskt idag eller i framtiden.

Det ursprungliga alternativet gav en total årlig kostnad av 1861 kkr med en resulterande energikostnad ut från värmeverket av 26,9 öre/kWh.

De ovan studerade alternativen kan ge följande resultat.

Ett variabelt varvtal ger en 4 procent högre energiproduktion. Den mest markanta effekten av detta är att lagret kan minskas till hälften, vilket ger en årlig kostnadsreduktion av ca 48 kkr per år.

Om det i samband med detta är möjligt att utnyttja ej vridbara blad, med bibehållen energiproduktion, kan en kostnadsreduktion av 42 kkr erhållas.

Utbytes hetvattencentralen mot mobila enheter kan ytterligare 50 kkr inbesparas.

Reduktion av lagerstorlek kan ge vissa marginella vinster. Osäkerheten här liksom under övriga punkter är dock stor och några säkra slutsatser om lagerkostnad, livslängd etc är svåra att dra.

Förläggs vindkraftverket vid t ex placeringsalternativ 3 och distributionssystemet anpassas därefter, kan kulvertlängden mellan lager och värmecentral minskas med ca 350 m jämfört

med de föregående beräkningar. Motsvarande minskning av årskostnaden skulle bli 50 kkr.

En ytterligare möjlighet är att optimera vindkraftverket. Troligen kan det göras mindre och därmed billigare. Vid samma effektbelastning blir den levererade årsenergin dock lägre, varför ett större underskott måste täckas med olja. En möjlighet att uppnå samma årsenergiproduktion är att öka effektbelastningen och avsevärt höja märkvinden. Nackdelen är att energiutbytet blir ojämnare fördelat. Någon optimal storlek på vindturbin, torn, vattenbroms m m kan ej bestämmas utan en mer omfattande studie och kompletterande data från SAAB-SCANIA. En lämplig kombination kan vara; vindturbin - storleksordningen 90 m diameter, torn - höjd 90 m, vattenbroms - axeffect 2,8 MW. Hur stor kostnadsminskningen för vindkraftaggregatet blir är svårare att uppskatta mer exakt.

Enligt kapitel 7.2.11 kostar emellertid själva vindkraftaggregatet i vårt modifierade utförande 15 730 kkr. En optimering kan uppskattningsvis ge en kostnadsbesparing på ca 1,5 milj kr. Om de övriga kringkostnaderna samt underhållet antas oförändrade, blir årskostnaden ca 100 kkr lägre.

För att få lägre årskostnad bör även värmelagret, kulvertar och möjligen även värmecentralen optimeras.

Den ökade effektbelastningen vid ett 2,8 MW alternativ medför större maximalt erforderligt vattenflöde varför större rör och kraftigare pumpar behövs. Denna effekt kan dock kompenseras, genom att kulverten mellan lager och torn förläggs ovan jord. Sammantaget torde kostnadsändringarna mycket överslagsmässigt väga upp varandra.

Slutligen kan nedanstående sammanställning göras vilken torde bekräfta att detta system troligen ej kan konkurrera med övrig teknik för värmeproduktion.

Tabell 7.14 Kostnadsintervall för vindvärmesystem (t o m HVC)

| | Investering kkr | Årlig kostnad | Energi- kostnad öre/kWh |
|------------------------------|--------------------|------------------|-------------------------------|
| Ursprunglig Trötenversion | 23275 | 1861 | 26,9 |
| Modifierad version | | | |
| Ursprunglig version | (23275) | (1861) | |
| var.varvtal | - 48 | - 3 | |
| fasta blad | - 42 | - 3 | |
| mobil HVC | - 500 | - 50 | |
| kulvert | - 800 | - 50 | |
| optim.vindkraftverk | - 1500 | - 100 | |
| Summa | 20585 | 1655 | 23,9 |

I denna kalkyl har ej tagits hänsyn till möjligheterna av ett större värmeunderlag, vilket dock redovisas i "konsumtionsbehov" ovan till 15,4 öre per kWh.

7.3 Större vindvärmeverk och distributionsnät

7.3.1 Systemutformning

Systemet är utformat på samma sätt som det som för Trötenområdet, dock med den skillnaden att installerad effekt är 4 MW samt att lager saknas.

7.3.2 Värmebehov

Anläggningen avses anslutas till ett större fjärrvärmenät, där värmebehovet under hela året överstiger vindvärmeverkets installerade effekt.

Fjärrvärmenätet har således en maximal erforderlig effekt av ca 60-80 MW.

7.3.3 Lokalisering

Någon specifik lokalisering antas ej. Det förutsätts dock att lokalisering sker i samma vindhastighetszon som Lysekil, vilket i stort sett innebär hela västkusten, södra Skåne, Öland, Gotland eller de yttersta delarna av Upplandskusten.

7.3.4 Dimensionering

Turbin

Vindenergiproduktionen vid medianvinden 8 m per sekund och basprojekt 3 (4 MW) anges i ref / 6/ till 10,6 GWh per år. Då har hänsyn tagits till förluster såsom: mekaniska och elektriska förluster i maskineri, tornskugga, bristande tillgänglighet samt elektriska överföringsförluster. Det förutsätts att turbinens varvtal är konstant.

Vattenbroms

Den vattenbroms och det utförande som utnyttjas här är av samma typ för Trötenområdet och bromsstorleken är den som tidigare använts i variantanalysen i kapitlet 7.2.12. Maximal kontinuerlig upptagen effekt är 5 MW.

Det är givetvis möjligt att istället utnyttja en konventionell pump med dålig verkningsgrad och en sluten krets med värmeväxling mot fjärrvärmevatten. Detta alternativ diskuteras i kapitel 7.3.12.

Vätskeöverföring, pumpstation, kulvert

Utförandet antas överensstämma med de tidigare redovisade. Pumpeffekten är dock ökad med en faktor 1,8 och rördimensioner etc med en faktor 1,35.

Lager, hetvattencentral

Lager erfordras ej i detta alternativ, och genom att vindvärmesystemet endast ger det konventionella systemet ett effekttillskott antas att hetvattencentralen ej påverkas kostnadsmässigt.

7.3.5 Förluster i vindvärmesystemet

Turbinmaskineri

Förluster vid elgenerering genom tornskugga, bristande tillgänglighet, mekaniska och elektriska förluster samt elektriska ledningsförluster är inbegripna i tidigare redovisade årsenergiproduktion.

Vid vindvärmeproduktion minskar förlusterna genom borttagandet av generatoren. Minskningen torde vara ca 300 MWh per år. Övriga förluster som kan hänföras till "maskineri" torde vara lika.

Vattenbroms

Vattenbromsens förluster framräknades för Trötenområdet till ca 5 kW. Under antagandet att vattenbromsen alltid är varm torde detta med den större pumpen motsvara ca 60 MWh per år.

Kulvert, torn-fjärrvärmenät

Kulvertens längd antas här liksom vid Trötenområdet till 1100 meter och i enlighet med tidigare metod blir värmeförlusterna ca 540 MWh per år.

Totala förluster

Den totala vindelenergiproduktion var 10,6 GWh per år inklusive 5 procents förluster för överföring och ledningsfel, vilket motsvarar 11,1 GWh om dessa borträknas.

Från denna årsenergiproduktion avgår ovan nämnda vindvärme förluster på netto 300 MWh och tillkommer den andel elektriska energi som uppoffras i pumpar etc, vilken kan uppskattas till ca 450 MWh.

Årsenergiproduktionen i form av värme som levereras till fjärrvärmenätet är således 11,3 GWh.

7.3.6 Investeringskostnader

Allmänt

De generella synpunkter och förutsättningar som redovisats i kapitel 7.2.6 för Trötenområdet gäller även här.

Vindvärmeverk

I kalkylen har utnyttjats de kostnadsuppgifter som redovisas i ref / 6 / för SAAB-SCANIAS basprojekt 3.

Vindturbin: Inga ändringar från basprojekt.

Maskineri: Generatoren utbytt mot vätskebroms enligt kapitel 7.2.6. Vätskebromsen är här dock större och har en investeringskostnad av 600 kkr. I övrigt inga ändringar av större ekonomisk betydelse.

Maskinhus: Inga ändringar från basprojekt.

Kontrollsystem och elsystem: Inga ändringar från kapitel 7.2.6.

Torn och transporten: Inga ändringar från basprojektet.

Byggnads el- och byggherrekostnad: Inga ändringar från kapitel 7.2.6.

Pumpstation

Den i kapitel 7.2.6 utnyttjade pumpstationen kostnadsuppskattades till 100 kkr.

Pumpstationen skall i detta fall dimensioneras för ett 1,8 ggr större flöde, vilket torde ge total kostnad av ca 140 kkr för anläggningen.

Kulvert

Kulverten dimensioneras i detta fall med anslutningsnummer 150 och längden ansätts liksom i kapitel 7.2.6 till 1100 meter. Den resulterande investeringskostnaden blir därmed 2200 mkr.

Sammanställning av investeringskostnad samt årlig anläggningskostnad

De i vindvärmesystemet erforderliga investeringarna enligt ovan och kapitel 7.2.6 samt resulterande årliga kapital och avskrivningskostnader ges i tabell 7.15 nedan.

Tabell 7.15 Kapital och avskrivningskostnad

| Komponent | Investering (kkr) | Avskrivnings- tid (år) | Årlig kostnad (kkr/år) |
|---|----------------------|------------------------------|------------------------------|
| Vindkraftverk (exkl broms svivel och rör) | 16264 | 25 | 1041 |
| Vätskebroms, svivel | 610 | 15 | 55 |
| Rör (i torn) | 100 | 25 | 6 |
| Pumpstation | 140 | 15 | 13 |
| Kulvert | 2200 | 25 | 141 |
| Summa | 19314 | | 1256 |

7.3.7 Övriga fasta årskostnader

För Trötenområdet i kapitel 7.2.7 redovisas en total fast årlig kostnad av 291 kkr. Från den summan kan först subtraheras underhåll av värmelager (33 kkr/år) och därefter kostnader i samband med hetvattencentral och oljelagring (37 kkr/år). Detta låter sig göras genom att vindvärmeverket kan betraktas som en marginalinvestering till ett större system. Den resulterande årliga kostnaden blir därigenom 321 kkr.

7.3.8 Rörliga kostnader

Här liksom vid Trötensystemet varierar de rörliga kostnaderna med vindenergiproduktionen. I detta fall erfordras i kalkylen dock ej oljekostnader utan endast elkostnader.

Elenergibehovet kan uppskattas till 500 MWh eller 73 kkr per år.

7.3.9 Total årlig kostnad

Den totala årliga kostnaden för vindvärmesystemet (4 MW) blir:

Tabell 7.16 Total årlig kostnad

| Objekt | Kostnad (kkr/år) |
|-----------------------------------|---------------------|
| Kapital och avskrivningskostnader | 1256 |
| Övriga fasta årskostnader | 321 |
| Rörliga kostnader | <u>73</u> |
| | 1650 |

7.3.10 Värmeproduktion

I kapitel 7.3.5 "Förluster" har den totala energiproduktionen för vindvärmesystemet redovisats till 11,3 GWh.

I detta fall finns även avsättning för hela energiproduktionen, vilket ej var möjligt vid Trötensystemet.

7.3.11 Energikostnad

I kapitel 7.3.9 uppskattades den totala årliga kostnaden till 1650 kkr, vilket ej inkluderar hetvattencentral, distributionsnät etc.

Den årliga producerade och utnyttjade vindvärmeproduktionen angavs i kapitel 7.3.10 till 11,3 GWh.

Den resterande årliga energikostnaden för värme fritt levererat till HVC är således 14,6 öre per kWh.

Det bör här observeras att kalkylerna är grova, genom att de bygger på kostnadsuppräknade äldre siffror, medelvindår, schablonuppskattningar etc. De torde dock tämligen väl belysa den aktuella kostnadsnivån för ett vindvärmesystem av detta slag.

7.3.12 Variantanalys

Denna anläggning kan teoretiskt utföras för variabelt varvtal med en åtföljande energivinst av i storleksordningen 4-5 procent. Problemen med kritiska varvtal förekommer dock även här och lösningen är tekniskt osäker.

Om ett variabelt varvtal kan erhållas är det även möjligt att byta ut vätskebromsen mot en pump av konventionell typ. Denna pump får troligen utföras i en separat krets i vilken vattnet ($\geq 10000 \text{ m}^3/\text{h}$) pumpas runt och värmväxlas mot fjärrvärmvattnet.

Kostnaden för pump, större svivel, grövre rör värmväxlare etc har ej detaljundersökts men en viss vinst kan vara möjlig då dels vattenbromsens årskostnad 54 kkr dels pumpstationens elenergibehov motsvarande 66 kkr finns att tillgå. Utförandet förutsätter troligen dock variabelt varvtal då annars huvuddelen av varvtalsstyrningen måste ske med bladvinkelregleringen, vilket knappast är möjligt.

8 SAMMANFATTNING OCH DISKUSSIONER AV RESULTAT

8.1 Studerade system

De i kapitel 7 skissade vindvärmesystemen utgör endast exempel på två tänkbara system. Som indikerats i tidigare kapitel finns det således fler möjliga system och varianter på system och komponenter som kan utnyttjas vid vindvärmeproduktion.

De i denna förstudie undersökta system är:

- SAAB-SCANIA:s basprojekt 3 version 1 utrustad med 2,2 MW vätskebroms, icke trycksatt varmvattenlager med kapaciteten 500 MWh, kulvert, pumpstation samt hetvattencentral för reserv- och spetsningsenergi. Vindvärmesystemet antas anslutat till ett mindre fjärrvärmenät vid Trötenområdet i Lysekil. Vindvärmeverket avses leverera huvudparten av erforderlig energi.
- SAAB-SCANIA:s basprojekt 3 version 2 utrustad med 4 MW vätskebroms, pumpstation och kulvert. Vindvärmeverket antas anslutet till ett befintligt större fjärrvärmenät (~80 MW) lokaliserat till ett område med samma vindförhållanden som vid Lysekil. Vindvärmeverket ger endast ett energitillskott till det konventionella fjärrvärmesystemets energibehov.

8.2 Resultat

Resultatet av de överslagsmässiga beräkningarna för de två systemen är:

- Vindvärmeverket för Trötenområdet (2 MW) ger en årlig kostnad av 1,861 Mkr. Adderas även fjärrvärmenätet erhålles 2,243 Mkr i årlig kostnad.

Energileveransen från hetvattencentralen är 6,93 GWh per år och konsumerad energi vid anslutningen till abonnenten 6,33 GWh per år.

Den resulterande energikostnaden är således 26,9 öre räknat t o m hetvattencentralen och 35,4 öre per kWh räknat vid anslutningen till konsumenten.

- Det 4 MW vindvärmeverk som anslöts till ett större fjärrvärmenät ger en årlig kostnad av 1,650 Mkr och den levererade energimängden till nätet är 11,3 GWh per år.

Den resulterande energikostnaden är således 14,6 öre per kWh.

För Trötensystemet prövades även några varianter som innebär lägre kostnader men också en ökad teknisk osäkerhet och vissa miljömässiga nackdelar. Det ekonomiska utfallet av detta var att energikostnaden möjligen kan sänkas från 26,9 öre per kWh till 23,9 öre per kWh.

