



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

R55:1984

Spillvärme från vattenkraft- stationer

**Hans Grafström
Pelle Hedlund
Stefan Rydberg**

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	Plac <i>ser</i>

*K
AM*

Byggeforskningsrådet

R55:1984

SPILLVÄRME FRÅN VATTENKRAFTSTATIONER

Hans Grafström
Pelle Hedlund
Stefan Rydberg

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
830474-1 från Statens råd för byggnadsforskning
till Vattenbyggnadsbyrån (VBB) AB, Avdelningen
för värmeteknik, Stockholm.

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

R55:1984

ISBN 91-540-4134-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	Sammanfattning	
1.	Inledning	1
2.	Förutsättningar	2
2.1	Spillvärmekällan	2
2.1.1	Transformatorer	2
2.1.2	Generatorer	2
2.1.3	Bärlager	3
2.2	Distribution	4
2.3	Värmeförbrukaren	4
3.	Beskrivning av lämpliga vattenkraftstationer	6
3.1	Porjus	6
3.2	Porsi	7
3.3	Kvistforsen	8
3.4	Nämforsen	8
3.5	Hjälta	9
3.6	Bergeforsen	10
3.7	Trängslet	10
3.8	Olidan och Hojum	11
3.9	Övriga stationer	11
4.	Utförda spillvärmeanläggningar	13
4.1	Transformatorer	13
4.2	Generatorer	14
5.	Principförslag för spillvärmeutnyttjande i Trängslet	15
5.1	Kraftstationen	15
5.1.1	Transformatorer	15
5.1.2	Generatorer	16

5.2	Överföring av spillvärme- energin	17
5.3	Värmeförbrukaren	18
5.4	Spillvärmeinstallationen	19
5.4.1	Transformatorer som värme- källa	19
5.4.2	Generatorer som värmekälla	20
5.4.3	Kostnadsuppskattning	21
6.	Slutsatser	22

BILAGOR

1. Vattenkraftstationer med installerad effekt >100 MW
2. Översiktskartor
3. Vattenkraftstationer med installerad effekt 10-100 MW som kan vara lämpliga spillvärmeleverantörer
4. Situationsplan över Trängslet
5. Elproduktion i Trängslet under perioden juli 1980- juni 1981
6. Vattentemperatur i Österdalälven
7. Energiförbrukning vid Art SS
8. Varaktighet för värmelast vid Art SS
9. Flödesschema, transformatorer
10. Flödesschema, generatorer

Sammanfattning

Förlusterna i vattenkraftstationer är små, ett fåtal procent. Väsentligen uppkommer förlusterna i generatorer och transformatorer där de normalt varierar mellan 0,5 och 2 %. Den stora effekt som totalt finns installerad i Sverige, ca 16 000 MW, medför dock att betydande energimängder årligen kyls bort.

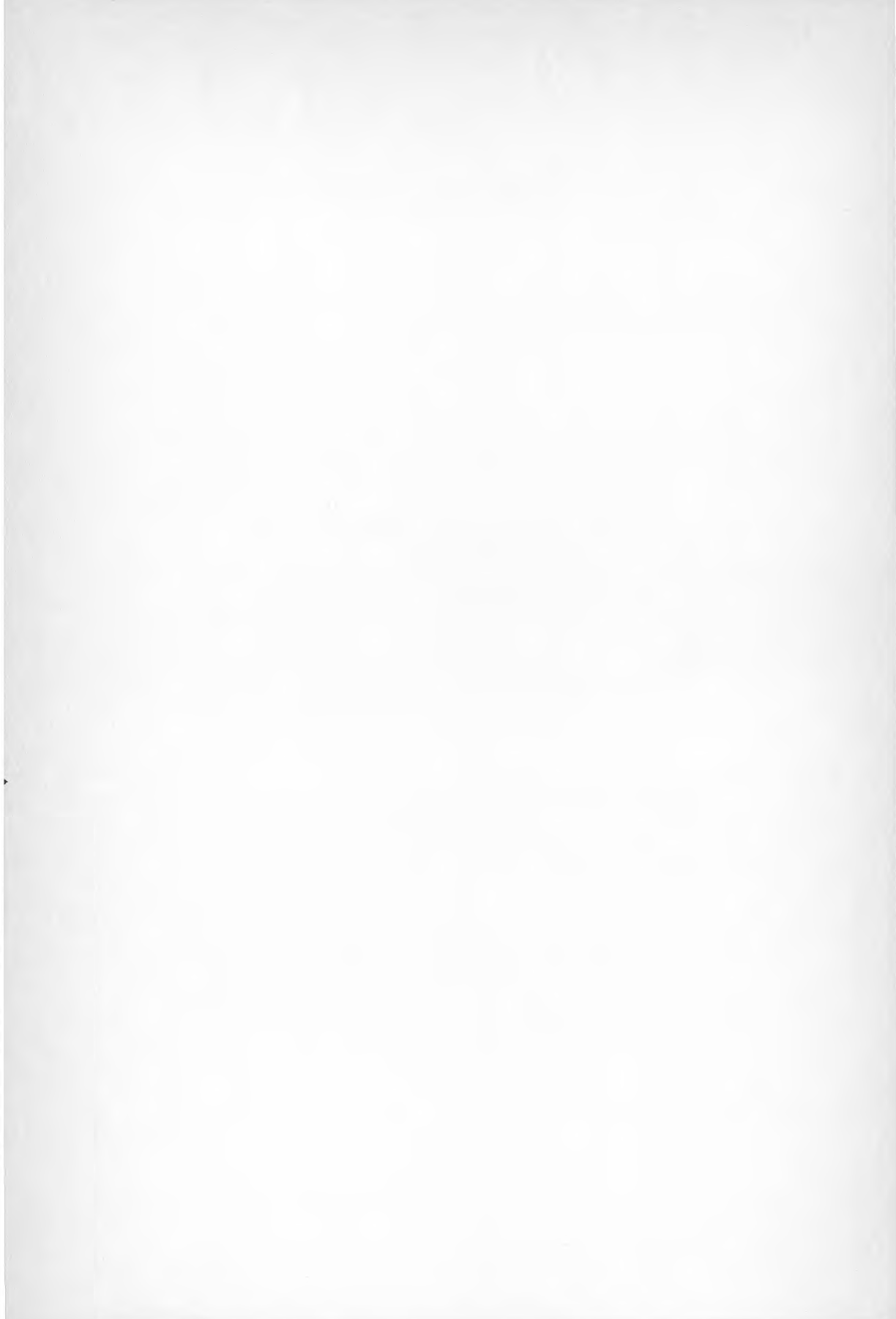
Det finns i landet 42 kraftstationer med minst 100 MW installerad effekt. Av dessa uppfyller endast nio kravet att ha en större värmeförbrukare inom ca 1 km avstånd från kraftstationen. De nio stationerna beskrivs i rapporten med hänsyn till lämplighet som spillvärmekälla. Förutsättningarna kan variera kraftigt mellan de olika stationerna vad avser årlig drifttid, fallhöjd m m. Även värmeförbrukarna kan vara olika lämpade som spillvärme-avnämare. Krav på höga framledningstemperaturer samt avsaknad av utbyggda fjärrvärmenät är mycket begränsande faktorer.

Möjligheten till spillvärmeuttag från stationer med en installerad effekt under 100 MW berörs översiktligt. Ett tiotal sådana stationer omnämns. I två av dessa stationer har möjligheten till spillvärmeuttag redan tidigare studerats, men andra uppvärmningssätt i anslutande bebyggelse har valts.

Det finns ett flertal spillvärmeanläggningar i drift med såväl transformatorer som generatorer utnyttjade som värmekälla. Installationerna beskrivs översiktligt och i förekommande fall redogörs för drifterfarenheter.

Slutligen diskuteras två principförslag till spillvärmeinstallation i Trängslets kraftstation där transformatorer respektive generatorer utgör värmekälla. En lämplig värmeförbrukare, Artilleriskjutskolan, ligger intill kraftstationen och har dessutom gynnsamma (låga) temperaturnivåer i sitt värmedistributionsnät. Mest gynnsamt är transformatoralternativet som beräknas få en pay-off tid på investerat kapital på omkring 6 år.

De tjugotal vattenkraftstationer som identifieras som tänkbara spillvärmekällor bör studeras vidare. Berörda ägare och kommuner bör kontaktas så att spillvärmerna från vattenkraftstationer kan beaktas i den framtida värmeplaneringen.



1. Inledning

Det svenska vattenkraftssystemet har bidragit till en dominerande och väl fungerande del av den totala energiförsörjningen under en lång tid. För närvarande är det svenska vattenkraftssystemets samlade effekt ca 16 000 MW och årsleveransen drygt 60 TWh.

Tekniken kring vattenkraftanläggningar är väl känd och i alla avseenden förfinad för att erhålla högsta möjliga verkningsgrad. Förlusterna hos exempelvis generatorer är anmärkningsvärt små, normalt 1-2 %, och består väsentligen av lindnings- och virvelströmsförluster i form av värme. Vanligen sker kylningen med luft som i sin tur kyls med vatten. Förlusterna i transformatorer är normalt ännu mindre. Kraftstationernas normalt stora effekter tillsammans med det stora antalet årliga drifttimmar medför ändå att betydande energimängder måste kylas bort.

De totala värmeförlusterna i samtliga vattenkraftsgeneratorer är med ovannämnda förlustprocenter årligen av storleksordningen 2 TWh. I de fall där kraftverken är lokaliserade i närheten av bebyggelse kan spillvärmens tänkas förädlas med hjälp av värmepumpar och därefter användas för uppvärmning av byggnader. Spillvärmens har den i detta sammanhang gynnsamma egenskapen att tillgången säsongsvi i viss mån varierar i takt med efterfrågan. Den allt större andelen kärnkraft i det svenska elkraftssystemet ställer dock höga krav på vattenkraftverkens reglerbarhet. Allt fler vattenkraftstationer drivs som effektkraftverk där stillestånd under nattens låglasttimmar förekommer ofta.

Normalt är kraftverken lokaliserade i glesbygd med små eller obefintliga värmebehov inom räckhåll. Det praktiskt möjliga spillvärmeutnyttjandet är därför betydligt lägre än ovan angivna 2 TWh. Projektet avser studier av samtliga svenska vattenkraftverk med installerad effekt större än 100 MW med hänsyn till potentiella avnämare av lokalvärme.

Den begränsande faktorn är i de flesta fall inte tillgången på spillvärme utan bristen på närliggande och passande värmeförbrukare. Därmed skulle även kraftstationer med installerad effekt mindre än 100 MW kunna vara intressanta i de fall de är belägna intill tänkbara värmeavnämare. Ett urval av från denna synpunkt lämpliga vattenkraftstationer med installerad effekt mindre än 100 MW omnämns i rapporten.

2. Förutsättningar

En rad faktorer är väsentliga för att en spillvärmeinstallation skall vara lönsam. Huvudfaktorerna är spillvärmekällan, distributionen och värmeförbrukaren.

2.1 Spillvärmekällan

Spillvärme produceras i en vattenkraftstation i huvudsak av generatorer och transformatorer. I båda fallen varierar värmeförlusterna, beroende på anläggningarnas ålder, mellan 0,5 % och 2 %.

Då tillgången på spillvärme oftast inte är den begränsande faktorn väljs antingen generatorer eller transformatorer som spillvärmekälla. Vilken som väljs måste bedömas från fall till fall beroende på temperaturnivåer, avstånd till värmekonsument, anläggningens ålder m m.

2.1.1 Transformatorer

Kraftstationernas transformatorer är numera oftast placerade utomhus. Kylningen sker normalt med cirkulerande olja som leds genom luftkylda kylflänsar. Det finns tre olika principlösningar för kylning av transformatorer:

- ONAN: Temperaturbetingad forcering (ingen pumpning av oljan i transformatorn, inga luftfläktar.)
- ONAF: Lika ONAN men med luftfläktar.
- OFAF: Forcerat oljeflöde (pumpning) samt luftfläktar.

