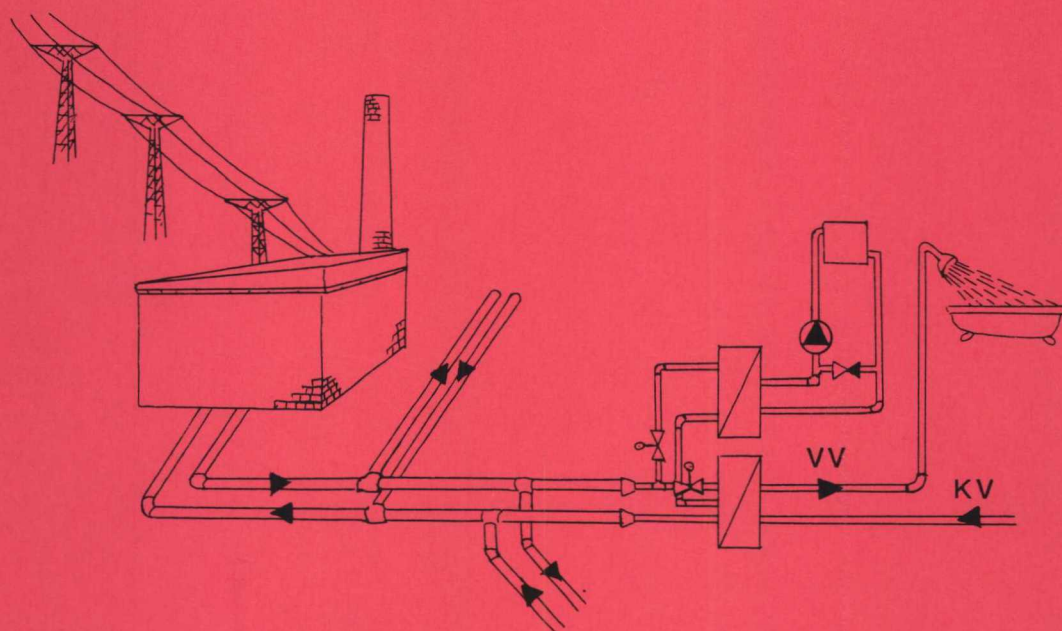


NVE – E publikasjon nr 1/87

Desember 1987

KOSTNADER OG TEKNISKE DATA FOR FJERNVARME

Pengeverdi og prisnivå januar 1987



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK
BIBLIOTEK

KOSTNADER OG TEKNISKE DATA FOR FJERNVARME

NVE-E PUBLIKASJON NR. 1/1987

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK
BIBLIOTEK

ISBN-nummer 82-410-0014-6

Side

I	INNLEDNING	3
II	FJERNVARMESYSTEMER - TEKNISK BESKRIVELSE (NE)	5
	2.1 Generelt	5
	2.2 Dimensjonering	5
	2.3 Varmesentral	6
	2.4 Varmepumpe i fjernvarmeanlegg	7
	2.5 Valg av temperatur og trykk	10
	2.6 Direkte- og indirekte system	13
	2.7 Overføringsledninger og distribusjonsnett	16
	2.8 Kulverttyper	19
	2.9 Leggemetoder	22
	2.10 Abonnentsentral	27
	2.11 Sekundærside	30
	2.12 Regulering	31
	2.13 Lovgivning	33
III	BEREGNINGSFORUTSETNINGER (NE)	34
IV	FJERNVARMEPOTENSIALET (IFE)	35
	4.1 Begrepet fjernvarmepotensial	35
	4.2 "Teknisk-økonomisk" fjernvarmepotensial, basert på varmeplaner	35
	4.3 Forholdene i Norden forøvrig	39
V	AKTUELLE LOKALISERINGSOMRÅDER (NE)	40
	5.1 Generelt	40
	5.2 Underskuddsområder	43
	5.3 Utnyttelse av lokale energiresurser	44
	5.4 Deponeringsproblem for avfall	46
	5.5 Utbyggingsområder	46
	5.6 Områder med stort kjølebehov (fjernkjøling)	46

VI	AKTUELLE ENERGIRESSURSER (IFE)	47
	6.1 Kommunalt avfall	47
	6.2 Oljeavfall	48
	6.3 Biomasse	48
	6.4 Industriell spillvarme	50
	6.5 Lavgradige energikilder	50
VII	BRUK AV NATURGASS (IFE)	53
	7.1 Innledning	53
	7.2 Bruk av gass i fjernvarmesentraler	53
	7.3 Direkte bruk av gass som varmekilde	53
	7.4 Distribusjonskostnader for gass	54
	7.5 Sikkerhetsmessige forhold ved gassdistribusjon	56
	7.6 Anlegg som produserer både elektrisitet og varme	57
VIII	ETABLERT FJERNVARMEFORSYNING (NE)	59
IX	FJERNVARMETARIFFER (NE)	60
X	ENHETSKOSTNADER (NE)	64
	10.1 Generelt	64
	10.2 Varmesentral	66
	10.3 Overføringsledninger	69
	10.4 Distribusjonsnett	71
	10.5 Abonnentsentral	73
	10.6 Kulvertkostnader	75
	10.7 Innomhusinstallasjoner	76
	10.8 Transportkostnader for gass (IFE)	79
	10.9 Eksempler	80
	VEDLEGG	
	FIGUROVERSIKT	87
	TABELLOVERSIKT	89
	REFERANSER	89

I

INNLEDNING

I henhold til lov av 18. april 1986 nr. 10 "Fjernvarmeloven", er bygging og drift av fjernvarmeanlegg avhengig av konsesjon. Norges Vassdrags- og Energiverk (NVE) er tillagt konsesjonsmyndighet for slike anlegg. Dette innebærer at NVE i forbindelse med søknader om konsesjon skal se til at fjernvarmeanlegg tilpasses det totale energisystem og at bygging av fjernvarme er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

I dette arbeidet har NVE-Energidirektoratet bruk for kostnadstall for fjernvarmeanlegg som underlag for vurdering av utbyggingsprosjekter på et tidlig stadium og for overslagsmessige lønnsomhetsvurderinger. Direktoratet har funnet det hensiktsmessig å stille sammen slikt grunnlagsmateriale og samle det i en egen rapport. Rapporten er utarbeidet av NORSK ENERGI (NE) og Institutt for Energiteknikk (IFE) etter oppdrag fra NVE-Energidirektoratet.

Rapporten presenterer oppdaterte enhetskostnader for fjernvarmeutbygging og gir en teknisk beskrivelse av fjernvarmeanlegg. Det er vist eksempel på fremgangsmåten ved bruk av rapportens kostnadskurver og sammenstilling av resultater som kan brukes i en startfase av et prosjekt. Rapporten bygger på: "Oppdatering av kostnader og tekniske data for fjernvarme" (NE/IFE 1984).

Saksbehandlere er:

Frode Styve	NE
Svein Skartsæterhagen	IFE
Oddleiv Holte	IFE

Faglig ansvarlig ved oppdragsinstitusjonene er:

Morten H. Soma	NE
Arild Ek	IFE

Faglig ansvarlig ved NVE-Energidirektoratet er:

Erling Solberg

NVE vil anbefale at rapportens kostnadstall blir lagt til grunn ved vurdering av fjernvarmeprosjekter inntil mer spesifikt kostnadsgrunnlag er utarbeidet for det enkelte prosjekt.

Rapporten er offentlig, og det kan refereres til stoffet. For nærmere informasjon henvises til de angitte kontaktpersoner.

Oslo, den 21.9.1987
Systemavdelingen

Svein Storstein Pedersen

Erling Solberg

II FJERNVARMESYSTEMER - TEKNISK BESKRIVELSE

2.1 Generelt

Et fjernvarmesystem produserer, distribuerer og leverer varme til en eller flere eksterne mottakere, eller grupper av slike.

Fjernvarmesystemet kan deles inn i følgende hovedbestanddeler:

- Varmesentral
- Overføringsledninger/distribusjonsnett
- Abonnentsentral
- Sekundærside

2.2 Dimensjonering

Utgangspunktet for alle større fjernvarmeanlegg bør være en varmeplan. Varmeplanen omfatter energiforsyning til varmeformål innen et område. Siktemålet med varmeplanleggingen er å legge et grunnlag for en teknisk-økonomisk gunstig varmforsyning. Varmeplanen gir detaljerte opplysninger om varmebehov sett i et vidt perspektiv da den er koordinert med energiplan, arealplan og ENØK-plan.

Når det totale varmebehov for et fjervarmeområde er bestemt også med hensyn til fremtidige planer og ENØK-potensial, kan detaljplanleggingen starte. Varmesentralen og rørledninger dimensjoneres for å dekke det maksimale antatte effektbehov, de er effektdimensjonert.

Det maksimale antatte effektbehov fremkommer av uttrykket:

$$P_{\max} = P_{\text{tot}} \cdot k$$

$P_{\max}$ = Det maksimale effektbehov

P_{tot} = Det totale effektbehov

k = Korreksjonsfaktor for antatt sammenlagring

Korreksjonsfaktoren k vurderes i hvert enkelt tilfelle og varierer normalt fra 0,7 - 1,0 etter bebyggelse og krav til leveringssikkerhet. Ved levering til sykehus og sykehjem o.l. settes $k = 1,0$.

2.3 Varmesentral

Varmesentralens oppgave er å omgjøre/overføre den til enhver tid rimeligste tilgjengelige energi til termisk energi i rørnett. Dette gjøres ved hjelp av forbrenningskjeler, elektrokjeler, varmepumper osv.

Ved siden av varmeproduksjonen legges også andre oppgaver til varmesentralen. Her kan nevnes trykkholding, sirkulasjonspumping og vannbehandling.

En varmesentral kan bestå av følgende enheter:

Varmeproduksjonsenhet,
 Pumper,
 Røranlegg,
 Armatur,
 Matevannssystem/vannbehandling,
 Trykklholding,
 Trykksikring,
 Regulering,
 Skorstein,
 Brensellager,
 Ventilasjon,
 Akkumulator.

Varmesentralens plassering er avgjørende for systemets økonomi. En lang overføringsledning gir store investeringer. Derfor ønsker man ofte å ha sentralen der kjøperne av varmen er. Men også andre faktorer kan få avgjørende betydning for dens plassering. Hvor er det tilgjengelig, utnyttbar spillvarme? Gis det utslippstillatelse for røkgasser? Gis det lagringstillatelse for brennstoff? Osv. Det må med andre ord tas både miljømessige og økonomiske hensyn før plassering bestemmes.

2.4 Varmepumpe i fjernvarmeanlegg

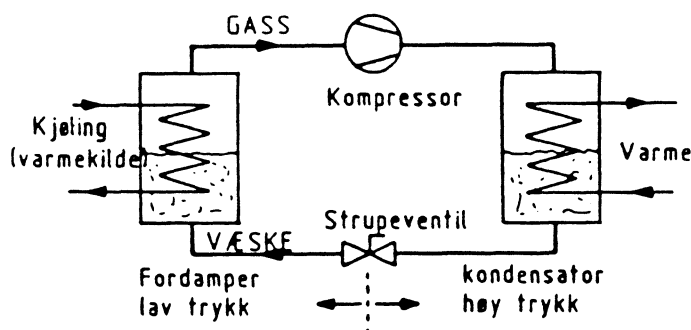
Lavtemperatur energikilder kan utnyttes ved hjelp av varmepumpe. Som lavtemperatur kilder regnes bl.a:

- Elver, innsjøer
- Grunnvann
- Sjø
- Luft
- Kloakk
- Jord, fjell
- Industrielle prosesser
- Solstråling

Krav som stilles til kilden for å gi tilfredstillende drift er: Kilden må være tilstrekkelig stor (skal ikke kunne tappes), den må ha mest mulig konstant temperatur over året, den bør ha høy varmekapasitet, være minst mulig forurenset samt ikke gi for store utbyggingskostnader.

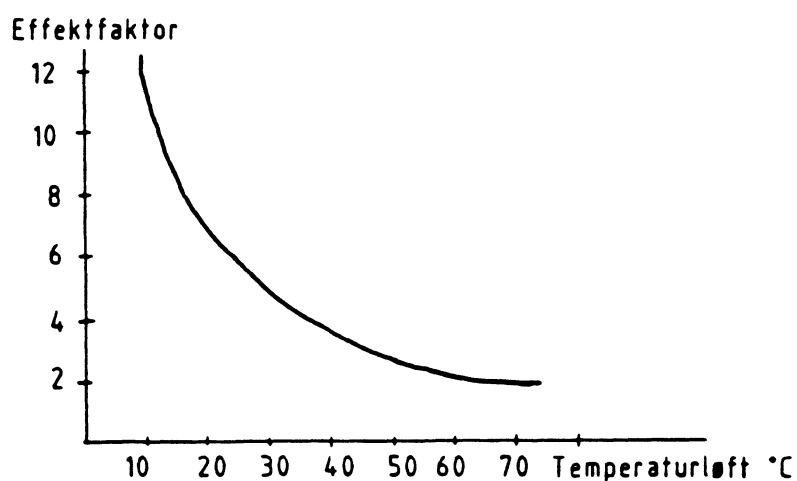
Særlig to kilder er interessante i Norge, sjø og prosessvarme. Grunnvann og kloakk er også aktuelle, men forekomstene er ofte begrensede. Energiressursene i sjø og luft er i praksis ubegrensede, luft har lav varmekapasitet og krever derfor store heteflater i fordamper.

Grovt skissert kan varmepumpens prosess forklares slik. Varmekilden avgir varme til et kjølemedium i fordamp-eren. Her fordamper mediet til gass som i kompressoren blir komprimert, dermed oppstår en kraftig temperaturøkning. Vi har "hevet" varmen fra ett temperaturnivå til et høyere. I kondensatoren kondenseres gassen til væske og varmen avgis. Varmepumpen kjøler på fordampersiden og varmer på kondensatorsiden. Denne virkning kan utnyttes i kombinerte fjernkjøle-fjernvarme nett. Se forøvrig kapittel V. Aktuelle lokaliseringsområder.



Figur 2.1 Varmepumpe, prosessforløp.

Forholdet mellom avgitt energi (varme) og tilført energi (el. til kompressor ol.) betegnes som varmepumpens effektfaktor. Denne avtar med stigende temperaturløft. Virkelig effektfaktor for praktiske anlegg ligger i området 2 - 10. Dvs. ved å tilføre 1 kWh høyverdig energi, avgis 2 til 10 kWh energi i form av varme fra kondensator. Differansen tas fra varmekilden.



Figur 2.2 Effektfaktor som funksjon av temperaturløft.

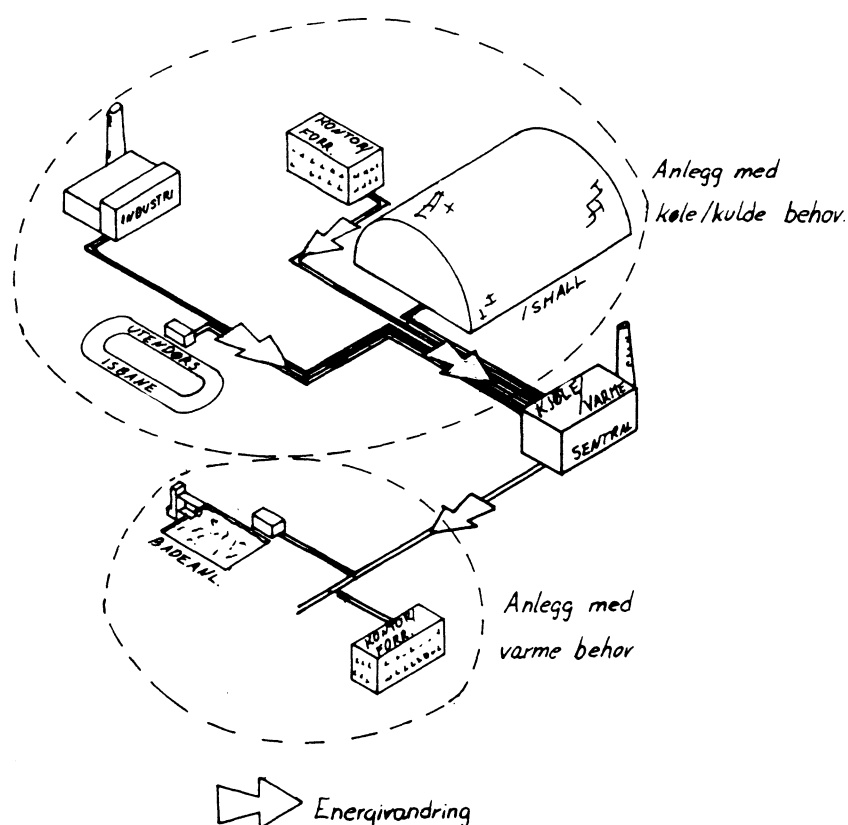
Avtagende effektfaktor ved høye temperaturløft er en av hovedårsakene til at fjernvarmeanlegg med varmepumpe som energikilde opererer med lave maksimumstemperaturer (Skøyen Vest, 85 °C). Høy kondenseringstemperatur er dessuten avhengig av høyt trykk på kuldemediet og derav større krav til materiell og komponenter.

Et kombinert fjernkjøle-/fjernvarmeanlegg kan bygges etter samme prinsipp som et fjernvarmeanlegg, med den forskjell at mediet på kjølesiden er kaldtvann eller lake, og at kjøle/varmesentralen består av en varmepumpe.

Viktig er det her å merke seg at varmepumpen samtidig som den kjøler en bygningsmasse, kan varme en annen.

Denne løsning kan tenkes utvidet til også å omfatte industri med kuldbehov i prosesser (næringsmiddelindustri ol.).

Mulighetene for god og fleksibel utnyttelse er mange for en kulde/varmesentral, hvis man ikke binder seg i tradisjonelle tankebaner. Anlegg av slik art innebærer store investeringer og en god utnyttelse er nøkkelen til økonomisk drift.



Figur 2.3 Kombinert fjernkjøle-/fjernvarmeanlegg.

2.5 Valg av temperatur og trykk

Varmemediets temperatur i et fjernvarmenett er utetemperaturkompensert. Dvs. turtemperaturen i nettet følger en oppsatt kurve som illustrerer behovet hos kjøperen avhengig av utetemperaturen. Det blir normalt beregnet en temperaturdifferanse mellom tur- og returledningene på 50 °C ved dimensjonerende utetemperatur (DUT).

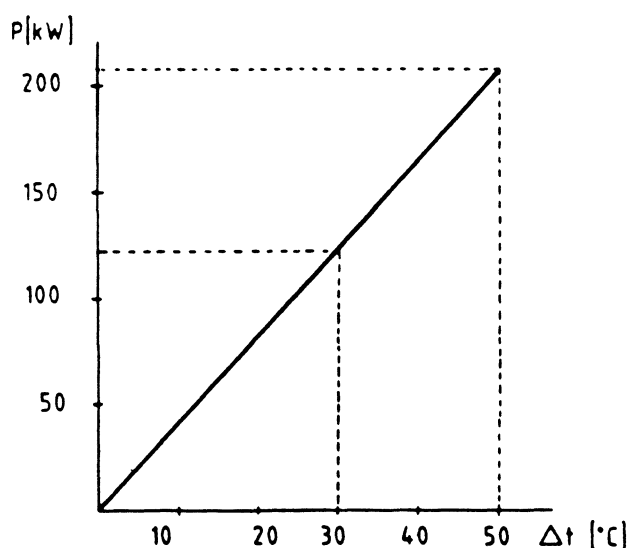
Enkelte eldre anlegg har temperaturdifferanse på 30 °C.

Av uttrykket

$$P = \dot{m} c_p \Delta t$$

der P = Effekt [kW]
 $\dot{m}$ = Massestrøm [kg/s]
 c_p = Spesifikk varmekapasitet [kJ/kg °C]
 Δt = Temperaturdifferanse [°C]

ser vi at ved stor Δt behøves liten $\dot{m}$ for å gi samme effekt. Dette er bakgrunnen for at man tilstreber størst mulig temperaturdifferanse mellom tur- og returledning i et fjernvarmenett. En oppnår dermed mindre transporterte vannmengder og kan da gå ned i rørdimensjoner med de følgene det får for investeringene i nettet.