I ref /5/ finns teknik och ekonomi redovisat bl a för ett konventionellt oljeeldat system som försörjer Trötenområdet med värme. Beräknas kostnaden för detta system på samma sätt och med samma oljekostnad (1020 kr/m^3) som för vindvärmesystemet erhålls en resulterande energikostnad av 15,6 öre per kWh. Medräknas även kulvertsystem är kostnaden vid abonnenten 23,4 öre per kWh.

Skillnaden är således ca 8-12 öre per kWh till vindvärmeverkets nackdel. Detta motsvarar en ökning i oljekostnaden med i runda tal $750-950 \text{ kr/m}^3$, d v s ett oljepris av 1750-1950 kronor.

Det större vindvärmeverket däremot, som har möjlighet att leverera all producerad energi till ett stort fjärrvärmenät, förefaller ur ekonomisk synpunkt ha ett gynnsammare kostnadsläge.

Den resulterande energikostnaden är ca 1 öre lägre än Trötenområdets oljeeldade hetvattencentral.

Jämförelsen är dock inte korrekt då en stor hetvattencentral, vilket är aktuellt i detta fall, har högre verkningsgrad och lägre specifik kostnad samt kan använda tunga billiga eldningsolja. Detta resulterar i sänkt energikostnad.

Vindvärmeverket har även i kalkylen förutsatts vara en marginalinvestering och bär således ej några av de gemensamma kostnaderna. Det är därför mer korrekt att jämföra vindvärmeverkets energikostnad endast med hetvattencentralens bränslekostnad.

Vid en verkningsgrad hos hetvattencentralen av 90 procent motsvarar vindvärmeverkets kostnader således en oljekostnad av ca 1400 kronor per kubikmeter.

8.3 Diskussion och rekommendationer om fortsatt arbete

Jämförelser av denna typ är alltid vanskliga då avskrivningstider, kalkylräntor, personalbehov, oljepriser etc kan påverka resultaten kraftigt.

Det kan dock fastslås att vindvärmeverk av typ Tröten med största sannolikhet ej är konkurrenskraftiga mot ett konventionellt oljeeldat system och genom den stora differansen ej heller mot flertalet andra alternativa uppvärmningsformer.

Det större vindvärmeverket förefaller ej heller vara ett ekonomiskt alternativ. Det är givetvis möjligt att sänka kostnaderna något genom en bättre optimering eller t ex genom höjning av märkvinden från 13 m/s till ca 14 m/s för att få ett ökat energiutbyte med ca 1 GWh och därigenom minska energikostnaden till ca 13,4 öre (motsvarar 1300 kr/m^3 olja).

Ett avgörande generellt problem som kvarstår vid denna typ av stora vindvärmeverk är dock lokaliseringen:

- Av miljö- och säkerhetsskäl erfordras ca 1000 meters minimiavstånd till tätbebyggt område och mellan 200-400 meter till enskilda hus eller mindre grupper av hus.
- Vidare erfordras vid denna applikation tillgång till ett stort fjärrvärmenät i kusttrakterna.
- Förbindelsen mellan vindvärmeverket och fjärrvärmenätet kostar ca 150-200 kkr per hundra meter.

Det förefaller därför som att, även om ekonomin uppnås i grundalternativet ovan, det är mycket få platser i Sverige där vindvärmeverk kan placeras, där det samtidigt finns tillräcklig medianvind, ett stort fjärrvärmenät och en lokaliseringsplats där ej kulvertkostnaden försämrar ekonomin hos systemet.

Denna förstudie är visserligen ej heltäckande vad gäller optimeringsmöjligheter eller systemlösningar men på basis av de generella problem som identifierats rekommenderar vi ej ett fortsatt arbete inom detta område förrän erfarenhet från stora elgenererade vindkraftverk erhållits och nya lagrings- och distributionsteknik visar en annan kostnadsbild eller förutsättningarna på annat sätt radikalt ändras.

REFERENSER

1. Tord Kvick och Carla Karlström
Del I
Sammanställning av vindstatistik för
projektet Vindenergiundersökning, utgåva 2
SMHI Klimatbyrå, Norrköping augusti 1977
2. Ny vindenergiteknik
STU-utredning nr 30-1074
3. Effekt som funktion av vindhastigheten för
vindkraftaggregat med 50 m turbindiameter
SAAB-SCANIA 1977-05-06
4. Effekt som funktion av vindhastigheten för
vindkraftaggregat med 100 m turbindiameter
SAAB-SCANIA 1977-05-06
5. Bernt Gustafsson
Värmeförsörjningsutredning, etapp 1,
Trötenområdet i Lysekils kommun
AB Fjärrvärme, rapport 1977-0012/01
Trosa 1977-10-21
6. Vindenergi i Sverige
Resultatrapport juni 1977
Nämnden för energiproduktionsforskning 1977:2
7. Utnyttjningsgrad för vindkraftaggregat
med variabelt turbinvarvtal
SAAB-SCANIA 1977-06-21
8. Vindenergiutvinning. Systemanalys.
Uppskattning av förluster.
SAAB-SCANIA 1977-06-16
9. Ingemar Carlsson och Sten Luthander
Icke elektriskt utnyttjande av vindenergi
LUTAB, rapport TA 8103-R1, 1978-12-01
10. Små Vindkraftaggregat
Teknik · ekonomi · marknad, projektresultat
Nämnden för energiproduktionsforskning 1978:4
11. Kombinerad sol/vindvärmecentral med årstids-
lagring av värme. Förprojekt.
Studsvik Energiteknik AB 1979-06-15
12. Tore J Hedbäck
Värmelagring i trycklös tank.
föredrag vid IVA-symposium 1978-04-28
13. P Margen, W Brandt
Ett sjömagasin för årstidslagring av värme,
förstudie
Slutrapportering av NE-projekt 1977-02-10
14. Lubo kulvertsystem mars-79
Fosselius & Alpen AB, Stockholm

15. Tomas Bruce
Dimensionering av fjärrvärmenät
VVS nr 10 1978
16. Beredskapslagring av olja, kol och uran
Betänkande av 1975 års oljelagringskommitteé
SOU 1976:67
17. Tommy Norén
Fjärrvärmekulvertar
VVS nr 10 1978
18. Översiktsmetoder och storleksordning av
kostnader
Institutionen för Termisk Energiteknologi, KTH 1978
19. Carl Schenck AG

BILAGA I

VINDENERGIPRODUKTION

2,2 MW VINDVÄRME

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

September 1970

| <u>Dag</u> | <u>Energi kWh</u> |
|------------|-------------------|
| 1 | 45215 |
| 2 | 38335 |
| 3 | 43990 |
| 4 | 51925 |
| 5 | 51925 |
| 6 | 40265 |
| 7 | 12740 |
| 8 | 32910 |
| 9 | 46360 |
| 10 | 51235 |
| 11 | 48865 |
| 12 | 36765 |
| 13 | 15585 |
| 14 | 26820 |
| 15 | 16920 |
| 16 | 11310 |
| 17 | 26015 |
| 18 | 22815 |
| 19 | 40805 |
| 20 | 14830 |
| 21 | 17580 |
| 22 | 28970 |
| 23 | 32215 |
| 24 | 21335 |
| 25 | 31570 |
| 26 | 16925 |
| 27 | 1440 |
| 28 | 18890 |
| 29 | 32950 |
| 30 | <u>29170</u> |

Totalt för hela
månaden 906,675 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 861 MWh

Oktober 1970

| <u>Dag</u> | <u>Energi kWh</u> |
|------------|---------------------|
| 1 | 25475 |
| 2 | 30100 |
| 3 | 23465 |
| 3 | 8645 |
| 4 | 40195 |
| 5 | 43060 |
| 6 | 18795 |
| 7 | 14455 |
| 9 | 42620 |
| 10 | 44065 |
| 11 | 19405 |
| 12 | 870 |
| 13 | 2675 |
| 14 | 11200 |
| 15 | 5690 |
| 16 | 7715 |
| 17 | 23295 |
| 18 | 50885 |
| 19 | 4325 ¹⁾ |
| 20 | 27660 ²⁾ |
| 21 | 31555 |
| 22 | 33820 |
| 23 | 27665 |
| 24 | 49560 |
| 25 | 49475 |
| 26 | 37065 |
| 27 | 35690 |
| 28 | 31540 ²⁾ |
| 29 | 30025 |
| 30 | 40415 ³⁾ |
| 31 | <u>14305</u> |

Totalt för hela
månaden 825,71 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 784 MWh

1) avstängt minst 22 h
vind \geq 22 m/s

2) avstängt minst 2 h
vind \geq 22 m/s

3) avstängt minst 1 h
vind \geq 22 m/s

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

November 1970Dag Energi kWh

| | |
|----|----------|
| 1 | 38450 |
| 2 | 20870 |
| 3 | 38540 |
| 4 | 28320 |
| 5 | 27905 |
| 6 | 22670 |
| 7 | 27990 |
| 8 | 34235 1) |
| 9 | 47070 |
| 10 | 28720 |
| 11 | 35290 |
| 12 | 20500 |
| 13 | 47690 |
| 14 | 47775 |
| 15 | 10605 |
| 16 | 22505 |
| 17 | 23255 |
| 18 | 46985 |
| 19 | 50520 |
| 20 | 32125 |
| 21 | 42830 |
| 22 | 3730 |
| 23 | 11550 |
| 24 | 51585 |
| 25 | 30360 |
| 26 | 6210 |
| 27 | 15250 |
| 28 | 18615 |
| 29 | 38745 |
| 30 | 51540 |

Totalt för hela
månaden 922,435 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 876 MWh

1) avstängt minst 1 h
vind \geq 22 m/s

December 1970Dag Energi kWh

| | |
|----|----------|
| 1 | 15510 |
| 2 | 36815 |
| 3 | 34530 |
| 4 | 26475 |
| 5 | 36440 |
| 6 | 46490 |
| 7 | 32265 1) |
| 8 | 35810 |
| 9 | 17640 |
| 10 | 13945 |
| 11 | 11785 |
| 12 | 23455 |
| 13 | 44345 |
| 14 | 40855 |
| 15 | 18150 |
| 16 | 27470 |
| 17 | 43065 |
| 18 | 30600 |
| 19 | 25075 |
| 20 | 48000 |
| 21 | 40920 |
| 22 | 40625 |
| 23 | 4295 |
| 24 | 37370 |
| 25 | 32675 |
| 26 | 31530 |
| 27 | 8210 |
| 28 | 25050 |
| 29 | 12685 |
| 30 | 36875 |
| 31 | 41695 |

Totalt för hela
månaden 920,65 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 875 MWh

1) Avstängt minst 2 h
vind \geq 22 m/s

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

Januari 1971Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 16800 |
| 2 | 19955 |
| 3 | 37615 |
| 4 | 51585 |
| 5 | 23310 |
| 6 | 10585 |
| 7 | 46315 |
| 8 | 38240 |
| 9 | 42140 |
| 10 | 47800 |
| 11 | 9080 |
| 12 | 44880 |
| 13 | 25450 |
| 14 | 13085 |
| 15 | 18120 |
| 16 | 27390 |
| 17 | 17315 |
| 18 | 42795 |
| 19 | 50575 |
| 20 | 43840 |
| 21 | 22055 |
| 22 | 18055 |
| 23 | 20950 |
| 24 | 51925 |
| 25 | 46175 |
| 26 | 25385 |
| 27 | 5460 |
| 28 | 33490 |
| 29 | 32130 |
| 30 | 33225 |
| 31 | <u>32350</u> |

Totalt för hela
månaden 948,075 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 901 MWh

Februari 1971Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 41700 |
| 2 | 31630 |
| 3 | 23910 |
| 4 | 10260 |
| 5 | 2860 |
| 6 | 11705 |
| 7 | 9745 |
| 8 | 21625 |
| 9 | 9065 |
| 10 | 4980 |
| 11 | 14765 |
| 12 | 43630 |
| 13 | 49165 |
| 14 | 25425 |
| 15 | 41540 |
| 16 | 47680 |
| 17 | 16225 |
| 18 | 14725 |
| 19 | 3585 |
| 20 | 8315 |
| 21 | 30870 |
| 22 | 6540 |
| 23 | 20895 |
| 24 | 42505 |
| 25 | 42285 |
| 26 | 46340 |
| 27 | 46105 |
| 28 | <u>48850</u> |

Totalt för hela
månaden 716,925 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 681 MWh

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

Mars 1971Dag Energi kWh

| | |
|----|-------|
| 1 | 34960 |
| 2 | 31265 |
| 3 | 35180 |
| 4 | 44690 |
| 5 | 36035 |
| 6 | 15530 |
| 7 | 9470 |
| 8 | 11370 |
| 9 | 43415 |
| 10 | 36005 |
| 11 | 39375 |
| 12 | 38520 |
| 13 | 21725 |
| 14 | 22315 |
| 15 | 20325 |
| 16 | 27005 |
| 17 | 25475 |
| 18 | 12260 |
| 19 | 10170 |
| 20 | 3475 |
| 21 | 9305 |
| 22 | 33920 |
| 23 | 30260 |
| 24 | 43475 |
| 25 | 30335 |
| 26 | 29580 |
| 27 | 7240 |
| 28 | 1895 |
| 29 | 20905 |
| 30 | 16470 |
| 31 | 10940 |

Totalt för hela
månaden 752,89 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 715 MWh

April 1971Dag Energi kWh

| | |
|----|-------|
| 1 | 13135 |
| 2 | 7085 |
| 3 | 17630 |
| 4 | 45815 |
| 5 | 48960 |
| 6 | 39455 |
| 7 | 16775 |
| 8 | 1160 |
| 9 | 1550 |
| 10 | 8135 |
| 11 | 20185 |
| 12 | 14225 |
| 13 | 28825 |
| 14 | 15375 |
| 15 | 12950 |
| 16 | 22725 |
| 17 | 36315 |
| 18 | 49165 |
| 19 | 35250 |
| 20 | 48445 |
| 21 | 25745 |
| 22 | 17190 |
| 23 | 46370 |
| 24 | 44125 |
| 25 | 43290 |
| 26 | 15590 |
| 27 | 20840 |
| 28 | 14855 |
| 29 | 37000 |
| 30 | 26220 |

Totalt för hela
månaden 774,385 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 736 MWh

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

Maj 1971Juni 1971Dag Energi kWhDag Energi kWh

| | |
|----|-------------|
| 1 | 22775 |
| 2 | 37115 |
| 3 | 36950 |
| 4 | 12605 |
| 5 | 17385 |
| 6 | 8640 |
| 7 | 6375 |
| 8 | 8315 |
| 9 | 20050 |
| 10 | 11520 |
| 11 | 14985 |
| 12 | 2930 |
| 13 | 14110 |
| 14 | 6060 |
| 15 | 28380 |
| 16 | 4705 |
| 17 | 26750 |
| 18 | 27825 |
| 19 | 27435 |
| 20 | 43445 |
| 21 | 16335 |
| 22 | 15230 |
| 23 | 31420 |
| 24 | 47545 |
| 25 | 48325 |
| 26 | 25950 |
| 27 | 8425 |
| 28 | 42190 |
| 29 | 33385 |
| 30 | 7105 |
| 31 | <u>5845</u> |

| | |
|----|--------------|
| 1 | 4155 |
| 2 | 4960 |
| 3 | 110 |
| 4 | 27870 |
| 5 | 17135 |
| 6 | 22445 |
| 7 | 21745 |
| 8 | 30920 |
| 9 | 26335 |
| 10 | 12005 |
| 11 | 41495 |
| 12 | 31160 |
| 13 | 22615 |
| 14 | 51585 |
| 15 | 16840 |
| 16 | 28595 |
| 17 | 51925 |
| 18 | 48515 |
| 19 | 26210 |
| 20 | 8060 |
| 21 | 6785 |
| 22 | 9165 |
| 23 | 12140 |
| 24 | 29225 |
| 25 | 16885 |
| 26 | 9095 |
| 27 | 14810 |
| 28 | 43270 |
| 29 | 14070 |
| 30 | <u>16975</u> |