Transformatorer med kylningssystemet OFAF är lämpligast från spillvärmesynpunkt.

Vid värmeåtervinning överförs värmen från oljan till en vattenkrets via värmväxlare. Värmväxlingen mellan olja och vatten utgör en risk då vatten kan komma in i oljesystemet vid ett läckage, varför speciella lösningar med mellankretsar måste tillgripas.

2.1.2 Generatorer

Generatorerna kyls vanligen av ett cirkulerande luftflöde som i sin tur kyls med vatten. En mindre

del av luftflödet används ofta för uppvärmning av kraftstationen medan den stora energimängden kyls bort i vattenkylarna. Kylvattnets temperatur styrs av en maximerad temperaturnivå i generatoren. Kylvattenflödet bör därmed vara mindre vid låga vattentemperaturer än vid högre. Vanligen regleras emellertid vattenflödet endast för den från kylningssynpunkt mest kritiska perioden, som infaller under sensommaren. Det konstanta vattenflödet har betydligt bättre kyleffekt på vintern och generatorns arbetstemperatur sänks därmed med god marginal under den rekommenderade maximala temperaturen, vilket inte är någon nackdel för generatoren. Från värmeåtervinningssynpunkt är däremot ett variabelt flöde med hög temperatur önskvärt då värmepumpens värmefaktor stiger med ökad temperatur på spillvärmen.

Livslängden för såväl transformatorer som generatorer minskar vid ökad temperatur varför en optimeringsberäkning är nödvändig i varje enskilt fall.

Som redan nämnts innebär kraven på vattenkraftstationernas reglerbarhet att driften på enskilda stationer kan bli mycket oregelbunden. Då värmeproduktionen måste anses som en biprodukt och därmed anpassas till kraftproduktionen blir värdet av värmetillskottet svårbedömbart. Långa avbrott (8-10 timmar) i värmeproduktionen under flera vinternätter innebär att den installerade reservkapaciteten måste:

- täcka hela toppeffektbehovet
- vara snabbreglerbar
- lämna stort årligt energibidrag

En möjlighet att åtminstone reducera behovet av reservenergi erhålls om ett lager för kylvatten anläggs. Den erforderliga lagervolymen beror av värmebehov, kylvattentemperatur och längden av stilleståndsperioderna.

Även värmeuttag ur ytvatten skulle under vissa perioder (sommar och höst) kunna överbrygga stilleståndsperioder i kraftstationen.

2.1.3 Bärlager

Bärlagren i ett kraftaggregat bär rotorerna, turbinerna och vattenlasten i turbinerna. Lagren är vattenkylda och har betydligt mindre förluster än såväl generatorer som transformatorer.

2.2 Distributionen

Den värmepump som blir nödvändig för att kylvatt-
net från generatorerna skall kunna nyttiggöras
för uppvärmning kan placeras antingen vid spill-
värmekällan i kraftstationen eller vid värmeför-
brukaren. Skillnaden består väsentligen i att
varmt (ca 70°C) eller kallt (5-15°C) vatten leds
mellan värmekälla och värmeförbrukare. Transport
av det varma vattnet måste ske i isolerade rörkul-
vertar medan det kalla vattnet kan ledas i betyd-
ligt billigare tryckrör tillverkade av plast.
Normalt är det ekonomiskt mera fördelaktigt att
pumpa det kalla vattnet än det varma då såväl
investeringskostnader som värmeförluster därigenom
blir mindre.

Värmepump erfordras normalt också om spillvärme
från transformatorer skall utnyttjas i befintliga
byggnader. I de fall ny bebyggelse ansluts kan
denna anpassas för låga framledningstemperaturer,
omkring 60°, och någon värmepump erfordras därmed
inte.

2.3 Värmeförbrukaren

En idealisk värmeförbrukare ur spillvärmesynvinkel
skall uppfylla följande önskemål:

- Små års-, dygns- och timvariationer i värmebe-
hoven.
- Belägenhet nära spillvärmekällan.
- Distributions- och radiatorsystemet dimensio-
nerat för låga framledningstemperaturer.

Små variationer i värmebehovet innebär att värme-
pumpen kan dimensioneras för en stor andel av
den erforderliga effekten och få lång årlig drift-
tid. Energibidraget blir därmed stort.

Ett kort avstånd mellan värmekälla och värmeför-
brukare minskar värmeförlusterna och investerings-
kostnaderna. Också det erforderliga pumparbetet
minskar vid kortare sträckor mellan värmekälla
och värmeförbrukare.

Effektiviteten hos en värmepump är beroende av
vilken temperaturnivå som erfordras samt spill-
värmekällans temperatur. Vid temperaturkrav över-
stigande omkring 70°C försämras effektiviteten
märkbart. Returtemperaturen i ett distributions-
system bär alltså vara betydligt lägre än 70°C
för att en värmepump skall vara ett realistiskt
alternativ.

I de fall bebyggelsen har individuella pannor måste dessa sammanlänkas antingen med isolerade kulvertar ("fjärrvärme") eller med vattenledningar ("kallfjärrvärme"). I det senare alternativet erfordras en värmepump i varje fastighet. Om den befintliga bebyggelsen uppvärms med direktverkande elvärme erfordras nyinstallation av såväl ett distributionssystem mellan fastigheterna som vattenburna system inne i byggnaderna.

3. Beskrivning av lämpliga vattenkraftstationer

Det finns i Sverige 42 vattenkraftstationer i drift som var och en har en installerad effekt av 100 MW eller mer, se bilaga 1. Samtliga kraftstationer utnyttjar i någon utsträckning spillvärmerna från generatorer och/eller transformatorer. Ventilationsflödena styrs så att varm kylluft leds till utrymmen med värmebehov. Spillvärme kan också utnyttjas till förvärmning av tilluften i värmeväxlare. I det följande beaktas inte eventuella avsättningsmöjligheter för spillvärme inom respektive kraftstation. Värmebehoven är normalt små men möjligheten att utnyttja spillvärme bör naturligtvis ändå beaktas vid eventuella detaljstudier.

Lämpligheten som spillvärmekällor har bedömts främst utgående från förekomsten av möjliga värme-konsumenter i stationernas närhet. Bebyggelsen kring kraftstationerna har indelats i tre kategorier:

- 1 Tätorter.
- 2 Enstaka bostadshus (<20 st) med individuell uppvärmning samt verkstads- och/eller kontorslokaler.
- 3 Enstaka bostadshus (<5 st) med individuell uppvärmning samt smärre verkstadslokaler.

En första utgallring erhöles vid samtal med erfarna vattenkraftkonstruktörer och förvaltare på VBB och Vattenfall. Samtliga 42 kraftstationer har vidare lokaliserats på generalstabens kartor i skala 1:50 000. Vidare har kraftbolagens driftpersonal tillfrågats liksom förvaltare av intilliggande bebyggelse. Kraftstationerna har därefter delats in i kategorierna 1-3 med hänsyn till lämplighet som värmekälla. Fördelningen framgår av bilaga 1. De mest lämpade stationerna >100 MW är, som framgår av bilaga 1, Porjus, Porsi, Kvistforsen, Nämforsen, Hjalta, Bergforsen, Trängslet och Trollhättan (2 st). Stationernas lägen framgår av bilaga 2, som är utdrag ur "Topografisk karta över Sverige" i skala 1:50 000.

3.1 Porjus

Porjus kraftstation ligger vid Stora Luleälv intill Porjus samhälle, se bilaga 2:1. Stationen ägs av Vattenfall och består av en äldre del med 2 x 30 MW installerad effekt och en nyare del

med 2 x 250 MW installerad effekt. Stationen, framför allt den gamla delen, körs mycket intermittent. Ett aggregat på 250 MW går dock relativt kontinuerligt. Det förekommer dock nolltappning vissa kvällar och helger.

Generatorerna är luft/vattenkylda. Kylvattentemperaturer är ej uppmätta. Som en följd av den oregelbundna driften har flödesregulatorer monterats på kylvattenledningarna. Dessa styrs av temperaturnivån i generatorerna.

Transformatorerna står utomhus. Viss värme tillvaratas och återförs till stationen för uppvärmningsändamål.

Den nya stationen är placerad under jord och värms med spillvärme i ventilationsluften. Den gamla stationen har en stor överbyggnad som nu värms med direktverkande el. Det finns också några mindre verkstadsbyggnader vid kraftstationen.

Jokkmokks kommun planerar att bygga en fastbränsleeldad värmeproduktionsanläggning med effekten 400-500 kW i Porjus samhälle. En skola och 3-4 flerbostadshus beräknas kunna anslutas. I övrigt finns mest enbostadshus i samhället. Tillsammans med värmebehovet i kraftverksbyggnaderna uppskattas behovet av installerad effekt till 1 MW för de nämnda byggnaderna.

3.2 Porsi

Porsi kraftstation ägs av Vattenfall och är belägen vid Lule älv vid Vuollerim samhälle, se bilaga 2:2. Stationen har 2 aggregat, vardera med effekten 87 MW. Ett tredje och lika stort aggregat håller på att installeras. Generatorerna är luft/vattenkylda. En liten del av kylflödet används för lokal uppvärmning.

I Vattenfalls regi uppförs på försök en torveldad värmeproduktionsanläggning i Vuollerims samhälle omkring 1,5 km från kraftstationen. Försöksverksamheten innebär eldning med olika torvkvaiteter. I hetvattencentralen installeras totalt omkring 1,3 MW varav 0,5 MW kommer från torvpannan och resten från elpannor. Ett distributionsnät finns utbyggt till en skola, badhus, driftkontor och verkstad. Möjligen kommer också Folkets hus att anslutas. Värmesystemet är dimensionerat för 80°/60°.

Nivåskillnaden mellan kraftstation och den planerade hetvattencentralen är omkring 60 m.

3.3 Kvistforsen

Kvistforsens kraftstation ägs av Graningeverkens AB och är belägen i Skellefteås utkanter vid Skellefte älv, se bilaga 2:3. Stationen har 2 aggregat, vardera med effekten 70 MW. Fallhöjden är 50 m. Driften är korttidsreglerad med full kapacitet dagtid och reducerad nattetid. Perioder med noll-tappning förekommer.

Generatorerna är luft/vattenkylda. Kylvattnet tas från stationens trycksida. Ett stort vattenflöde leds genom luftkylarna och vattentemperaturen höjs därmed endast 1-2° vid passagen genom kylarna. Vid ett eventuellt spillvärmeuttag är högre kylvattentemperatur önskvärd och därför erfordras en strypventil som styrs av temperaturen på utgående kylvattenflöde.

Transformatorerna står inne i stationen, vilket alltid innebär en viss risk vid brand och/eller explosion. Då transformatorerna inom kort skall bytas ut planeras en uppställning utomhus.

I Skellefteå pågår utbyggnad av ett fjärrvärmenät. Det kortaste avståndet mellan fjärrvärmenätet i stadens centrum och stationen blir omkring 4 km. Inom 1 km från stationen finns en skola och ett område med småhus individuellt uppvärmda med vattenburna värmesystem.

3.4 Nämforsen

Nämforsens kraftstation ligger vid Ångermanälven intill Ådals-Lidens samhälle, se bilaga 2:4. Stationen ägs av Vattenfall och har 3 aggregat med effekterna 27+27+54 MW. Stationen drivs intermittert och kan vara helt ur drift nattetid. Generatorerna är luft/vattenkylda. Transformatorerna står utomhus och är vattenkylda.