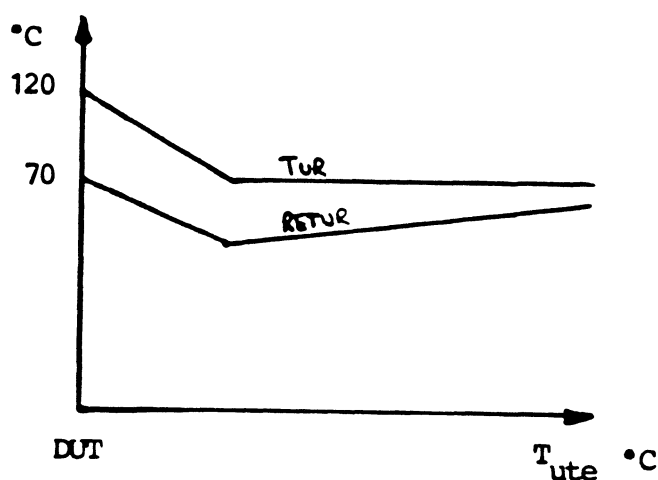
Figur 2.4 Grafisk fremstilling av uttrykket

$$P = \dot{m} c_p \Delta t \text{ ved } \dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$$

$$\text{og } c_p = 4,2 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$$

Den grafiske fremstillingen av uttrykket $P = \dot{m} c_p \Delta t$ ved en gitt massestrøm viser at effektuttaket stiger proporsjonalt med temperaturdifferansen.

Maksimum temperatur i nettet dvs. turtemperatur på kaldeste dag er vanligvis 120 °C.



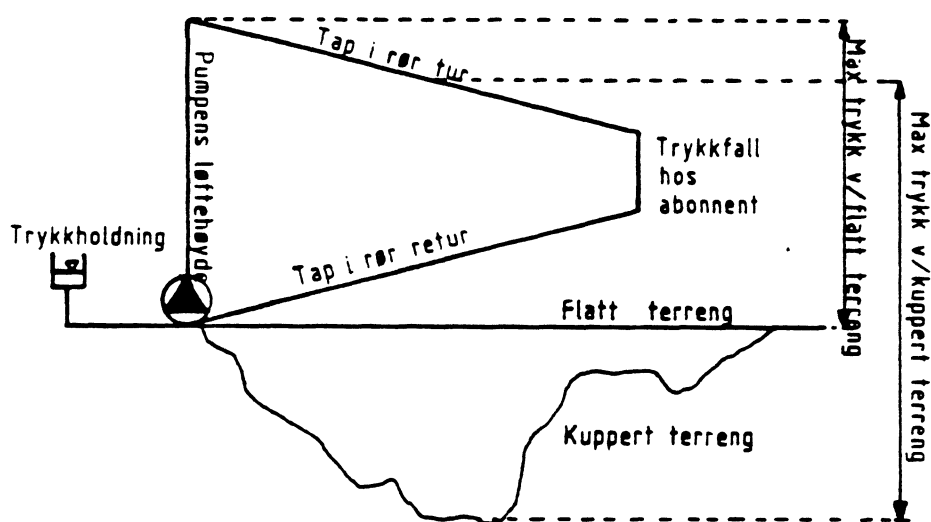
Figur 2.5 Teoretisk tur- og returtemperatur i fjernvarmeanleggs primærside.

Den mest brukte varmekbærer er varmtvann med temperatur opp til 120 °C (dette på grunn av Arbeidstilsynets Kjelkontroll's krav til anlegg med arbeidstemperatur over 120 °C). Andre medier som har vært benyttet til mindre private anlegg er hettvann (over 120 °C), damp eller hetolje.

Varmesentraler med varmepumpe arbeider ved lavere turtemperatur, ofte 70 - 80 °C ved dimensjonerende dag. Dette pga. effektfaktorens avhengighet av temperaturløftet. Temperaturdifferansen, Δt , i slike lavtemperaturanlegg er 20 - 30 °C. Dermed blir det store transporterte vannmengder pr. levert energimengde i forhold til anlegg med stor Δt .

Det største ankepunktet mot lavtemperaturanlegg er behovet for store heteflater i varmelegemene.

Systemets temperaturnivå sammen med utbyggingsområdets topografi får innvirkning på høyeste trykk i anlegget. Et flatt terreng peker i retning av et lavt trykk, kuppert terreng krever høyere trykk for å unngå "koking" i nettet.



Figur 2.6 Trykkdiagram.

Naturlig trykknivå å konstruere anlegg for, er stegene som de enkelte komponentene leveres for, dvs. 10, 16 og 25 bar (100, 160 og 250 mVS).

2.6

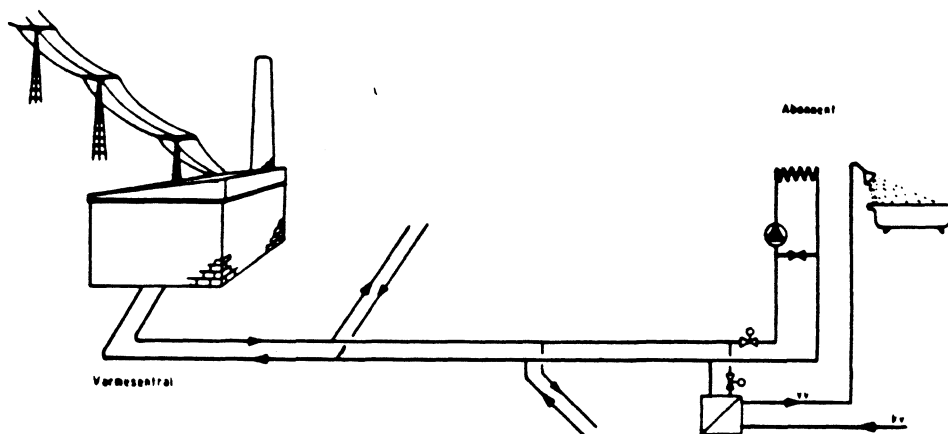
Direkte og indirekte system

Etter at høyeste forekommende trykk og temperatur i anlegget er fastsatt, vurderes valg av system. Man kan velge mellom to systemtyper, direkte og indirekte.

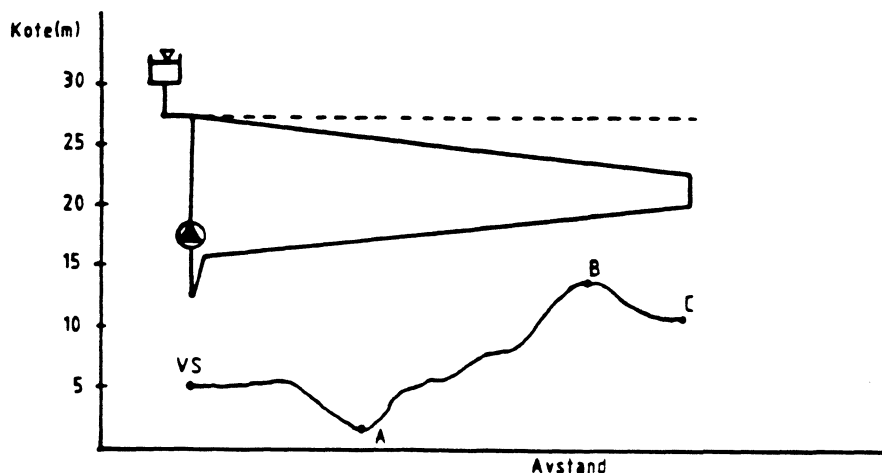
Et direkte system skiller ikke anleggets primær- og sekundærside. Vannet som oppvarmes i varmesentralen sirkulerer helt ut til kjøperens varmelegemer (radiatorer osv.). Dette medfører samme trykk i sekundærsiden som primærsiden. Da et varmeanleggs komponenter, radiatorer, beredere, varmbatterier o.l., normalt leveres for lave trykk (maks. 3 - 4 bar) betyr dette at et direkte system bare kan benyttes for mindre områder med små høydeforskjeller. I tillegg har systemet en rekke ulemper som:

- Abonnentskader kan påvirke hele systemet
- Dårlig kontroll over abonnentsiden
- Uklar ansvarsgrense
- Trykkslag kan forplante seg til abonnentsystemet

Direkte system er godt egnet for anlegg med lave temperaturer.



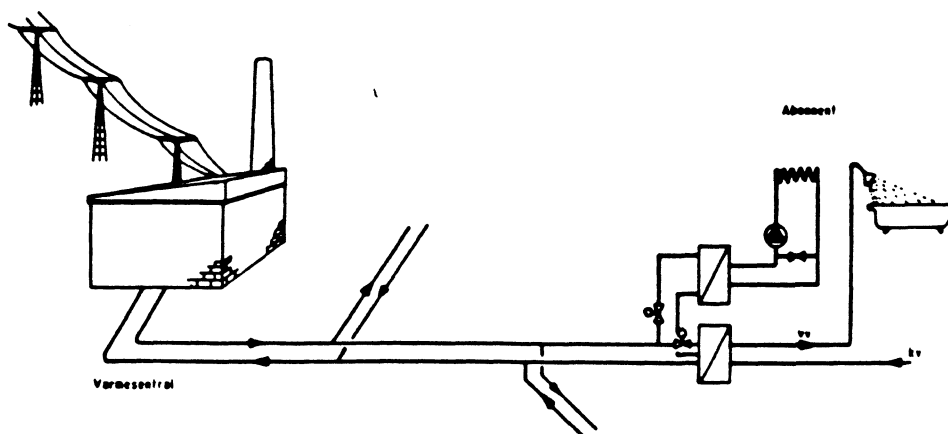
Figur 2.7 Prinsippskisse direkte system.



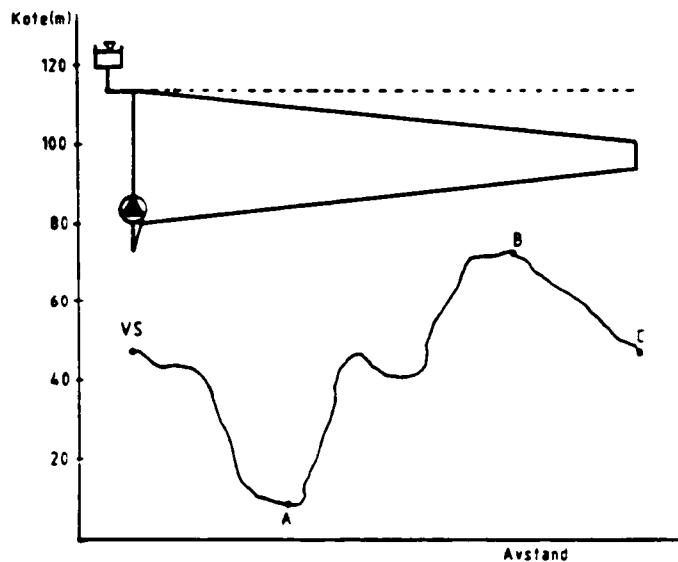
Figur 2.8 Trykkdiagram direkte system.

Et indirekte system skiller seg fra et direkte ved at systemets primær- og sekundærside er hydraulisk adskilt ved hjelp av en varmeveksler.

Systemet er derfor godt egnet for større områder med store høydeforskjeller, der primærtrykket er høyt. Andre fordeler er at det er fleksibelt mht. øket utbygging. Skader på abonnentsystemet får ingen innvirkning på primærsiden. Det er klar ansvarsgrense selger/kjøper. Ulempen ved et indirekte system er at man får en mer-kostnad med abonnentveksleren og et temperaturtap i denne.



Figur 2.9 Principskisse indirekte system.

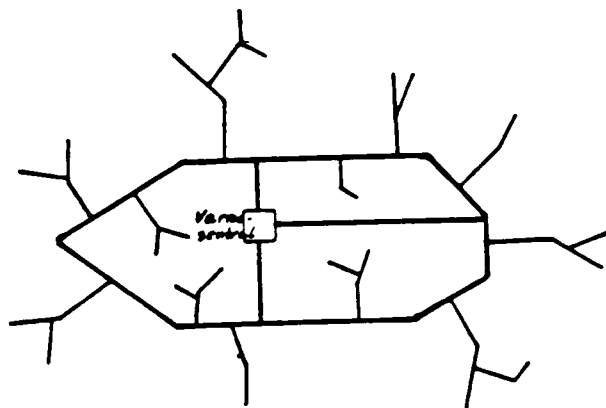


Figur 2.10 Trykkdiagram indirekte system

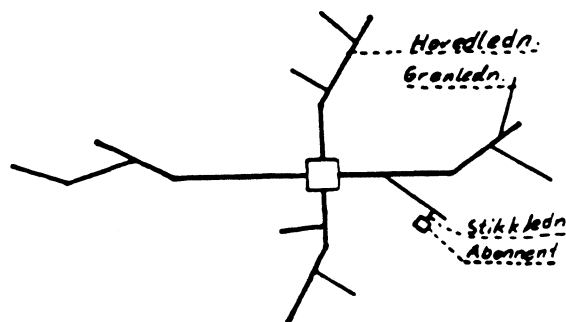
2.7

Overføringsledninger og distribusjonsnett

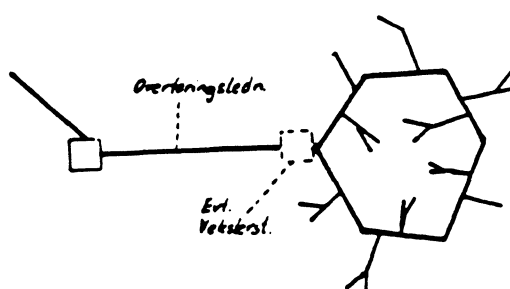
Med overføringsledning forstås en rørledning som knytter en gruppe abonnenter til varmesentralen. Distribusjonsnettet er gjerne et ring- eller stjernesystem som forbinder abonnentene til overføringsledningen. Distribusjonsnettet kan igjen deles inn i hovedledninger, grenledninger og stikkledninger.



Ringsystem



Stjernesystem

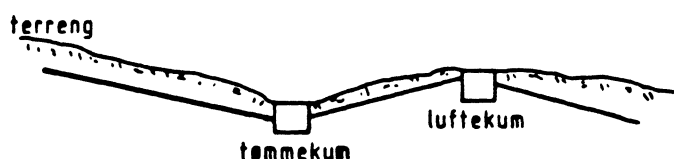


Ringsystem med overføringsledning

Figur 2.11 Overføringsledning og distribusjonsnett.

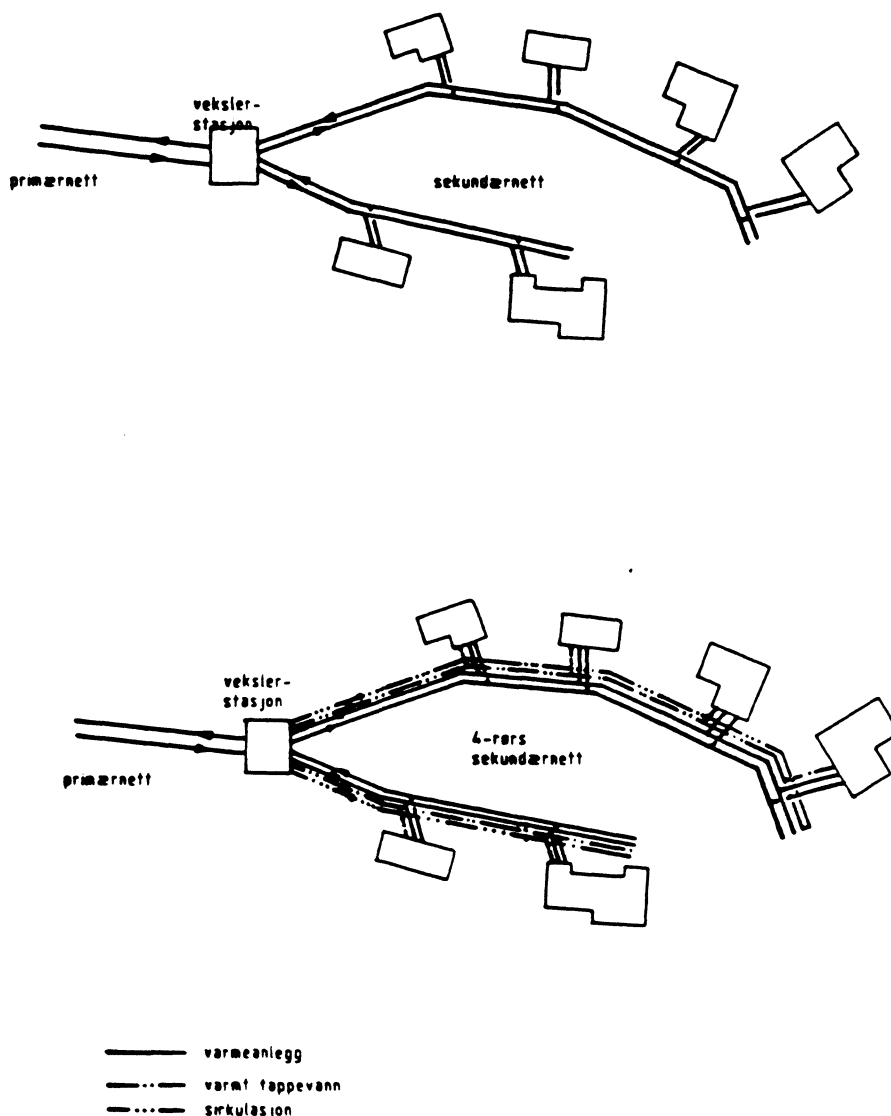
Et stjernesystem gir et "rimelig" nett, men har kun en forsyningsmulighet. Ringsystemet er et dyrere alternativ som gir sikrere forsyning. Graden av leveringssikkerhet bør vurderes før systemtype velges. Sykehus, prosess-industri o.l. har ofte høye krav til energikvaliteten. Overføringsledninger og distribusjonsnett skal, i likhet med varmesentralen, kunne overføre tilstrekkelig effekt.

I et fjernvarmenett er det behov for både lufte- og av-tappingspunkter. Luftepunkter for å drive ut luftputer som samler seg i høydepunkter. Avtappingspunkter for å tømme ledningen ved inngrep og for å unngå frostfare ved lengre stillstand. Punktene plasseres der det er mest hensiktsmessig med hensyn til topografi og en fornuftig seksjonering av anlegget.



Figur 2.12 Tømme- og luftekum i FV-nett.

Ved utbygging av områder hvor en har mange mindre kjøpere av energi, f.eks. boligfelt, benytter en gjerne en felles abonnentsentral for å redusere anleggskostnadene. Denne sentralen kan bygges som en 1-trinns der beredning av varmt tappevann skjer hos den enkelte, eller som en 2- evt. 3-trinns med varmtvannsberedning. (1,2 og 3-trinns abonnentsentral, se kap. 2.10 Abonnentsentral). En løsning med felles abonnentsentral (vekslerstasjon) innebærer at vi får et stort sekundærnett med de fordelene det medfører mht. valg av trykk, temperatur og system. Velges en vekslerstasjon med varmtvannsberedning, blir sekundærnettet et 4-rørs (varme- tur og retur, varmt forbruksvann samt sirkulasjon på denne) (figur 2.13).



Figur 2.13 2- og 4-rørs sekundærnett i boligfelt.

2.8

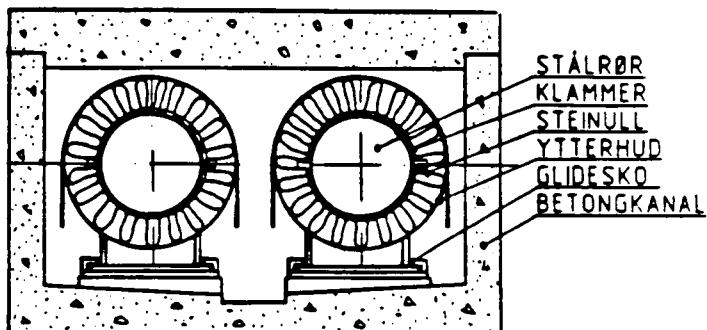
Kulverttyper

Det finnes på markedet en rekke kulverttyper med medierør i forskjellige materialer.

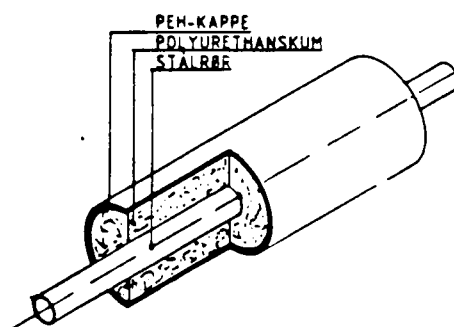
- Betongkulvert, medierør i stål
- Plastmantel, medierør i stål (Prefab.)
- Stålmantel, medierør i stål (Prefab.)
- Plastmantel, medierør i plast (Prefab.)
- Plastmantel, medierør i kobber (Prefab.)
- Plastmantel, medierør i duktilt støpejern (Prefab.)