Totalt för hela
månaden 660,11 MWh

Totalt för hela
månaden 667,10 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 627 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 634 MWh

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

Juli 1971Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 29670 |
| 2 | 16755 |
| 3 | 20000 |
| 4 | 18525 |
| 5 | 12515 |
| 6 | 27060 |
| 7 | 14490 |
| 8 | 8285 |
| 9 | 18420 |
| 10 | 12250 |
| 11 | 41310 |
| 12 | 50620 |
| 13 | 20610 |
| 14 | 38865 |
| 15 | 31535 |
| 16 | 48605 |
| 17 | 21425 |
| 18 | 8050 |
| 19 | 24390 |
| 20 | 9285 |
| 21 | 23035 |
| 22 | 42990 |
| 23 | 17365 |
| 24 | 31665 |
| 25 | 14710 |
| 26 | 9270 |
| 27 | 15595 |
| 28 | 4855 |
| 29 | 18095 |
| 30 | 7380 |
| 31 | <u>12020</u> |

Totalt för hela
månaden 669,645 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 636 MWh

Augusti 1971Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 7780 |
| 2 | 245 |
| 3 | 9080 |
| 4 | 29800 |
| 5 | 31515 |
| 6 | 31815 |
| 7 | 8940 |
| 8 | 41065 |
| 9 | 51150 |
| 10 | 46340 |
| 11 | 10310 |
| 12 | 27460 |
| 13 | 23865 |
| 14 | 32240 |
| 15 | 30980 |
| 16 | 33900 |
| 17 | 24395 |
| 18 | 24800 |
| 19 | 9040 |
| 20 | 335 |
| 21 | 6300 |
| 22 | 39440 |
| 23 | 34085 |
| 24 | 17845 |
| 25 | 29310 |
| 26 | 13385 |
| 27 | 12490 |
| 28 | 45635 1) |
| 29 | 43445 |
| 30 | 42010 |
| 31 | <u>33580</u> |

Totalt för hela
månaden 792,58 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 753 MWh

1) avstängd minst 1 h
vind \geq 22 m/s

VINDENERGIPRODUKTION LÅGVINDSÅR

September 1962

Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 11415 |
| 2 | 35500 |
| 3 | 14675 |
| 4 | 22750 |
| 5 | 17800 |
| 6 | 35065 |
| 7 | 32060 |
| 8 | 44545 |
| 9 | 45965 |
| 10 | 51200 |
| 11 | 29770 |
| 12 | 24415 |
| 13 | 33745 |
| 14 | 13670 |
| 15 | 12275 |
| 16 | 32555 |
| 17 | 37920 |
| 18 | 3690 |
| 19 | 11775 |
| 20 | 18605 |
| 21 | 32085 |
| 22 | 16860 |
| 23 | 25420 |
| 24 | 18500 |
| 25 | 19040 |
| 26 | 35085 |
| 27 | 44090 |
| 28 | 23870 |
| 29 | 7700 |
| 30 | <u>19010</u> |

Totalt för hela
månaden 771,055 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 733 MWh

Oktober 1962

Dag Energi kWh

| | |
|----|---------------------|
| 1 | 35455 |
| 2 | 31310 |
| 3 | 10015 |
| 4 | 2350 |
| 5 | 975 |
| 6 | 16510 |
| 7 | 16700 |
| 8 | 9560 |
| 9 | 12025 |
| 10 | 3760 |
| 11 | 4845 |
| 12 | 14970 |
| 13 | 46780 |
| 14 | 29060 |
| 15 | 27665 |
| 16 | 11300 |
| 17 | 35090 |
| 18 | 47580 ¹⁾ |
| 19 | 34970 |
| 20 | 19530 |
| 21 | 280 |
| 22 | 9090 |
| 23 | 27325 |
| 24 | 30300 |
| 25 | 44820 |
| 26 | 41220 |
| 27 | 30530 ¹⁾ |
| 28 | 43270 ²⁾ |
| 29 | 36020 ³⁾ |
| 30 | 29950 |
| 31 | <u>51055</u> |

Totalt för hela
månaden 754,31 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 717 MWh

- 1) avstängt minst 1 h
vind \geq 22 m/s
- 2) avstängt minst 4 h
vind \geq 22 m/s
- 3) avstängt minst 10 h
vind \geq 22 m/s

VINDENERGIPRODUKTION LÅGVINDSÅR

November 1962

| <u>Dag</u> | <u>Energi kWh</u> |
|------------|-------------------|
| 1 | 32935 |
| 2 | 16020 |
| 3 | 7555 |
| 4 | 45470 |
| 5 | 22670 |
| 6 | 40940 |
| 7 | 17260 |
| 8 | 31570 |
| 9 | 45730 |
| 10 | 21630 |
| 11 | 14390 |
| 12 | 24825 |
| 13 | 7445 |
| 14 | 20355 1) |
| 15 | 21400 2) |
| 16 | 28210 |
| 17 | 26480 |
| 18 | 21595 |
| 19 | 10815 |
| 20 | 8120 |
| 21 | 1960 |
| 22 | 18155 |
| 23 | 16840 |
| 24 | 29525 |
| 25 | 26620 |
| 26 | 44720 |
| 27 | 28590 |
| 28 | 18620 |
| 29 | 10950 |
| 30 | <u>14720</u> |

Totalt för hela
månaden 676,115 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 642 MWh

- 1) avstängt minst 8 h
vind \geq 22 m/s
- 2) avstängt minst 4 h
vind \geq 22 m/s

December 1962

| <u>Dag</u> | <u>Energi kWh</u> |
|------------|-------------------|
| 1 | 14210 |
| 2 | 42925 |
| 3 | 28600 |
| 4 | 30475 |
| 5 | 20410 |
| 6 | 29020 |
| 7 | 22225 |
| 8 | 49730 |
| 9 | 47440 |
| 10 | 17325 |
| 11 | 24980 |
| 12 | 47450 |
| 13 | 16700 |
| 14 | 20085 |
| 15 | 22675 |
| 16 | 32140 |
| 17 | 15220 |
| 18 | 13785 |
| 19 | 24770 |
| 20 | 15095 |
| 21 | 25470 |
| 22 | 20405 |
| 23 | 21930 |
| 24 | 22330 |
| 25 | 46265 |
| 26 | 27280 |
| 27 | 21800 |
| 28 | 23750 |
| 29 | 13635 |
| 30 | 31260 |
| 31 | <u>18130</u> |

Totalt för hela
månaden 807,515 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 767 MWh

VINDENERGIPRODUKTION LÅGVINDSÅR

Januari 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 0 |
| 2 | 0 |
| 3 | 11095 |
| 4 | 11545 |
| 5 | 7035 |
| 6 | 28515 |
| 7 | 5050 |
| 8 | 110 |
| 9 | 0 |
| 10 | 110 |
| 11 | 465 |
| 12 | 0 |
| 13 | 14460 |
| 14 | 51155 |
| 15 | 37775 |
| 16 | 40795 |
| 17 | 21870 |
| 18 | 8865 |
| 19 | 13995 |
| 20 | 37940 |
| 21 | 24495 |
| 22 | 3205 |
| 23 | 11710 |
| 24 | 10500 |
| 25 | 37625 |
| 26 | 42565 |
| 27 | 12370 |
| 28 | 8810 |
| 29 | 5200 |
| 30 | 1960 |
| 31 | <u>38520</u> |

Totalt för hela
månaden 487,74 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 463 MWh

Februari 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|------------|
| 1 | 38965 |
| 2 | 28485 |
| 3 | 21505 |
| 4 | 8895 |
| 5 | 17810 |
| 6 | 7730 |
| 7 | 26125 |
| 8 | 13655 |
| 9 | 9055 |
| 10 | 15285 |
| 11 | 9520 |
| 12 | 9280 |
| 13 | 6810 |
| 14 | 10415 |
| 15 | 3960 |
| 16 | 14305 |
| 17 | 31725 |
| 18 | 40825 |
| 19 | 30425 |
| 20 | 8645 |
| 21 | 5700 |
| 22 | 6740 |
| 23 | 15440 |
| 24 | 20870 |
| 25 | 16280 |
| 26 | 23050 |
| 27 | 21885 |
| 28 | <u>170</u> |

Totalt för hela
månaden 463,555 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: 440 MWh

VINDENERGIPRODUKTION LÅGVINDSÅR

Mars 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 1805 |
| 2 | 13900 |
| 3 | 7135 |
| 4 | 600 |
| 5 | 15310 |
| 6 | 30495 |
| 7 | 18250 |
| 8 | 14890 |
| 9 | 28150 |
| 10 | 16680 |
| 11 | 8665 |
| 12 | 23990 |
| 13 | 47590 |
| 14 | 8395 |
| 15 | 24050 |
| 16 | 10925 |
| 17 | 9080 |
| 18 | 14550 |
| 19 | 10605 |
| 20 | 12340 |
| 21 | 17665 |
| 22 | 5120 |
| 23 | 5105 |
| 24 | 31330 |
| 25 | 29550 |
| 26 | 1790 |
| 27 | 20815 |
| 28 | 22505 |
| 29 | 14655 |
| 30 | 32965 |
| 31 | <u>12560</u> |

Totalt för hela
månaden 511,465 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 486 MWh

April 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 4480 |
| 2 | 25380 |
| 3 | 10825 |
| 4 | 11020 |
| 5 | 39215 |
| 6 | 30400 |
| 7 | 18190 |
| 8 | 13435 |
| 9 | 16075 |
| 10 | 29315 |
| 11 | 24445 |
| 12 | 14770 |
| 13 | 30545 |
| 14 | 44565 |
| 15 | 43945 |
| 16 | 20255 |
| 17 | 16665 |
| 18 | 3775 |
| 19 | 3730 |
| 20 | 13855 |
| 21 | 10550 |
| 22 | 3880 |
| 23 | 25520 |
| 24 | 34725 |
| 25 | 5425 |
| 26 | 13435 |
| 27 | 20035 |
| 28 | 7030 |
| 29 | 8560 |
| 30 | <u>18560</u> |

Totalt för hela
månaden 562,605 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 534 MWh

VINDENERGIPRODUKTION LÅGVINDSÅR

Maj 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|--------------|
| 1 | 32195 |
| 2 | 24510 |
| 3 | 45080 |
| 4 | 9960 |
| 5 | 6830 |
| 6 | 11105 |
| 7 | 31370 |
| 8 | 22870 |
| 9 | 20440 |
| 10 | 4515 |
| 11 | 21115 |
| 12 | 31100 |
| 13 | 38195 |
| 14 | 6700 |
| 15 | 7500 |
| 16 | 4450 |
| 17 | 35020 |
| 18 | 38900 |
| 19 | 17855 |
| 20 | 44275 |
| 21 | 48425 |
| 22 | 26170 |
| 23 | 23710 |
| 24 | 34385 |
| 25 | 7780 |
| 26 | 11890 |
| 27 | 6370 |
| 28 | 15270 |
| 29 | 14840 |
| 30 | 18905 |
| 31 | <u>33245</u> |

Totalt för hela
månaden 694,975 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 660 MWh

Juni 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|-------------|
| 1 | 29955 |
| 2 | 8685 |
| 3 | 5090 |
| 4 | 26875 |
| 5 | 10645 |
| 6 | 7770 |
| 7 | 9040 |
| 8 | 5555 |
| 9 | 7690 |
| 10 | 6380 |
| 11 | 13985 |
| 12 | 27125 |
| 13 | 8825 |
| 14 | 5420 |
| 15 | 19390 |
| 16 | 4375 |
| 17 | 19760 |
| 18 | 30010 |
| 19 | 33650 |
| 20 | 30615 |
| 21 | 17165 |
| 22 | 16645 |
| 23 | 50230 |
| 24 | 42385 |
| 25 | 40590 |
| 26 | 36015 |
| 27 | 51875 |
| 28 | 15615 |
| 29 | 8355 |
| 30 | <u>3685</u> |

Totalt för hela
månaden 593,40 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 564 MWh

VINDENERGIPRODUKTION LÅGVINDSÅR

Juli 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|---------------------|
| 1 | 2935 |
| 2 | 4470 |
| 3 | 17440 |
| 4 | 21585 |
| 5 | 14835 |
| 6 | 41240 |
| 7 | 30065 |
| 8 | 43105 |
| 9 | 47920 |
| 10 | 41585 |
| 11 | 38810 |
| 12 | 49575 |
| 13 | 10160 |
| 14 | 17765 |
| 15 | 40550 |
| 16 | 45960 |
| 17 | 23745 |
| 18 | 34365 |
| 19 | 24050 |
| 20 | 45290 ¹⁾ |
| 21 | 30795 |
| 22 | 23115 |
| 23 | 2905 |
| 24 | 25950 |
| 25 | 51585 |
| 26 | 49995 |
| 27 | 29960 |
| 28 | 13720 |
| 29 | 4810 |
| 30 | 23350 |
| 31 | <u>41045</u> |

Totalt för hela
månaden 892,68 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 848 MWh

1) avstängt minst 3 h
vind \geq 22 m/s

Augusti 1963Dag Energi kWh

| | |
|----|-------------|
| 1 | 25720 |
| 2 | 8785 |
| 3 | 4250 |
| 4 | 35235 |
| 5 | 20745 |
| 6 | 8790 |
| 7 | 2005 |
| 8 | 24675 |
| 9 | 46100 |
| 10 | 29205 |
| 11 | 23540 |
| 12 | 24980 |
| 13 | 36105 |
| 14 | 22980 |
| 15 | 12325 |
| 16 | 20170 |
| 17 | 15200 |
| 18 | 26300 |
| 19 | 26540 |
| 20 | 27570 |
| 1 | 5325 |
| 22 | 8515 |
| 23 | 2365 |
| 24 | 23545 |
| 25 | 24180 |
| 26 | 40290 |
| 27 | 49840 |
| 28 | 39025 |
| 29 | 2550 |
| 30 | 3415 |
| 31 | <u>3255</u> |

Totalt för hela
månaden 643,525 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet: ca 611 MWh