I Ådals-Liden planeras ett mindre fjärrvärmenät. FN är ett fåtal flerbostadshus anslutna till en liten panncentral med elpannor. I samhället finns skola, badhus, hotell, teater, ålderdomshem mm som kan tänkas bli anslutna. Den erforderliga effekten i värmeproduktionsanläggningen vid fullt utbyggt nät beräknas bli 2 MW. Avståndet mellan samhället och kraftstationen är omkring 500 m. Samhället är beläget på en nivå omkring 50 m ovanför stationen. Då fallhöjden är 22 m blir den erforderliga lyfthöjden för generatorernas kylvatten drygt 70 m.

3.5 Hjäлта

Vid Långsele samhälle i Faxälven ligger Hjäлта kraftstation, se bilaga 2:5. Stationen ägs av Hjäлта AB och har 3 aggregat på vardera 59 MW. Driften är tidvis mycket oregelbunden och nolltappning kan förekomma bl a under kalla vinterätter då stort uppvärmningsbehov föreligger.

Generatorerna är luft/vattenkylda. En del av kyl-luften används för uppvärmning av montagehall, verkstad, kabelkanaler m m. Luftflödet kan varieras för att svara mot uppvärmningsbehovet. Kylvattenflödet är reglerbart i motsvarande grad. Det finns utrymme för rördragningar från generatorer till marknivån i befintliga schakt.

Man har studerat möjligheten att leda spillvärme från generatorerna till en fiskodling omedelbart nedströms kraftstationen. Projektet genomfördes inte, främst beroende på de relativt ofta förekommande perioderna av nolltappning i stationen.

Temperaturmätningar på kylvattnet har gjorts då en generator gick på märkeffekt (59 MW) och kylvattenflödet inte var strypt (1 000 l/min).

Inkommande vattentemp	+1,2°C
Utgående vattentemp	+22°C

Vattenkylarnas effekt kan därmed beräknas till 1,45 MW eller omkring 2,5 % av generatorns märkeffekt. Den relativt stora förlusten förklaras av att generatorerna är förhållandevis gamla, omkring 35 år. Merparten av förlusten utgörs av sk tomgångsförluster eller järnförluster som är betydligt mindre i modernare generatorer.

Transformatorerna står utomhus och är oljekylda med kompletterande luftfläktar. Transformatorerna är självkylda under större delen av året. Sommartid kopplas fläktarna in för att forcera luftflödet genom kylflänsarna.

I anslutning till kraftstationen finns 11 lägenheter (4 tvåbostadshus och 3 enbostadshus), vardera med energibehovet 25-30 000 kWh/år. Tvåbostadshusen uppvärms med direktverkande el medan enfamiljshusen huvudsakligen har vattenburen elvärme. På stationsområdet finns också en mangelbod och en samlingslokal, båda med direktverkande elvärme.

Vintern 1983/84 genomförs en fjärrvärmeutredning för Långsele samhälle. Utbyggnaden planeras kunna påbörjas 1985 och den installerade effekten beräknas bli 4-5 MW. Avståndet mellan centrala Långsele och kraftstationen är omkring 2 km och höjdskillnaden omkring 80 m.

3.6 Bergeforsen

Bergeforsens kraftstation ligger vid Indalsälven intill samhällena Bergforsen, Forsmon och Sörberge, se bilaga 2:6. Stationen administreras av Vattenfall men ägs till 40 % av Bergeforsens Kraft AB. BKAB äger en fiskodling nedströms stationen. Fyra aggregat på vardera 39 MW är installerade i stationen. Fallhöjden är 23 m. Normalt regleras stationen mellan 20 och 120 MW. Minimiflödet i Indalsälven motsvarar ungefär 10 MW. Regleringsmöjligheterna är små och perioder med nolltappning skall inte förekomma.

Generatorerna är luft/vattenkylda. Transformatorerna är placerade inne i stationen.

Norr om älven, i Bergforsen, finns en panncentral i ett bostadsområde en dryg kilometer från kraftstationen. Energiförbrukningen 1982 var 191 m³ Eo1 (ca 1 500 MWh värme) och 718 MWh el. Två oljepannor (2,3 MW och 1,2 MW) samt tre elpannor (vardera 120 kW) är installerade. I anslutning till bostadsområdet finns en skola (125 m³ olja/år) och ett pensionärshem (31 m³ olja/år) som möjligen skall anslutas till panncentralen.

Ett fjärrvärmesystem är under utbyggnad i bebyggelsen söder om Indalsälven. Spillvärme från Östrandsfabriken (+40°C) utgör basen i systemet och spillvärmerna från kraftstationen blir inte konkurrenskraftig. Ett BFR-stött projekt med "kallfjärrvärme" till ca 30 villor i Nyböle, likaså söder om älven, pågår. Grundvatten avses bli värmekälla.

3.7 Trängslet

Trängslets kraftstation ligger vid Österdalälven ca 30 km norr om Älvdalens samhälle, se bilaga 2:7. Stationen ägs av Stora Kopparbergs Bergslags AB. Den installerade effekten är 330 MW fördelad på 3 aggregat (2 x 100 + 130). Stationen drivs som en topplaststation och har därigenom perioder med nolltappning.

Generatorerna är luft/vattenkylda. En del av kyl-luften används för lokaluppvärmning medan den största värmemängden försvinner med kylvattnet. Transformatorerna är placerade inne i stationen och är olje/vattenkylda.

I direkt anslutning till stationen ligger Artilleriskjutskolans panncentral. I panncentralen produceras såväl ånga som hetvatten. Värmeeffekten är 4,6 MW fördelad på 2,8 MW olja och 1,8 MW el. Ångeffekten är 940 kW fördelad på 490 kW olja och 450 kW el. Nivåskillnaden mellan station och panncentral är ca 160 m.

Trängslets kraftstation beskrivs mer detaljerat i kapitel 5 där en möjlig spillvärmeinstallation skisseras.

3.8 Olidan och Hojum

I Trollhättan vid Göta älv ligger stationerna Olidan och Hojum, se bilaga 2:8. Stationerna togs i drift 1923 respektive 1942 och ägs båda av Vattenfall.

I Olidan finns 13 aggregat, vardera med effekten 10 MW. Stationen är hårt reglerad vilket innebär att perioder med nolltappning förekommer. Fallhöjden är omkring 35 m. Transformatorerna är placerade utomhus och är liksom generatorerna luftkylda.

I Hojum finns 100 MW installerad effekt fördelad på 2 aggregat. Stationens drift prioriteras före Olidan varför nolltappningsperioderna är färre. Fallhöjden är densamma som för Olidan, 35 m. Generatorerna är luft/vattenkylda. Transformatorerna står inomhus och är oljekyllda. En del av kyl luften används för uppvärmning av stationen och en mur i kraftverksdammen.

Båda stationerna ligger inom Trollhättans tätort. Ett fjärrvärmenät är under utbyggnad i Trollhättan och en modern värmeproduktionsanläggning har nyligen tagits i drift. Fjärrvärmebolaget har gjort upp en lista där tänkbara spillvärmeleverantörer till fjärrvärmenätet rangordnas. Det finns ett flertal industrier som dels ligger nära fjärrvärmenätet och som också har spillvärme med hög temperatur (>60°). Spillvärmen från vattenkraftstationerna kommer därför först som nummer 7 i prioritetsordning på listan och blir därför sannolikt inte aktuell för Trollhättans fjärrvärmesystem.

3.9 Övriga stationer

Som tidigare framgått finns spillvärme i vattenkraftstationer ofta i betydligt större omfattning än vad som ekonomiskt kan förädlas och nyttiggöras. Med den bakgrunden är måhända gränsen 100 MW något irrelevant. Det existerar kraftstationer vars

effekt är mindre än 100 MW men som ändå kan vara betydande spillvärmeleverantörer. Under arbetets gång har ett antal ur spillvärmesynvinkel lämpliga stationer med en installerad effekt mindre än 100 MW identifierats, se bilaga 3. I några av dessa stationer (bl a Umluspen och Sollefteforsen) har möjligheten för spillvärmeuttag tidigare utretts utan att lönsamhet kunnat påvisas.

Umluspen vid Storuman i Ume älv har en installerad effekt på totalt 95 MW fördelad på 2 aggregat. Stationen ägs av Vattenfall som också studerat möjligheterna för spillvärmeuttag. Enligt leveransgarantin är förlusterna i varje generator 1 220 kW (2,6 %). Vattenfall uppskattar den ur kylvattnet uttagbara effekten till 900 kW (1,9 %) per generator. Stationen ligger endast 200 m från Storumans fjärrvärmenät som fullt utbyggt beräknas få 12 MW installerad effekt. Det är inte aktuellt att utnyttja spillvärmerna av i huvudsak tre skäl:

- Kraftstationen korttidregleras. Den står ofta stilla nattetid och i samband med vårfloden kan stilleståndet bli månadslångt. En spillvärmeinstallation skulle därför inte minska effektbehovet för uppvärmning då stillestånd även inträffar under kalla vinternätter.
- Storumans kommun medverkar i ett stort torvprojekt (Norrhedenprojektet) och vill därför medverka till utökad torveldning.
- Fjärrvärmesystemet är dimensionerat för fram- och återledningstemperaturerna 120° respektive 80°, vilket försämrar möjligheterna för en lönsam spillvärmeinstallation. Ett lågtemperatursystem, exempelvis 80°/60°, skulle innebära ökade förutsättningar för en lönsam spillvärmeinstallation, men detta förutsätter omfattande förändringar i den befintliga bebyggelsen.

Sollefteå kraftstation ägs av Sollefteåforsens AB och är belägen vid Ängermanälven inne i Sollefteå tätort. Stationen har en installerad effekt på 60 MW fördelad på 3 aggregat. I en utredning undersöktes möjligheterna att utnyttja spillvärmerna för uppvärmning av en nyanlagd simbassäng. Utredarna påvisade bättre lönsamhet för elvärme, som också installerades.

4. Utförda spillvärmeanläggningar

Nedan beskrivs anläggningar i drift som utnyttjar spillvärme ur kylvattnet från transformatorer eller generatorer. Det allmänt förekommande utnyttjandet av kyl Luft i kraftanläggningars ventilationssystem behandlas ej här.

4.1 Transformatorer

Sydskraft har två anläggningar i drift där spillvärme från transformatorer utnyttjas. I Sege i Burlövs kommun har en 1,2 MW anläggning varit i drift sedan 1979. Transformatorerna är primärt oljekyllda. Oljan kyls med vatten i värmeväxlare som utförts med en mellanliggande luftspalt för att minimera risken för sammanblandning av olja och vatten. De tre intilliggande byggnaderna som värms av transformatorvärme uppfördes 1978. Spillvärmen används för uppvärmning av såväl tilluft, radiatorsystem som tappvarmvatten. Radiatorsystemen anpassades för en låg framledningstemperatur, omkring 55°C. Fram till hösten 1983 har inget tillskott från den installerade elpannan erfordrats.

Även i Tomelilla har Sydkraft en liknande anläggning i drift. Den är något mindre och transformatorn drivs mer oregelbundet varför reservkapacitet i form av elpannor installerats.

De två anläggningarna som nu är i drift har båda kylsystemet OFAF, se avsnitt 2.1.1, som är mest lämpat för spillvärmeuttag. Sydkraft avser att inventera hela sitt transformatorbestånd för att möjligen kunna utföra fler lönsamma spillvärmeinstallationer. Ett pilotprojekt avses att påbörjas i Älmhult och en utbyggnad av Segeanläggningen kan bli aktuell då Burlövs kommun planerar att bygga bostäder i anslutning till transformatorstationen.

I Danderyds kommun har Vattenfall en transformator med effekten 200 MVA. I samarbete med Danderyds fastighetskontor används kylvattnet för uppvärmning av en närbelägen skola. Skolan, som är relativt nybyggd (start hösten -82), är anpassad för ett lågtempererat värmesystem. Under det första driftåret täckte transformatorvärmen nära 75 % av skolans totala energivehov.