Isolasjonsmaterialene er enten PUR-(polyurethan) skum eller mineralull.

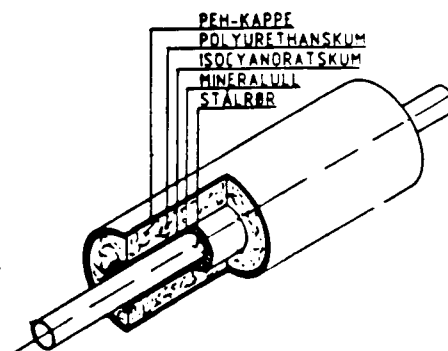
Nedenfor er vist en del kulverttyper.



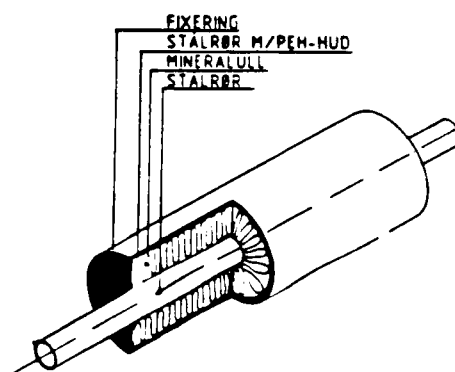
Figur 2.14 Betongkulvert, medierør i stål



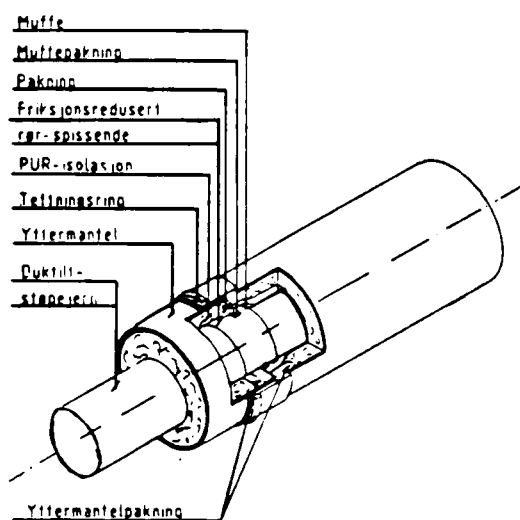
Figur 2.15 Plastmantel, medierør i stål



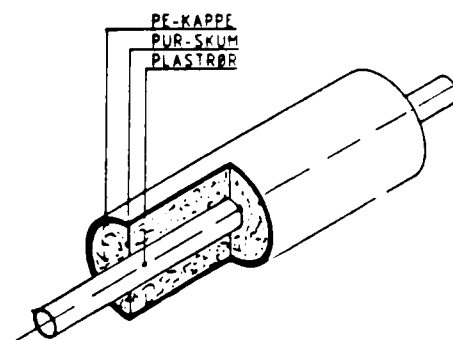
Figur 2.16 Plastmantel, medierør i stål, med glidesjikt



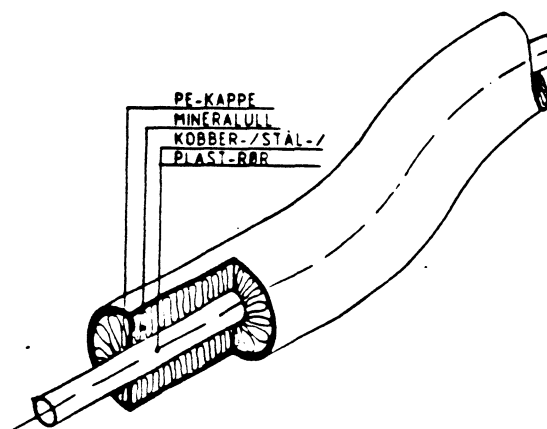
Figur 2.17 Stålmantel, medierør i stål, med fixering



Figur 2.18 Plastmantel, medierør i duktilt støpejern, med muffer



Figur 2.19 Plastmantel, medierør i plast



Figur 2.20 Plastmantel medierør i stål, kobber eller plast, fleksibel

Som en forstår er det en rekke muligheter med hensyn til valg av rørtyper. Samtlige har felt der de egner seg godt, både med tanke på konstruksjon og pris.

2.9

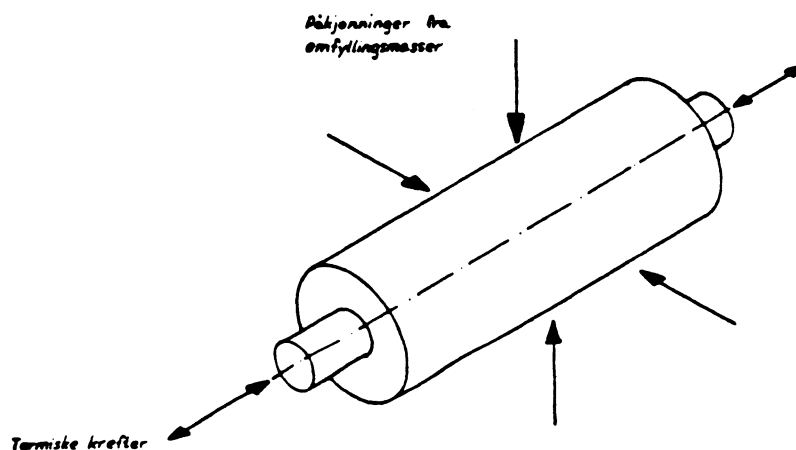
Leggemetoder

Fjernvarmerør der man har et glidesjikt mellom medierør og isolasjon/mantel, belastes hovedsaklig av krefter forårsaket av termisk ekspansjon. Disse tas opp av kompensatorer eller ekspansjonslyrer plassert i nettet.



Figur 2.21 Spenningsdiagram ved fri ekspansjon og benyttelse av kompensator eller lyre

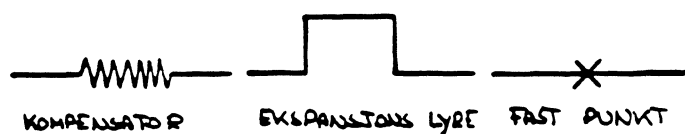
For prefabrikerte fjernvarmerør der stålrøret er fastskummet i plastkulverten, vil belastninger fra grunnen føre til friksjonskrefter mellom yttermantel og omkringliggende masser.



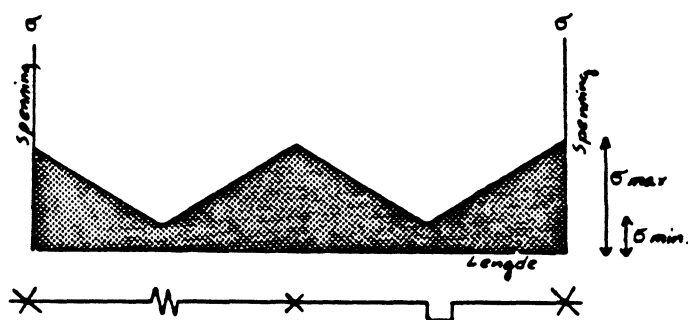
Figur 2.22 Belastninger på fastskummet nedgravd rør

Det finnes to leggemetoder der en har kontroll over de oppstående krefter. Disse metodene kalles friksjonshemmet og friksjonsfiksert.

Friksjonshemmet legging benytter seg av kompensatorer og ekspansjonslyrer.

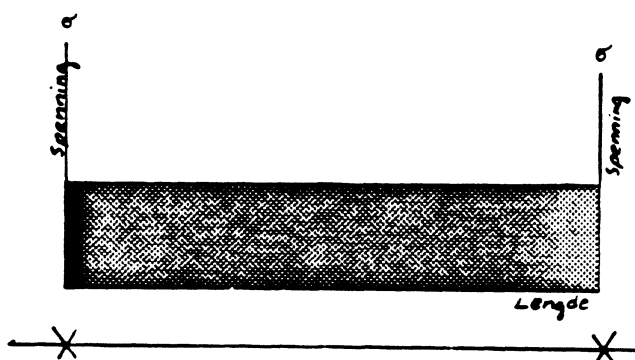


Figur 2.23 Kompensator, ekspansjonslyre og fast punkt



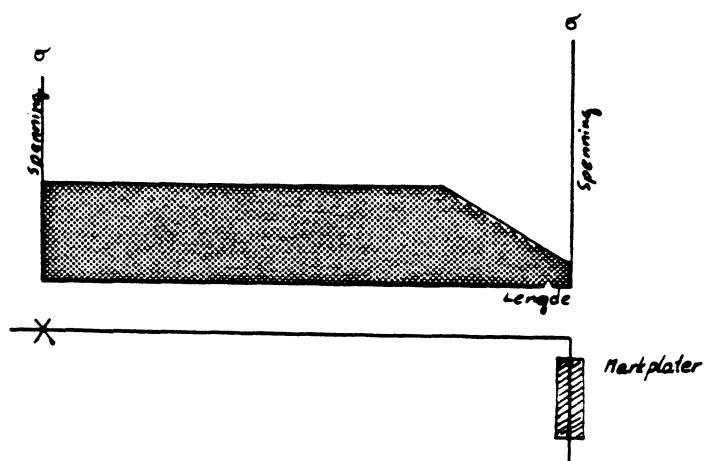
Figur 2.24 Spenningsdiagram for en rørstrekning med kompensator og lyre ved friksjonshemmet legging.

Friksjonsfiksert legging innebærer at fjernvarmerøret selv tar opp spenninger som oppstår pga. termisk ekspansjon. Metoden benytter seg ikke av kompensatorer og ekspansjonslyrer. Røret forvarmes i åpen grøft til en fikseringstemperatur som vil gi akseptabel spenning i rørmaterialet ved maksimalt temperaturavvik fra forvarmet temperatur.



Figur 2.25 Spenningsdiagram for en rørstrekning ved friksjonsfiksert legging.

Ofte benyttes en kombinasjon av friksjonshemmet og friksjonsfiksert leggemetode.



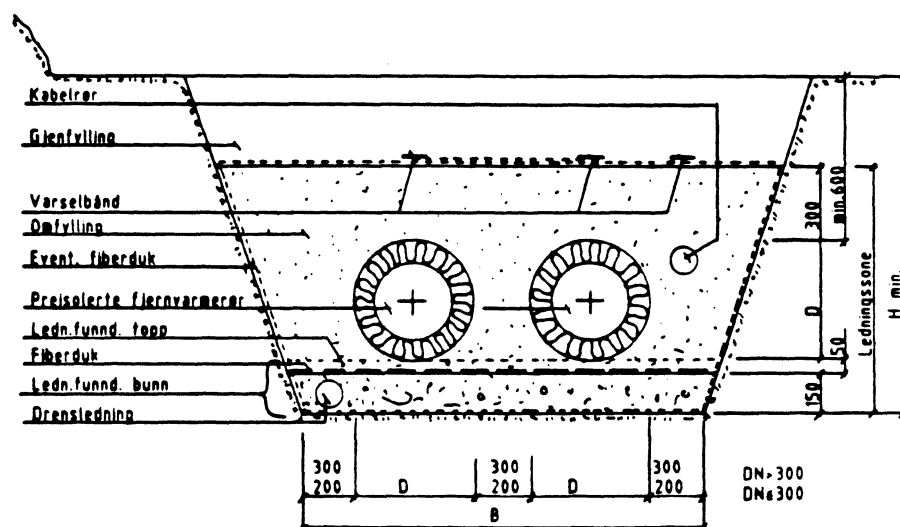
Figur 2.26 Spenningsdiagram for en rørstrekning ved friksjonsfiksert/hemmet legging.

Ved skjøting av kulverter sveises medierør av stål og plast mens kobberør loddess. Yttermantel av plast sammenføyes ved hjelp av krympebånd eller elektrosveises og etterisoleres med polyuretanskum.

Fjernvarmerør av duktilt støpejern sammenføyes ved hjelp av muffeskjøter. Støpejernets lave termiske utvidelseskoeffisient gjør dette mulig. All ekspansjon pga. temperaturforandringer tas opp i muffene og en unngår derved bruk av lyrer og kompensatorer. Ved ventiler, avgreninger og bend må det lages forankringsklosser. Metoden er foreløpig ikke benyttet i stor utstrekning her i landet.

Alarmsystem er blitt vanlig å benytte, og de fleste prefabrikerte fjernvarmerør kan leveres med alarmtråd. Denne kobles sammen i hver skjøt og tilsluttes en alarmsentral. Alarm utløses hvis det oppstår vannlekkasje eller vanninntrengning gjennom mantelen. Fuktigheten øker ledningsevnen i isolasjonen slik at det oppstår en kortslutning mellom tråden og medierøret der lekkasjen er. Posisjonen angis av sentralen. En alarmsentral kan overvåke flere seksjoner, hver opp til 1000 m rør.

Av økonomiske hensyn holdes grøftene så grunne som mulig. Den avgjørende faktor er den belastning yttermantelen blir utsatt for. For å sikre god fordeling av kreftene fra overflaten legges rørene normalt med minimum 60 cm overdekning. I tungt belastede områder benyttes varerør. Frostfaren er ikke sett på som problem i fjernvarmesammenheng da vannet er i konstant sirkulasjon og holder høy temperatur. Ved lengre driftstans må derimot rørene tømmes. Å grave fjernvarmerørene ned til frostfri dybde ville gjøre anlegget uhensiktsmessig kostbart.



Figur 2.27 Generelt grøftesnitt

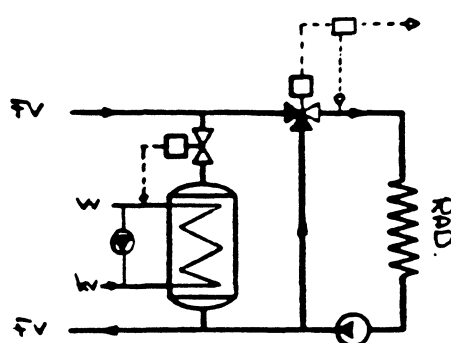
Kontroll med leggearbeidene har vist seg å være nødvendig for å sikre høy kvalitet på nedgravde komponenter. Det er her viktig at byggherre og/eller konsulent har kompetanse på montasjestedet for å rettlede og kontrollere arbeidene.

2.10

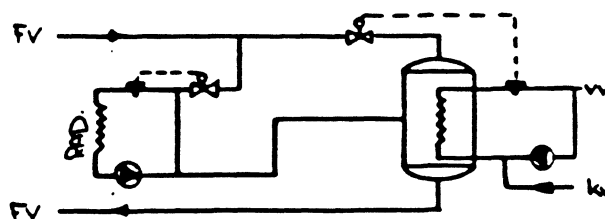
Abonnentsentral

Det finnes en rekke måter å bygge opp en abonnentsentral på. Nedenfor er vist noen eksempler på abonnentsentraler for direkte- og indirekte system.

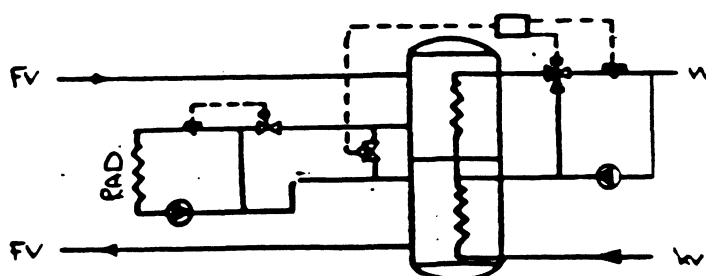
Figurene 2.28, 2.29 og 2.30 viser alternative direkte abonnentsentraler, henholdsvis 1-trinns, 2-trinns og 3-trinns kobling.



Figur 2.28 1-trinns kobling, direkte.

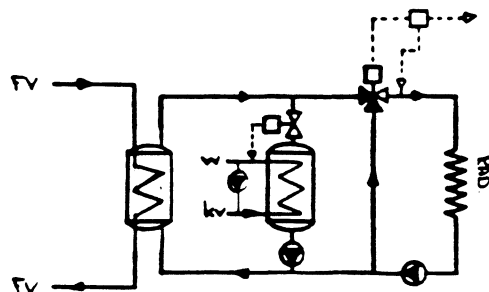


Figur 2.29 2-trinns kobling, direkte.

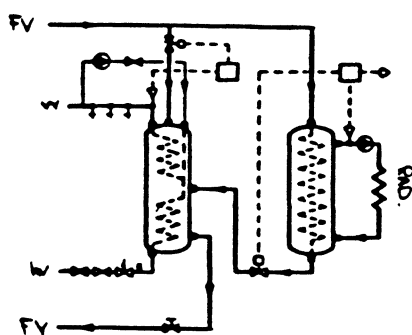


Figur 2.30 3-trinns kobling, direkte.

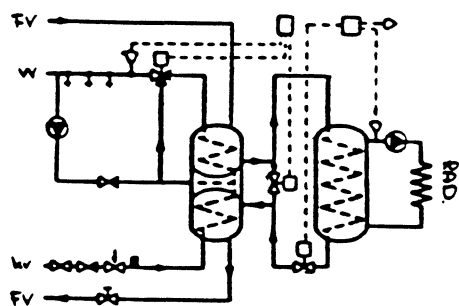
Figurene 2.31, 2.32 og 2.33 viser alternative indirekte abonnentsentraler, henholdsvis 1-trinns, 2-trinns og 3-trinns kobling.



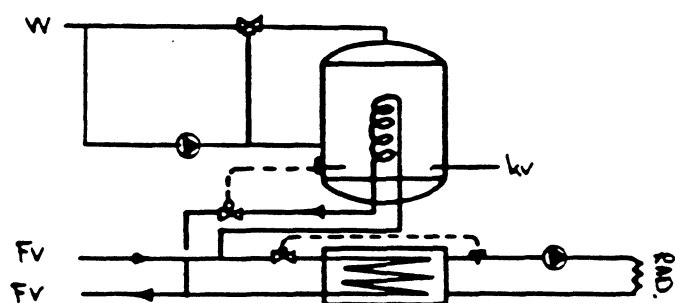
Figur 2.31 1-trinns kobling, indirekte.



Figur 2.32 2-trinns kobling, indirekte.

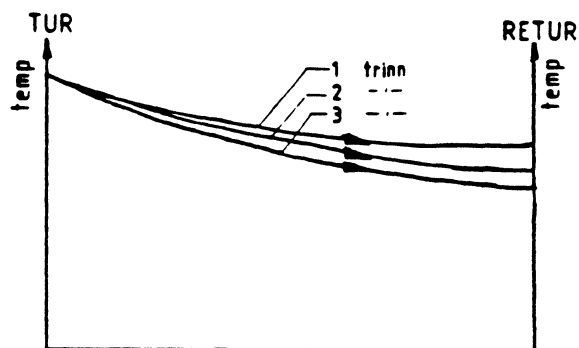


Figur 2.33 3-trinns kobling, indirekte.



Figur 2.34 Villasentral, 2-trinns, indirekte.

Abonnentsentraler av type 2- og 3-trinns gir størst temperaturdifferanse i fjernvarmenettet. Stor differanse betyr høy effekt avgitt pr. massestrøm vann. Dette gir mindre investeringskostnader på nettet pga. mindre rørdimensjoner.



Figur 2.35 Temperaturdifferanse primærside

Hvor tappevannet er kalkholdig viser det seg at man får kalkutfelling på varmevekslerflatene i ettervarmeren i en 3-trinns indirekte abonnentsentral. Derfor velges ofte 2-trinns hvis det er usikkert med hensyn til vannets kalkholdighet.