BILAGA II

ENERGIPRODUKTION OCH KONSUMTION I TRÖTENOMRÅDET

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|--------|---------------------------------------|----------------------------------|--|---|------------------|--|-------------------------------|
| Dec-70 | | | | | | | |
| 9 | 14,5 | 5,6 | 23,9 | - 9,4 | 0 | 0 | 490,6 |
| 10 | 12,7 | 5,3 | 24,2 | -11,5 | 0 | 0 | 479,1 |
| 11 | 11,2 | 5,6 | 23,9 | -12,7 | 0 | 0 | 466,4 |
| 12 | 22,3 | 5,1 | 24,4 | - 2,1 | 0 | 0 | 464,3 |
| 13 | 41,4 | 5,0 | 24,6 | +16,8 | 0 | 0 | 481,1 |
| 14 | 35,4 | 3,2 | 26,6 | + 8,8 | 0 | 0 | 489,9 |
| 15 | 15,5 | -1,7 | 32,1 | -16,6 | 0 | 0 | 473,3 |
| 16 | 25,7 | 4,2 | 25,5 | + 0,2 | 0 | 0 | 473,5 |
| 17 | 38,0 | 4,8 | 24,8 | +13,2 | 0 | 0 | 486,7 |
| 18 | 25,8 | 5,3 | 24,2 | + 1,6 | 0 | 0 | 488,3 |
| 19 | 22,9 | 4,8 | 24,8 | - 1,9 | 0 | 0 | 486,4 |
| 20 | 37,1 | 5,9 | 23,5 | +13,6 | 0 | 0 | 500,0 |
| 21 | 28,9 | 1,2 | 28,9 | + 0 | 0 | 0 | 500,0 |
| 22 | 31,4 | -2,3 | 32,8 | - 1,4 | 0 | 0 | 498,6 |
| 23 | 4,1 | -4,2 | 35,0 | -30,5 | 0,4 | 0 | 468,1 |
| 24 | 35,3 | -4,9 | 35,7 | + 1,0 | 1,4 | 0 | 469,1 |
| 25 | 30,8 | -6,8 | 37,9 | - 2,3 | 4,8 | 0 | 466,8 |
| 26 | 30,0 | -7,8 | 39,0 | - 2,5 | 6,5 | 0 | 464,3 |
| 27 | 7,8 | -5,8 | 36,8 | -26,0 | 3,0 | 0 | 438,3 |
| 28 | 23,9 | -3,4 | 34,1 | -10,2 | 0 | 0 | 428,1 |
| 29 | 12,1 | -2,6 | 33,1 | -21,0 | 0 | 0 | 407,1 |
| 30 | 35,1 | -6,3 | 37,3 | + 1,7 | 3,9 | 0 | 408,8 |
| 31 | 39,7 | -8,7 | 40,0 | + 7,7 | 8,0 | 0 | 416,5 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energiebehov V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|--------|---------------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| Jan-71 | | | | | | | |
| 1 | 16,0 | -11,4 | 43,5 | -14,5 | 13,0 | 0 | 402,0 |
| 2 | 19,0 | - 5,2 | 36,5 | -15,4 | 2,1 | 0 | 386,6 |
| 3 | 35,8 | - 3,6 | 34,7 | + 1,1 | 0 | 0 | 387,7 |
| 4 | 49,1 | - 0,2 | 30,8 | +18,3 | 0 | 0 | 406,0 |
| 5 | 22,2 | - 3,4 | 34,5 | -12,3 | 0 | 0 | 393,7 |
| 6 | 10,1 | - 8,8 | 40,6 | -22,3 | 8,2 | 0 | 371,4 |
| 7 | 44,1 | - 0,6 | 31,3 | +12,8 | 0 | 0 | 384,2 |
| 8 | 36,4 | 3,6 | 26,5 | + 9,9 | 0 | 0 | 394,1 |
| 9 | 40,1 | 2,0 | 28,4 | +11,7 | 0 | 0 | 405,8 |
| 10 | 45,5 | 2,1 | 28,2 | +17,3 | 0 | 0 | 423,1 |
| 11 | 8,6 | 1,2 | 29,3 | -20,7 | 0 | 0 | 402,4 |
| 12 | 42,7 | 1,3 | 29,1 | +13,6 | 0 | 0 | 416,0 |
| 13 | 24,2 | - 0,5 | 31,2 | - 7,0 | 0 | 0 | 409,0 |
| 14 | 12,5 | - 0,6 | 31,3 | -18,8 | 0 | 0 | 390,2 |
| 15 | 17,3 | 0,6 | 29,9 | -12,6 | 0 | 0 | 377,6 |
| 16 | 26,1 | 2,6 | 27,7 | - 1,6 | 0 | 0 | 376,0 |
| 17 | 16,5 | - 0,6 | 31,3 | -14,8 | 0 | 0 | 361,2 |
| 18 | 40,8 | 1,8 | 28,6 | +12,2 | 0 | 0 | 373,4 |
| 19 | 48,2 | 1,3 | 29,1 | +19,1 | 0 | 0 | 392,5 |
| 20 | 41,8 | 2,8 | 27,4 | +14,4 | 0 | 0 | 406,9 |
| 21 | 21,0 | 2,3 | 28,0 | - 7,0 | 0 | 0 | 399,9 |
| 22 | 17,2 | 1,6 | 28,8 | -11,6 | 0 | 0 | 388,3 |
| 23 | 20,0 | 1,7 | 28,7 | - 8,7 | 0 | 0 | 379,6 |
| 24 | 49,5 | 3,9 | 26,2 | +23,3 | 0 | 0 | 402,9 |
| 25 | 44,0 | 4,0 | 26,1 | +17,9 | 0 | 0 | 420,8 |
| 26 | 24,2 | 3,6 | 26,5 | - 2,3 | 0 | 0 | 418,5 |
| 27 | 5,2 | 3,0 | 27,2 | -22,0 | 0 | 0 | 396,5 |
| 28 | 31,9 | 0,2 | 30,4 | + 1,5 | 0 | 0 | 398,0 |
| 29 | 30,6 | - 4,0 | 35,1 | - 4,2 | 0,3 | 0 | 393,8 |
| 30 | 31,6 | - 4,4 | 35,6 | - 3,3 | 0,7 | 0 | 390,5 |
| 31 | 30,8 | 0,3 | 30,3 | + 0,5 | 0 | 0 | 391,0 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------------|--|---|------------------|--|-------------------------------|
| <u>Feb-71</u> | | | | | | | |
| 1 | 39,7 | - 2,6 | 33,5 | + 6,2 | 0 | 0 | 397,2 |
| 2 | 30,1 | - 3,6 | 34,7 | - 4,6 | 0 | 0 | 392,6 |
| 3 | 22,8 | 2,2 | 28,1 | - 5,3 | 0 | 0 | 387,3 |
| 4 | 9,8 | 3,4 | 26,8 | -17,0 | 0 | 0 | 370,3 |
| 5 | 2,7 | 1,1 | 29,4 | -26,7 | 0 | 0 | 343,6 |
| 6 | 11,1 | 2,1 | 28,2 | -17,1 | 0 | 0 | 326,5 |
| 7 | 9,3 | 2,1 | 28,2 | -18,9 | 0 | 0 | 307,6 |
| 8 | 20,6 | 3,8 | 26,3 | - 5,7 | 0 | 0 | 301,9 |
| 9 | 8,6 | 1,6 | 28,8 | -20,2 | 0 | 0 | 281,7 |
| 10 | 4,7 | 2,3 | 28,0 | -23,3 | 0 | 0 | 258,4 |
| 11 | 14,1 | 2,9 | 27,3 | -13,2 | 0 | 0 | 245,2 |
| 12 | 41,6 | 2,9 | 27,3 | +14,3 | 0 | 0 | 259,5 |
| 13 | 46,8 | 3,8 | 26,3 | +20,5 | 0 | 0 | 280,0 |
| 14 | 24,2 | 2,7 | 27,6 | - 3,4 | 0 | 0 | 276,6 |
| 15 | 39,6 | 2,5 | 27,8 | +11,8 | 0 | 0 | 288,4 |
| 16 | 45,4 | 3,5 | 26,7 | +18,7 | 0 | 0 | 307,1 |
| 17 | 15,5 | 2,3 | 28,0 | -12,5 | 0 | 0 | 294,6 |
| 18 | 14,0 | 1,5 | 28,9 | -14,9 | 0 | 0 | 279,7 |
| 19 | 3,4 | 1,6 | 28,8 | -25,4 | 0 | 0 | 254,3 |
| 20 | 7,9 | 1,8 | 28,6 | -20,7 | 0 | 0 | 233,6 |
| 21 | 29,4 | 2,0 | 28,4 | + 1,0 | 0 | 0 | 234,6 |
| 22 | 6,2 | 2,8 | 27,4 | -21,2 | 0 | 0 | 213,4 |
| 23 | 19,9 | 0,8 | 29,7 | - 9,8 | 0 | 0 | 203,6 |
| 24 | 40,5 | 4,1 | 26,0 | +14,5 | 0 | 0 | 218,1 |
| 25 | 40,3 | - 2,1 | 33,0 | + 7,3 | 0 | 0 | 225,4 |
| 26 | 44,1 | - 7,2 | 38,7 | +10,9 | 5,5 | 0 | 236,3 |
| 27 | 43,9 | - 6,7 | 38,2 | +10,3 | 4,6 | 0 | 246,6 |
| 28 | 46,5 | - 6,6 | 38,1 | +12,9 | 4,5 | 0 | 259,5 |

| Dag | Vindener- giproduktion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov | | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------|----------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | | | |
| Mars 71 | | | | | | | |
| 1 | 33,3 | - 7,6 | 39,2 | + 0,4 | 6,3 | 0 | 259,9 |
| 2 | 29,8 | - 4,8 | 36,0 | - 4,8 | 1,4 | 0 | 255,1 |
| 3 | 33,5 | - 8,6 | 40,3 | + 1,2 | 8,0 | 0 | 256,3 |
| 4 | 42,6 | -10,7 | 42,7 | +11,4 | 11,5 | 0 | 267,7 |
| 5 | 34,3 | - 8,8 | 40,6 | + 1,9 | 8,2 | 0 | 269,6 |
| 6 | 14,8 | - 5,4 | 36,7 | -19,5 | 2,4 | 0 | 250,1 |
| 7 | 9,0 | - 0,5 | 31,2 | -22,2 | 0 | 0 | 227,9 |
| 8 | 10,8 | - 0,6 | 31,3 | -20,5 | 0 | 0 | 207,4 |
| 9 | 41,3 | 1,9 | 28,5 | +12,8 | 0 | 0 | 220,2 |
| 10 | 34,3 | - 4,5 | 35,7 | - 0,6 | 0,8 | 0 | 219,6 |
| 11 | 37,5 | - 3,3 | 34,3 | + 3,2 | 0 | 0 | 222,8 |
| 12 | 36,7 | - 0,9 | 31,6 | + 5,1 | 0 | 0 | 227,9 |
| 13 | 20,7 | 3,3 | 26,9 | - 6,2 | 0 | 0 | 221,7 |
| 14 | 21,3 | 1,7 | 28,7 | - 7,4 | 0 | 0 | 214,3 |
| 15 | 19,4 | 2,7 | 27,6 | - 8,2 | 0 | 0 | 206,1 |
| 16 | 25,7 | 1,9 | 28,5 | - 2,8 | 0 | 0 | 203,3 |
| 17 | 24,3 | 1,9 | 28,5 | - 4,2 | 0 | 0 | 199,1 |
| 18 | 11,7 | 2,3 | 28,0 | -16,3 | 0 | 0 | 182,8 |
| 19 | 9,7 | 4,5 | 25,5 | -15,8 | 0 | 0 | 167,0 |
| 20 | 3,3 | 4,6 | 25,4 | -22,1 | 0 | 0 | 144,9 |
| 21 | 8,9 | 2,9 | 27,3 | -18,4 | 0 | 0 | 126,5 |
| 22 | 32,3 | 1,6 | 28,8 | + 3,5 | 0 | 0 | 130,0 |
| 23 | 28,8 | - 1,1 | 31,9 | - 3,1 | 0 | 0 | 126,9 |
| 24 | 41,4 | 0,9 | 29,6 | +11,8 | 0 | 0 | 138,7 |
| 25 | 28,9 | 3,9 | 26,2 | + 2,7 | 0 | 0 | 141,4 |
| 26 | 28,2 | 3,5 | 26,7 | + 1,5 | 0 | 0 | 142,9 |
| 27 | 6,9 | 1,5 | 28,9 | -22,0 | 0 | 0 | 120,9 |
| 28 | 1,8 | 1,4 | 29,0 | -27,2 | 0 | 0 | 93,7 |
| 29 | 19,9 | 1,0 | 29,5 | - 9,6 | 0 | 0 | 84,1 |
| 30 | 15,7 | 1,1 | 29,4 | -13,7 | 0 | 0 | 70,4 |
| 31 | 10,4 | 2,9 | 27,3 | -16,9 | 0 | 0 | 53,5 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|--------|---------------------------------------|----------------------------------|--|---|------------------|--|-------------------------------|
| Apr-71 | | | | | | | |
| 1 | 12,5 | 5,0 | 24,6 | -12,1 | 0 | 0 | 41,4 |
| 2 | 6,7 | 5,3 | 24,2 | -17,5 | 0 | 0 | 23,9 |
| 3 | 16,8 | 7,0 | 22,3 | - 5,5 | 0 | 0 | 18,4 |
| 4 | 43,6 | 3,4 | 26,4 | +17,2 | 0 | 0 | 35,6 |
| 5 | 46,6 | 2,8 | 27,0 | +19,6 | 0 | 0 | 55,2 |
| 6 | 37,6 | 2,7 | 27,2 | +10,4 | 0 | 0 | 65,6 |
| 7 | 16,0 | 4,7 | 24,9 | - 8,9 | 0 | 0 | 56,7 |
| 8 | 1,1 | 4,5 | 25,1 | -24,0 | 0 | 0 | 32,7 |
| 9 | 1,5 | 4,6 | 25,0 | -23,5 | 0 | 0 | 9,2 |
| 10 | 7,7 | 4,6 | 25,0 | -17,3 | 0 | 0 | - 8,1* |
| 11 | 19,2 | 3,8 | 25,9 | - 6,7 | 0 | 0 | -14,8* |
| 12 | 13,5 | 6,9 | 22,4 | - 7,2 | 0 | 1,7 | -22,0* |
| 13 | 27,5 | 5,3 | 24,2 | + 3,3 | 0 | 0 | -18,7 |
| 14 | 14,6 | 5,4 | 24,1 | - 3,3 | 0 | 6,2 | -22,0 |
| 15 | 12,3 | 4,6 | 25,0 | + 0 | 0 | 12,7 | -22,0 |
| 16 | 21,6 | 5,2 | 24,3 | + 0 | 0 | 2,7 | -22,0 |
| 17 | 34,6 | 5,9 | 23,5 | +11,1 | 0 | 0 | -10,9 |
| 18 | 46,8 | 5,5 | 24,0 | +22,8 | 0 | 0 | 11,9 |
| 19 | 33,6 | 7,4 | 21,8 | +11,8 | 0 | 0 | 23,7 |
| 20 | 46,1 | 7,8 | 21,4 | +24,7 | 0 | 0 | 48,4 |
| 21 | 24,5 | 7,8 | 21,4 | + 3,1 | 0 | 0 | 51,5 |
| 22 | 16,4 | 7,3 | 22,0 | - 5,6 | 0 | 0 | 45,9 |
| 23 | 44,2 | 9,2 | 19,8 | +24,4 | 0 | 0 | 70,3 |
| 24 | 42,0 | 3,9 | 25,8 | +16,2 | 0 | 0 | 86,5 |
| 25 | 41,2 | 1,5 | 28,5 | +12,7 | 0 | 0 | 99,2 |
| 26 | 14,8 | 0,4 | 29,8 | -15,0 | 0 | 0 | 84,2 |
| 27 | 19,8 | 2,2 | 27,7 | - 7,9 | 0 | 0 | 76,3 |
| 28 | 14,1 | 5,3 | 24,2 | -10,1 | 0 | 0 | 66,2 |
| 29 | 35,2 | 3,1 | 26,7 | + 8,5 | 0 | 0 | 74,7 |
| 30 | 25,0 | 3,7 | 26,0 | - 1,0 | 0 | 0 | 73,7 |