I Hallsberg utnyttjar Vattenfall spillvärmen från en äldre transformator till uppvärmning av ett intilliggande kontor. Värmen från oljan växlas mot en kylvattenkrets som i sin tur värmer till-

luften i ventilationssystemet. Den uttagna spillvärmeeffekten uppgår till 200 kW. Under vinterperioden är oljetemperaturen tidvis så låg (<60°) att spillvärmeeffekten inte är tillräcklig för byggnadens värmebehov. Tillskott fås då från en elpanna med effekten 110 kW. Transformatorn planeras att bytas ut inom en snar framtid. Eventuella spillvärmeuttag från den nya transformatorn utreds av Vattenfall.

4.2 Generatorer

I Vattenfalls station i Lilla Edet färdigställs under hösten 1983 en anläggning för utnyttjande av spillvärmerna från generatorerna. Den totalt installerade effekten i vattenkraftstationen uppgår till 40 MW fördelad på 4 generatorer. 11 MW är luftkylda varför kylvatten från 29 MW kan tillgodogöras. Tillsammans med kylvatten från bärlager beräknas den totalt tillgängliga spillvärmeeffekten till 750 kW, vilket motsvarar omkring 2,6 % förlust. Kylvattentemperaturen varierar mellan 5 och 20°. Stationen drivs i huvudsak som en topplaststation med viss baslastfunktion. Perioder med nolltappning kan därmed förutses.

Omkring 200 m från kraftstationen byggs en hetvattencentral avsedd för Lilla Edets fjärrvärmennät, som är under utbyggnad. Den anslutna effekten beräknas om ett år bli ca 6 MW. Framledningstemperaturen varierar mellan 65° och 110° och returtemperaturen mellan 45° och 65°. I hetvattencentralen finns tre oljepannor med den sammanlagda effekten 6,6 MW (2,6+2,6+1,4) samt en värmepump med effekten 1 MW. Värmepumpen ansluts till kraftverkets kylvattenkrets och till fjärrvärmens returledning. Drifttiden beräknas till 8 000 timmar per år. Omkring 60 % av årsenergin beräknas därmed kunna produceras av värmepumpen. Det finns inga utbyggda magasin för kylvatten att utnyttjas vid driftavbrott. Oljepannorna fungerar både som spetsproducenter och som reservkapacitet.

Enligt ett specialavtal med elleverantören (Vattenfall) stängs värmepumpen av då utomhustemperaturen understiger -8°C. Den fasta utgiften för el, effektagiften, kan därigenom avsevärt reduceras. Det föreligger ännu inte några driftfarenheter från anläggningen.

I Hölleforsens kraftstation vid Indalsälven utnyttjas generatorernas kylvatten i en närliggande fiskodling. Stationen har en installerad effekt på 140 MW fördelad på 3 aggregat. Kylvattnet från generatorerna (min temperatur omkring +5°) leds omkring 200 m till två öppna fiskdammar. Dammarna har vardera ytan 175 m² och kan hållas isfria utan tillsats av värme utöver spillvärmerna. Anläggningen har varit i drift sedan 1943.

5. Principförslag för spillvärmeutnyttjande i Trängslet

I syfte att mer konkret belysa omfattningen av en spillvärmeinstallation i en kraftstation studeras en möjlig lösning i Trängslets kraftstation. I omedelbar närhet av stationen ligger Artilleri-skjutskolan (Art SS) där verksamhet pågår året runt.

5.1 Kraftstationen

Den installerade effekten är 330 MW fördelad på 3 aggregat, G1 (100 MW), G2 (100 MW) och G3 (130 MW). En plan över stationen med intilliggande bebyggelse redovisas på bilaga 4. Såväl generatorer som transformatorer är placerade inomhus. Generatorerna är installerade på nivån +282 m och transformatorerna på nivån +287 m. Dammkrönets nivå varierar mellan +426 m och +429 m.

Elproduktionen i Trängslets kraftstation under perioden juli 1980 till juni 1981 var totalt 725 GWh fördelade på månader och aggregat enligt bilaga 5. Vid normal drift körs ett eller två aggregat mellan kl 0700 och 2100 (14 h) under vardagar året runt, vilket innebär omkring 3 600 drifttimmar per år. I exceptionella fall körs stationen under helger och nätter men dessa timmar medräknas inte i denna studie. Den allt större andelen kärnkraft i kraftsystemet bidrar också till att antalet årliga drifttimmar hålls nere. Den årliga energiproduktionen, 725 GWh, tillsammans med det antagna antalet drifttimmar, 3 600 tim/år, ger en medeleffekt av omkring 200 MW.

5.1.1 Transformatorer

Transformatorerna i Trängslet, 3 st, är oljekyllda och placerade inne i kraftstationen. Oljan kyls i värmeväxlare med hjälp av älvvatten. I en förberedande studie av spillvärme från transformatorer i Trängslet erhöles av leverantören, ASEA, ungefärliga uppgifter angående ett spillvärmeuttag med ett slutet system, se tabell 5.1. Uppgifterna avser transformering från 16 kV till 160 kV.

	T1,T2	T3
Effekt (MVA)	100	135
Dim. toppoljetemperatur	72,5°	70,2°
Temp. på utgående kylvatten	60-65°	ca 60°
Erforderligt vattenflöde (l/s)	10	13
Förlust vid fullast (kW)	450	550
Förlust vid dellast, 75% (kW)	305	375
Förlust vid dellast, 50% (kW)	200	230

Tabell 5.1 Data för transformatorer i Trängslet

Den totalt tillgängliga spillvärmeeffekten hos de tre transformatorerna vid fullast är 1,45 MW. Kylvattenflödet antas regleras så att temperaturen på utgående kylvatten blir konstant +55°, vilket sannolikt medför att de befintliga värmeväxlarna måste byggas ut.

5.1.2 Generatorer

Generatorerna är luft/vattenkylda och vid leveransen (G1 och G2 1960, G3 1975) uppgavs förlustsiffror enligt tabell 5.2 av leverantören, ASEA. Tomgångsförlusterna är 714 kW för G1 och G2 samt 592 kW för G3.

	G1, G2		G3	
	3/4-last	fullast	3/4-last	fullast
Järnförluster	330	330	355	355
Friktionsförluster	384	384	237	237
Belastningsförluster	173	305	309	550
Magnetiseringsförluster	134	175	181	241
Matarförluster	16	21	16	18
	1 037	1 215	1 098	1 401

Tabell 5.2 Förluster i kW i generatorer G1, G2 och G3 vid olika belastningar.

Kylningen av generatorerna sker med vattenkyld luft med flöden enligt tabell 5.3

	G1, G2	G3
Luftflöde (m ³ /s)	45	41
Vattenflöde (m ³ /h)	202	130

Tabell 5.3 Luft- och vattenflöden för generatorkylning

På varje generator finns 8 luftkylare där värmen i kyl luften överförs till kylvattnet. En liten del av kyl luften används för uppvärmning och leds därför inte genom kylarna. Luftkylarna på G1/G2 och G3 är dimensionerade för 1 100 kW respektive 1 340 kW förluster. Kylkapaciteten är sannolikt överdimensionerad samtidigt som ökade energipriser kan ha medverkat till större utnyttjande av varm kyl luft. Den praktiskt tillgängliga effekten räknas därför ner till 900 kW (0,9 % av installerad effekt) respektive 1 050 kW (0,8 %) för de två generatorstorlekarna. Dimensionerande temperatur på inkommande kylvatten är +20°C.

De antagna tillgängliga kyleffekterna ger tillsammans med de konstanta vattenflödena enligt tabell 5.3 temperaturskillnader mellan utgående och inkommande kylvatten på 3,8° och 7,0° för generatorerna G1/G2 respektive G3. Från spillvärmesynpunkt skulle en flödesreglerad kylvattenkrets vara mer ekonomisk. Det utgående kylvattnets temperatur skulle under vinterhalvåret kunna hållas konstant på exempelvis +20°C. I bilaga 6 redovisas vattentemperaturen i Österdalälven månadsvis.

5.2 Överföring av spillvärmeenergin

Som nämnts i avsnitt 2.2 är det vanligen mest fördelaktigt att placera en eventuell värmepump hos värmeförbrukaren och inte vid värmekällan. Detta antas gälla även för Trängslet och i fortsättningen behandlas endast alternativet med en värmepump i anslutning till skjutskolans pannrum. Utgående kylvatten från generatorer eller transformatorer skall alltså ledas i en rörledning till värmepumpen.

Kylvattenkretsen kan göras öppen eller sluten. I en sluten kylvattenkrets leds kylvattnet fram och åter mellan värmekälla och värmeförbrukare. Vattnet värms i olje- eller luftkylarna, kyls i värmepumpens värmeväxlare och leds åter till kylarna. I en öppen krets tas kylvattnet in från älven, leds genom olje- eller luftkylarna och släpps därefter tillbaka till älven. Såväl generatorer som transformatorer kyls vid nuvarande drift med öppna kylvattenkretsar.

Den stora nivåskillnaden mellan panncentral och kraftstation, omkring 160 m, är avgörande för valet av sluten eller öppen kylvattenkrets. I en sluten krets är det erforderliga pumparbetet oberoende av nivåskillnaden. Värmeväxlare, rör och armatur inne i stationen skulle dock utsättas för stora tryck, omkring 16 kp/cm², som de nu inte är dimensionerade för. En sluten kylkrets skulle kräva att dessa enheter måste bytas ut.

Här väljs därför en öppen kylvattenkrets med antagandet att den befintliga kylutrustningen på såväl generatorer som transformatorer kan behållas intakt. Det öppna systemet innebär att kylvattenflödet till panncentralen måste uppföras drygt 160 m. Den insatta pumpenergin kan till viss del återfås i kraftstationen om vattnet efter värmepumpen släpps i dammen. Förlusterna uppstår i pumpen och i kraftstationen som antas ha verkningsgraderna 70 % respektive 90 %. Av den tillförda pumpenergin återfås alltså 63 % som elenergi

från kraftstation under förutsättning att ingen tappning av vatten sker förbi turbinerna.

5.3 Värmeförbrukaren

Inom Artilleriskjutskolans (Art SS) område finns en panncentral med tillhörande värmedistributions-system. Anslutna byggnader är enbostadshus, logement, hotell, kurslokaler, matsal, marketenteri m m. Skjutskolans verksamhet pågår året runt även om antalet personer i lägret kan variera avsevärt från vecka till vecka. I panncentralen finns två oljepannor (1,8 MW och 0,9 MW) samt en elpanna (1,8 MW) för hetvattenproduktion. Dessutom finns en oljepanna (490 kW) och en elpanna (450 kW) för ångproduktion.

Art SS energiförbrukning under perioden juli -82 till juni -83 framgår av bilaga 7. Med antagna pannverkningsgrader (el 99 %, olja 85 %) blir den totala energiförbrukningen under perioden 4 700 MWh. Ingen separat mätning av levererad värme- respektive ångmängd sker. Skjutskolans personal uppskattar dock att omkring 15 % av den totala energiförbrukningen, 700 MWh, åtgår för ångproduktion medan återstoden, 4 000 MWh, används för värmeproduktion. Den aktuella perioden var något varmare än normalt. Normalårskorrigerad, med antagandet att tappvarmvattenandelen är 10 %, ger årsvärmebehovet 4 180 MWh. Art SS ligger i temperaturzon I och dess byggnader antas tillhör kategorin lokaler. Enligt Värmeverksföreningens rekommendationer blir då kategoritalet 1 900 h och toppeffektbehovet 2,2 MW (4 180/1 900). Värme-lastens varaktighet kan, med ovanstående förutsättningar, beskrivas enligt bilaga 8. Av diagrammet framgår bl a att varaktigheten för halva toppeffektbehovet (1,1 MW) endast är omkring 20 dygn (500 h). Dimensionerande utetemperatur (DUT) är -28°C.

Temperaturen i kulvertsystemets fram- och returledningar registreras regelbundet. Temperaturerna under två kalla decemberdygn redovisas i tabell 5.4.