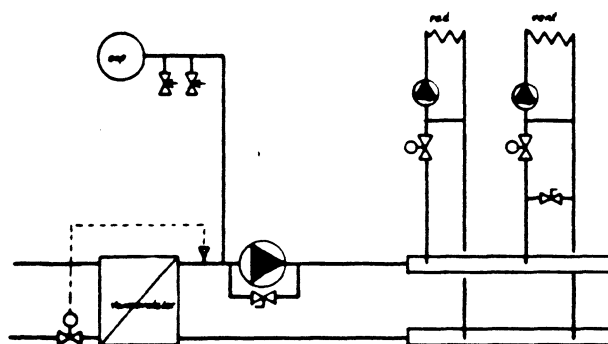
2.11 Sekundærside

Oslo Lysverkets fjernvarmenormer gir følgende temperatordifferanser i nybyggs sekundærside:

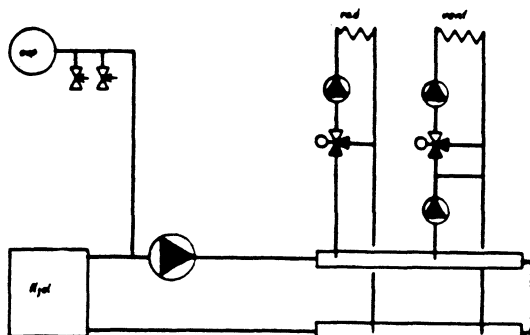
Turtemperatur max.	80 °C
Temperatordiff. radiator	20 °C
Temperatordiff. ventilasjon	40 °C
Temperatordiff. tappevann	50 °C

Om anlegg i bestående bebyggelse heter det: "Det skal tilstrebes samme anleggsdata som nevnt ovenfor. Avvik-
elser drøftes i hvert enkelt tilfelle."

Figurene 2.36 og 2.37 viser typiske arrangementer for anlegg tilpasset fjernvarme og et konvensjonelt varmeanlegg.



Figur 2.36 Anlegg tilpassert fjernvarme.



Figur 2.37 Konvensjonelt anlegg.

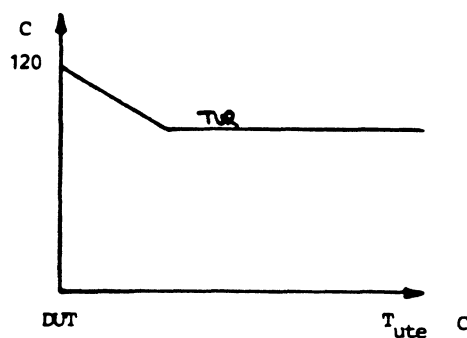
Det er hovedsaklig en stor forskjell mellom disse to systemer. En sekundærside tilpasset fjernvarme bygges uten kortslutninger mellom tur- og returledningene. Dermed hindres varmt turvann å blandes inn i retursiden.

Det er ingen betydelig kostnadsdifferanse mellom disse to anlegg hverken mht. installasjon eller drift.

2.12 Regulering

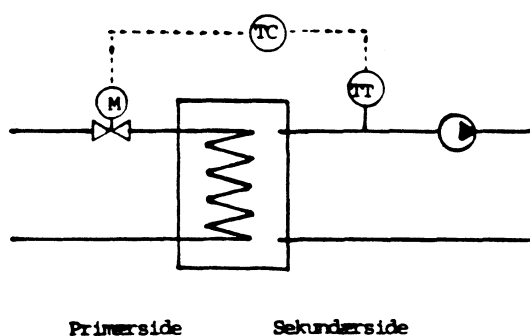
Fjernvarmeanleggs effektleveranse styres ved hjelp av to reguleringsprinsipper, temperatur- og mengde regulering.

Temperaturen ut fra varmesentralen følger en oppsatt kurve avhengig av utetemperaturen, den er utetemperaturkompensert.



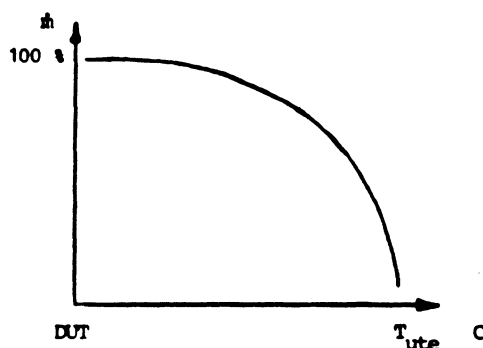
Figur 2.38 Turtemperatur som funksjon av utetemperatur

Hos abonnenten benytter en seg av mengderegulering på primærsiden. Temperaturen er gitt ut fra varmesentralen, og vannmengden til abonnenten styrer her effektuttaket. Med denne løsning oppnår en god individuell regulering kombinert med økonomisk drift.



Figur 2.39 Regulering av undersentral

Væskeleveransen fra varmesentralen varierer over året pga. mengdereguleringen hos abonnentene. For å unngå uønsket høyt pumpetrykk i nettet ved små væskeleveranser reguleres pumpene. Også økonomiske motiver blir lagt til grunn for pumperegulering.



Figur 2.40 Vannmengde som funksjon av utetemperatur

Det finnes en rekke ulike reguleringsmetoder for pumper uten at de blir omtalt nærmere her.

Trykkholdning- og matevannsanlegg sørger for konstant trykk og vannvolum i anlegget.

2.13 Lovgivning

I henhold til lov av 18. april 1986 nr. 10 "Lov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg", er bygging og drift av fjernvarmeanlegg gjort avhengig av konsesjon. Norges Vassdrags- og Energiverk (NVE) er tillagt konsesjonsmyndighet. Loven omhandler videre bestemmelser om tilknytningsplikt, leveringsplikt, pris, tilsyn m.v.

Andre lover som vil få innflytelse på bygging og drift av fjernvarmeanlegg er i hovedsak: Lov om vern mot forurensninger og om avfall (Forurensningsloven) av 13. april 1981, Plan og bygningslov av 16. juni 1985. Byggeforskrift 1985, Lov om brannfarlige varer av 21. mai 1971 og Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø av 4. februar 1977.

Søknad om konsesjon skal sendes NVE så snart planer for fjernvarmeanlegget foreligger og i god tid før anleggsarbeidene er planlagt igangsatt. Etter å ha mottatt søknad om konsesjon, vurderer NVE om søknaden gir tilfredstillende underlag for videre behandling. Søkeren skal selv utsende planene for høring til alle berørte parter og innhente de tillatelser som er forutsatt ved annen lovgivning.

Retningslinjer for søknad om konsesjon og for saksgang er nærmere beskrevet i: "Retningslinjer for konsesjons- og ekspropirasjonssøknader", NVE 01.07.87.

III

BEREGNINGSFORUTSETNINGER

Beregningene er foretatt med følgende forutsetninger

- Økonomisk levetid:

varmesentral	20 år
overføringsledninger	30 år
distribusjonsnett	30 år
abonnentsentral	15 år
- Driftstid:

varmesentral	3000 timer
overføringsledninger	3000 timer
distribusjonsnett	2400 timer
abonnentsentral	2400 timer
- Kalkulasjonsrente 7 %
- Omregningsfaktor
(Se eks. kap. 10.9 eks. C)

$$K_{30} = \frac{1}{0,080586} \frac{r (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} = \frac{\text{ny annuitetsfaktor}}{\text{annuitetsfakt. ved 7\% pa.}}$$

$$K_{20} = \frac{1}{0,094393} \frac{r (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

$$K_{15} = \frac{1}{0,109795} \frac{r (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

r = Nytt rentenivå

n = Ny økonomisk levetid

- Prisnivå 1.1.87.
- Drift og vedlikehold:

varmesentral	2,5 %	av investering
overføringsledninger	2,0 %	"
distribusjonsnett	2,0 %	"
abonnentsentral	2,5 %	"

IV FJERNVARMEPOTENSIALET

4.1 Begrepet fjernvarmepotensial

Med fjernvarmepotensialet menes den del av landets varmebehov som ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger kan dekkes med fjernvarme. For å anslå et realistisk fjernvarmepotensial kan en ta utgangspunkt i det varmebehov som i dag er dekket av vannbåren varme og anslå hvor stor del av dette som med rimelighet kan inkluderes i fjernvarmesystemer. Dette blir nærmest et "teknisk" fjernvarmepotensial og svært skjønnsmessig.

Imidlertid foreligger det nå varmeplaner og liknende utredninger for en god del tettsteder/kommuner. I disse er fjernvarme vurdert både økonomisk og teknisk. Med utgangspunkt i disse kan en anslå et "teknisk-økonomisk" fjernvarmepotensial. Dette potensialet vil være avhengig av pris på alternative energiformer og hvordan den nye fjernvarmeloven blir utnyttet (særlig muligheten til å vedta tilknytningsplikt). Vi vurderer dette siste fjernvarmepotensialet som aktuelt og har derfor konsentrert oss om dette.

4.2 "Teknisk-økonomisk" fjernvarmepotensial, basert på varmeplaner

Vi har forespurt engros-verkene (fylkesverkene) om de opplysninger de måtte ha om fjernvarme og varmeplaner i sitt område. Interessen for slike tiltak og hvor langt man har kommet, varierer meget fra fylke til fylke. Vi har forsøkt å komme fram til et fjernvarmepotensial for hvert fylke (eller annen områdeinndeling der engros-verkene ikke følger fylkesgrensene). Noen av disse anslagene er basert på varmeplaner eller andre registreringer og er dermed ganske nøyaktige. Andre er mer

grove anslag. For noen fylker har vi ikke funnet grunnlag for å sette noe potensial. For disse har vi da brukt gjennomsnittet av de øvrige områdene utenom Oslo, Bergen og Trondheim for å komme fram til et anslag over potensialet for hele landet.

I følgende tabell er anslagene for hvert område oppført. Dessuten er det anført noen korte stikkord om grunnlaget for anslaget. Ref. 4.1 gjelder forrige utgave av denne rapporten (utarbeidet 1984) og er benyttet der vi ikke har mer pålitelige eller nyere tall.

Område	Fjernv.- pot.(GWh)	Innb. (1000)	Bakgrunn for anslaget. (tallverdier i GWh)
Østfold	360	235	Varmeplan for alle tettstedene i fylket (240) + allerede utbygget (120).
Oslo	1845	447	Ref. 4.1 (herav etablert 300 + vedtatt bygget 560).
Bærum, Asker	250	121	Varmeplan Bærum: 169 + under utb.: 60
Akershus øvr.	380	265	Varmeplan for alle tettstedene.
Oppland	200	182	Varmeplan Gjøvik og Raufoss: 100; vi anslår Lilleh.: 50 (som Gjøvik) og øvrige 50 (varmeplanarbeid begynt Hadeland).
Hedemark	200	187	Fylkesv. angir 150 for områder med varmeplan o.l. (viktigste tettsteder); Vi anslår resterende til 50.
Buskerud	300	219	Anslag fra fylkesverket (ref.4.1 angir 180 for Drammen).
Vestfold	150	190	Anslag fra fylkesverket (ingen varmepl.)
Telemark	260	162	Ref. 4.1 (Skien/Porsgrunn-området)
Rogaland, syd for Boknafj.	250	220	Utredn. fra 1982 (Sola-Stav.-Sandnes), resten av området: 0 iflg. engrosverket.
Sunnhordaland	80	150	Ref. 4.1 (bare Haugesund).

Område	Fjernv.- pot.(GWh)	Innb. (1000)	Bakgrunn for anslaget. (tallverdier i GWh)
Hordaland, øvr.	800	348	Varmeplan Bergen: 800; resten av området neglisjerbart iflg. engrosverket.
Sogn og Fjord.	50	106	Etablert 7, prosj. 10; resten anslått av oss (spillvarme, varmpumper sjøvann).
Møre og Roms.	225	238	Anslag fra fylkesv.: 200-250 (herav etablert 50).
Trondheim	400	134	Anslag fra E-verket (herav 260 vedtatt + 70 foreslått + 40 registrert).
S-Trøndelag, øv.	100	112	Anslag fra fylkesv. (en del varmeplaner)
N-Trøndelag	200	127	Anslag fra fylkesv. (noen varmeplaner)
Troms	160	147	Anslag fra fylkesverket (varmeplan for Tromsø m.fl.).
Finnmark	50	77	Anslått av oss pga. opplysninger fra fylkesverket: 22 etablert, noen varmeplaner startet (Alta bl.a.).
Sum, tot.	6260	3668	Hele landet unntatt Agder og Nordland
Sum - 3 byer	3215	2880	Forrige sum minus Oslo, Bergen og Trondheim.

For de fylkene som ikke er med i tabellen (Agder-fylkene og Nordland) benyttes gjennomsnittstall for landet forøvrig - utenom Oslo, Bergen og Trondheim - beregnet fra tabellen ovenfor. Dette blir drøyt 1 GWh pr. 1000 innbyggere, og siden disse tre fylkene har ca. 478.000 innbyggere anslår vi dermed fjernvarmepotensialet for disse tre fylkene til ca. 500 GWh tilsammen.

Anslaget for fjernvarmepotensialet for Norge blir da

6 - 7 TWh.

Det meste av grunnlagsdataene gjelder bare større, eksisterende bygg som har vannbåren varme idag. Det er således ikke sett på mulighetene for overgang til vannbåren varme (f.eks. i forbindelse med ombygginger), og det er bare i liten grad tatt hensyn til planlagte utbygginger og mindre bygg med vannbåren varme idag. Dessuten har mange små tettsteder ikke blitt vurdert. Anslaget må på denne bakgrunn regnes for relativt konservativt, og for prognoseformål bør det økes i takt med ev. økning i det totale varmebehov.

4.3 Forholdene i Norden forøvrig

I de øvrige nordiske land er fjernvarme mer utbredt enn i Norge. Nedenfor angis energimengde dekket av fjernvarme i de nordiske land ifølge ref. 4.2 :

-	Sverige	34 TWh
-	Danmark	28 TWh
-	Finland	21 TWh
-	Norge	0,5 TWh

V AKTUELLE LOKALISERINGSOMRÅDER

5.1 Generelt

Det kan være flere forhold som tilsier etablering av fjernvarmeforsyning, og som bør få innflytelse på de vurderinger som gjøres og de avgjørelser som tas:

- Tilgang på elektrisk kraft er knapp. Man har et underskuddsområde.
- Et område har god tilgang på lokale energiresurser.
- Kommunen har deponeringsproblemer for sitt avfall, og vurderer forbrenning.
- Man står foran en utbyggingsoppgave der oppvarmingsmåte ikke er avklart.

Etablering av fjernvarme skal være lønnsomt. Det vil si at kostnadene for fjernvarme ikke må overstige kostnadene for alternativ energiforsyning. Både samfunns- og bedriftsøkonomiske beregninger bør gjennomføres. I enkelte tilfeller tas andre hensyn, selv om de økonomiske kriterier ikke blir tilfredstilt, f.eks. miljømessige hensyn eller deponeringsproblem for avfall.

Det er utarbeidet en enkel metode for å avgjøre om et område kan være aktuelt for fjernvarmeutbygging. Man tar hensyn til belastningstettheten og overføringsledningens lengde. Belastningstettheten bestemmes av formelen:

$$B = \frac{E}{T \cdot A} \quad [\text{MW/km}^2]$$

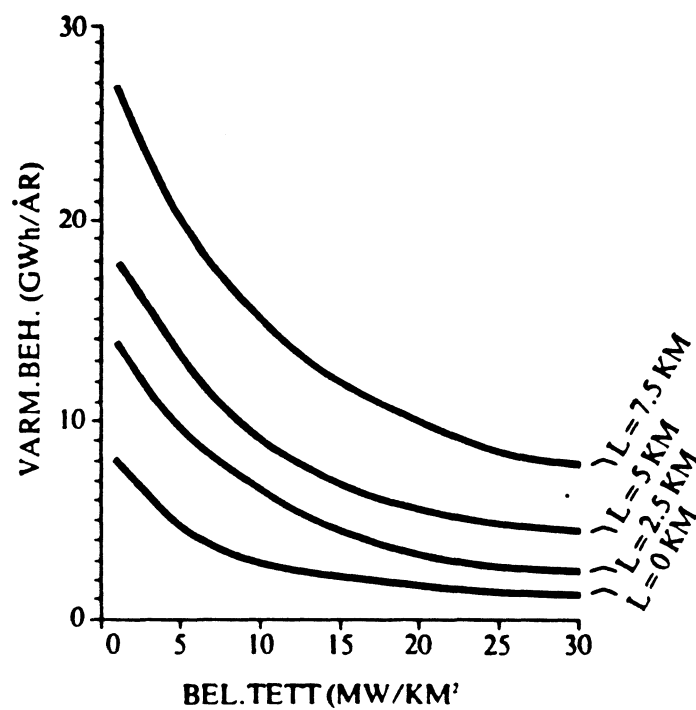
B = Belastningstetthet

T = Brukstid ved fullast

A = Områdets areal

E = Områdets lokale varmebehov

Etter at belastningstetthet, varmebehov og overføringsledningens lengde er bestemt, kan en ved hjelp av figur 5.1 lese av om en fjernvarmeutbygging i området er interessant. Hvis kryssningspunktet for belastningstetthet og varmebehov ligger under kurven for overføringsledningen, er utbygging uaktuelt. Ligger punktet derimot over kurven, er prosjektet interessant og en mer detaljert utredning bør foretas.



Figur 5.1 Økonomisk grense for utbygging som funksjon av varmetetthet, varmebehov og overføringslengde [5.1].

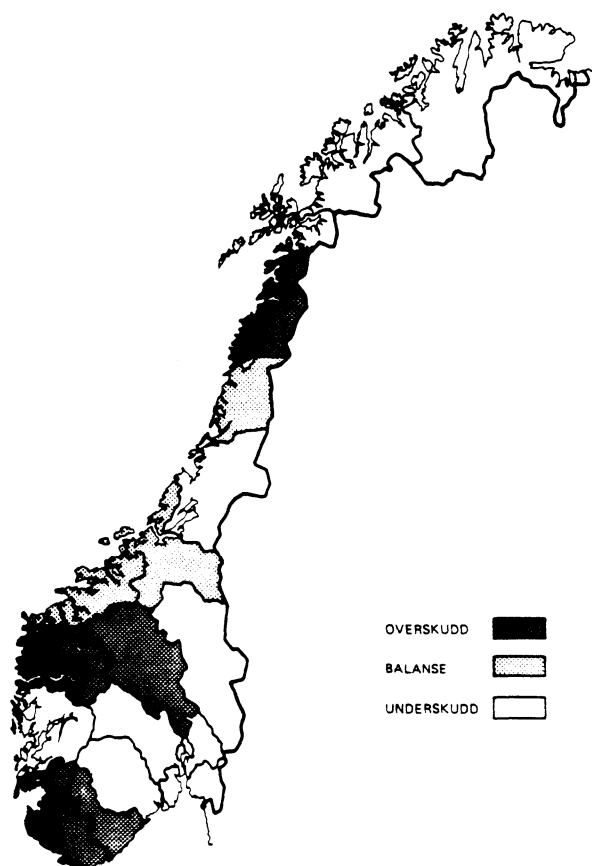
5.2 Underskuddsområder

Når tilgang på ny vannkraft til et område tar slutt, vil naturlig nok ENØK komme i fokus. ENØK kan dempe tilveksten i energiforbruket, men det vil neppe flate helt ut. Fjernvarmeanlegg basert på alternative energikilder vil kunne avdempe presset på elektrisk kraft og frigjøre denne til høyverdig forbruk (belysning, EDB, elektriske maskiner osv.) og kan gi lavere energikostnader enn en eventuell vannkraftutbygging.

Det er imidlertid en forutsetning at det er tettsteder innen området som kan forsynes med fjernvarme. Fjernvarmen er som det fremgår av figur 5.1 et tettstedsfenomen (høy belastningstetthet kreves).

Oslo og Trondheim er områder hvor man er i ovennevnte situasjon og hvor fjernvarme er bygget ut. En rekke andre kommuner har eller holder på å gjennomføre varmeplaner der fjernvarme blir vurdert.

Figur 5.2 viser fylkesvis kraftbalanse 1987. En merker seg at de fleste tett befolkede områder har kraftunderskudd.



Figur 5.2 Fylkesvis kraftbalanse [5.2].

Av dette kan man forvente at byer og i noen grad også tettsteder i underskuddsområder er aktuelle lokaliseringsområder for fjernvarme.

5.3

Utnyttelse av lokale energiresurser

I vårt land er vannkraftbasert elektrisk strøm dominerende energiforsyning, men mange steder rundt om i landet finnes lokale energiresurser som industriell spillvarme, industri- og husholdningsavfall, biomasse, lavverdige energikilder som sjø, kloakk m.m. og solenergi.

Ved å ta i bruk lokale energiresurser til oppvarmingsformål bidrar man til å reservere høyverdig energi som elektrisk strøm til mer høyverdige energiformål. De lokale energiresurser vil trolig komme til å spille en stadig større rolle. For å gjøre disse energiresurser effektive må man ta i bruk fjernvarmeteknikk.

I hvilken grad man kan utnytte lokale energiresurser på lønnsomt vis må i hvert tilfelle utredes. Man gjennomfører en varmeplan.