* Vatten från lagret med temperaturen 80-90°C används.

| Dag | Vindenergi- produktion MWh | Dygnet medel- temp. °C | Energibehov V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------------|----------------------------------|---------------------------------|--|---|------------------|--|-------------------------------|
| <u>Maj-71</u> | | | | | | | |
| 1 | 21,7 | 4,9 | 24,0 | - 2,3 | 0 | 0 | 71,4 |
| 2 | 35,3 | 7,6 | 20,9 | +14,4 | 0 | 0 | 85,8 |
| 3 | 35,2 | 7,0 | 21,6 | +13,6 | 0 | 0 | 99,4 |
| 4 | 12,0 | 9,4 | 18,9 | - 6,9 | 0 | 0 | 92,5 |
| 5 | 16,6 | 9,0 | 19,3 | - 2,7 | 0 | 0 | 89,8 |
| 6 | 8,2 | 9,1 | 19,2 | -11,0 | 0 | 0 | 78,8 |
| 7 | 6,1 | 9,8 | 18,4 | -12,3 | 0 | 0 | 66,5 |
| 8 | 7,9 | 12,1 | 10,3 | - 2,4 | 0 | 0 | 64,1 |
| 9 | 19,1 | 13,5 | 10,3 | + 8,8 | 0 | 0 | 72,9 |
| 10 | 11,0 | 13,6 | 10,3 | + 0,7 | 0 | 0 | 73,6 |
| 11 | 14,3 | 12,3 | 10,3 | + 4,0 | 0 | 0 | 77,6 |
| 12 | 2,8 | 12,6 | 10,3 | - 7,5 | 0 | 0 | 70,1 |
| 13 | 13,4 | 13,8 | 10,3 | + 3,1 | 0 | 0 | 73,2 |
| 14 | 5,8 | 12,4 | 10,3 | - 4,5 | 0 | 0 | 68,7 |
| 15 | 27,0 | 13,4 | 10,3 | +16,7 | 0 | 0 | 85,4 |
| 16 | 4,5 | 13,2 | 10,3 | - 5,8 | 0 | 0 | 79,6 |
| 17 | 25,5 | 15,1 | 10,3 | +15,2 | 0 | 0 | 94,8 |
| 18 | 26,5 | 13,6 | 10,3 | +16,2 | 0 | 0 | 111,0 |
| 19 | 26,1 | 11,4 | 10,3 | +15,8 | 0 | 0 | 126,8 |
| 20 | 41,4 | 11,5 | 10,3 | +31,1 | 0 | 0 | 157,9 |
| 21 | 15,6 | 12,0 | 10,3 | + 5,3 | 0 | 0 | 163,2 |
| 22 | 14,5 | 10,1 | 10,3 | + 4,2 | 0 | 0 | 167,4 |
| 23 | 29,9 | 11,2 | 10,3 | +19,6 | 0 | 0 | 187,0 |
| 24 | 45,3 | 8,0 | 20,5 | +24,8 | 0 | 0 | 211,8 |
| 25 | 46,0 | 7,5 | 21,0 | +25,0 | 0 | 0 | 236,8 |
| 26 | 24,7 | 7,0 | 21,6 | + 3,1 | 0 | 0 | 239,9 |
| 27 | 8,0 | 10,2 | 10,3 | - 2,3 | 0 | 0 | 237,6 |
| 28 | 40,2 | 16,2 | 10,3 | +29,9 | 0 | 0 | 267,5 |
| 29 | 31,8 | 18,4 | 10,3 | +21,5 | 0 | 0 | 289,0 |
| 30 | 6,8 | 12,0 | 10,3 | - 3,5 | 0 | 0 | 285,5 |
| 31 | 5,6 | 18,4 | 10,3 | - 4,7 | 0 | 0 | 280,8 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | | | | |
| <u>Nov-62</u> | | | | | | | |
| 10 | 20,0 | 3,8 | 25,9 | - 5,9 | 0 | 0 | 494,1 |
| 11 | 13,7 | 2,0 | 28,0 | -14,3 | 0 | 0 | 479,8 |
| 12 | 23,3 | 2,1 | 27,8 | - 4,5 | 0 | 0 | 475,3 |
| 13 | 7,1 | 2,1 | 27,8 | -20,7 | 0 | 0 | 454,6 |
| 14 | 19,4 | 5,4 | 24,1 | - 4,7 | 0 | 0 | 449,9 |
| 15 | 20,4 | 3,9 | 25,8 | - 5,4 | 0 | 0 | 444,5 |
| 16 | 26,9 | 0,8 | 29,3 | - 2,4 | 0 | 0 | 442,1 |
| 17 | 25,2 | 0,8 | 29,3 | - 4,1 | 0 | 0 | 438,0 |
| 18 | 20,6 | 0,3 | 29,9 | - 9,3 | 0 | 0 | 428,7 |
| 19 | 10,3 | 0,7 | 29,4 | -19,1 | 0 | 0 | 409,6 |
| 20 | 7,7 | 0,9 | 29,2 | -21,5 | 0 | 0 | 388,1 |
| 21 | 1,9 | -1,9 | 32,4 | -30,5 | 0 | 0 | 357,6 |
| 22 | 17,3 | -1,3 | 31,7 | -14,4 | 0 | 0 | 343,2 |
| 23 | 16,0 | -3,6 | 34,3 | -18,3 | 0 | 0 | 324,9 |
| 24 | 28,1 | 0,0 | 30,2 | - 2,1 | 0 | 0 | 322,8 |
| 25 | 25,4 | 3,1 | 26,7 | - 1,3 | 0 | 0 | 321,5 |
| 26 | 42,6 | 6,6 | 22,8 | +19,8 | 0 | 0 | 341,3 |
| 27 | 27,2 | 4,6 | 25,0 | + 2,2 | 0 | 0 | 343,5 |
| 28 | 17,7 | 3,6 | 26,1 | - 8,4 | 0 | 0 | 335,1 |
| 29 | 10,4 | 1,0 | 29,1 | -18,7 | 0 | 0 | 316,4 |
| 30 | 14,0 | -3,0 | 33,6 | -19,6 | 0 | 0 | 296,8 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energiebehov | | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|--------|---------------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | | | |
| Dec-62 | | | | | | | |
| 1 | 13,5 | - 2,9 | 33,5 | -20,0 | 0 | 0 | 276,8 |
| 2 | 40,9 | 4,5 | 25,1 | +15,8 | 0 | 0 | 292,6 |
| 3 | 27,2 | 5,0 | 24,6 | + 2,6 | 0 | 0 | 295,2 |
| 4 | 29,0 | 5,6 | 23,9 | + 5,1 | 0 | 0 | 300,3 |
| 5 | 19,4 | 2,1 | 27,8 | - 8,4 | 0 | 0 | 291,9 |
| 6 | 27,6 | 4,3 | 25,4 | + 2,2 | 0 | 0 | 294,1 |
| 7 | 21,2 | 4,7 | 24,9 | - 3,7 | 0 | 0 | 290,4 |
| 8 | 47,4 | 4,6 | 25,0 | +22,4 | 0 | 0 | 312,8 |
| 9 | 45,2 | 5,0 | 24,6 | +20,6 | 0 | 0 | 333,4 |
| 10 | 16,5 | 3,9 | 25,8 | - 9,3 | 0 | 0 | 324,1 |
| 11 | 23,8 | 1,2 | 28,9 | - 5,1 | 0 | 0 | 319,0 |
| 12 | 45,2 | 4,1 | 25,6 | +19,6 | 0 | 0 | 338,6 |
| 13 | 15,9 | 0,9 | 29,2 | -13,3 | 0 | 0 | 325,3 |
| 14 | 19,1 | - 3,1 | 33,7 | -14,6 | 0 | 0 | 310,7 |
| 15 | 21,6 | 0,2 | 30,0 | - 8,4 | 0 | 0 | 302,3 |
| 16 | 30,6 | 0,2 | 30,0 | + 0,6 | 0 | 0 | 302,9 |
| 17 | 14,5 | - 4,5 | 35,3 | -20,0 | 0,8 | 0 | 282,9 |
| 18 | 13,1 | - 4,4 | 35,2 | -21,4 | 0,7 | 0 | 261,5 |
| 19 | 23,6 | - 7,4 | 38,6 | - 9,1 | 5,9 | 0 | 252,4 |
| 20 | 14,4 | - 5,9 | 36,9 | -19,3 | 3,2 | 0 | 233,1 |
| 21 | 24,3 | - 4,6 | 35,4 | -10,1 | 1,0 | 0 | 223,0 |
| 22 | 19,4 | - 7,9 | 39,1 | -13,0 | 6,7 | 0 | 210,0 |
| 23 | 20,9 | - 1,6 | 32,0 | -11,1 | 0 | 0 | 198,9 |
| 24 | 21,3 | - 0,4 | 30,7 | - 9,4 | 0 | 0 | 189,5 |
| 25 | 44,1 | 1,2 | 28,9 | +15,2 | 0 | 0 | 204,7 |
| 26 | 26,0 | - 1,2 | 31,6 | - 5,6 | 0 | 0 | 199,1 |
| 27 | 20,8 | - 4,0 | 34,7 | -13,6 | 0,3 | 0 | 185,5 |
| 28 | 22,6 | - 5,4 | 36,3 | -11,3 | 2,4 | 0 | 174,2 |
| 29 | 13,0 | - 6,6 | 37,7 | -20,2 | 4,5 | 0 | 154,0 |
| 30 | 29,8 | - 7,3 | 38,5 | - 3,0 | 5,7 | 0 | 151,0 |
| 31 | 17,3 | -13,2 | 45,1 | -11,8 | 16,0 | 0 | 139,2 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov | Ökning eller minskning i lagret | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------------|---|--|------------------|---|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | MWh | | MWh | |
| <u>Jan-63</u> | | | | | | | |
| 1 | 0 | - 6,3 | 37,7 | -33,8 | 3,9 | 0 | 105,4 |
| 2 | 0 | - 4,9 | 36,1 | -34,6 | 1,5 | 0 | 70,8 |
| 3 | 10,6 | -10,2 | 42,1 | -20,8 | 10,7 | 0 | 50,0 |
| 4 | 11,0 | - 4,1 | 35,2 | -23,8 | 0,4 | 0 | 26,2 |
| 5 | 6,7 | - 3,3 | 34,3 | -27,6 | 0 | 0 | - 1,4* |
| 6 | 27,2 | -10,1 | 42,0 | - 4,1 | 10,5 | 0,2 | - 5,5* |
| 7 | 4,8 | -13,4 | 45,8 | -16,5 | 16,8 | 7,7 | -22,0* |
| 8 | 0,1 | - 6,3 | 37,7 | + 0 | 3,9 | 33,7 | -22,0 |
| 9 | 0 | - 7,2 | 38,7 | + 0 | 5,5 | 33,2 | -22,0 |
| 10 | 0,1 | -11,7 | 43,8 | + 0 | 13,5 | 30,2 | -22,0 |
| 11 | 0,4 | -16,0 | 48,7 | + 0 | 21,6 | 26,7 | -22,0 |
| 12 | 0 | -14,5 | 47,0 | + 0 | 18,6 | 28,4 | -22,0 |
| 13 | 13,8 | - 8,9 | 40,7 | + 0 | 8,3 | 18,6 | -22,0 |
| 14 | 48,7 | -10,3 | 42,2 | +17,4 | 10,9 | 0 | - 4,6 |
| 15 | 36,0 | -12,7 | 45,0 | + 6,4 | 15,4 | 0 | 1,8 |
| 16 | 38,9 | -10,4 | 42,4 | + 7,5 | 11,0 | 0 | 9,3 |
| 17 | 20,8 | -12,6 | 44,8 | - 8,7 | 15,3 | 0 | 0,6 |
| 18 | 8,4 | -10,7 | 42,7 | -22,6 | 11,5 | 0,2 | -22,0 |
| 19 | 13,3 | - 3,1 | 34,1 | + 0 | 0 | 20,8 | -22,0 |
| 20 | 36,1 | - 7,0 | 38,5 | + 2,8 | 5,2 | 0 | -19,2 |
| 21 | 23,3 | - 9,1 | 40,9 | - 2,8 | 8,8 | 6,0 | -22,0 |
| 22 | 3,1 | -10,2 | 42,1 | + 0 | 10,7 | 28,3 | -22,0 |
| 23 | 11,2 | - 6,6 | 38,1 | + 0 | 4,5 | 22,4 | -22,0 |
| 24 | 10,0 | 0,1 | 30,5 | + 0 | 0 | 20,5 | -22,0 |
| 25 | 35,8 | - 1,4 | 32,2 | + 3,6 | 0 | 0 | -18,4 |
| 26 | 40,5 | - 0,4 | 31,1 | + 9,4 | 0 | 0 | - 9,0 |
| 27 | 11,8 | - 5,2 | 36,5 | -13,0 | 2,0 | 9,7 | -22,0 |
| 28 | 8,4 | - 2,4 | 33,3 | + 0 | 0 | 24,9 | -22,0 |
| 29 | 5,0 | - 2,1 | 33,0 | + 0 | 0 | 28,0 | -22,0 |
| 30 | 1,9 | - 4,2 | 35,4 | + 0 | 0,4 | 33,1 | -22,0 |
| 31 | 36,7 | - 5,2 | 36,5 | + 2,2 | 2,0 | 0 | -19,8 |

* Vatten från lagret med temperaturen 80-90°C används.