	Utetemp	Framledn temp	Returledn temp
Dec -81	-24°	82°	50°
Dec -82	-18°	77°	48°

Tabell 5.4 Temperatur i kulvertsystemets fram- och returledningar vid olika utemperaturer

Temperaturdifferensen är som synes stor, omkring 30°. Sannolikt är kulvertförlusterna betydande. Den lägsta erforderliga framledningstemperaturen, 60°, bestäms av tappvarmvattenbehovet och kan hållas då utetemperaturen är högre än 0°.

5.4 Spillvärmeinstallationen

Två tekniskt möjliga spillvärmeinstallationer studeras, en med transformatorerna och en med generatorerna som värmekälla. Båda alternativen kostnadsuppskattas.

Utformningen av spillvärmeinstallationen beror helt på de lokala förutsättningarna såsom värmebehov (storlek och varaktighet), tillgänglig spillvärme, (storlek och varaktighet), uppfodringshöjd m m.

5.4.1 Transformatorer som värmekälla

En spillvärmeinstallation med transformatorer som värmekälla kan utföras enligt flödesschema i bilaga 9. I flödesschemat skisseras ett öppet system med två värmepumpar på sammanlagt 600 kW utgående värmeeffekt. Värmepumparna tänks placera i en byggnad (8x7 m) intill den befintliga panncentralen. Då stationen normalt endast drivs vardagar mellan 07 och 21 erfordras ett magasin för dygnsackumulering med volymen 75 m³ för utökning av värmepumparnas drifttid. Ett gammalt berggrum som använts som ammunitionsförråd ligger i anslutning till panncentralen. Berggrummet antas efter kompletterande byggnadsarbeten kunna användas som ackumulator. Berggrummets volym är omkring 150 m³ vilket medger ackumulering även under delar av de längre stillestånd som normalt inträffar under helger. Under dessa perioder beräknas dock värmeproduktionen i huvudsak ske med befintliga pannor.

Kylvattnet från transformatorerna beräknas ha en konstant temperatur av 55°C, vilket sannolikt kräver att de befintliga värmeväxlarnas kapacitet utökas. Vattnet leds genom ett rör, Ø 75 mm, som antas få plats i det redan nu trånga hisschaktet. Röret utförs i stål inne i stationen och av plast vid förläggning i mark. Kylvattnet blandas i en bassäng med utgående vatten från värmepumpen för att minimera den mängd vatten som måste pumpas från transformatorer till värmepump. Flöden och temperaturer framgår av flödesschemat i bilaga 9.

Med dessa förutsättningar beräknas värmepumparnas energibalans bli följande.

Värmeproduktion	2 450 MWh/år
El till värmepump	760 MWh/år
El till vattenpumpar	55 MWh/år*
Värmefaktor, värmepump	3,2
Värmefaktor, totalt	3,0

Med de förhållandevis låga framledningstemperaturer som erfordras i Art SS värmesystem förefaller även ett system med värmeväxlare utan värmepumpar intressant. En betydligt mindre temperatursänkning än i värmepumpsfallet kan påräknas, 5-10°, vilket innebär en betydligt lägre tillgänglig spillvärmeeffekt. Ett slutet system med stort vattenflöde, ca 15 l/s, skulle också kunna utföras utan värmepumpar. Då uppstår emellertid, som förut nämnts, problem med höga tryck i stationen samt risk för tryckslag etc som är kostsamma att åtgärda. Det stora vattenflödet som måste ledas fram och åter medför vidare att de ledningar som erfordras sannolikt ej får plats i hissskaktet. Nya hål skulle därför behöva borras genom berget till betydande kostnader. Alternativen bör dock studeras närmare i en mer detaljerad studie.

5.4.2 Generatorer som värmekälla

En spillvärmeinstallation med generatorer som värmekälla kan utföras enligt flödesschema i bilaga 10. Förlusten i generatorerna är något större än i transformatorerna och spillvärmen är tillräcklig för två värmepumpar med en sammanlagd effekt av 900 kW utgående värme. Spillvärmen från generatorerna har däremot lägre temperatur, vilket medför att värmepumpar i detta fall är nödvändiga samt att flöden och erforderlig ackumulatorvolym blir större. Den erforderliga ackumulatorvolymen för dygnsackumulering blir drygt 300 m³ medan det befintliga bergrummet endast har volymen 150 m³. Tänkbara alternativ är att spränga ut ytterligare utrymme i bergrummet eller att anlägga en betongalternativt stålcistern. I den följande kostnadsuppskattningen upptas en schablonkostnad på 1 000:-/m³.

I övrigt är resonemanget helt analogt med transformatoralternativet och värmepumparnas energibalans kan skrivas:

Värmeproduktion	2 600 MWh/år
El till värmepumpar	895 MWh/år
El till vattenpumpar	150 MWh/år*
Värmefaktor, värmepump	2,9
Värmefaktor, totalt	2,5

* Ingen återvinning av pumpat vatten till kraftstationens vattenmagasin medräknas.

5.4.3 Kostnadsuppskattning

Uppskattning av kostnaderna för de två beskrivna spillvärmeinstallationerna kan summeras:

	<u>Transformator</u>	<u>Generator</u>
Pumpstation i kraftstationen	75 000	110 000
Rörarbeten i kraftstationen	75 000	100 000
Ombyggnad värmeväxlare	150 000	-
Distributionsledning, hisschakt	60 000	75 000
Distributionsledning, mark	90 000	110 000
Akkumulator, ombyggnad, bergrum	50 000	50 000
Akkumulator, ny tank	-	160 000
Värmepumpaggregat	700 000	1 000 000
Pumpstation vid värmepumpar	75 000	75 000
Elanslutning	60 000	100 000
Byggnad för värmepumpar	<u>250 000</u>	<u>300 000</u>
	1 585 000	2 080 000
Projektering, byggledning, adm 10 %	155 000	210 000
Oförutsett ca 20 %	<u>350 000</u>	<u>460 000</u>
Totalt	2 090 000	2 750 000

Tabell 5.5 Kostnadsuppskattning

Med nuvarande oljepris 2 000:-/m³ (Eo4 okt 1983) och verkningsgraden 85 % blir bränslekostnaden vid oljeeldning 22 öre/kWh.

Enligt Art SS avtal med Stora Kopparberg kostar elkraften året runt 0,1 x oljepriset (Eo4) i öre/lit + 3 öre/kWh i skatt. Detta ger bränslepriset 23 öre/kWh vid eluppvärmning. Värdet för Art SS av den producerade värmeenergin antas i medeltal vara 22 öre/kWh.

Nettoenergiproduktionen i transformator- och generatoralternativet blir 1 635 MWh/år respektive 1 555 MWh/år. Enligt ovanstående resonemang blir värdet av denna energi 360 000 kr/år respektive 342 000 kr/år. Pay-off-tiderna för det investerade kapitalet blir därmed 5,8 år för transformatoralternativet och för generatoralternativet 8,0 år. Transformatoralternativet uppvisar som väntat bäst lönsamhet. De förhållandevis korta återbetalningstiderna förklaras huvudsakligen av den höga kostnaden för el.

En spillvärmeinstallation med transformatorer som värmekälla bör studeras vidare. Dels bör osäkerheterna kring det beskrivna förslaget (bergrum som ackumulator, utrymmesbehov i hisschaktet, utbyggnad av befintliga värmeväxlare etc) studeras vidare och dels bör förutsättningarna konsekvenserna av ett slutet system utredas.

6. Slutsatser

Av det stora antalet kraftstationer i Sverige är ett fåtal lämpade som spillvärmeleverantörer. Enligt bilaga 1 finns 9 st tänkbara stationer med mer än 100 MW installerad effekt. Ytterligare ett tiotal tänkbara mindre stationer omnämns i bilaga 3. Berörda ägare och kommuner bör kontaktas så att utnyttjande av spillvärme från vattenkraftstationer kan beaktas i den framtida värmeplaneringen.

De varierande förutsättningarna hos såväl kraftstationer som värmeförbrukare är helt avgörande för lönsamheten. Pay-off-tiden för spillvärmeuttaget, ca 1 200 kW, från transformatorerna i Sege beräknades till 4-5 år (se avsnitt 4.1). I Trängslet blir motsvarande pay-off-tid för en något mindre anläggning 6-8 år. Skillnaden i lönsamhet kan sannolikt variera betydligt mer mellan olika stationer.

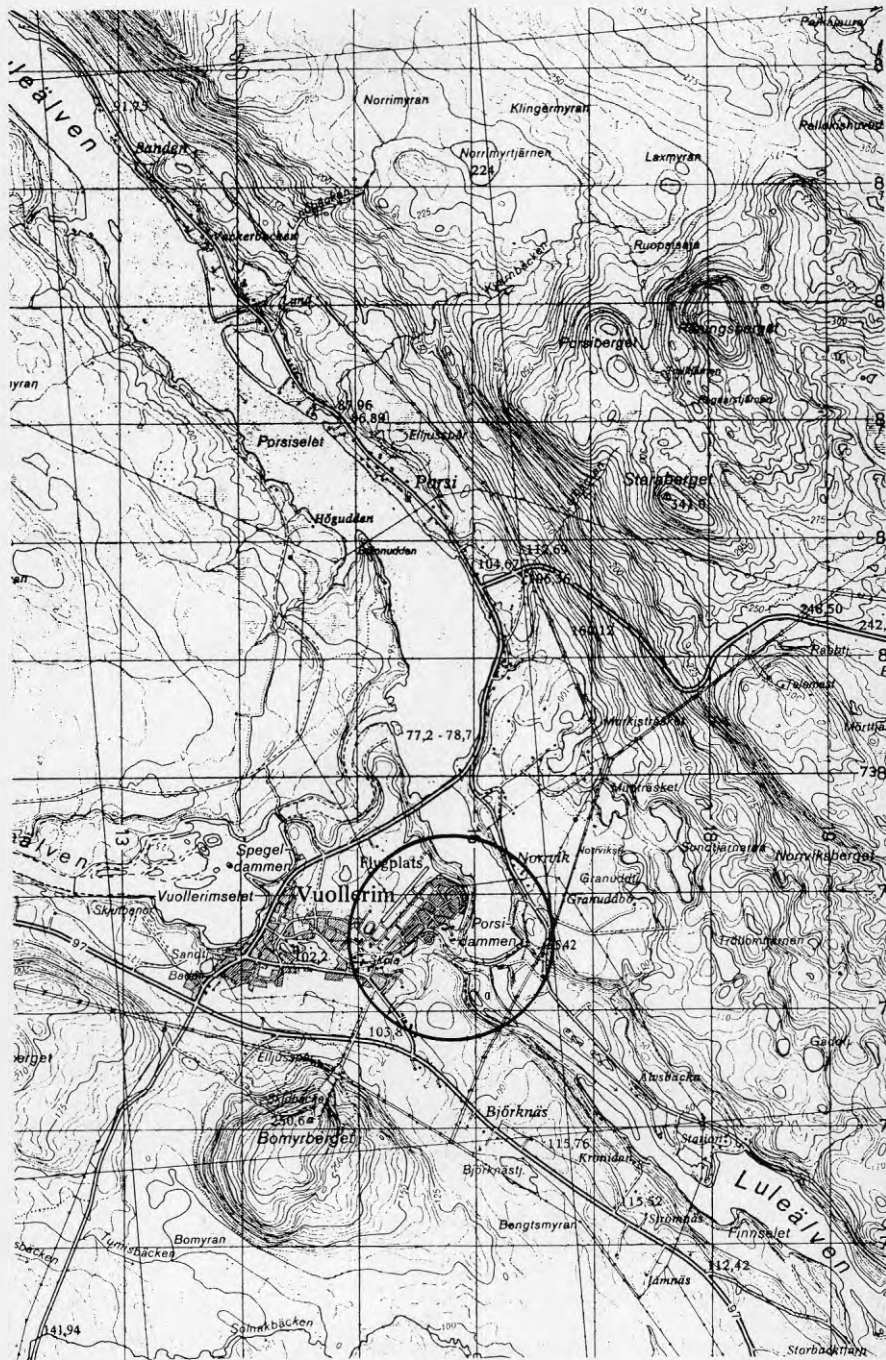
Det tjugotal stationer som omnämns i bilagorna 1 och 3 bör därför var och en studeras översiktligt med hänsyn till lämplighet som spillvärmeleverantör.