Aktuelle steder synes å være tettsteder i jord- og skogbruksområder, tettsteder med industri som produserer spillvarme og tettsteder langs kysten (varmepumpe basert på sjøvann).

Utnyttbar energi fra industriell spillvarme og sjø- eller luft-basert varmepumpe er bare begrenset av prosessens størrelse og varmepumpens kapasitet.

Energiinnhold i avfall og biomasse er vist i tabell 5.2.

AVFALLSTYPE		UTNYTTBAR ENERGI
Kommunalt avfall		ca. 7 GJ/tonn
Sykehusavfall		ca. 10 GJ/tonn
Oljeavfall		ca. 31 GJ/tonn

BIOMASSE	FUKTIGHETSINNHold	UTNYTTBAR ENERGI
Gran	20 - 25 %	14 - 15 GJ/tonn
Furu	20 - 25 %	14 - 15 GJ/tonn
Bjørk	20 - 25 %	14 - 15 GJ/tonn
Bark	40 - 60 %	6 - 10 GJ/tonn
Halm	20 - 30 %	12 - 14 GJ/tonn
Torv	30 %	13 GJ/tonn

Tabell 5.2 Energiinnhold i avfall og biomasse [5.1]

5.4 Deponeringsproblem for avfall

En kommune kan ha deponeringsproblemer for sitt avfall. Nye anlegg er nødvendig og forbrenningsanlegg er et aktuelt alternativ til fylling. I den sammenheng er det naturlig å tenke fjernvarme. Økonomien i et slik anlegg vurderes mot kostnadene ved alternative behandlingsmåter (fylling, resirkulering).

Det er ventet en betydelig økning av avfallsmengden til forbrenning i fremtiden. Fra 100.000 tonn i 1984 til 1 mill.tonn i år 2000.

5.5 Utbyggingsområder

Større utbygginger av bolig- og industriområder står for døren. En varmeplan bør da inngå i en energiplan for området. Den bør ta utgangspunkt i kommunenes arealplan, og vurdere om fjernvarme er aktuelt.

5.6 Områder med stort kjøle/kulde behov

Det har i de senere år vokst opp bebyggelse som pga. høyt forbruk av høyverdig energi (EDB, ol.) og nye tette bygningskonstruksjoner har varmeoverskudd selv på kalde vinterdager. Dette forsterkes ytterligere pga. stigende krav til inneklime. I disse bygg installeres det ofte kjøleanlegg av varierende kvalitet, og man står igjen med en bygningsmasse med mange små anlegg som totalt sett kanskje ikke gir optimal drift. Kjøleanlegg er i tillegg som regel avhengig av elektrisk drivenergi. Vi står med andre ord foran den samme argumentasjon som ble brukt for fjernvarmeutbyggingen. Denne utviklingen har gjort det interessant å vurdere nærmere mulighetene for fjernkjøling.

VI

AKTUELLE ENERGIRESSURSER

De mest interessante lokale energiressurser for fjernvarmeanlegg er:

- kommunalt avfall
- oljeavfall
- biomasse
- industriell spillvarme
- lavgradige energikilder

6.1

Kommunalt avfall

På landsbasis utgjør husholdningsavfall 35-45 vektprosent av den totale avfallsmengden som tilføres kommunale fyllplasser. Andre energimessig interessante avfallstyper er forretnings- og kontoravfall, industriavfall og bygnings- og rivningsavfall. Den totale mengde behandlet av disse typer avfall anslås til 1.7 mill. tonn i 1983 (ref. 6.1). Det regnes i samme referanse med en årlig økning på 1,5 % i gjennomsnitt av disse typer avfall, og det betyr ca. 1.8 mill. tonn i 1987. Med en gjennomsnittlig brennverdi på 10,4 GJ/tonn gir det et teoretisk energiinnhold på ca. 18,8 PJ/år.

For de to neste typer avfall brukes dataene fra ref. 6.2 og 6.3, da nyere data ikke er funnet. Mengdene av disse typene er forøvrig små i forhold til den første posten.

Avfall fra helseinstitusjoner anslås til 50.000 tonn/år. Med en brennverdi på 14,0 GJ/tonn gir det et teoretisk energiinnhold på 0,6 PJ/år.

Mengden av gummiavfall anslås til 14.000 tonn/år med en brennverdi på 36,0 GJ/tonn. Det gir et teoretisk energiinnhold på 0,5 PJ/år.

I alt gir dette en mengde av kommunalt avfall på 1.86 mill. tonn pr. år med et teoretisk energiinnhold på 19,9 PJ/år.

Det gjøres den antagelse (ref. 6.2) at ca. 2/3 av Norges befolkning bor tett nok til å gi lønnsom drift ved søppelforbrenning og varmegjenvinning. Videre antas at virkningsgraden ved søppelforbrenning er 80 %, og at bare 75 % av spillvarmen kan utnyttes effektivt, bl.a. på grunn av mangel på deponerings-/briketteringsmuligheter under et varierende varmebehov. Med disse forutsetninger blir følgende energimengde tilgjengelig for fjernvarmeformål:

$$19,9 \cdot 2/3 \cdot 0,80 \cdot 0,75 \text{ PJ/år} = \underline{8,0 \text{ PJ/år}}$$

6.2 Oljeavfall

Det regnes med ca. 60.000 m³ oljeavfall pr. år med et teoretisk energiinnhold på ca. 2,27 PJ (ref. 6.2, 6.3). Hvis 75 % gjenvinnes, kan dette anvendes i varmesentraler som har en typisk virkningsgrad på 85% for oljeforbrenning. Da fås følgende energimengde for fjernvarmeformål:

$$2,27 \cdot 0,75 \cdot 0,85 \text{ PJ/år} = \underline{1,4 \text{ PJ/år}}$$

6.3 Biomasse

Biprodukter fra skogindustrien

Total årlig mengde biprodukter fra treindustri, møbelindustri og treforedlingsindustri har et teoretisk energiinnhold 15,5 PJ (ref. 6.4). Av dette blir allerede

ca. 80 % nyttiggjort til energiformål. Med en virkningsgrad på 80% blir den følgende energimengde tilgjengelig for fjernvarme:

$$15,5 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \text{ PJ/år} = \underline{2,5 \text{ PJ/år}}$$

Marginale virkesressurser

Med marginale virkesressurser forstås løvtrevirke, førstegangs tynningsvirke, samt mermasse (grener, blader, topp etc.) og hugstavfall. Teoretisk energiinnhold i disse energibærerne er (ref. 6.4):

Løvtrevirke	21,0 PJ
Førstegangs tynningsvirke	2,5 "
Mermasse og hugstavfall	<u>8,0 "</u>
Tilsammen	31,5 PJ

Det antas at ca. 2/3 av det som kan utnytted med dagens kostnadsnivå, allerede er utnyttet (ref. 6.5), og at resten blir tilgjengelig for fjernvarme. Med en virkningsgrad på 80 % blir da fjernvarmepotensialet:

$$31,5 \cdot 1/3 \cdot 0,80 \text{ PJ/år} = \underline{8,4 \text{ TWh/år}}$$

Halm

Det teoretiske energiinnholdet i den årlige produksjonen av halm er ca. 5,8 PJ/år (ref. 6.4). Halmen blir for en stor del resirkulert på en naturlig måte (brenning, nedpløying), og det er usikkert hvor mye som kan utnytted som energikilde for fjernvarmeanlegg idag.

6.4 Industriell spillvarme

For noen år siden (1978-82) ble det gjennomført en kartlegging av energiforbruket i norske industribedrifter med sikte på å komme frem til en samlet oversikt over tilgjengelige spillvarmemengder i norsk industri (ref. 6.6).

Så vidt vites, er det ikke utført noen tilsvarende undersøkelser siden, og anslagene nedenfor er derfor basert på den nevnte kartleggingen.

De viktigste industrigrener hvor industriell spillvarme kan utnyttes til fjernvarme er:

- Treforedlingsindustri
- Kjemisk industri
- Mineralsk industri (sement- og glassindustri)
- Kraftkrevende industri (jern- og stålverk, samt ferrolegeringsverk)

Kartleggingen av spillvarmemengden viser at det er teknisk mulig å utnytte ca. 47,9 PJ/år. Det økonomiske gjenvinningspotensialet er anslått til ca. 14,0 PJ/år og fjernvarmeandelen til ca. 2,2 PJ/år.

6.5 Lavgradige energikilder

Varmepumpeteknikken har åpnet for utnyttelse av lavgradige energikilder som:

- elver, innsjøer
- grunnvann
- jordvarme (geotermisk energi)
- sjøvann
- luft
- kloakkvann

Det er særlig sjøvann og kloakkvann som er aktuelle til fjernvarmeformål. Energiressursene i sjøvann og luft er i praksis ubegrensede i forhold til varmebehovet.

Den energi som fins lagret i jordkloden i form av varme, kalles geotermisk energi eller jordvarme. Den viktigste kilden til jordvarmen er spalting av radioaktive materialer. Det er i dag vanskelig å utnytte jordvarmen på en økonomisk måte i Norge.

Varmetapene fra krafttransformatorer kan også utnyttes til fjernvarme. Det er gjort overslagsberegninger som viser (ref. 6.7) at de totale tapene i krafttransformatorer med $U > 40$ kV er ca. 1,4 TWh pr. år.

TABELL 6.1

Årlig energipotensial fra lokale ressurser
til fjernvarmeformål i Norge

	MENGDE	TEORETISK ENERGI- INNHold PJ/år	POTENSIAL TIL FJERN- VARME PJ/år
1. Kommunalt avfall	1,86 mill.tonn	19,9	8,0
2. Oljeavfall	60.000 m ³	2,3	1,4
3. Biprodukter fra skogindustri		15,5	2,5
4. Marginale virke- ressurser		31,5	8,4
5. Spillvarme		47,9	2,2
SUM 1 - 5		117,1	22,5
=====	=====	=====	=====
6. Halm		5,8	
7. Lavgradige kilder		Høyt	Stort
8. Transformatortap (U _p > 40 kV)		5,0	

VII BRUK AV NATURGASS

7.1 Innledning

Norges gassressurser og naturgassens miljøvennlighet (sammenliknet med andre drivstoff) tilsier at naturgass etterhvert vil bli tatt i bruk til energiformål.

7.2 Bruk av gass i fjernvarmesentraler

De mest aktuelle stedene er der hvor gass kan bli tilgjengelig, og hvor man ikke har (tilstrekkelig) tilgang til billige energikilder som f.eks. spillvarme eller søppel.

Som hovedregel bør en fjernvarmesentral kunne bruke flere energibærere slik at man til enhver tid kan velge den billigste, dvs. gass kan inngå som en av flere mulige energibærere. I slike situasjoner kan det også være behov for et gasslager.

Rensebehovet for et gassfyrt anlegg er vesentlig mindre enn for de fleste andre brenselstyper. Det dreier seg hovedsaklig om nitrogenoksider, og systemer for rensing er tilgjengelig til kostnader som utgjør en mindre del av det totale anlegg.

7.3 Direkte bruk av gass som varmekilde

I en del situasjoner kan det være fornuftig å bruke gass som varmekilde direkte, i form av strålevarme, istedenfor å gå vegen om vannbåren varme. Dette gjelder spesielt i store rom/haller.

Hovedforskjellen på strålevarme og annen oppvarming er at strålevarmen virker ved å varme opp det som strålingen treffer (mennesker, inventar, golv osv.), mens annen oppvarming først virker ved å varme opp lufta i rommet. Ved strålevarme føles temperaturen ca. 3 grader høyere enn lufttemperaturen, dvs. at denne kan senkes med 3 grader med samme "varmekomfort". Dette tilsvarer en energireduksjon på ca. 15 %. Dette er spesielt viktig i rom med stort varmetap (dårlig isolering), stort luftskifte og/eller stor takhøyde (mindre problem med at oppvarmet luft legger seg under taket).

Fordi strålevarmen virker direkte uten å varme opp lufta først, går det også mye raskere å regulere temperaturen opp eller ned. Energibesparelsen man får ved å senke temperaturen når varmebehovet er lavt, blir dermed større enn ved annen oppvarmingsmåte.

Strålevarme er også velegnet i kombinasjon med ventilasjon ved diffus innblåsing. Denne teknikken går ut på å blåse inn underkjølt luft på golvnivå, lufta oppvarmes ved kontakt med gjenstandene i rommet (som igjen er varmet opp av strålevarmen) og stiger langsomt mot taket der den trekkes ut. Samtidig tar denne lufta med seg forurensning av ulik slag (røyk f.eks. som normalt stiger opp).

7.4 Distribusjonskostnader for gass

Hoveddelen av kostnadene ved gasstransport i rør er investeringskostnadene. Disse består av mange ledd, de fleste lengdeavhengige, en del også diameteravhengige, og de varierer med terrengforhold, mengde bebyggelse, tilgjengelighet osv. For å kunne gi grove estimater av kostnadene ved å transportere gass i lange rørledninger benyttes følgende formel for investeringskostnadene:

$$I = k_1 D^c l$$

der symbolene har følgende betydning:

I = investeringsbeløp, kr.
 k_1 = koeffisient
 D = diameter av røret, m
 c = koeffisient, satt til 0.8
 l = lengde av røret, m

Koeffisienten k_1 er anslått ut fra en del større rørledningsprosjekter i Sverige og USA (de fleste nevnt i ref. 7.3). Dette gir verdien

$$k_1 = 5.350 \text{ kr/m}^1,8$$

Sammenhengen mellom transportert mengde (Q) og diameter kan uttrykkes (se bl.a. ref. 7.1):

$$Q = k_2 D^{5/2} \quad (\text{mill. standard m}^3/\text{år})$$

Koeffisienten k_2 avhenger av trykkforhold, friksjonsforhold i røret og tetthet av gassen. For landleddninger er det vanlig å benytte 80 bar som maksimaltrykk, og kompressorstasjoner plasseres med 2-300 km avstand slik at trykket ikke synker under ca. 50 bar (ref. 7.2 o.a.). Koeffisienten k_2 er også anslått fra de nevnte prosjektene. Dette gir verdien $k_2 = 10.200 \text{ mill } \sqrt{\text{m/år}}$.

Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er satt til 2 % av investeringsbeløpet (ref. 7.2 angir 1,5 % og ref. 7.3 3 %), og levetiden er satt til 30 år. Videre settes energiinnholdet i en standard m^3 gass til 36 MJ (dette er teoretisk energiinnhold og forutsetter at gassen brukes til varmeformål o.l. med virkningsgrad opp mot 100 %. Ved elgenerering må nyttiggjort energi reduseres med virkningsgraden, og prisene nevnt i det følgende og i kap. 10.8 må økes tilsvarende)

Ut fra disse forutsetningene kan man beregne transportkostnadene for gassen i øre pr. kWh som funksjon av ledningens diameter og lengde. En grafisk framstilling av resultatene for diametre fra 0,3 m til 1,5 m er vist i kap. 10.8. Verdiene ligger i området 0,1 - 0,01 øre/MJ for 100 km lengde.

7.5 Sikkerhetsmessige forhold ved gassdistribusjon

Naturgass er ikke giftig og gir normalt ingen problemer ved innånding i svake konsentrasjoner.

Ren naturgass er luktfri, men det er vanlig å tilsette et luktmiddel for lettere å kunne oppspore ev. lekkasjer.

Naturgass er lettere enn luft fordi den hovedsaklig består av metan. Dette medfører at ev. utslipp raskt stiger opp og fortynnes til ufarlige konsentrasjoner. Det geografiske risiko-området ved en ev. lekkasje blir dermed begrenset. I denne henseende har naturgass en fordel framfor andre gasser f.eks. propan og butan, som er tyngre enn luft og kan samle seg i lavereliggende områder.

For at naturgass skal brenne, må følgende to forutsetninger være oppfylt:

1. Gassen må være blandet med luft i bestemte konsentrasjoner; for normalt trykk og temperatur og for naturgass som overveiende består av metan, er konsentrasjoner i området 5 - 15 % gass brennbare. Metode for beregning av eksplosjonsgrenser er beskrevet i ref. 7.1.
2. Det må finnes en tennekilde. Tenningstemperaturen er forholdsvis høy for naturgass, men en åpen flamme er tilstrekkelig.

For at en eksplosjon skal kunne skje må i tillegg en tredje forutsetning være oppfylt:

3. Blandingen av gass og luft (i den angitte konsentrasjon) må være stengt inne i et lukket rom.

I en uskadd gassledning under bakkenivå kan aldri disse tre punktene være oppfylt samtidig. Det foreligger således ingen risiko for eksplosjon ved normal drift. Hvis gassledningen skades slik at gass lekker ut, kan brann oppstå hvis det finnes en passende tennekilde nær lekkasjestedet. Risikoen for eksplosjon anses imidlertid for å være minimal siden det skal svært spesielle forhold til for at det tredje punktet skal være oppfylt i forbindelse med distribusjon.

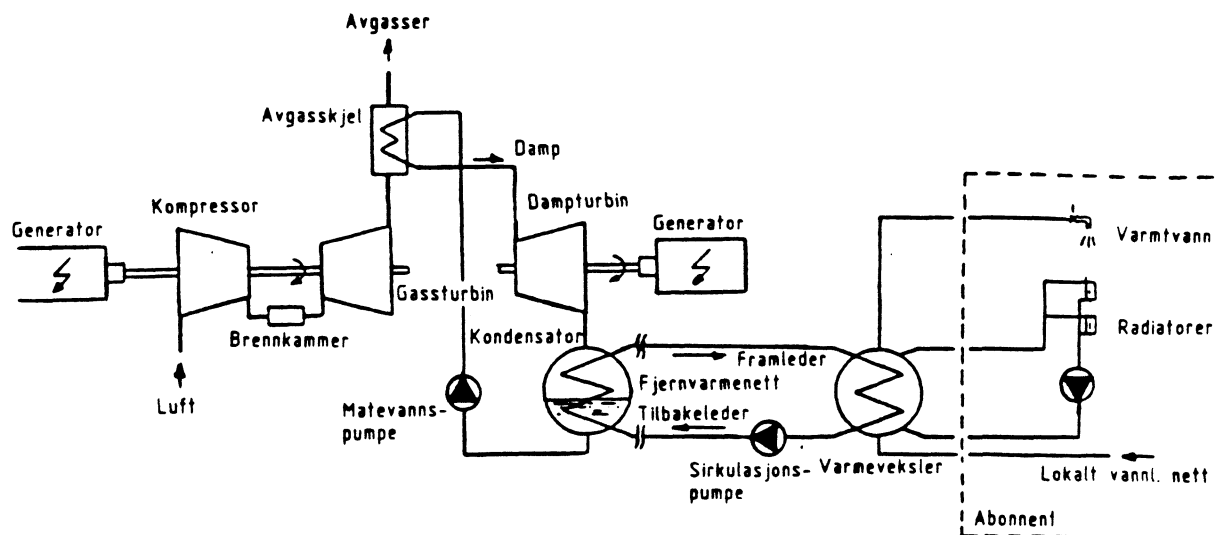
Ovenstående opplysninger er hovedsaklig hentet fra ref. 7.4. Ytterligere opplysninger kan finnes der og i ref. 7.5.

Erfaringer fra land hvor gass er i allment bruk viser at ulykkesfrekvensen er lav - i hvert fall ikke høyere enn for andre former for energitransport. Av de ulykkene som forekommer, er det bare en liten del (anslagsvis 5 % ifølge ref. 7.6) som skjer i forbindelse med distribusjon i stamledninger.

7.6 Anlegg som produserer både elektrisitet og varme

Generering av elektrisitet fra varme har gjerne lav virkningsgrad, typisk i området 15 - 40 % (kombinerte gassfyrte anlegg kan komme opp i 45 %, ref. 7.7).

Hvis man - mot en liten reduksjon av elvirkningsgraden - utnytter varmeenergien i et fjernvarmeanlegg, kommer den totale virkningsgraden opp i 70 - 80 %. Slike anlegg kalles kraftvarmeverk eller mottrykkskraftverk og er i bruk, bl.a. i Danmark (hovedsaklig olje- eller kullfyrte). Figur 7.1 viser et eksempel, hentet fra ref. 7.8.