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energiebehov | | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | | | |
| <u>Feb-63</u> | | | | | | | |
| 1 | 37,1 | - 9,1 | 40,9 | + 5,0 | 8,8 | 0 | -14,8 |
| 2 | 27,1 | - 7,7 | 39,3 | - 5,8 | 6,4 | 0 | -20,6 |
| 3 | 20,5 | - 6,4 | 37,8 | - 1,4 | 4,2 | 11,7 | -22,0 |
| 4 | 8,5 | - 5,8 | 37,2 | + 0 | 3,0 | 25,7 | -22,0 |
| 5 | 17,0 | - 7,2 | 38,7 | + 0 | 5,5 | 16,2 | -22,0 |
| 6 | 7,4 | - 4,3 | 35,5 | + 0 | 0,6 | 27,5 | -22,0 |
| 7 | 24,9 | - 9,3 | 41,1 | + 0 | 9,2 | 7,0 | -22,0 |
| 8 | 13,0 | - 8,8 | 40,6 | + 0 | 8,2 | 19,4 | -22,0 |
| 9 | 8,6 | - 4,3 | 35,5 | + 0 | 0,6 | 26,3 | -22,0 |
| 10 | 14,6 | - 3,3 | 34,3 | + 0 | 0 | 19,7 | -22,0 |
| 11 | 9,1 | - 3,2 | 34,2 | + 0 | 0 | 25,1 | -22,0 |
| 12 | 8,8 | - 3,7 | 34,8 | + 0 | 0 | 26,0 | -22,0 |
| 13 | 6,5 | - 2,7 | 33,7 | + 0 | 0 | 27,2 | -22,0 |
| 14 | 9,9 | - 3,4 | 34,5 | + 0 | 0 | 24,6 | -22,0 |
| 15 | 3,8 | - 5,7 | 37,1 | + 0 | 2,9 | 30,4 | -22,0 |
| 16 | 13,6 | - 8,0 | 39,6 | + 0 | 6,9 | 19,1 | -22,0 |
| 17 | 30,2 | - 7,4 | 39,0 | + 0 | 5,9 | 2,9 | -22,0 |
| 18 | 38,9 | -13,8 | 46,2 | +10,1 | 17,4 | 0 | -11,9 |
| 19 | 29,0 | -13,4 | 45,8 | + 0 | 16,8 | 0 | -11,9 |
| 20 | 8,2 | -14,6 | 47,1 | -10,1 | 18,8 | 10,0 | -22,0 |
| 21 | 5,4 | -11,6 | 43,7 | + 0 | 13,3 | 25,0 | -22,0 |
| 22 | 6,4 | - 4,1 | 35,2 | + 0 | 0,4 | 28,4 | -22,0 |
| 23 | 14,7 | - 2,5 | 33,4 | + 0 | 0 | 18,7 | -22,0 |
| 24 | 19,9 | 0,9 | 29,6 | + 0 | 0 | 9,7 | -22,0 |
| 25 | 15,5 | 0,9 | 29,6 | + 0 | 0 | 14,1 | -22,0 |
| 26 | 22,0 | - 0,6 | 31,3 | + 0 | 0 | 9,3 | -22,0 |
| 27 | 20,8 | - 1,1 | 31,9 | + 0 | 0 | 11,1 | -22,0 |
| 28 | 0,1 | - 4,8 | 36,0 | + 0 | 1,4 | 34,5 | -22,0 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energiebehov | | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|----------------|---------------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | | | |
| <u>Mars-63</u> | | | | | | | |
| 1 | 1,7 | - 3,3 | 34,3 | + 0 | 0 | 32,6 | -22,0 |
| 2 | 13,2 | - 1,0 | 31,7 | + 0 | 0 | 18,5 | -22,0 |
| 3 | 6,8 | - 2,7 | 33,7 | + 0 | 0 | 26,9 | -22,0 |
| 4 | 0,6 | - 6,5 | 38,0 | + 0 | 4,3 | 33,1 | -22,0 |
| 5 | 14,6 | - 2,9 | 33,9 | + 0 | 0 | 19,3 | -22,0 |
| 6 | 29,0 | 1,3 | 29,1 | + 0 | 0 | 0,1 | -22,0 |
| 7 | 17,4 | 1,4 | 29,0 | + 0 | 0 | 11,6 | -22,0 |
| 8 | 14,2 | 1,4 | 29,0 | + 0 | 0 | 14,8 | -22,0 |
| 9 | 26,8 | - 2,6 | 33,5 | + 0 | 0 | 6,7 | -22,0 |
| 10 | 15,9 | - 1,2 | 32,0 | + 0 | 0 | 16,1 | -22,0 |
| 11 | 8,3 | 0,7 | 29,8 | + 0 | 0 | 21,5 | -22,0 |
| 12 | 22,8 | 1,5 | 28,9 | + 0 | 0 | 6,1 | -22,0 |
| 13 | 45,3 | - 3,4 | 34,5 | +10,8 | 0 | 0 | -11,2 |
| 14 | 8,0 | - 7,1 | 38,6 | -10,8 | 5,3 | 14,5 | -22,0 |
| 15 | 22,9 | - 3,9 | 35,0 | + 0 | 0 | 12,1 | -22,0 |
| 16 | 10,4 | - 1,3 | 32,1 | + 0 | 0 | 21,7 | -22,0 |
| 17 | 8,6 | 0,1 | 30,5 | + 0 | 0 | 21,9 | -22,0 |
| 18 | 13,9 | - 0,6 | 31,3 | + 0 | 0 | 17,4 | -22,0 |
| 19 | 10,1 | - 1,9 | 32,8 | + 0 | 0 | 22,7 | -22,0 |
| 20 | 11,8 | - 3,0 | 34,0 | + 0 | 0 | 22,2 | -22,0 |
| 21 | 16,8 | - 3,8 | 34,9 | + 0 | 0 | 18,1 | -22,0 |
| 22 | 4,9 | - 6,0 | 37,4 | + 0 | 3,4 | 29,1 | -22,0 |
| 23 | 4,9 | - 3,0 | 34,0 | + 0 | 0 | 29,1 | -22,0 |
| 24 | 29,8 | 1,4 | 29,0 | + 0,8 | 0 | 0 | -21,2 |
| 25 | 28,1 | 1,9 | 28,5 | - 0,4 | 0 | 0 | -21,6 |
| 26 | 1,7 | 1,6 | 28,8 | - 0,4 | 0 | 26,7 | -22,0 |
| 27 | 19,8 | 0,1 | 30,5 | + 0 | 0 | 10,7 | -22,0 |
| 28 | 21,4 | 1,0 | 29,5 | + 0 | 0 | 8,1 | -22,0 |
| 29 | 14,0 | 1,8 | 28,6 | + 0 | 0 | 14,6 | -22,0 |
| 30 | 31,4 | 0,1 | 30,5 | + 0,9 | 0 | 0 | -21,1 |
| 31 | 12,0 | 0,9 | 29,6 | -0,9 | 0 | 16,7 | -22,0 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnets medel- temp. °C | Energibehov | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------------|---|---|------------------|--|-------------------------------|
| | | | V.V.värme samt för- luster MWh | | | | |
| <u>Apr-63</u> | | | | | | | |
| 1 | 4,3 | -0,3 | 30,5 | ± 0 | 0 | 26,2 | -22,0 |
| 2 | 24,2 | 0,1 | 30,1 | ± 0 | 0 | 5,9 | -22,0 |
| 3 | 10,3 | 1,3 | 28,7 | ± 0 | 0 | 18,4 | -22,0 |
| 4 | 10,5 | 3,2 | 26,6 | ± 0 | 0 | 16,1 | -22,0 |
| 5 | 37,3 | 2,7 | 27,2 | +10,1 | 0 | 0 | -11,9 |
| 6 | 29,0 | 3,1 | 26,7 | + 2,3 | 0 | 0 | - 9,6 |
| 7 | 17,3 | 2,4 | 27,5 | -10,2 | 0 | 0 | -19,8 |
| 8 | 12,8 | 2,7 | 27,2 | - 2,2 | 0 | 12,2 | -22,0 |
| 9 | 15,3 | 3,7 | 26,0 | ± 0 | 0 | 10,7 | -22,0 |
| 10 | 27,9 | 8,5 | 20,6 | + 7,3 | 0 | 0 | -14,7 |
| 11 | 23,3 | 6,6 | 22,8 | + 0,5 | 0 | 0 | -14,2 |
| 12 | 14,1 | 6,4 | 23,0 | - 7,8 | 0 | 1,1 | -22,0 |
| 13 | 29,1 | 4,8 | 24,8 | + 4,3 | 0 | 0 | -17,7 |
| 14 | 42,4 | 4,6 | 25,0 | +17,4 | 0 | 0 | - 0,3 |
| 15 | 41,9 | 4,9 | 24,7 | +17,2 | 0 | 0 | 16,9 |
| 16 | 19,3 | 4,9 | 24,7 | - 5,4 | 0 | 0 | 11,5 |
| 17 | 15,9 | 6,5 | 22,9 | - 7,0 | 0 | 0 | 4,5 |
| 18 | 3,6 | 7,9 | 21,3 | -17,7 | 0 | 0 | -13,2 |
| 19 | 3,6 | 6,3 | 23,1 | - 8,8 | 0 | 10,7 | -22,0 |
| 20 | 13,2 | 7,1 | 22,2 | ± 0 | 0 | 9,0 | -22,0 |
| 21 | 10,0 | 6,1 | 23,3 | ± 0 | 0 | 13,3 | -22,0 |
| 22 | 3,7 | 6,6 | 22,8 | ± 0 | 0 | 19,1 | -22,0 |
| 23 | 24,3 | 5,1 | 24,4 | ± 0 | 0 | 0,1 | -22,0 |
| 24 | 33,1 | 6,4 | 23,0 | +10,1 | 0 | 0 | -11,9 |
| 25 | 5,2 | 5,3 | 24,2 | -10,1 | 0 | 8,9 | -22,0 |
| 26 | 12,8 | 4,6 | 25,0 | ± 0 | 0 | 12,2 | -22,0 |
| 27 | 19,1 | 5,3 | 24,2 | ± 0 | 0 | 5,1 | -22,0 |
| 28 | 6,7 | 6,2 | 23,2 | ± 0 | 0 | 16,5 | -22,0 |
| 29 | 8,2 | 6,9 | 22,4 | ± 0 | 0 | 14,2 | -22,0 |
| 30 | 17,7 | 7,4 | 21,8 | ± 0 | 0 | 4,1 | -22,0 |

| Dag | Vindener- giproduk- tion MWh | Dygnet medel- temp. °C | Energibehov V.V.värme samt för- luster MWh | Ökning eller minskning i lagret MWh | Spetsning MWh | Tillsats- energi då lagret är tomt MWh | Lagernivå kl. 24.00 MWh |
|--------|---------------------------------------|---------------------------------|--|---|------------------|--|-------------------------------|
| Maj-63 | | | | | | | |
| 1 | 30,7 | 6,0 | 22,7 | + 8,0 | 0 | 0 | -14,0 |
| 2 | 23,3 | 6,7 | 21,9 | + 1,4 | 0 | 0 | -12,6 |
| 3 | 42,9 | 6,6 | 22,1 | +20,8 | 0 | 0 | 8,2 |
| 4 | 9,5 | 8,8 | 19,6 | -10,1 | 0 | 0 | - 1,9 |
| 5 | 6,5 | 8,5 | 19,9 | -13,4 | 0 | 0 | -15,3 |
| 6 | 10,6 | 7,5 | 21,0 | - 6,7 | 0 | 3,7 | -22,0 |
| 7 | 29,9 | 8,5 | 19,9 | +10,0 | 0 | 0 | -12,0 |
| 8 | 21,8 | 10,6 | 10,3 | +11,5 | 0 | 0 | - 0,5 |
| 9 | 19,5 | 13,2 | 10,3 | + 9,2 | 0 | 0 | 8,7 |
| 10 | 4,3 | 14,0 | 10,3 | - 6,0 | 0 | 0 | 2,7 |
| 11 | 20,1 | 10,8 | 10,3 | + 9,8 | 0 | 0 | 12,5 |
| 12 | 29,6 | 9,6 | 18,7 | +10,9 | 0 | 0 | 23,4 |
| 13 | 36,4 | 12,3 | 10,3 | +26,1 | 0 | 0 | 49,5 |
| 14 | 6,4 | 10,5 | 10,3 | - 3,9 | 0 | 0 | 45,6 |
| 15 | 7,1 | 10,3 | 10,3 | - 3,2 | 0 | 0 | 42,4 |
| 16 | 4,2 | 9,3 | 19,0 | -14,8 | 0 | 0 | 27,6 |
| 17 | 33,4 | 8,6 | 19,8 | +13,6 | 0 | 0 | 41,2 |
| 18 | 37,0 | 8,9 | 19,5 | +17,5 | 0 | 0 | 58,7 |
| 19 | 17,0 | 6,6 | 22,1 | - 5,1 | 0 | 0 | 53,6 |
| 20 | 42,2 | 8,7 | 19,7 | +22,5 | 0 | 0 | 76,1 |
| 21 | 46,1 | 10,5 | 10,3 | +35,8 | 0 | 0 | 111,9 |
| 22 | 24,9 | 11,0 | 10,3 | +14,6 | 0 | 0 | 126,5 |
| 23 | 22,6 | 14,1 | 10,3 | +12,3 | 0 | 0 | 138,8 |
| 24 | 32,7 | 14,8 | 10,3 | +22,4 | 0 | 0 | 161,2 |
| 25 | 7,4 | 18,6 | 10,3 | - 2,9 | 0 | 0 | 158,3 |
| 26 | 11,3 | 16,7 | 10,3 | + 1,0 | 0 | 0 | 159,3 |
| 27 | 6,1 | 17,8 | 10,3 | - 4,2 | 0 | 0 | 155,1 |
| 28 | 14,5 | 19,2 | 10,3 | + 4,2 | 0 | 0 | 159,3 |
| 29 | 14,1 | 17,7 | 10,3 | + 3,8 | 0 | 0 | 163,1 |
| 30 | 18,0 | 18,6 | 10,3 | + 7,7 | 0 | 0 | 170,8 |
| 31 | 31,7 | 18,0 | 10,3 | +21,4 | 0 | 0 | 192,2 |