VATTENKRAFTSTATIONER MED INSTALLERAD EFFEKT >100 MW

Älv	Station	Kategori som värmekälla	Installerad effekt (MW)	Ägare
Lule älv	Ritsem	3	300	Vattenfall
"	Vietas	3	320	"
"	Porjus	1	530	"
"	Harsprånget	3	945	"
"	Ligga	3	346	"
"	Messaure	3	460	"
"	Seitevare	3	220	"
"	Akkats	3	146	"
"	Letsi	3	450	"
"	Porsi	1	173	"
"	Laxede	3	130	"
Skellefte älv	Bastusel	3	108	Bastusel KAB
"	Gallejaur	3	115	Vattenfall
"	Kvistforsen	1	140	Graningverkens AB
Ume älv	Juktan	3	335	Vattenfall
"	Tuggen	3	105	"
"	Harrsele	2	203	Harrsele AB
"	Stornorrfors	2	580	Vattenfall
Ångermanälven	Stalon	3	110	"
"	Lasele	3	150	"
"	Korselbränna	3	110	"
"	Kilforsen	2	275	"
"	Nämforsen	1	111	"
"	Moforsen	3	138	Krångede AB
"	Forsmo	2	155	Vattenfall
Faxälven	Storfinnforsen	2	112	Krångede AB
"	Ramsele	2	157	"
"	Hjälta	1	176	Hjälta AB
Indalsälven	Järpströmmen	2	120	AB Svarthålsforsen
"	Sällsjö	3	152	AB Storboforsen
"	Midskog	2	145	Vattenfall
"	Krångede	2	246	Krångede AB
"	Stadsforsen	2	135	Vattenfall
"	Hölleforsen	2	140	"
"	Bergeforsen	1	155	Bergeforsens KAB
Ljungan	Järnvägsforsen	3	105	AB Skandinaviska Elverk
"	Torpshammar	3	110	Vattenfall
Ljusnan	Krokströmmen	3	100	Gullspångs KAB
Dalälven	Trängslet	1	330	St Kopparbergs Bergslags AB
Klarälven	Höljes	3	132	Uddeholms AB
Göta älv	Trollhättan			
"	Olidan	1	135	Vattenfall
"	Trollhättan			
"	Hojum	1	100	"
Summa	42 st		9 205 MW	