Figur 7.1 Kombinert anlegg med fjernvarme [7.8]

VIII ETABLERT FJERNVARMEFORSYNING (UTVALG)

FYLKE	EIER/STED	ENERGIBÆRER	VARME- PRODUKSJON GWh/år	INSTALLERT EFFEKT MW
Oslo	Oslo Lysverker:			
	Vika	Olje/el.	90	120
	Søndre Nordstrand	Olje/el./avf.	78	109
	Grorud	Olje/el./avf.	106	73
	Skøyen Vest	El./varmepumpe	16	8
Hedmark	Trysil Kirkenær	Bark	9	3,5
		Bark	8	2,5
Buskerud	-	Tilf.kraft	20	8
Østfold	FOA	Avfall	120	16
Telemark	Skien sfjd. Komm. Kraftselskap	Varmepumpe	2	1
Sogn og Fjordane	-	Spillvarme/ avfall	7	2,8
Møre og Romsdal	-	Avfall	10/40	-
Sør Trøndelag	Ila og Lilleby Smelteverk Trondheim E. verk	Spillvarme	65 *	15 *
		Olje/el./avfall	172 *	62 *
Nordland	Mo i Rana	Spillvarme	126	12
Troms	-	Avfall	3	0,9
Finnmark	Sør-Varanger/ Hammerfest/Gamvik	olje/el.	22	18,7
		varmepumpe	-	0,3

* Tall fra 1984

IX FJERNVARMETARIFFER

Det er i hovedsak tre prinsipper som utformingen av fjernvarmetariffene baseres på:

- Tariffen skal reflektere leverandørens samlede kostnader i forbindelse med fremføring av fjernvarme til abonnentene.
- Tariffen skal tilpasses leverandørens samlede kostnader i forbindelse med fremføring av alternativ energi (vannkraft, gasskraft) til abonnentene.
- Tariffen skal tilpasses kostnadene til den eller de alternative energiformer abonnentene har tilgang til.

To hovedkrav er avgjørende:

- Tariffen skal reflektere fjernvarmeanleggets kostnadsstruktur og abonnentens bruksmønster
- Tariffen må oppfattes som rettferdig for abonnenten

Tariffene kan inneholde flere elementer.

Disse kan være:

- Energiledd
- Effektledd
- Fast avgift
- Tilknytningsavgift

Energiavgiften er proporsjonal med abonnentens energiuuttak. Den er en funksjon av belastningen og tiden belastningen varer. Det er i første rekke brenselskostnadene som skal dekkes, men også pumpedrift og andre energiavhengige kostnader er med. Varmetapet er i liten grad avhengig av energiuttaket og kan henføres til effektavgiften.

Effektavgiften skal dekke kostnadene ved bygging av anlegget for den maksimale belastning og distribusjonstapet. Disse kostnader er ikke direkte proporsjonale med abonnentens maksimale effektuttak, men det maksimale effektuttak er en enkel fordelingsnøkkel og tilstrekkelig rettferdig.

Fast avgift skal dekke faste kostnader som måleravlesning, regnskap, generell administrasjon m.m.

Tilknytningsavgiften er en engangsgift som vanligvis er proporsjonal med abonnentens antatte maksimale effektuttak. Avgiften skal være et bidrag til finansieringen av fjernvarmeanlegget.

Det bør tilstrebes at tariffen blir enkel slik at abonnenten lett kan sette seg inn i hva den går ut på og lett kan kontrollere regningen.

Nedenfor er satt opp fjernvarmetariffene for Oslo og Trondheim pr. 1/1-87.

OSLO: FJERNVARMETARIFFER - V - TARIFFER

Tariffene benyttes ved fjernvarmelevering for dekning av bygningers energibehov til oppvarming, ventilasjon og forbruksvann.

Tariff VI - Energitariff

Tariffapparat: kWh-måler med ett telleverk

Energipris : 22.00 øre pr. kWh_v

Tariffen benyttes for boligbygg og bygninger hvor boligarealet utgjør minst 50% av bygningsarealet.

Tariff V2 - Energitariff

Tariffapparat: kWh-måler med ett telleverk

Energipris : 22.00 øre pr. kWh_v

Tariffen benyttes for næringsbygg, institusjonsbygg og bygninger hvor eventuelt boligareal utgjør høyst 50% av bygningsarealet.

Alle priser ekskl. mva.

TRONDHEIM: FJERNVARMETARIFFER

HV 4

Fjernvarme til boliger, gårdsbruk og en del husholdninger som får elektrisk energi avregnet etter H4.

Grunnavgift pr. abonnent	465 kr/år
Energipris	23,3 øre/kWh _v
Tariffapparat : Kilowattimemåler	

TV 2

Fjernvarme til ordinært næringsliv og en del institusjoner som får elektrisk energi avregnet etter T2 eller T3

Energipris 17,3 øre/kWh_v
Tariffapparat : Kilowatttimemåler

SV 29

Fjernvarme til vareproduserende industri og annet næringsliv som får elektrisk energi avregnet etter S29

Energipris 17,3 øre/kWh_v
Tariffapparat : Kilowatttimemåler

MVA på fjernvarme er 20% som kommer i tillegg til ovenstående priser.

X ENHETSKOSTNADER

10.1 Generelt

Enhetskostnadene er presentert i kurveform som spesifikk effektkostnad (investeringsutgift) og spesifikk fastkostnad (energikostnad). Kurvene er framkommet av kostnader basert delvis på beregninger, erfaring samt konkrete prosjekter. Da hvert fjernvarmeprosjekt blir tilpasset de lokale behov mht. bruksmønster, topografi, varmetetthet, grunnforhold osv. sier det seg at kostnadene fra prosjekt til prosjekt kan variere meget. Etterfølgende enhetskostnader bør derfor bare sees på som overslagskostnader for vurdering av prosjekter på et tidlig stadium.

Ved fastsettelse av varmebehov kan følgende verdier benyttes:

- eneboliger 23.000 kWh/år
- rekkehus 15.000 kWh/år
- blokker 8.000 kWh/år
- varehus 160-400 kWh/m²

Ytterligere erfaringstall for ulik type bebyggelse kan hentes fra NS 3032.

Varmetettheten fastsettes vha. følgende overslagstall:

- villaområder 5 - 20 MW/km²
- rekkehusområder 15 - 25 MW/km²
- blokkområder 25 - 30 MW/km²
- tettbygd bysentra 100 - 150 MW/km²

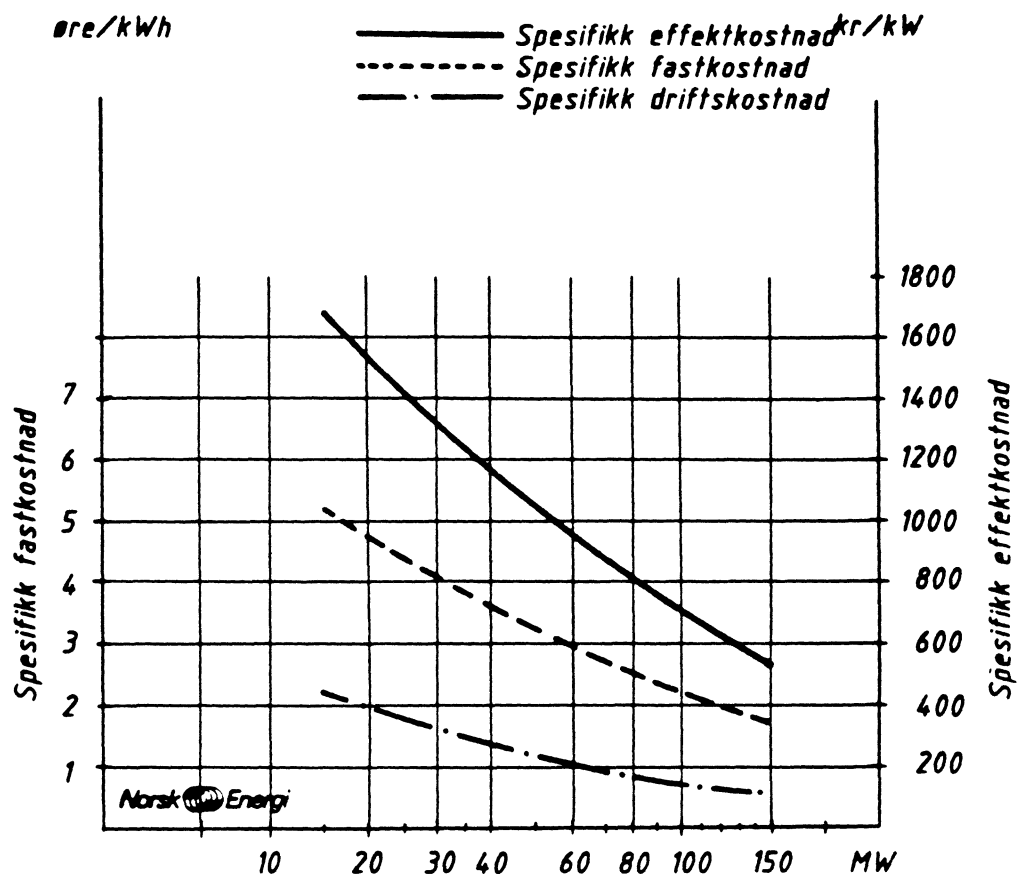
Kurvene er inndelt etter fjernvarmeanleggets hovedbestanddeler:

- varmesentral
- overføringsledninger
- distribusjonsnett
- abonnentsentral

Installasjonskostnader og totale driftskostnader for innomhusinstallasjoner (vannbåren- kontra elektrisk oppvarming) er også tatt med.

Til slutt er det vist et eksempel på fremgangsmåte for benyttelse av kurvene.

10.2

Varmesentral olje/el

Figur 10.1 Spesifikk effekt- og fastkostnad for en komplett varmesentral basert på olje og elektrisitet.

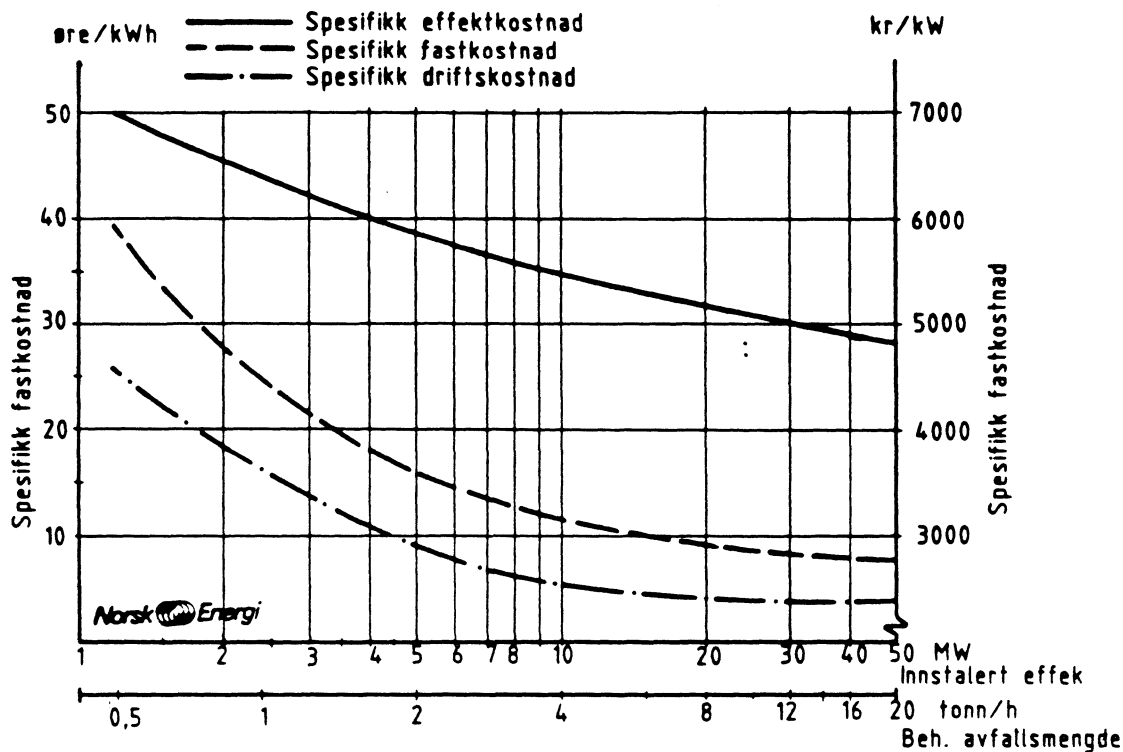
Økonomisk levetid	20 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	3.000 h

Inkludert:

- avgifter
- bemanning
- forsikringer
- drift/vedlikehold

Ikke inkludert innfyrte energi.

Avfallsforbrenningsanlegg



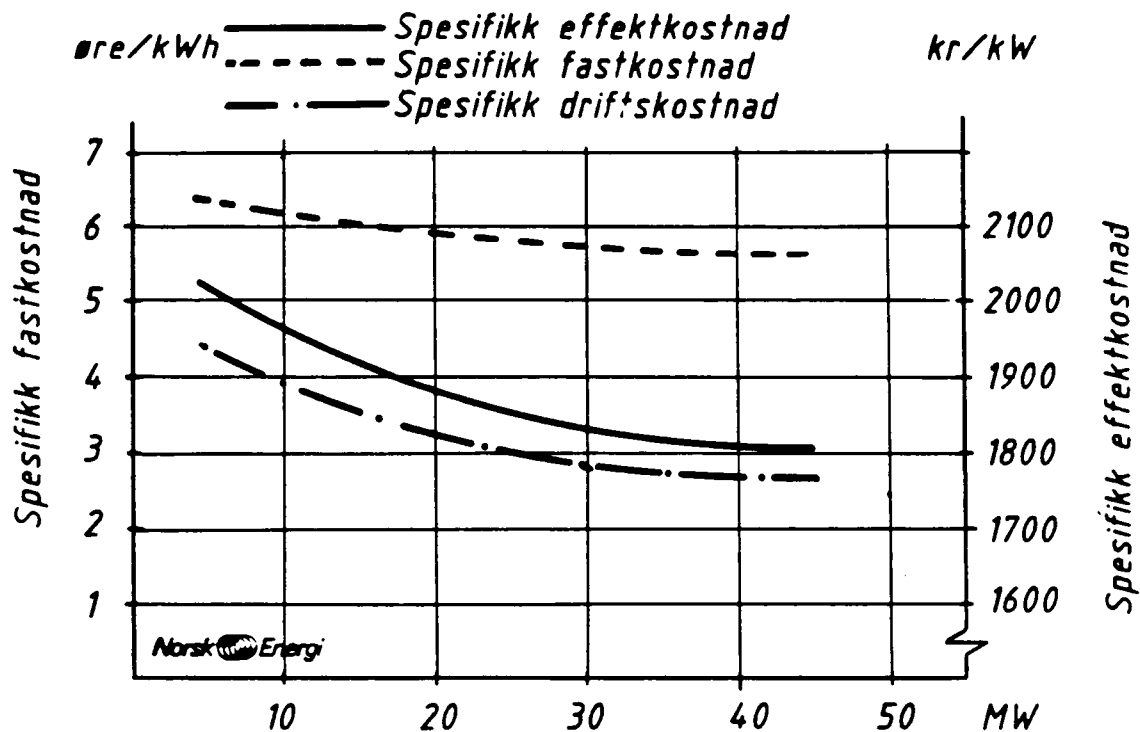
Figur 10.2 Spesifikk effekt- og fastkostnad for et komplett avfallsforbrenningsanlegg for husholdningsavfall.

Økonomisk levetid	20 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Energisalg	80 %
Behandlingsavgift	200 kr/tonn

Inkludert:

- avgifter
- bemanning
- forsikringer
- drift/vedlikehold

Varmepumpe



Figur 10.3 Spesifikk effekt- og fastkostnad for en komplett varmepumpesentral.

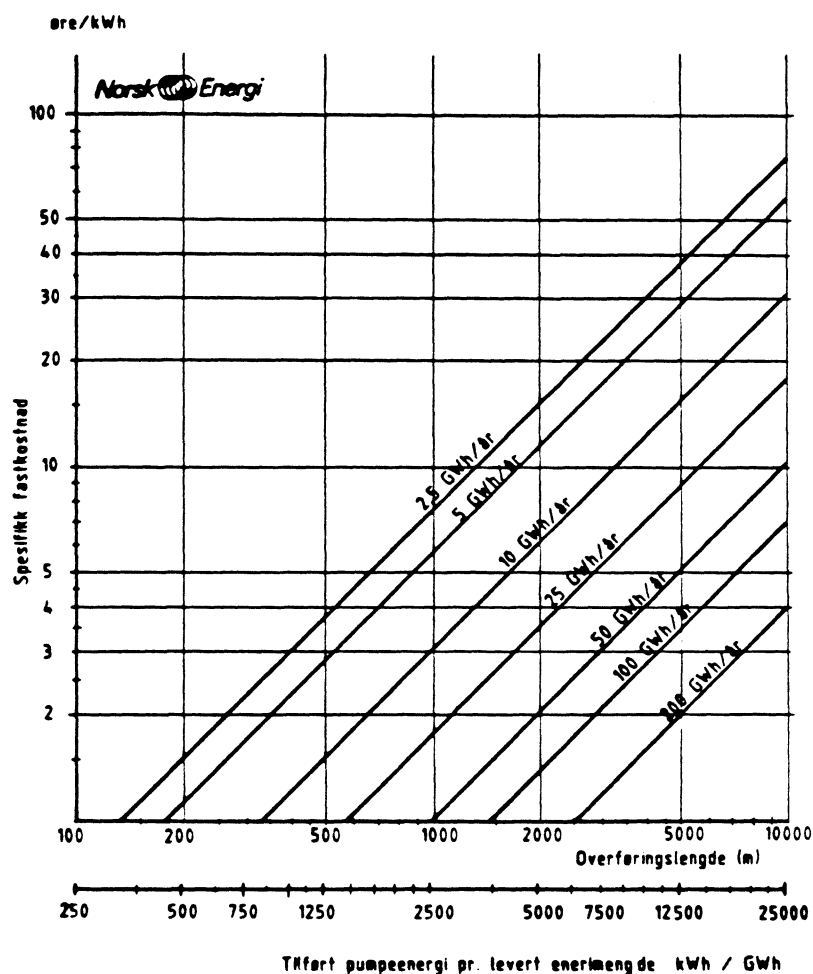
Økonomisk levetid	20 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	3.000 h

Inkludert:

- avgifter
- bemanning
- forsikringer
- drift/vedlikehold

Ikke inkludert drivenergi.

10.3

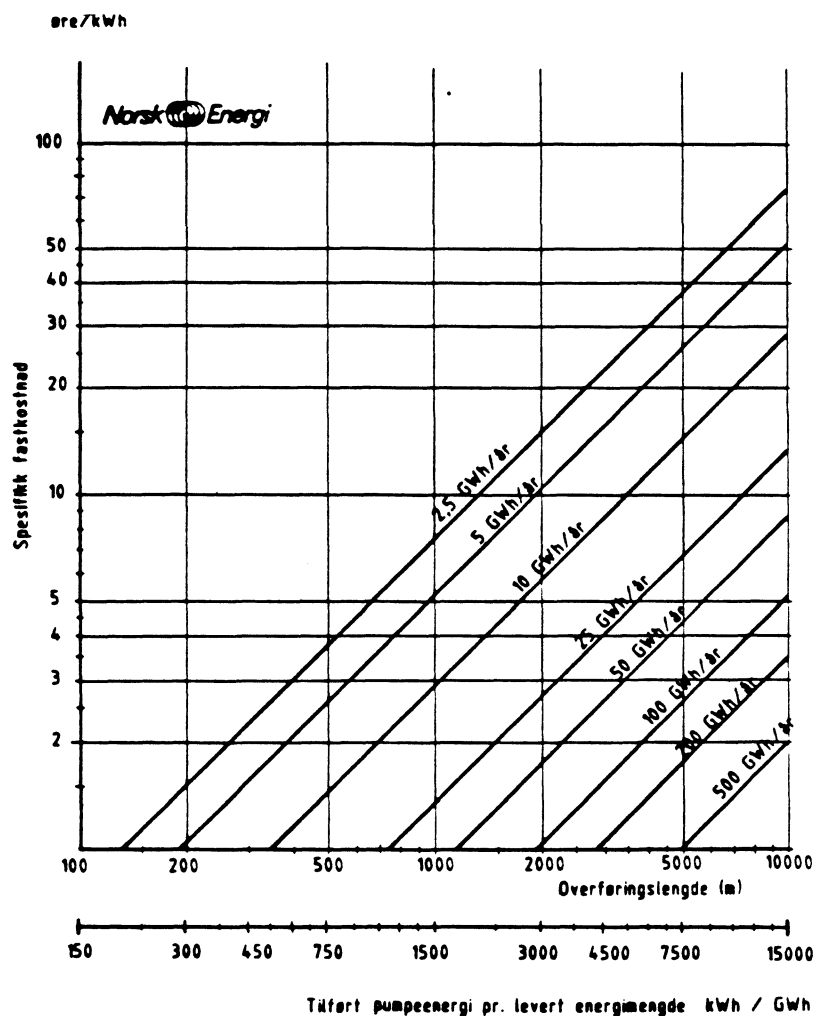
Overføringsledninger 30 K

Figur 10.4 Spesifikk fast- og driftskostnad som funksjon av overføringslengde

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	3.000 h
Temperaturdifferanse	30 K (30 °C)
Drift/vedlikehold	2 %

Ved benyttelse av våtløperpumper tilbakesføres ca. 80 % av tilført pumpeenergi til nettet.