BILAGA III

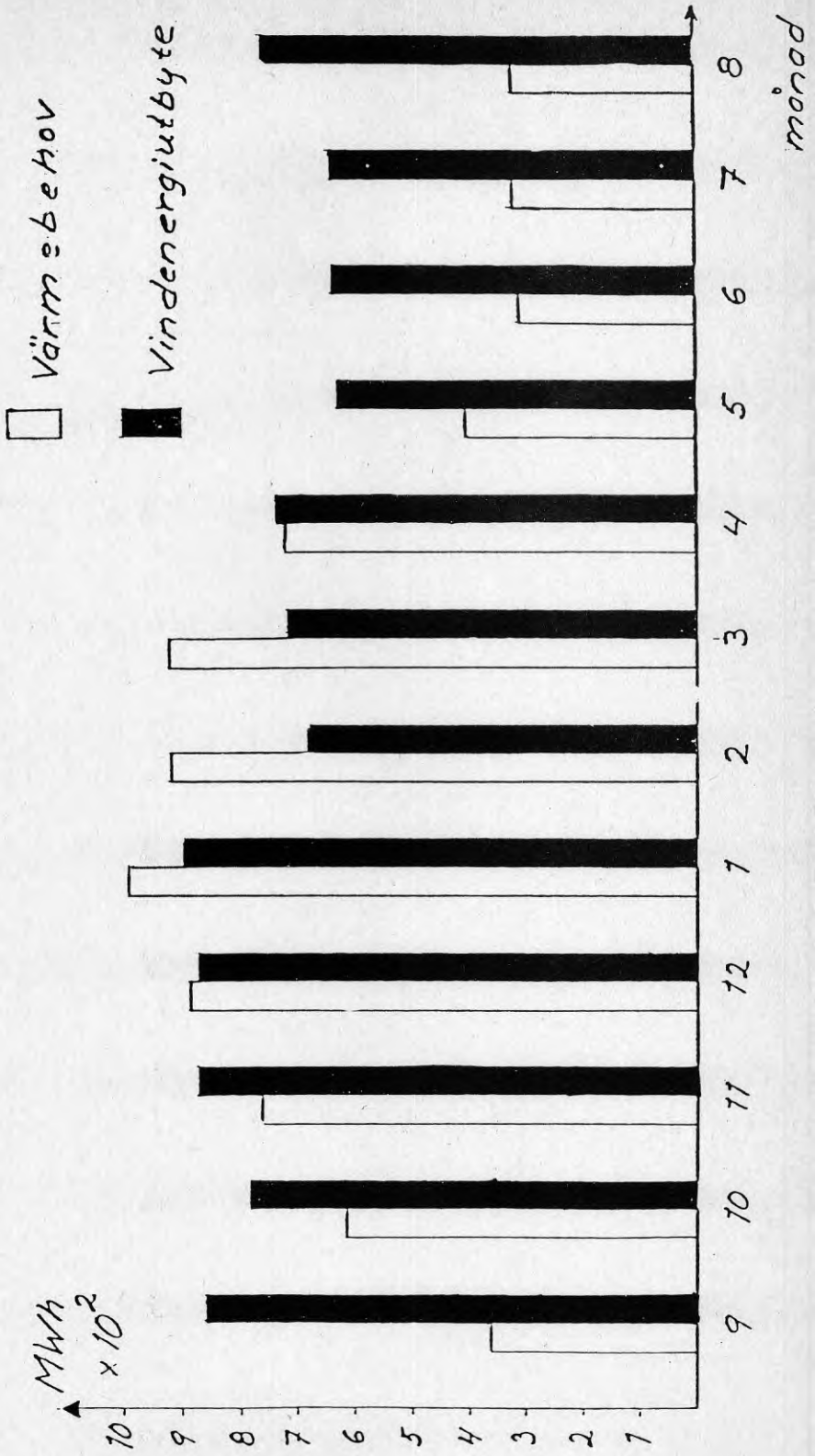
ENERGIBALANS

2,2 MW VINDVÄRME VID TRÖTENOMRÅDET

ENERGIBALANS VIND- OCH TEMP. NORMALÅR

| Mån | Medeltemp (°C) | Graddagar (tot 3200) | Uppvärmning (MWh) | Varmvatten (MWh) | Förluster (MWh) | ΣBehov (MWh) | Produktion (MWh) |
|-----|-------------------|-------------------------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------|---------------------|
| 9 | 13.0 | 47 | 53 | 223 | 88 | 364 | 861 |
| 10 | 8.5 | 263 | 298 | 230 | 90 | 618 | 784 |
| 11 | 4.2 | 384 | 435 | 223 | 109 | 767 | 876 |
| 12 | 1.4 | 484 | 548 | 230 | 111 | 889 | 875 |
| 1 | -1.4 | 570 | 645 | 230 | 121 | 996 | 901 |
| 2 | -1.9 | 529 | 599 | 208 | 115 | 922 | 681 |
| 3 | 0.7 | 505 | 572 | 230 | 121 | 923 | 715 |
| 4 | 5.5 | 345 | 390 | 223 | 109 | 722 | 736 |
| 5 | 11.1 | 73 | 83 | 230 | 90 | 403 | 627 |
| 6 | 15.0 | 0 | 0 | 223 | 88 | 311 | 634 |
| 7 | 17.3 | 0 | 0 | 230 | 90 | 320 | 636 |
| 8 | 16.7 | 0 | 0 | 230 | 90 | 320 | 753 |
| | | | | | | Σ7555 | 9079 |

ENERGIBALANS VIND- OCH TEMP NORMAL ÅR



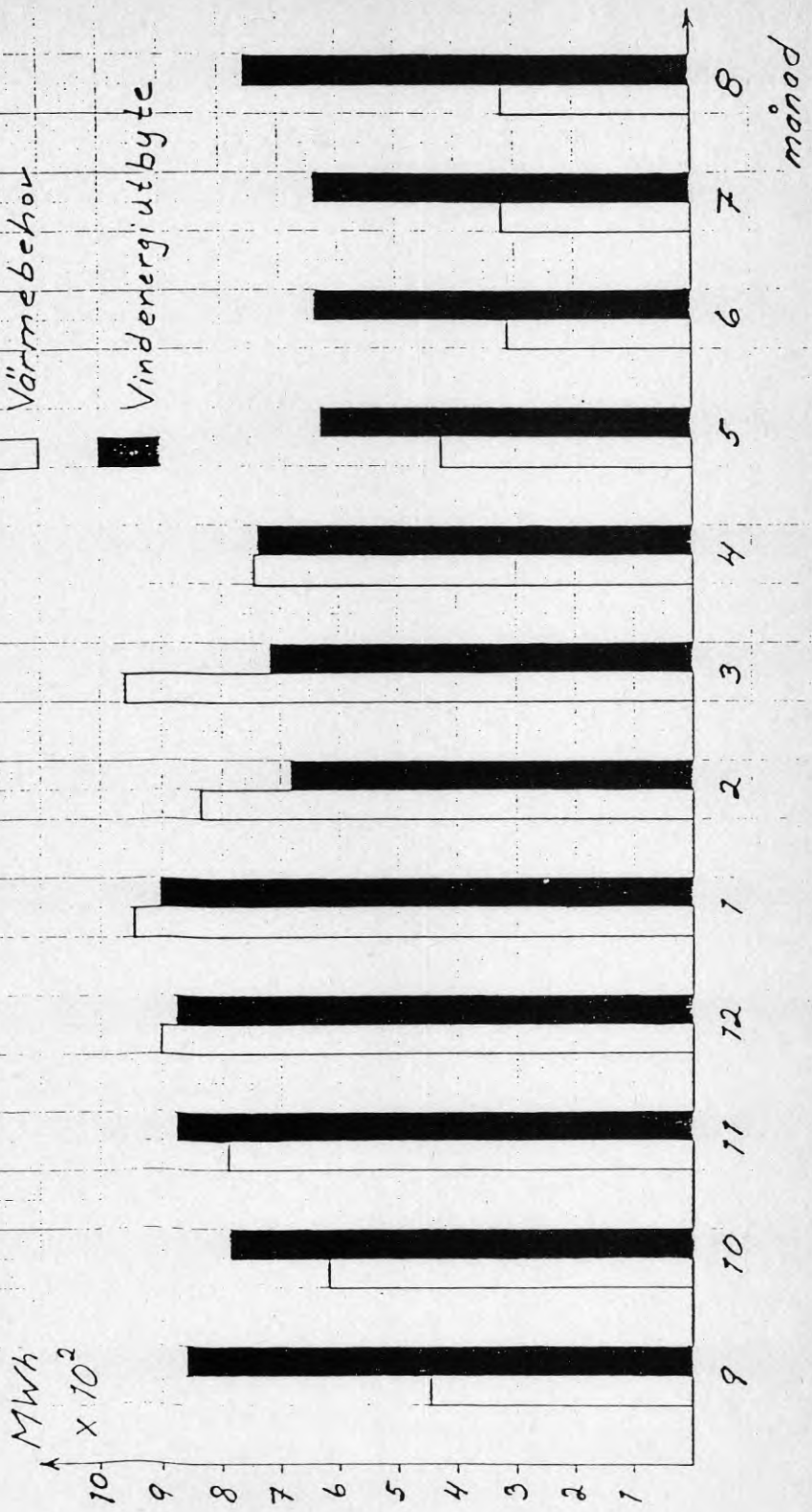
ENERGIBALANS "ELDNINGSÅR" 70/71

| Mån | Medeltemp (°C) | Graddagar (tot 3253) | Uppvärmning (MWh) | Varmvatten (MWh) | Förluster (MWh) | Behov (MWh) | Produktion (MWh) |
|-----|-------------------|-------------------------|----------------------|---------------------|--------------------|----------------|---------------------|
| 9 | 11.3 | 118 | 134 | 223 | 88 | 445 | 861 |
| 10 | 8.4 | 263 | 298 | 230 | 90 | 618 | 784 |
| 11 | 3.5 | 405 | 458 | 223 | 109 | 790 | 876 |
| 12 | 1.0 | 496 | 561 | 230 | 111 | 902 | 875 |
| 1 | 0.0 | 527 | 596 | 230 | 121 | 947 | 901 |
| 2 | 0.9 | 451 | 510 | 208 | 115 | 833 | 681 |
| 3 | -0.3 | 536 | 607 | 230 | 121 | 958 | 715 |
| 4 | 4.8 | 366 | 414 | 223 | 109 | 746 | 736 |
| 5 | 11.5 | 91 | 103 | 230 | 90 | 423 | 627 |
| 6 | 14.2 | 0 | 0 | 223 | 88 | 311 | 634 |
| 7 | 17.2 | 0 | 0 | 230 | 90 | 320 | 636 |
| 8 | 16.5 | 0 | 0 | 230 | 90 | 320 | 753 |
| | | | | | | Σ7613 | 9079 |

ENERGIBALANS "ELDNINGSÅR" 70/71

MWh
 $\times 10^2$

□ Värmebehov
■ Vindenergiutbyte



ENERGIBALANS "ELDNINGÅR" 62/63

| Mån | Medeltemp (°C) | Graddagar (tot 3695) | Uppvärmning (MWh) | Varmvatten (MWh) | Förluster (MWh) | ΣBehov (MWh) | Produktion (MWh) |
|-----|-------------------|-------------------------|----------------------|---------------------|--------------------|-----------------|---------------------|
| 9 | 11.9 | 84 | 95 | 223 | 88 | 406 | 733 |
| 10 | 10.3 | 201 | 228 | 230 | 90 | 548 | 717 |
| 11 | 3.4 | 408 | 462 | 223 | 109 | 794 | 642 |
| 12 | -1.0 | 558 | 632 | 230 | 111 | 973 | 767 |
| 1 | -7.3 | 753 | 852 | 230 | 121 | 1203 | 463 |
| 2 | -5.9 | 641 | 726 | 208 | 115 | 1049 | 440 |
| 3 | -1.3 | 567 | 642 | 230 | 121 | 993 | 486 |
| 4 | 4.8 | 366 | 414 | 223 | 109 | 746 | 534 |
| 5 | 11.6 | 117 | 132 | 230 | 90 | 452 | 660 |
| 6 | 15.9 | 0 | 0 | 223 | 88 | 311 | 564 |
| 7 | 16.2 | 0 | 0 | 230 | 90 | 320 | 848 |
| 8 | 16.0 | 0 | 0 | 230 | 90 | 320 | 611 |
| | | | | | | Σ8115 | 7465 |

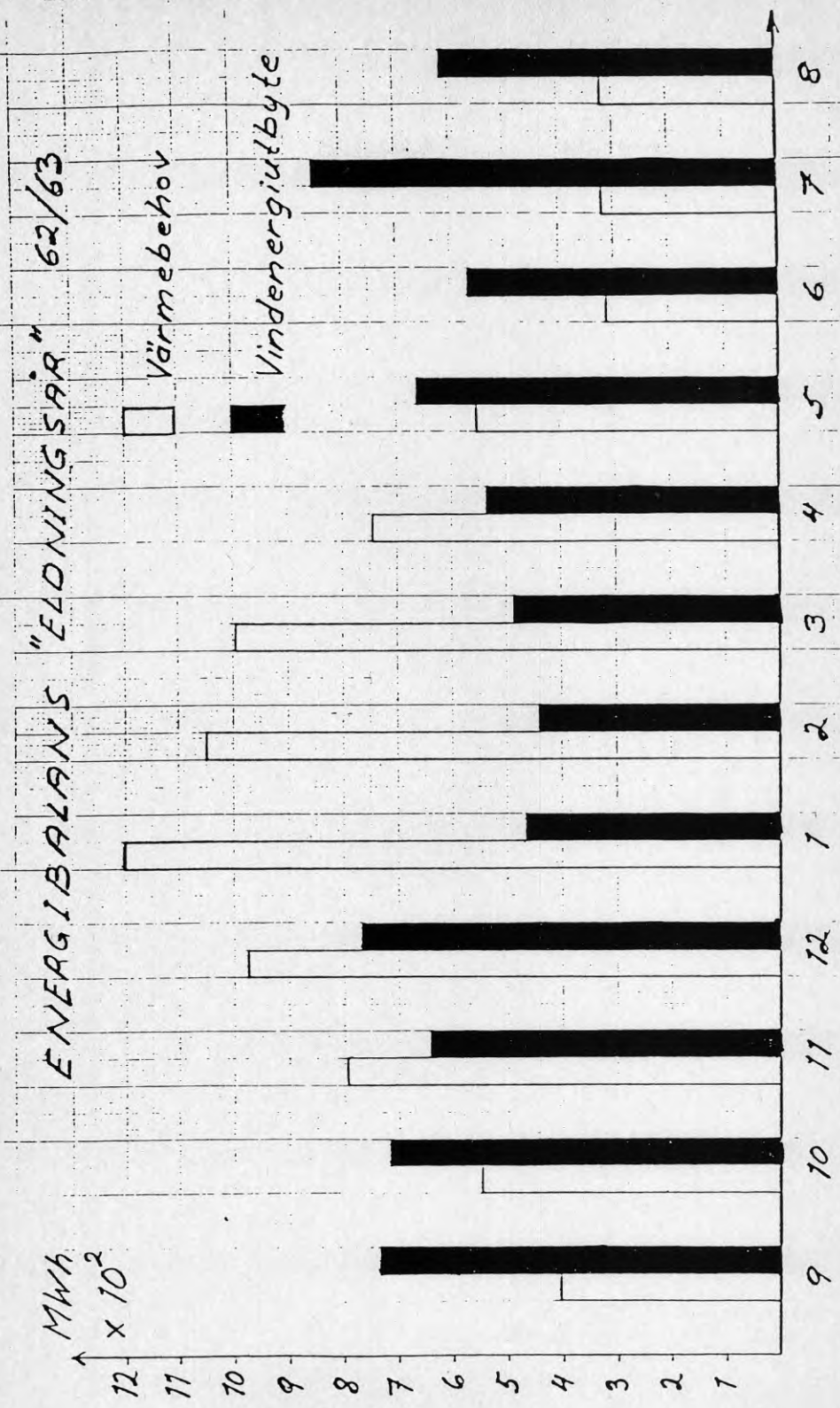
ENERGIBALANS "ELDNING SÄR" 62/63

MWh
 $\times 10^2$

Värmebehov

Vindenergiutbyte

Power
monad



BILAGA IV

VINDENERGIPRODUKTION

2,2 OCH 4 MW VINDVÄRME

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

| <u>Februari 1971</u> <u>Energi i MWh</u> | | | <u>Mars 1971</u> <u>Energi i MWh</u> | | |
|--|----------------|----------------|--------------------------------------|----------------|----------------|
| <u>Dag</u> | <u>Lågvarv</u> | <u>Högvarv</u> | <u>Dag</u> | <u>Lågvarv</u> | <u>Högvarv</u> |
| 1 | 41,7 | 47,4 | 1 | 35,0 | 35,8 |
| 2 | 31,6 | 44,3 | 2 | 31,3 | 28,6 |
| 3 | 23,9 | 29,6 | 3 | 35,2 | 33,8 |
| 4 | 10,3 | 8,9 | 4 | 44,7 | 53,9 |
| 5 | 2,9 | 1,3 | 5 | 36,0 | 36,5 |
| 6 | 11,7 | 13,8 | 6 | 15,5 | 17,2 |
| 7 | 9,7 | 7,6 | 7 | 9,5 | 5,8 |
| 8 | 21,6 | 20,7 | 8 | 11,4 | 8,9 |
| 9 | 9,1 | 5,2 | 9 | 43,4 | 62,8 |
| 10 | 5,0 | 1,0 | 10 | 36,0 | 55,5 |
| 11 | 14,8 | 12,1 | 11 | 39,4 | 52,8 |
| 12 | 43,6 | 54,6 | 12 | 38,5 | 53,9 |
| 13 | 49,2 | 76,3 | 13 | 21,7 | 28,5 |
| 14 | 25,4 | 22,3 | 14 | 22,3 | 22,4 |
| 15 | 41,5 | 51,2 | 15 | 20,3 | 18,3 |
| 16 | 47,7 | 66,7 | 16 | 27,0 | 25,7 |
| 17 | 16,2 | 12,1 | 17 | 25,5 | 23,9 |
| 18 | 14,7 | 10,6 | 18 | 12,3 | 10,0 |
| 19 | 3,6 | 0,9 | 19 | 10,2 | 8,4 |
| 20 | 8,3 | 5,3 | 20 | 3,5 | 1,5 |
| 21 | 30,9 | 32,3 | 21 | 9,3 | 5,9 |
| 22 | 6,5 | 4,0 | 22 | 33,9 | 39,0 |
| 23 | 20,9 | 21,7 | 23 | 30,3 | 33,6 |
| 24 | 42,5 | 56,5 | 24 | 43,5 | 45,1 |
| 25 | 42,3 | 62,3 | 25 | 30,3 | 30,7 |
| 26 | 46,3 | 73,8 | 26 | 29,6 | 29,2 |
| 27 | 46,1 | 64,2 | 27 | 7,2 | 3,8 |
| 28 | <u>48,9</u> | <u>72,9</u> | 28 | 1,9 | 0,5 |
| | | | 29 | 20,9 | 20,3 |
| | | | 30 | 16,5 | 21,9 |
| | | | 31 | <u>10,9</u> | <u>10,4</u> |