Porsi

Lule älv



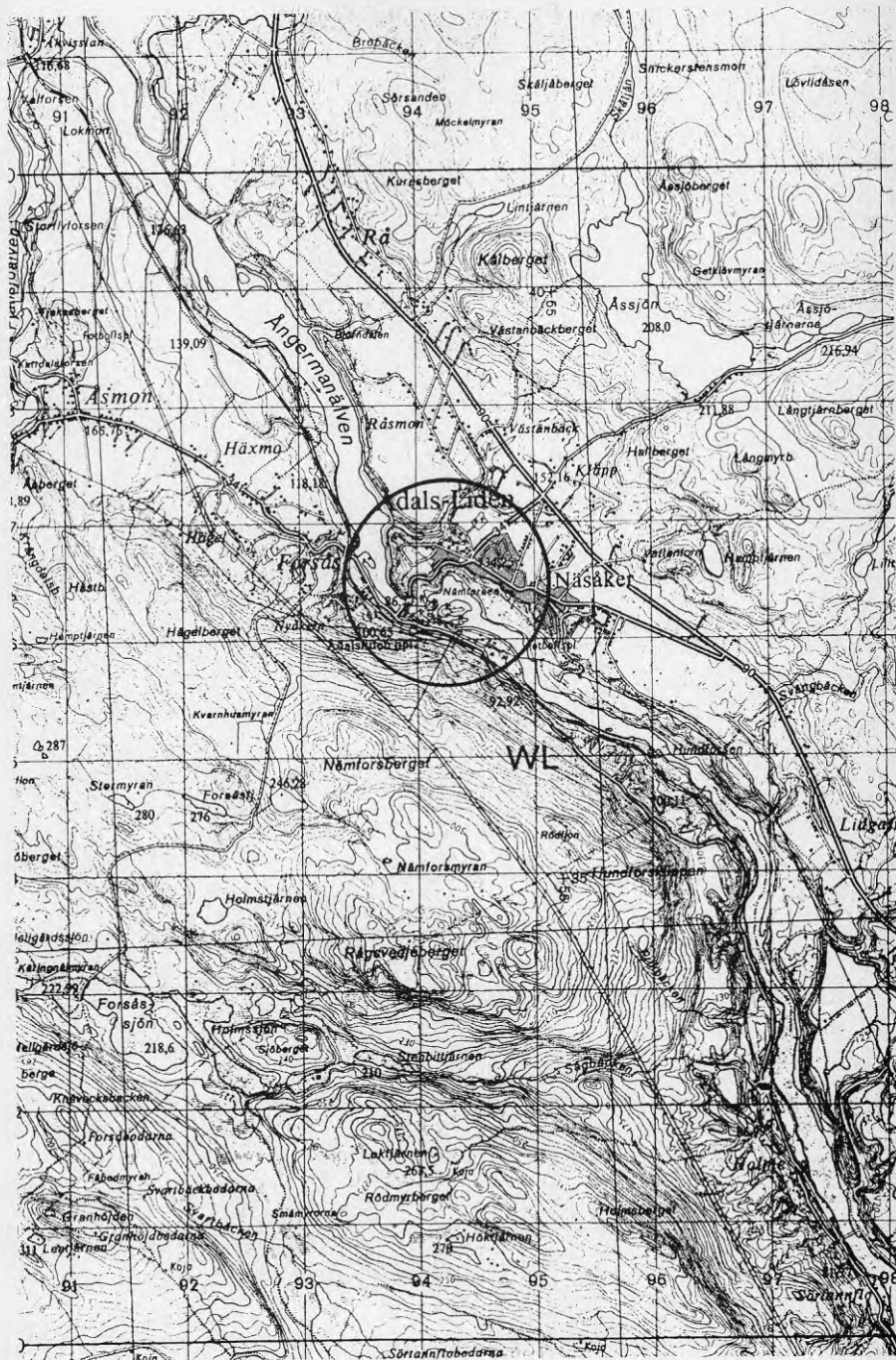
Kvistforsen

Skellefte älv



Nämforsen

Ångermanälven



Hjälta

Faxälven



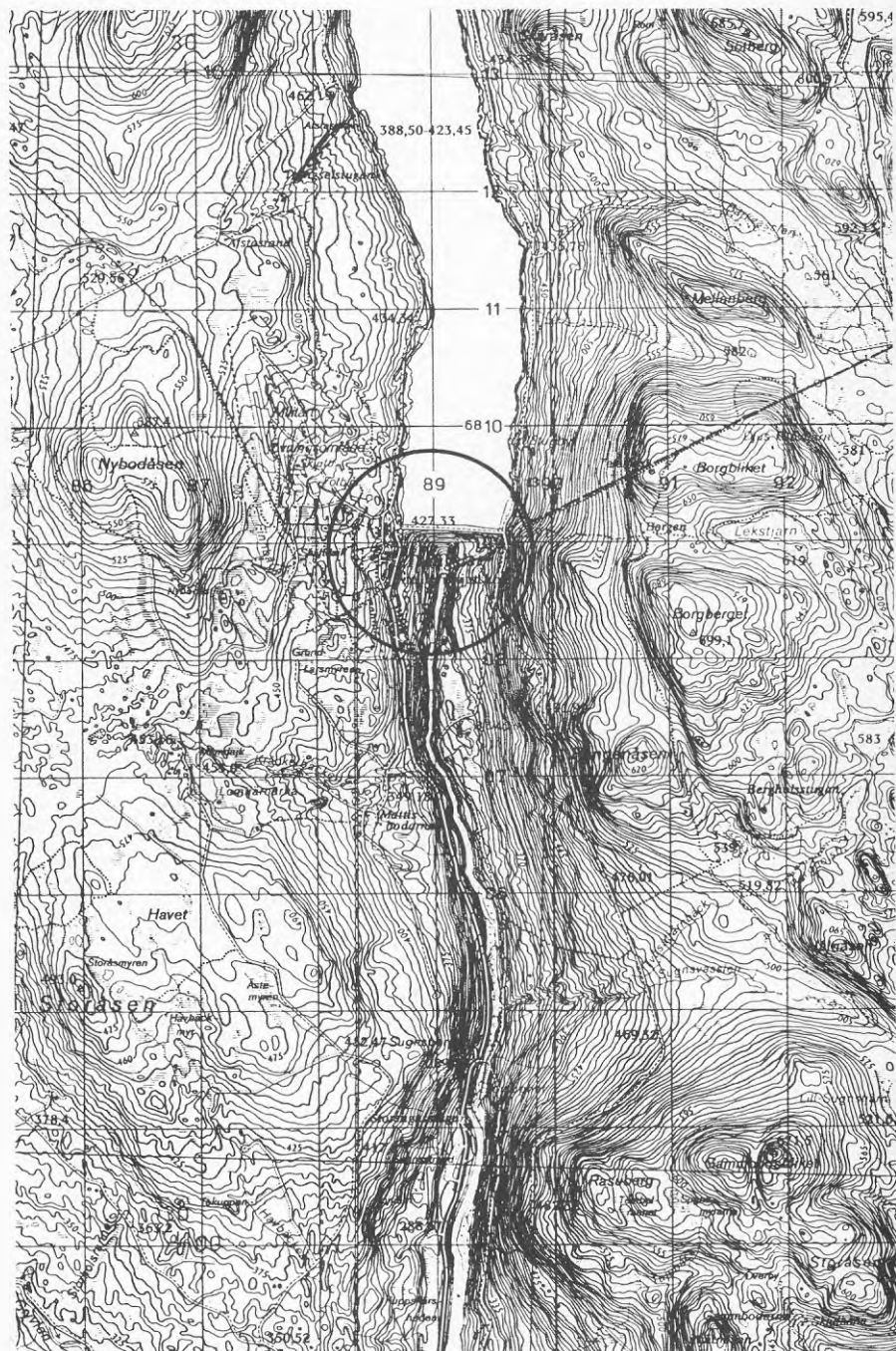
Bergeforsen

Indalsälven



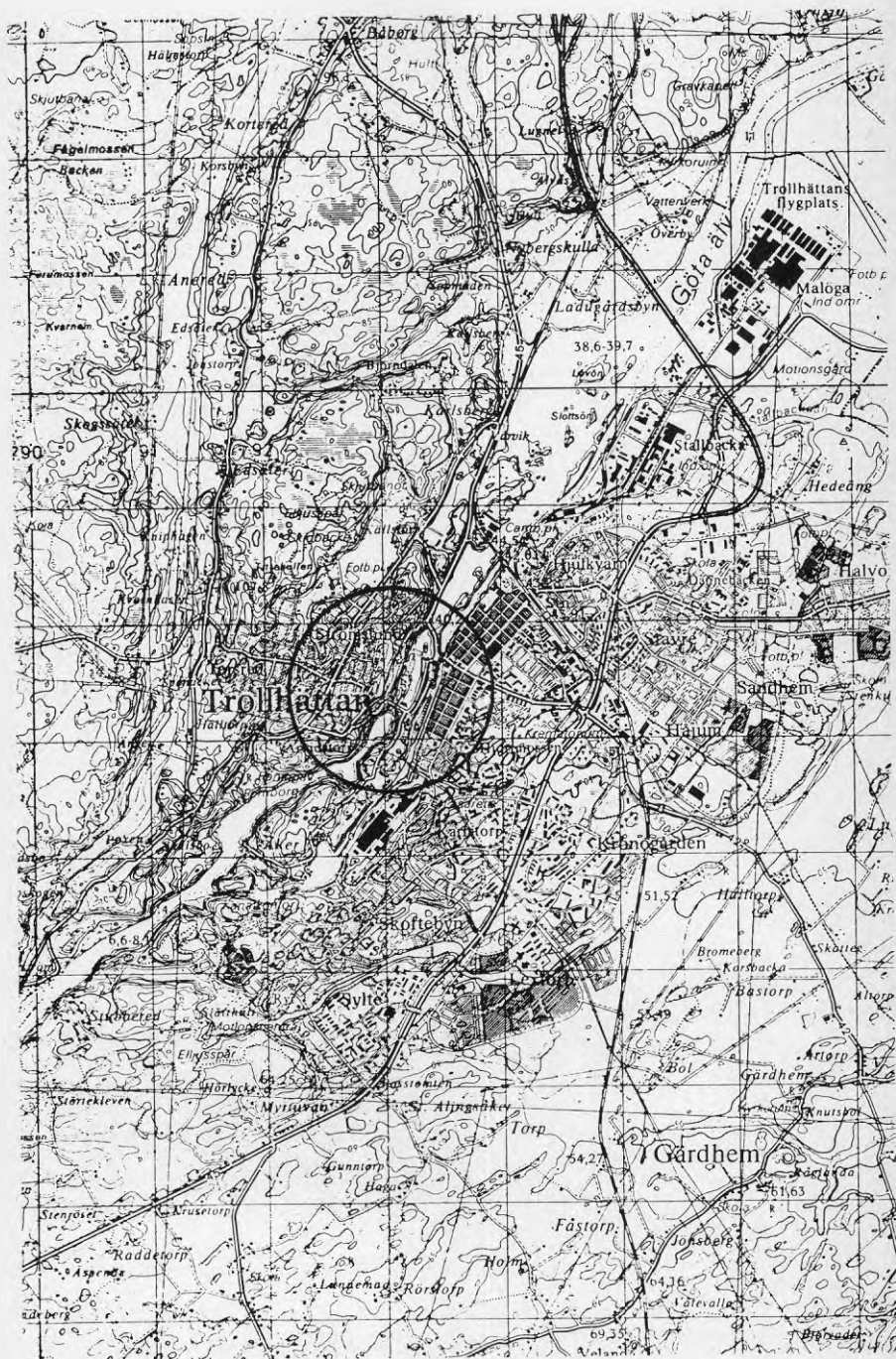
Trängslet

Dalälven



Olidan och Hojum

Göta älv



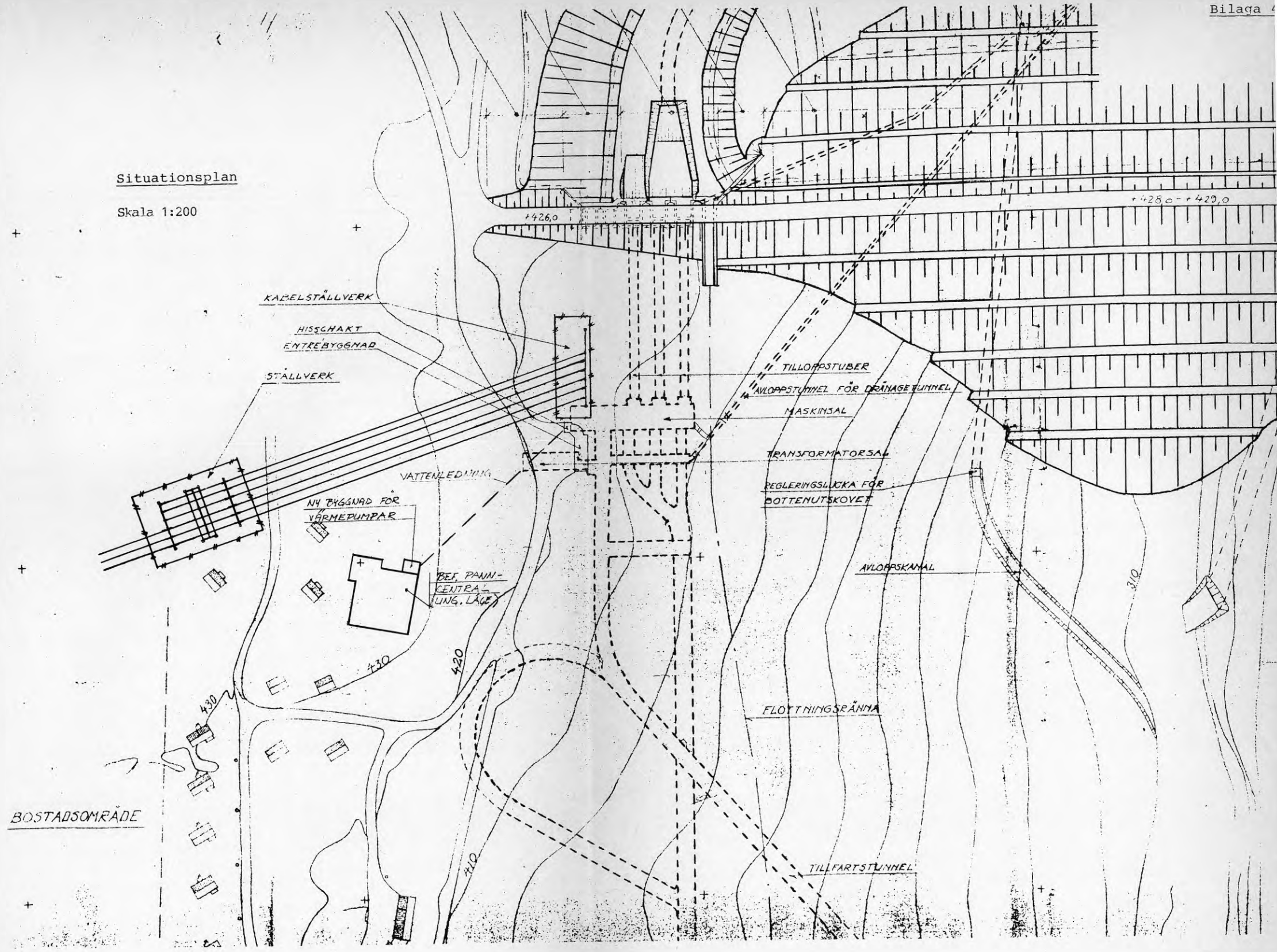
Vattenkraftstationer med installerad effekt
 10-100 MW som kan vara lämpliga spillvärmeleverantörer

Älv	Station	Installerad effekt (MW)	Ägare
Lule älv	Boden	98	Vattenfall
Ume älv	Umluspen	95	"
Ångermanälven	Sollefteå	62	Sollefteforsen AB
Ljungan	Parteboda	35	AB Skandinaviska Elverk
Dalälven	Flera stationer kring Borlänge och Avesta		
Gullspångsälven	Gullspång	41	Gullspångs KAB

Överslagsmässigt kan tillgänglig spillvärmeeffekt från generatorer sättas till 1 % och från transformator till 0,5 %

Situationsplan

Skala 1:200



Elproduktion i Trängslet under perioden
juli 1980 - juni 1981 (MWh)

	G1	G2	G3	Totalt
Juli -80	17 603	14 899	61 305	93 807
Aug	16 075	8 964	46 377	71 416
Sept	9 200	2 746	39 057	51 003
Okt	17 615	11 571	39 829	69 015
Nov	11 751	6 699	32 350	50 800
Dec	22 750	14 374	21 803	58 927
Jan -81	20 271	21 097	29 929	71 297
Febr	20 726	23 304	33 396	77 426
Mars	25 604	25 169	32 168	82 941
April	23 648	18 353	7 435	49 436
Maj	13 622	11 074	-	24 696
Juni	7 467	13 500	3 704	24 671
Summa	206 332	171 750	347 353	725 435

Vattentemperatur i Österdalälven

Månadsmedelvärden åren 1981 och 1982.

Januari	+2,0°
Februari	+2,1°
Mars	+1,7°
April	+2,3°
Maj	+3,5°
Juni	+8,6°
Juli	+9,2°
Augusti	+10,0
September	+10,7
Oktober	+8,4°
November	+5,6°
December	+2,1°

Energiförbrukning vid Art SS

Juli 1982 - Juni 1983

Månad	Elförbrukn (MWh)	Oljeförbrukn (m ³)	Lev energi (MWh)
Juli -82	269	-	266
Aug	252	-	249
Sept	262	-	259
Okt	396	-	392
Nov	396	-	392
Dec	480	1,9	492
Jan -83	34	51,2	495
Febr	1	69,9	631
Mars	321	30,8	595
Apr	288	7,1	349
Maj	370	-	366
Juni	214	-	212