Overføringsledninger 50 K

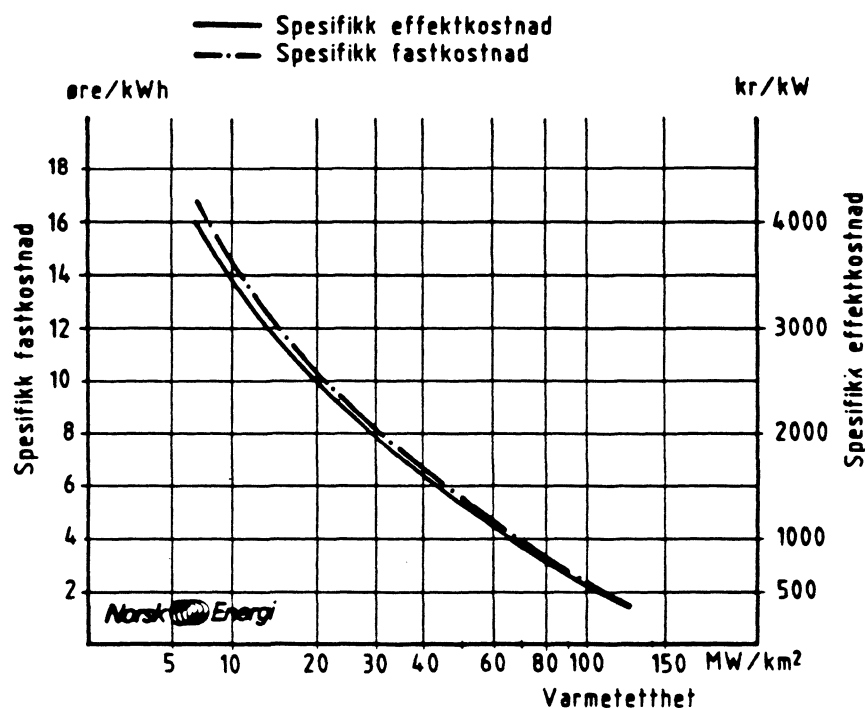


Figur 10.5 Spesifikk fast- og driftskostnad som funksjon av overføringslengde

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	3.000 h
Temperaturdifferanse	50 K (50 °C)
Drift/vedlikehold	2 %

Ved benyttelse av våtløperpumper tilbakesføres ca. 80 % av tilført pumpeenergi til nettet.

10.4

Distribusjonsnett, eksisterende bebyggelse

Figur 10.6 Spesifikk effekt- og fastkostnad for distribusjon innen eksisterende bebygget område.

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	2.400 h
Drift/vedlikehold	2 %

Tilført pumpeenergi kan beregnes etter følgende overslagsformel:

$$E = 1,5 \text{ kWh/MWm} \cdot L/2 \cdot P + 1250 \text{ kWh/MW} \cdot P^1$$

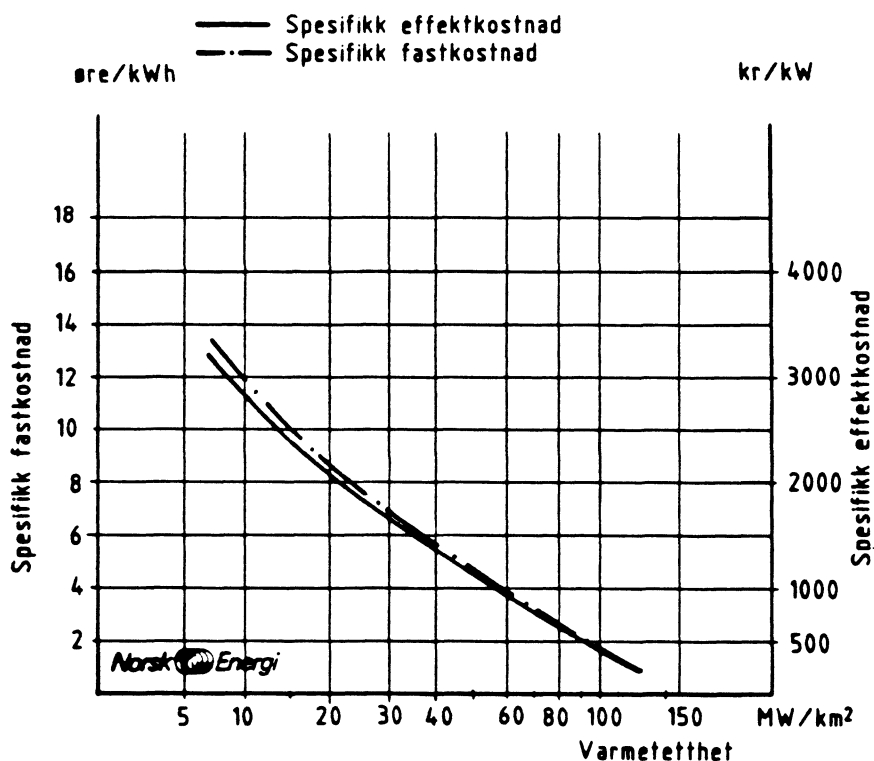
L = Nettets største utstrekning [m]

P = Områdets effektbehov [MW]

P^1 = Ugunstigste abonnents effektbehov [MW]

Ved benyttelse av våtløperpumper tilbakesføres ca. 80 % av tilført pumpeenergi til nettet.

Distribusjonsnett, ny utbygging



Figur 10.7 Spesifikk effekt- og fastkostnad for distribusjon innen ny-utbyggingsområder.

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	2.400 h
Drift/vedlikehold	2 %

Tilført pumpeenergi kan beregnes etter følgende overslagsformel:

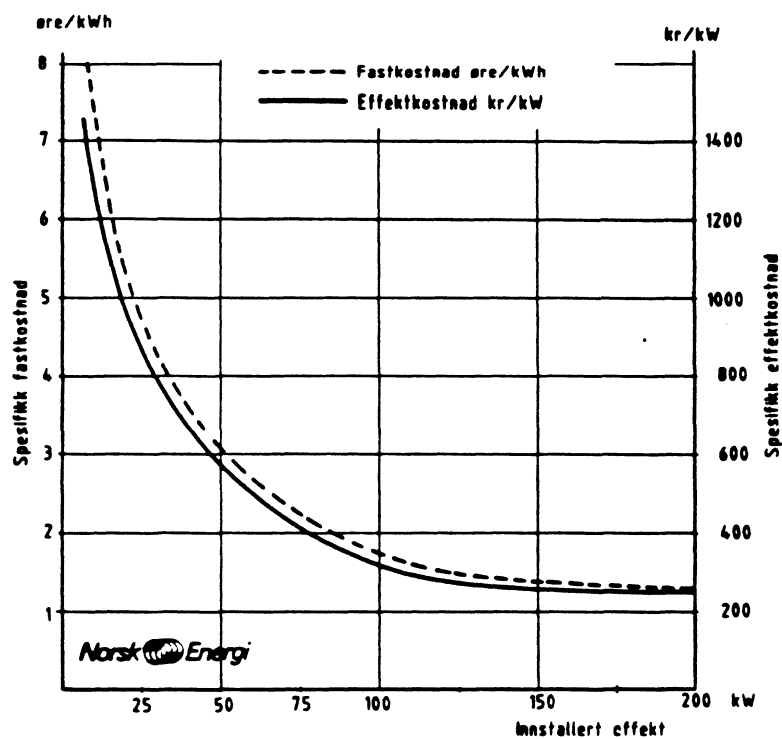
$$E = 1,5 \text{ kWh/MWm} \cdot L/2 \cdot P + 1250 \text{ kWh/MW} \cdot P^1$$

L = Nettets største utstrekning [m]

P = Områdets effektbehov [MW]

P^1 = Ugunstigste abonnents effektbehov [MW]

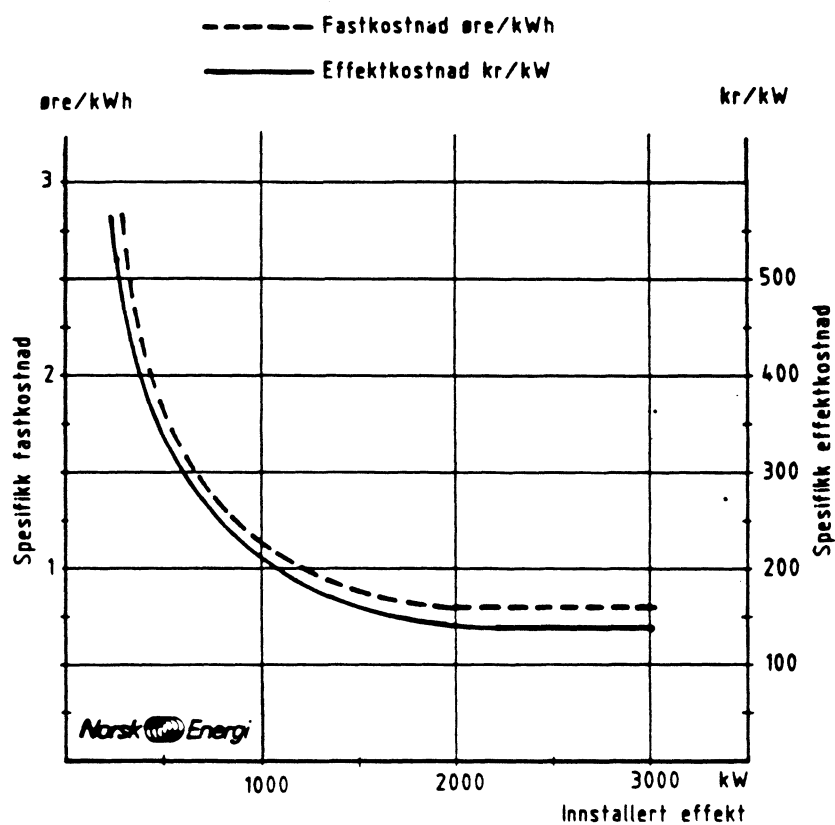
Ved benyttelse av våtløperpumper tilbakesføres ca. 80 % av tilført pumpeenergi til nettet.

10.5 Abonnentsentral

Figur 10.8 Spesifikk effekt- og fastkostnad for komplett to-trinns abonnentsentral. Små abonnenter.

Økonomisk levetid	15 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	2.400 h
Drift/vedlikehold	2,5 %

Abonnentsentral



Figur 10.9 Spesifikk effekt- og fastkostnad for komplett to-trinns abonnentsentral.

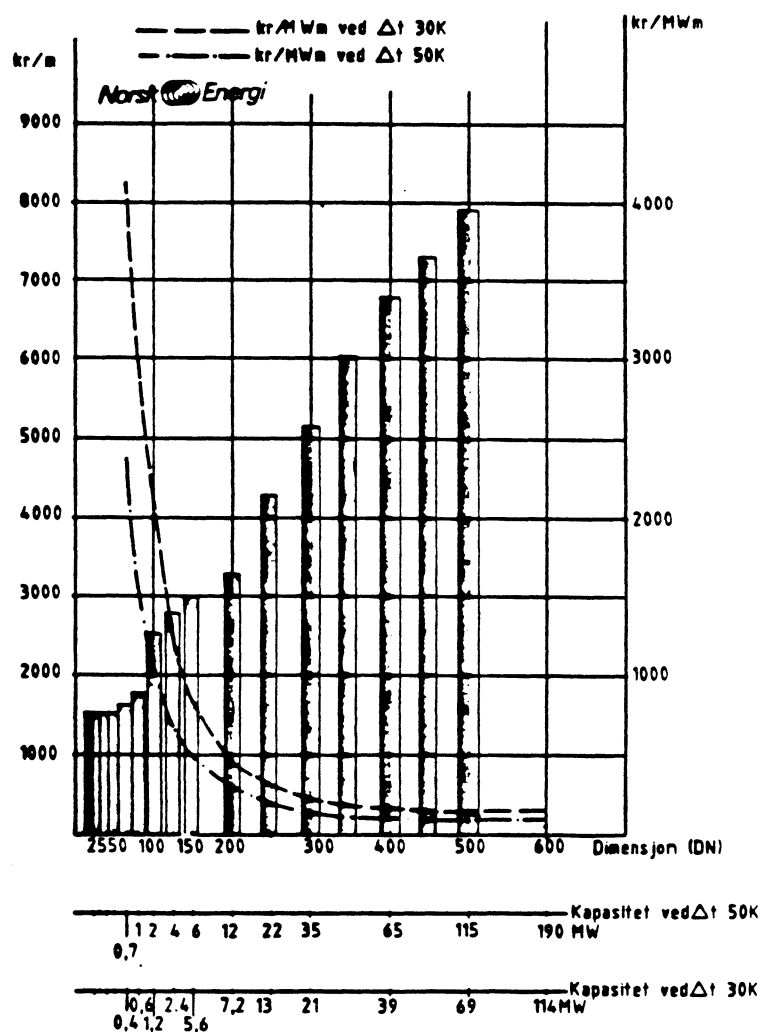
Økonomisk levetid	15 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Driftstid	2.400 h
Drift/vedlikehold	2,5 %

10.6

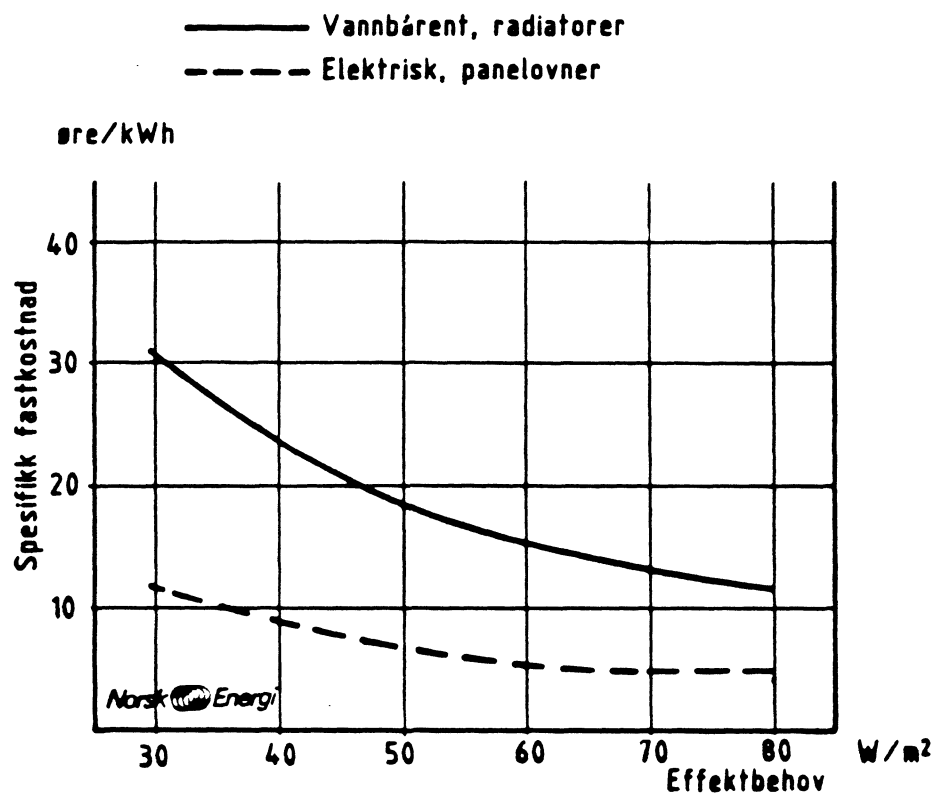
Kulvertkostnader

Kulvertkostnadene refererer til løpemet grøft i blandet bebyggelse, dvs. delvis park og delvis asfaltert område. Inklusive i kostnadene er grave-, rør-, isolasjons- og istandsettingsarbeid. Pressområder og bysentra vil gi høyere kostnader, avhengig av de lokale forhold.

Kostnadene som her blir presentert er benyttet ved utarbeiding av kostnadene for overføring og distribusjon (figur 10.4, 10.5, 10.6, 10.7).



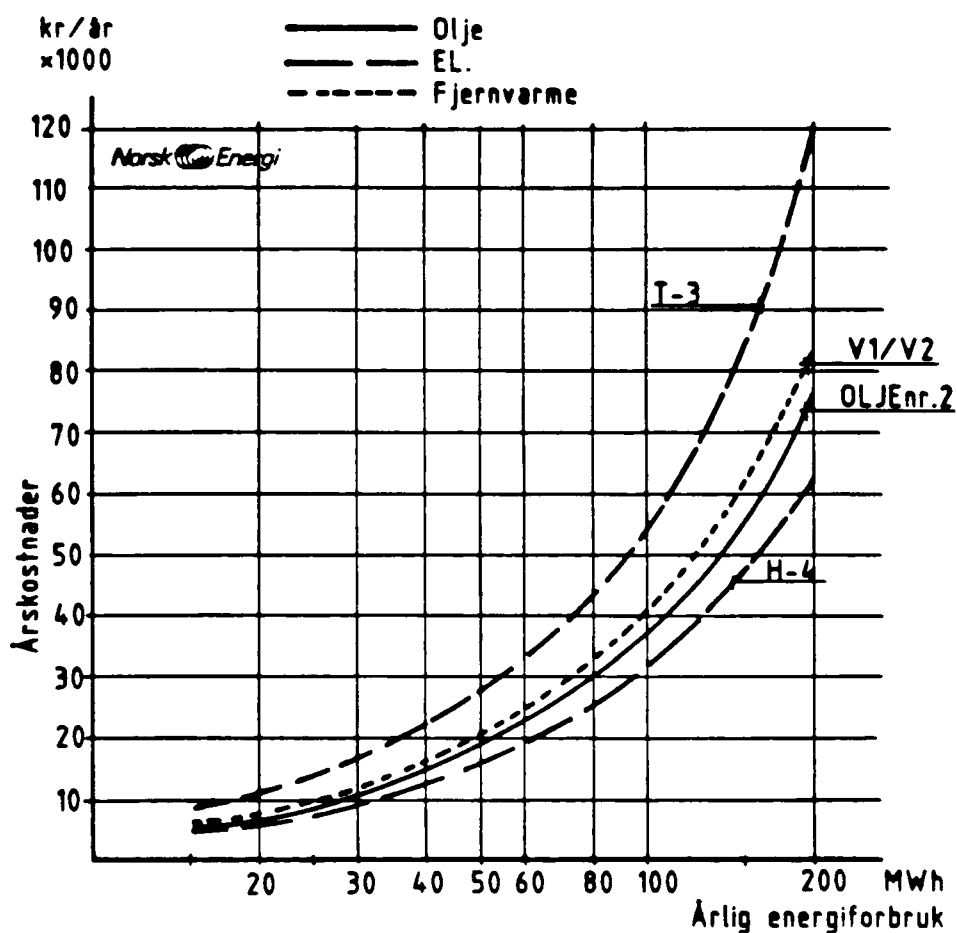
Figur 10.10 Kulvertkostnader.

10.7 Innomhusinstallasjoner

Figur 10.11 Spesifikk fastkostnad for innomhusinstallasjon, vannbåren- kontra elektrisk oppvarming.