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet:

Lågvarv 681 MWh

Högvarv 836 MWh

Netto efter avdrag
för bristande till-
gänglighet:

Lågvarv 715 MWh

Högvarv 783 MWh

VINDENERGIPRODUKTION NORMALÅR

April 1971 Energi i MWh

| <u>Dag</u> | <u>Lågvarv</u> | <u>Högvarv</u> |
|------------|----------------|----------------|
| 1 | 13,1 | 9,8 |
| 2 | 7,1 | 4,0 |
| 3 | 17,6 | 15,7 |
| 4 | 45,8 | 71,0 |
| 5 | 49,0 | 76,3 |
| 6 | 39,5 | 50,2 |
| 7 | 16,8 | 14,2 |
| 8 | 1,2 | 0 |
| 9 | 1,6 | 0 |
| 10 | 8,1 | 4,7 |
| 11 | 20,2 | 25,7 |
| 12 | 14,2 | 17,0 |
| 13 | 28,8 | 37,8 |
| 14 | 15,4 | 21,0 |
| 15 | 13,0 | 8,2 |
| 16 | 22,7 | 19,7 |
| 17 | 36,3 | 45,5 |
| 18 | <u>49,2</u> | <u>77,4</u> |
| | 399,6 | 498,2 |

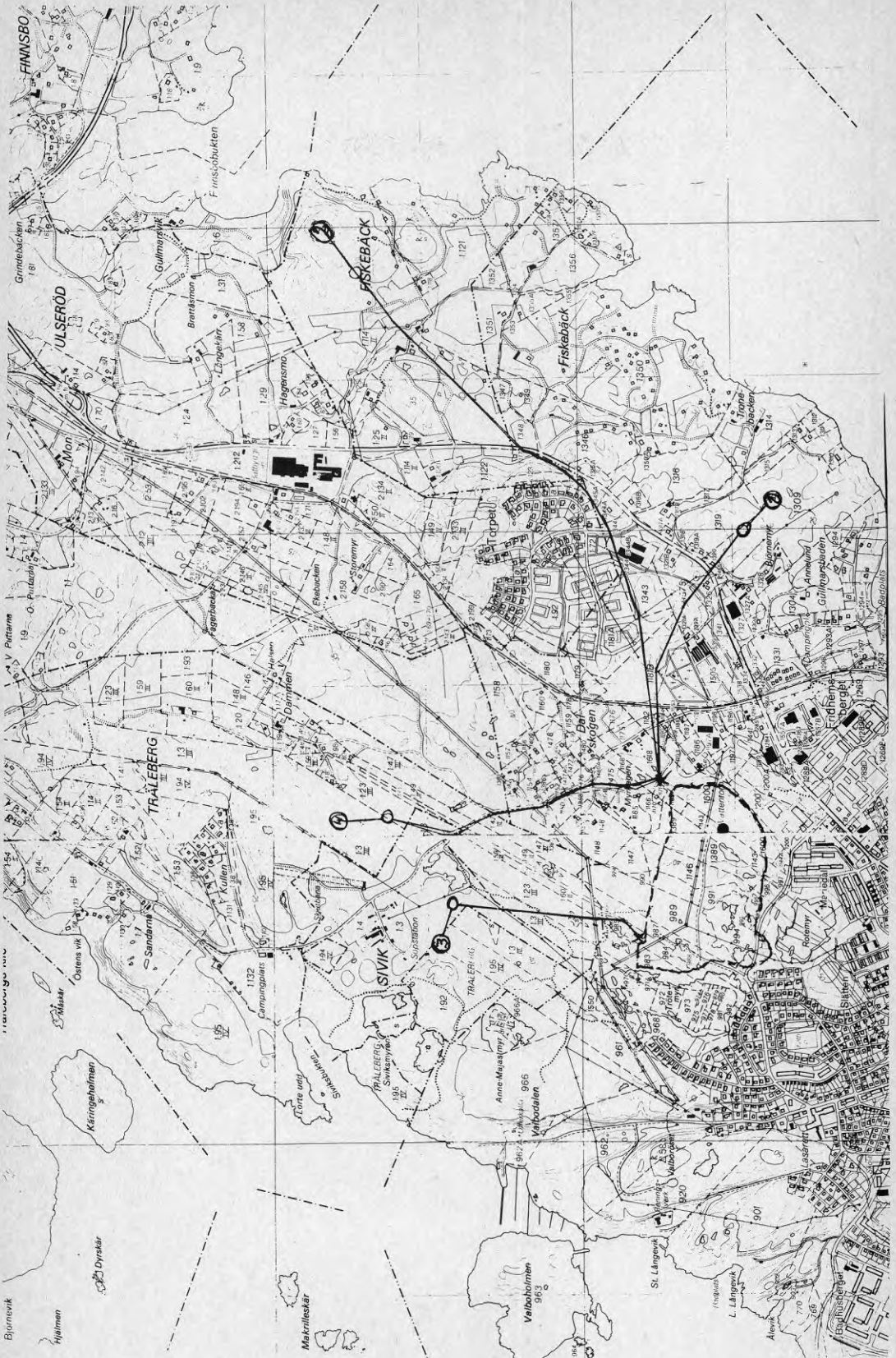
Netto för avdrag
för bristande till-
gänglighet:
Lågvarv 380 MWh
Högvarv 473 MWh

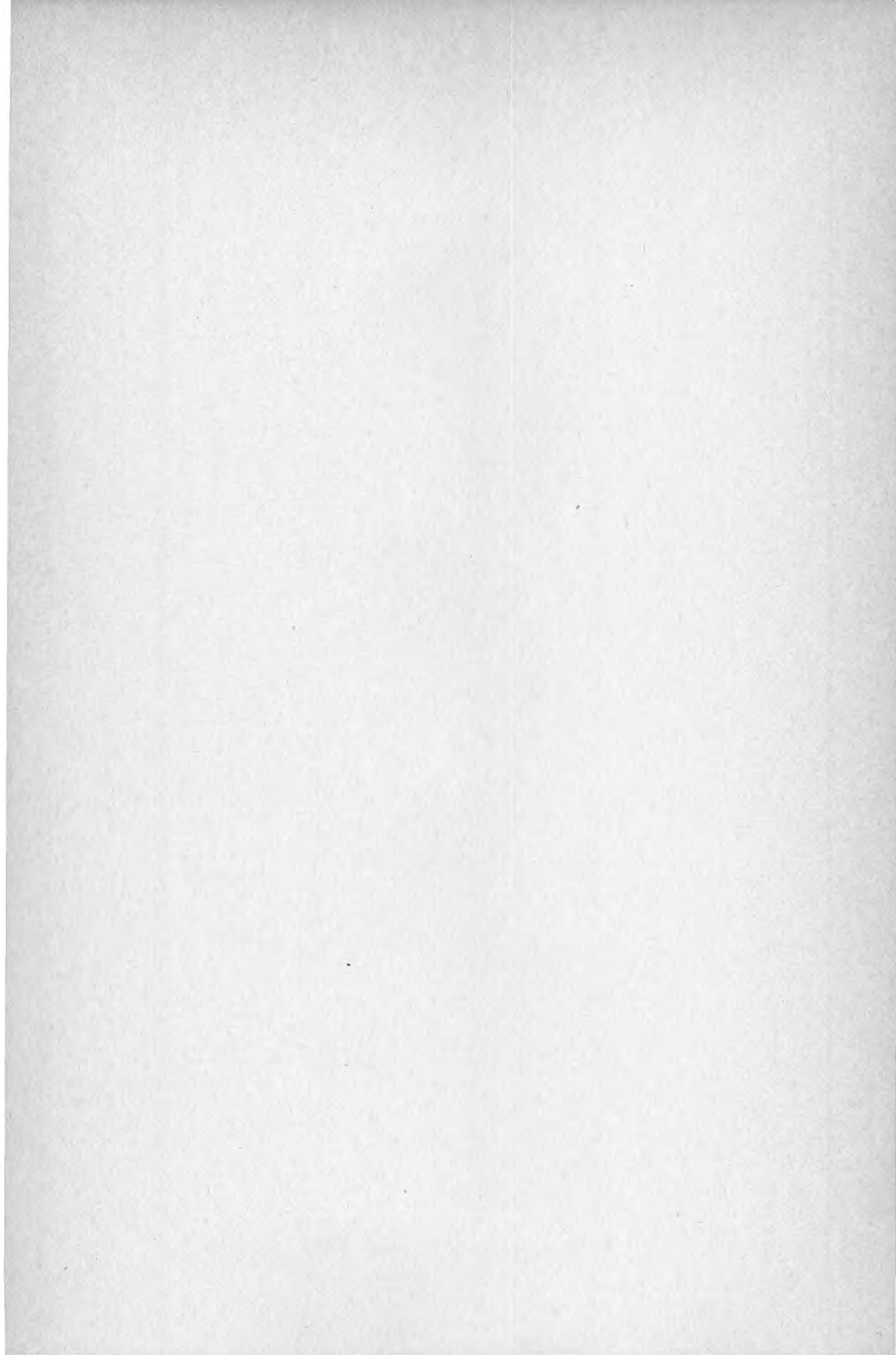


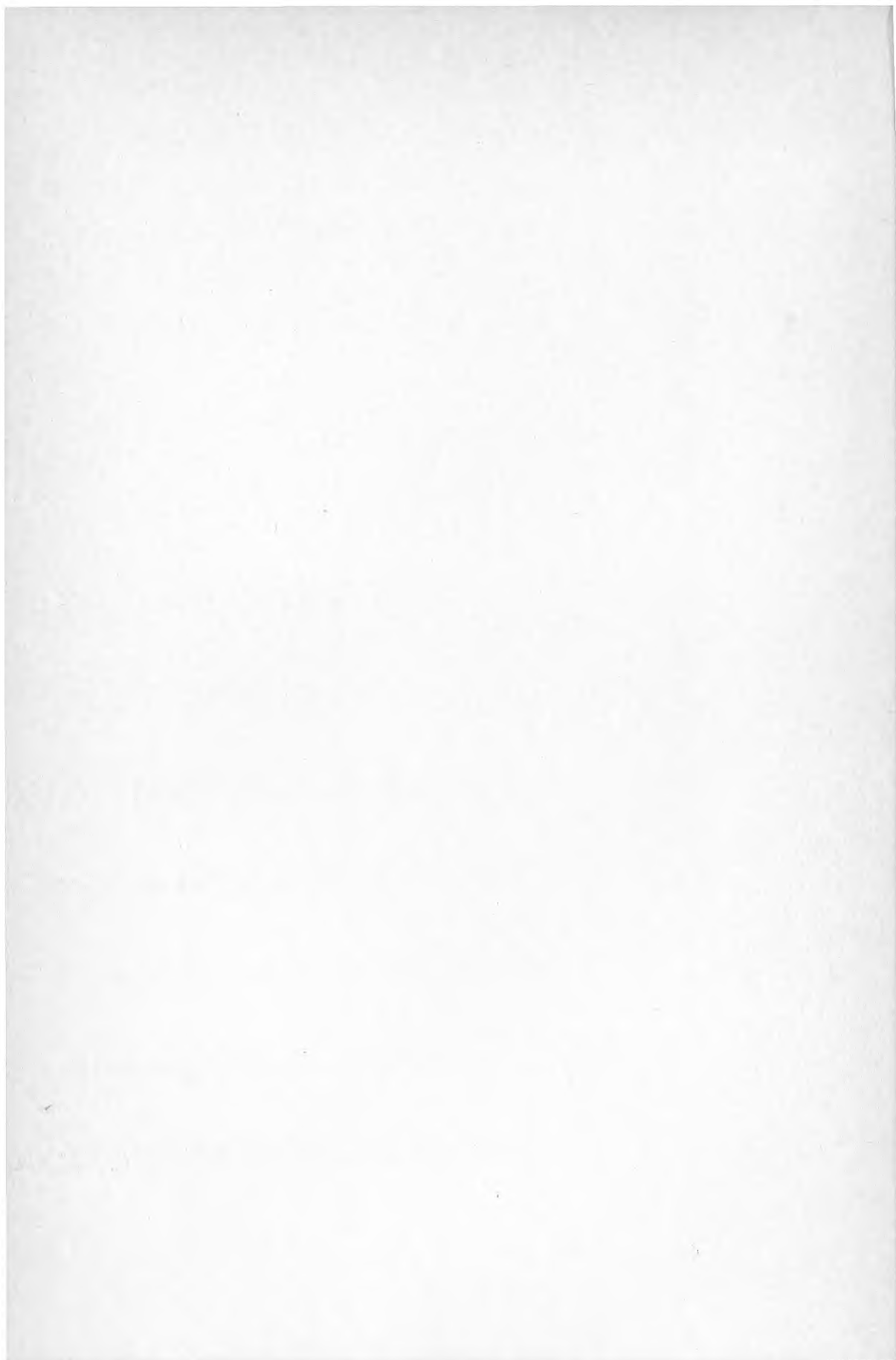
BILAGA V

KARTA









**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 781388-0 från
Statens råd för byggnadsforskning till AB Fjärrvärme, Trosa.**

R125: 1980

ISBN 91-540-3341-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700225

**Abonnemangsgrupp:
Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirka pris: 35 kr exkl moms