Summa	3 283	160,9	4 698
-------	-------	-------	-------

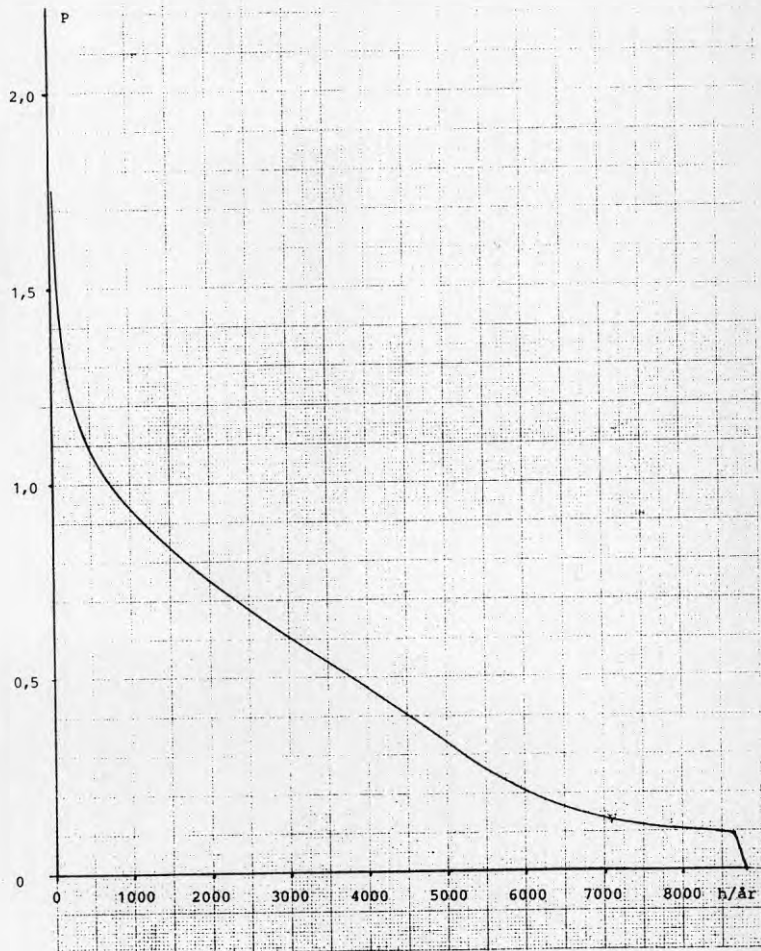
Antagen verkningsgrad för elpanna: 99 %

Antagen verkningsgrad för oljepanna: 85 %

Varaktighet för värmelast vid Art SS

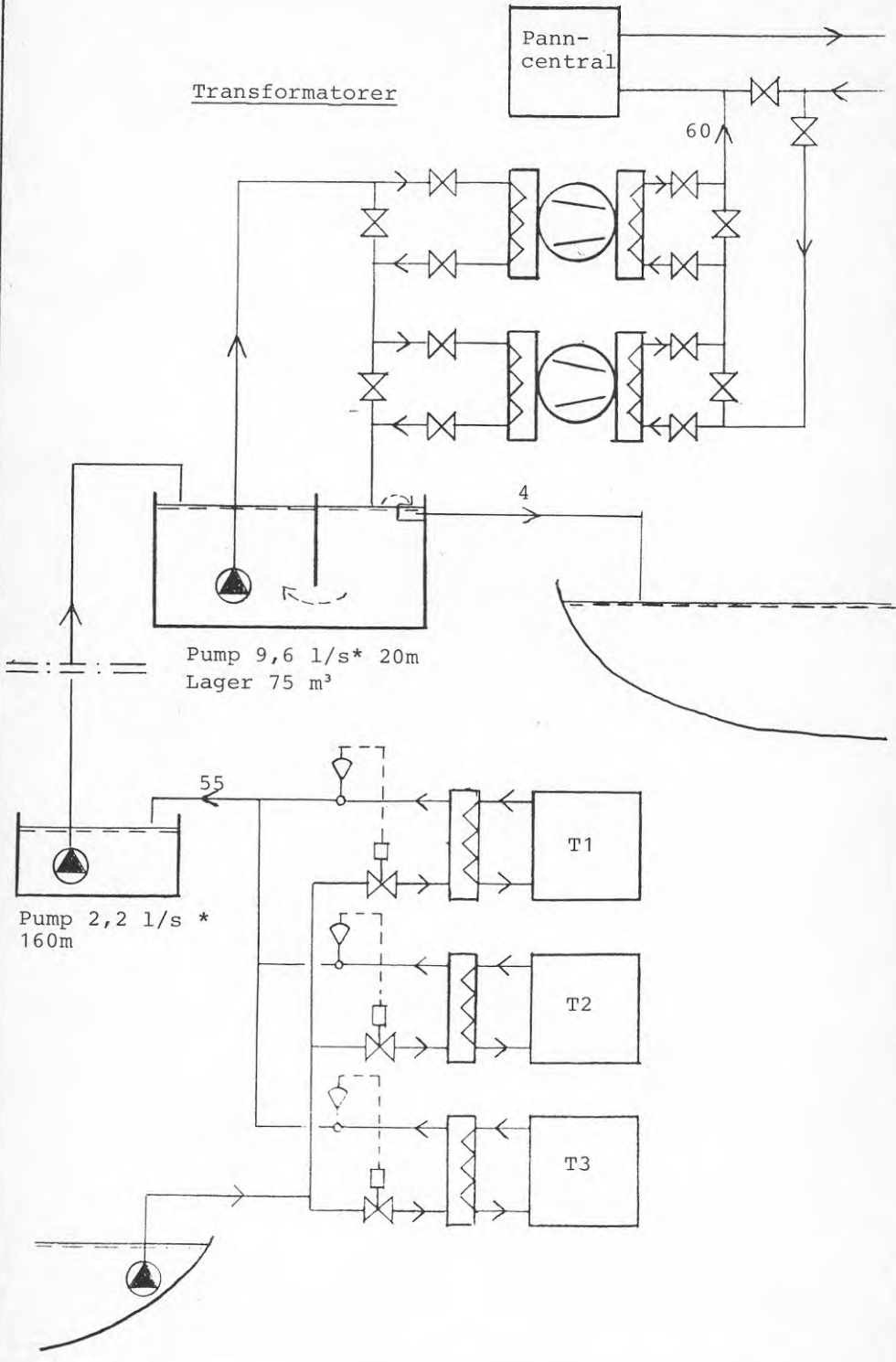
$P_{\max} = 2,2 \text{ MW}$

$W = 4180 \text{ MWh}$



Transformatorer

Pann-
central



Pump 9,6 l/s * 20m
Lager 75 m³

Pump 2,2 l/s *
160m

Generatorer

Pann-
central

60

4

Pump 14 l/s *20m
Lager 310 m³

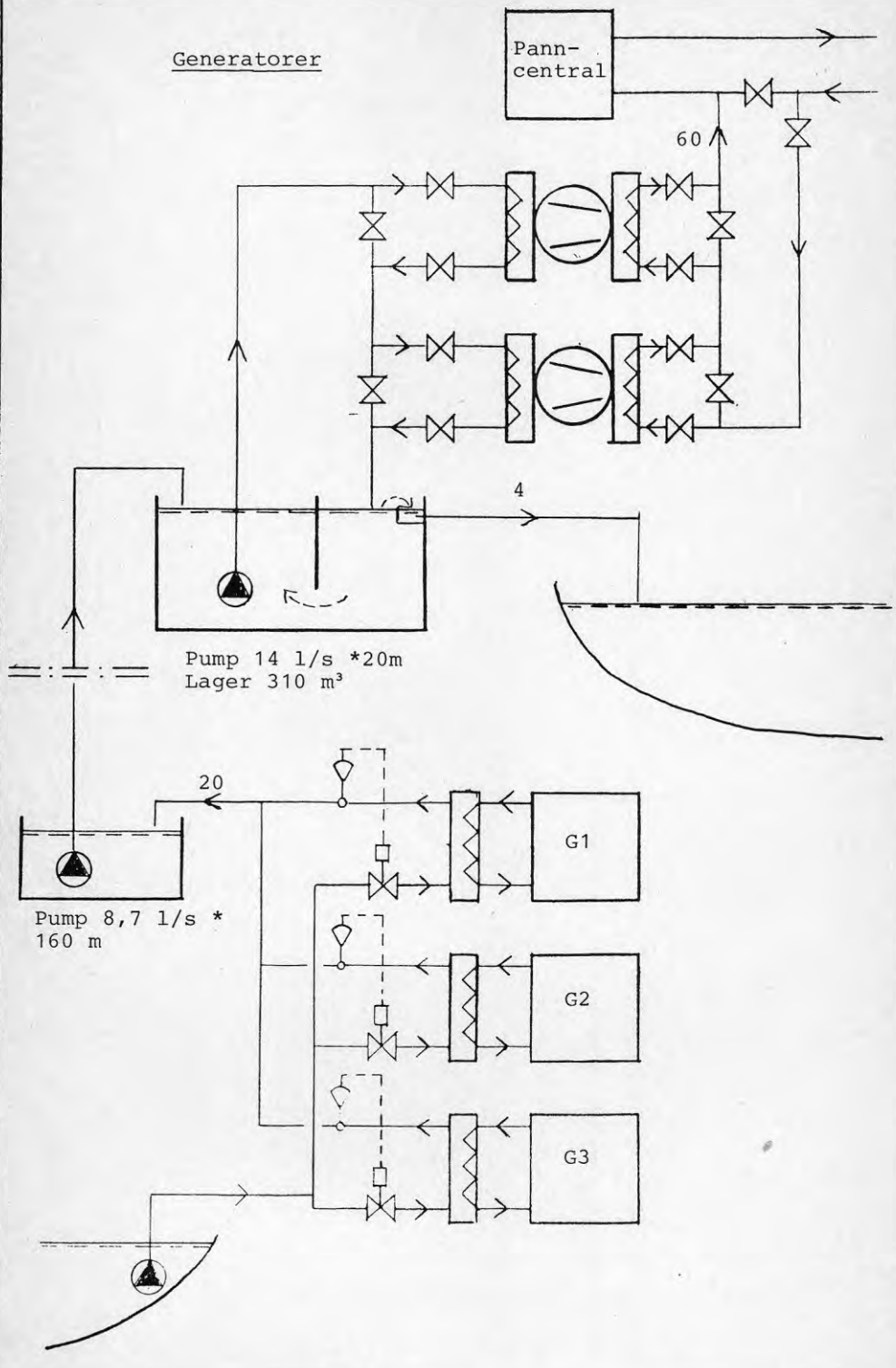
Pump 8,7 l/s *
160 m

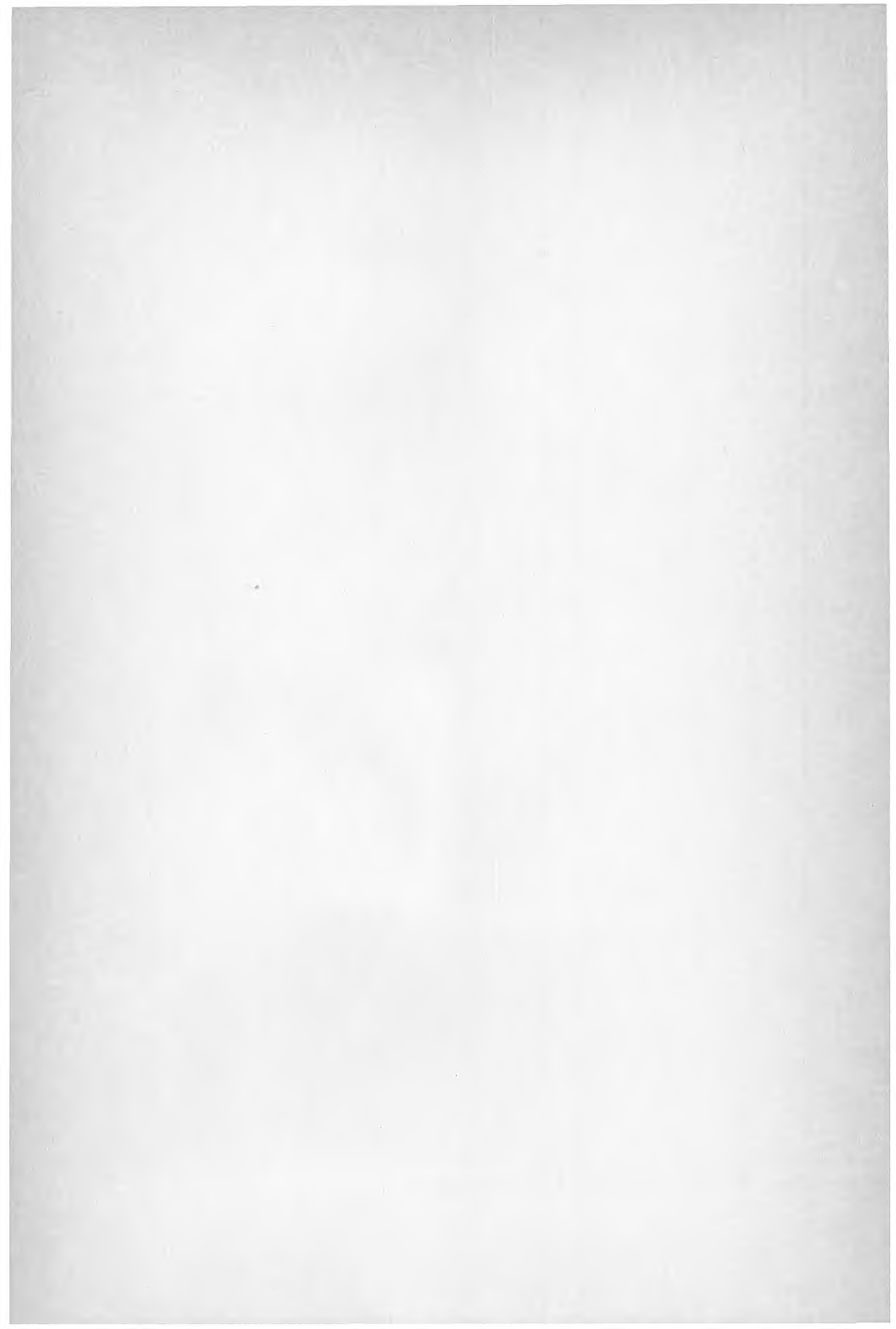
20

G1

G2

G3





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
830474-1 från Statens råd för byggnadsforskning
till Vattenbyggnadsbyrån (VBB) AB, Avdel-
ningen för värmeteknik, Stockholm.**

R55: 1984

ISBN 91-540-4134-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6704055

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

Cirka pris: 30 kr exkl moms