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonrente	7 år
Driftstid	2.400 h
Inst. kostnader el.	105 kr/m ²
Inst. kostnader vannb.	210 kr/m ²
Drift/vedl.h., vannb.	2,5 %

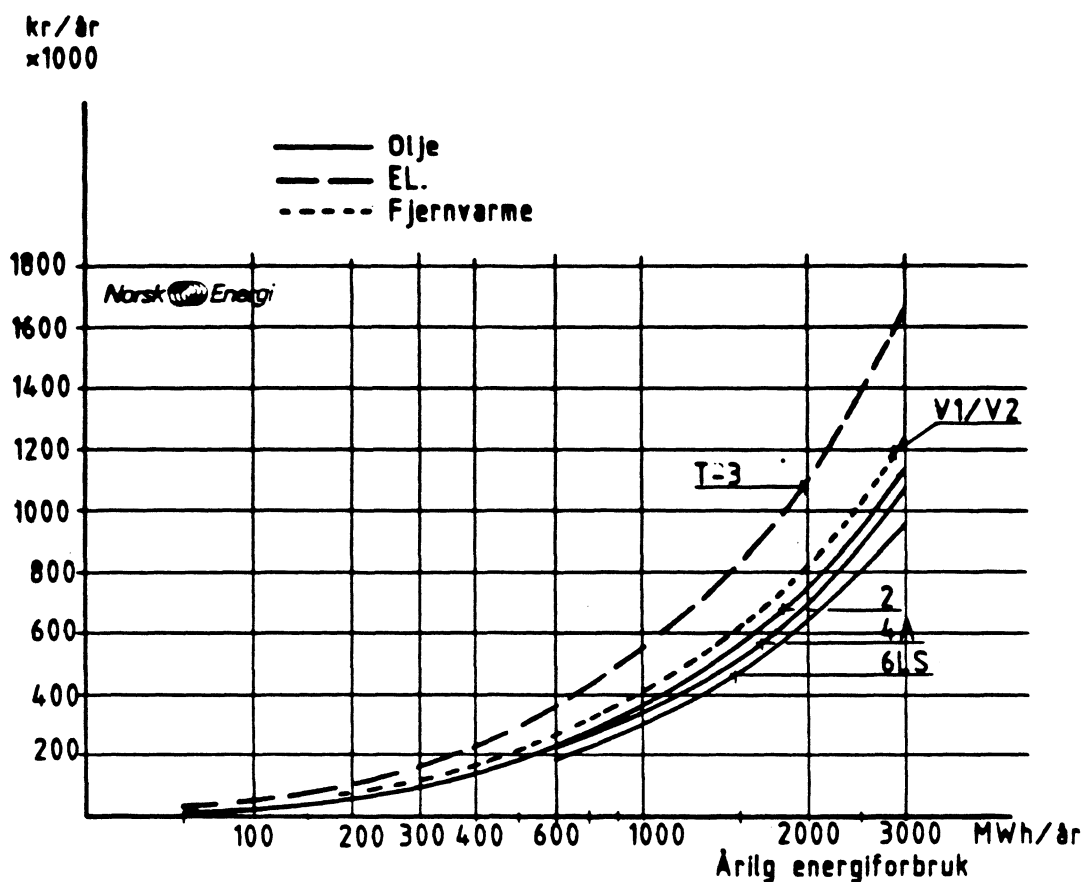
Innomhusinstallasjoner



Figur 10.12 Sammenligning mellom totale årskostnader, energi og kapital, for innomhusinstallasjon. Lite til middels forbruk.

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonrente	7 år
Driftstid	2.400 h
Inst. kostnader el.	105 kr/m ²
Inst. kostnader vannb.	210 kr/m ²
Drift/vedl.h., vannb.	2,5 %
Årsvirkningsgrad olje	75 %
Effektbehov	60 W/m ²
Prisnivå	1.1.87, Oslo
V ₁ /V ₂	fjernvarmetariff
T = 3	teknisk tariff
H = 4	husholdningstariff

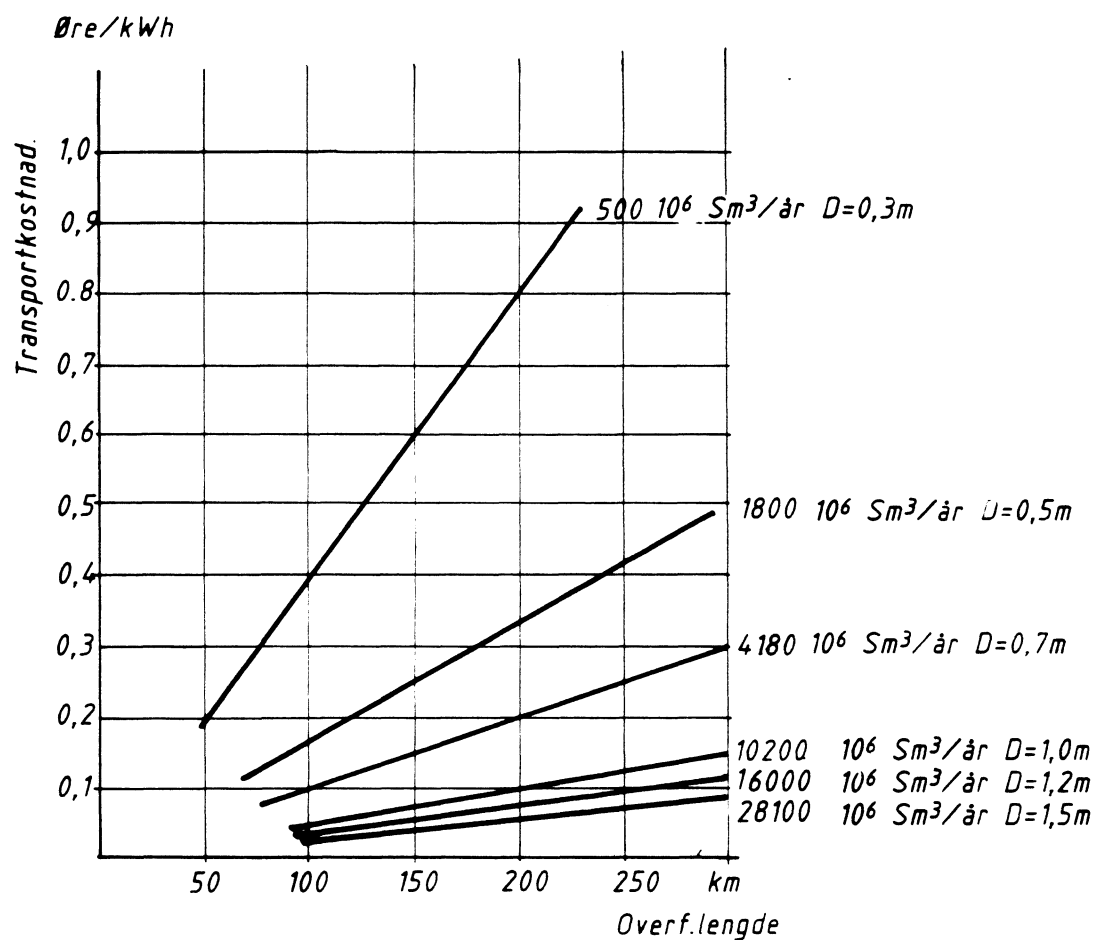
Innomhusinstallasjoner



Figur 10.13 Sammenligning mellom totale årskostnader, energi og kapital, for innomhusinstallasjon. Middels til stort forbruk.

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonrente	7 år
Driftstid	2.400 h
Inst. kostnader el.	105 kr/m ²
Inst. kostnader vannb.	210 kr/m ²
Drift/vedl.h., vannb.	2,5 %
Årsvirkningsgrad olje	75 %
Effektbehov	60 W/m ²
Prisnivå	1.1.87, Oslo
V ₁ /V ₂	fjernvarmetariff
T = 3	teknisk tariff
H = 4	husholdningstariff

10.8 Transportkostnader for gass



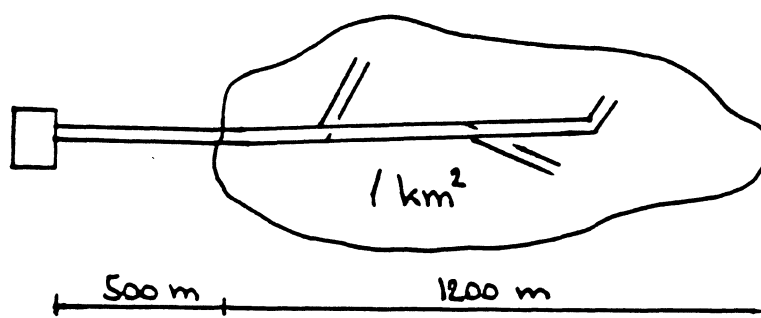
Figur 10.14 Transportkostnad for gass.

Økonomisk levetid	30 år
Kalkulasjonsrente	7 %
Drift/vedlikehold	2 %
Energiinnhold	10 kWh/S m ³

10.9 Eksempler

A. Et område med blandet bebyggelse (blokker, kontorer, småindustri) vurderes forsynt med fjernvarme. Følgende data er gitt:

- effektbehov etter varmeplan 30 MW
- overføringsledningens lengde 500 m
- områdets areal 1 km²
- nettets største utstrekning 1,2 km
- gjennomsnittlig abonnentstørrelse 400 kW



Vi forutsetter følgende:

- sammenlagring $k = 0,7$
- driftstid abonnenter 2.400 h
- temperaturdifferanse 50 K (50 °C)

Dette gir:

$$P_{\max} = 30 \text{ MW} \cdot 0,7 = 21 \text{ MW}$$

$$E = 21 \text{ MW} \cdot 2.400 \text{ h} = 50,4 \text{ GWh}$$

Tilført pumpeenergi er i praksis ubetydelig for energikostnaden, men vi tar det med i dette eksemplet for å vise fremgangsmåten for utregningen.

- Overføringsledning, 500 m (fig. 10.5).
Tilført pumpeenergi:
 $750 \text{ kWh/GWh} \cdot 50,4 \text{ GWh/år} = 37,8 \text{ MWh/år}$
- Distribusjonsnett, utstrekning 1.200 m, effekt 21 MW, abonnenteffekt 400 kW (overslagsformel fra kap. 10.4).
Tilført pumpeenergi:
 $1,5 \text{ kWh/MWm} \cdot 1/2 \cdot L \cdot P + 1250 \text{ kWh/MW} \cdot P^1$
 $1,5 \cdot 1/2 \cdot 1200 \cdot 21 + 1250 \cdot 0,4 = 19,4 \text{ MWh/år.}$
- Totalt tilført pumpeenergi:
 $37,8 + 19,4 = 57,2 \text{ MWh/år.}$
- 80 % overføres vannet, ikke nyttbar pumpeenergi (tap) blir da $57,2 \text{ MWh/år} \cdot 0,2 = 11,44 \text{ MWh/år.}$
- $(11,44 \text{ MWh} \cdot \text{el.pris})/50,4 \text{ GWh} \sim 0$

Brenselskostnadene er inkludert årsvirkningsgrad 75 % og nettap 3 %.

	Sp.effektkostn. kr/kW	Investerings kr x 1.000	Sp.fastkostn. øre/kWh
Varmesentral 21 MW (fig. 10.1)	1.500	31.500	2,0 + 4,7
Overføringsledning 500 m, 50,4 GWh (fig. 10.5)	102 *	2.150 *	1,0
Distribusjonsnett 30 MW/km ² (fig. 10.6)	1.950	40.950	10,0
Abonnentsentral 75 stk · 400 kW (fig. 10.9)	375	11.250	2,1
Total investering		85.850	19,8
Brenselkostnad ** Olje 6 LS			16,0
Pumpeenergi		11,44 MWh	~ 0
Total energikostnad			35,8

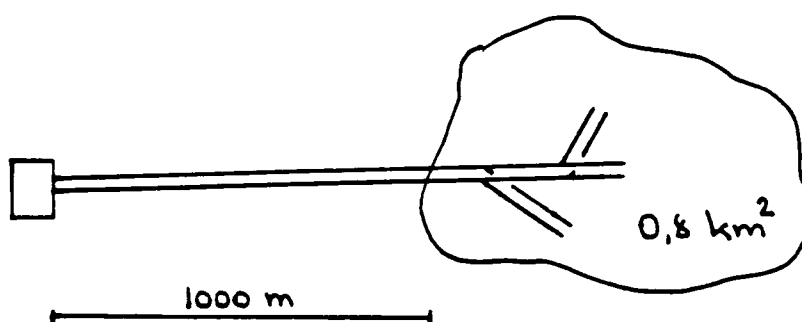
* Fra figur 10.10. : 21 MW. Vi må benytte rør DN 250, som gir en kostn. ca. 4.300 kr/m.

4.300 kr/m · 500 m = 2,15 mill.kr. i investering.
2,15 mill.kr./21 MW = 102 kr/kW.

** Brenselkostnaden må regnes ut fra den til enhver tid gjeldende brenselpris og virkningsgrad.

B. Et boligfelt med eneboliger, rekkehus og boligblokker skal utbygges, fjernvarme er en alternativ oppvarmingsmåte. Boligfeltet vurderes knyttet til en eksisterende varmesentral med ledig kapasitet. Følgende data er gitt:

- områdets areal $0,8 \text{ km}^2$
- avstand til varmesentral 1 km
- 400 eneboliger/rekkehus
- 40 boligblokker



Vi forutsetter følgende:

- varmetetthet 20 MW/km^2
- driftstid abonnenter 2.400 h
- temp. differanse 50 K ($50 \text{ }^\circ\text{C}$)
- sammenlagring $k = 0,8$
- 400 eneboliger/rekkehus á 10 kW
- 40 blokker á 300 kW

Dette gir:

$$P_{\text{tot}} = 20 \text{ MW/km}^2 \cdot 0,8 \text{ km}^2 = 16 \text{ MW}$$

$$P_{\text{max}} = 20 \text{ MW/km}^2 \cdot 0,8 \text{ km}^2 \cdot 0,8 = 12,8 \text{ MW}$$

$$E = 12,8 \text{ MW} \cdot 2400 \text{ h} = 30,7 \text{ GWh}$$

	Sp.effektkostn. kr/kW	Investerings kr x 1.000	Sp.fastkostn. øre/kWh
Varmesentral	-	-	-
Overføringsledning 1000 m, 30,7 GWh (fig. 10.5)	258 *	3.300 *	1,3
Distribusjonsnett 20 MW/km ² (fig. 10.7)	2.100	26.880	8,8
Abonnentsentral			
400 x 10 kW	1.200 x 1/3	4.800	6,5 x 1/3
40 x 300 kW	<u>500 x 2/3</u>	<u>6.000</u>	<u>2,8 x 2/3</u>
(fig. 10,8, 10.9)	731 **	10.800	4,0 ***
Total investering		35.580	14,1
	Pris 6 LS 1222 kr/tonn		
Brenselkostnad	$\eta = 75 \% \text{ nettap } 3 \%$		14,7
Total energikostnad			28,8

* Fra figur 10.10.

** Effekten er gitt vekttall for å finne en gjennomsnittsspesifikk effektkostnad.

*** Effekten er gitt vekttall for å finne en gjennomsnittsspesifikk fastkostnad.

- C. Samtlige kurver for fastkostnad, øre/kWh, er fremkommet etter utregning etter annuitetsmetoden med kalkulasjonsrente $r = 7\%$ og økonomisk levetid $n = 30, 20$ eller 15 år for henholdsvis overføringsledninger/distribusjonsnett, varmesentral og abonnentsentral (se forøvrig den enkelte kurve).

Ved ønske om å forandre rentenivå og/eller økonomisk levetid benyttes korreksjonsfaktoren K_n fra kap. III. Vi bruker kostnadene fra eks. B:

- distribusjonsnett 8,8 øre/kWh
- abonnentsentral 4,0 øre/kWh

Nye forutsetninger bestemmes til:

- kalkulasjonsrente 6 %
- økonomisk levetid 20 år

For distribusjonsnettet med tidligere 30 års økonomisk levetid benyttes korreksjonsfaktoren K_{30} , og tilsvarende K_{15} for abonnentsentral.

$$\begin{aligned}
 K_{30} &= \frac{1}{0,080586} \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \\
 &= \frac{1}{0,080586} \frac{0,06(1+0,06)^{20}}{(1+0,06)^{20} - 1} \\
 &= \underline{1,08}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 K_{15} &= \frac{1}{0,109795} \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \\
 &= \frac{1}{0,109795} \frac{0,06(1+0,06)^{20}}{(1+0,06)^{20} - 1} \\
 &= \underline{0,79}
 \end{aligned}$$

Nye kostnader:

- distribusjonsnett $8,8 \cdot 1,08 = \underline{9,5 \text{ øre/kWh}}$
- abonnentsentral $4,0 \cdot 0,79 = \underline{3,2 \text{ øre/kWh}}$

D. Vi vil forandre rentenivå i eks. A for varmesentralen. Her skal kun spesifikk fastkostnad korrigeres, ikke driftskostnaden. Ny kalkulasjonsrente settes til 8 %, øk. levetid 20 år.

$$\begin{aligned}
 K_{20} &= \frac{1}{0,094393} \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \\
 &= \frac{1}{0,094393} \frac{0,08(1+0,08)^{20}}{(1+0,08)^{20} - 1} \\
 &= \underline{1,08}
 \end{aligned}$$

Nye kostnader:

- Fastkostnader $4,7 \cdot 1,08 = 5,1 \text{ øre/kWh}$
- Driftskostnad uforandret $\underline{2,0 \text{ øre/kWh}}$
- $\underline{7,1 \text{ øre/kWh}}$

FIGUROVERSIKT

- Figur 2.1 Varmepumpe, prosessforløp
- " 2.2 Effektfaktor som funksjon av temperaturløft
- " 2.3 Kombinert fjernkjøle-/fjernvarmeanlegg
- " 2.4 Grafisk fremstilling av uttrykket
 $P = \dot{m}C_p\Delta t$ ved $\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$
- " 2.5 Teoretisk tur- og returtemperatur i fjernvarmeanleggets primærside
- " 2.6 Trykkdiagram
- " 2.7 Prinsippskisse direkte system
- " 2.8 Trykkdiagram direkte system
- " 2.9 Prinsippskisse indirekte system
- " 2.10 Trykkdiagram indirekte system
- " 2.11 Overføringsledning og distribusjonsnett
- " 2.12 Tømme- og luftekum i FV-nett
- " 2.13 2- og 4-rørs sekundærnett i boligfelt
- " 2.14 Betongkulvert, medierør i stål
- " 2.15 Plastmantel, medierør i stål
- " 2.16 Plastmantel, medierør i stål, med glidesjikt
- " 2.17 Stålmantel, medierør i stål, med fixering
- " 2.18 Plastmantel, medierør i duktilt støpejern, med muffer
- " 2.19 Plastmantel, medierør i plast
- " 2.20 Plastmantel, medierør i stål, kobber eller plast, fleksibel
- " 2.21 Spanningsdiagram ved fri ekspansjon og benyttelse av kompensator eller lyre
- " 2.22 Belastninger på fastskummet nedgravd rør
- " 2.23 Kompensator, ekspansjonslyre og fastpunkt

- Figur 2.24 Spenningsdiagram for en rørstrekning med kompensator og lyre ved friksjonshemmet legging.
- " 2.25 Spenningsdiagram for en rørstrekning ved friksjonsfiksert legging
 - " 2.26 Spenningsdiagram for en rørstrekning ved friksjonsfiksert/hemmet legging
 - " 2.27 Generelt grøftesnitt
 - " 2.28 1-trinns kobling, direkte
 - " 2.29 2-trinns kobling, direkte
 - " 2.30 3-trinns kobling, direkte
 - " 2.31 1-trinns kobling, indirekte
 - " 2.32 2-trinns kobling, indirekte
 - " 2.33 3-trinns kobling, indirekte
 - " 2.34 Villasentral, 2-trinns, indirekte
 - " 2.35 Temperaturdifferanse primærside
 - " 2.36 Anlegg tilpasset fjernvarme
 - " 2.37 Konvensjonelt anlegg
 - " 2.38 Turtemperatur som funksjon av utetemperatur
 - " 2.39 Regulering av abonnentsentral
 - " 2.40 Vannmengde som funksjon av utetemperatur
 - " 5.1 Økonomisk grense for utbygging som funksjon av varmetetthet, varmebehov og overføringslengde [1]
 - " 5.2 Fylkesvis kraftbalanse [2]
 - " 7.1 Kombinert anlegg med fjernvarme
 - " 10.1 Spesifikk effekt- og fastkostnad for en komplett varmesentral basert på olje og elektrisitet
 - " 10.2 Spesifikk effekt- og fastkostnad for et komplett avfallsforbrenningsanlegg for husholdningsavfall
 - " 10.3 Spesifikk effekt- og fastkostnad for en komplett varmepumpesentral

- Figur 10.4 Spesifikk effekt- og fastkostnad som funksjon av overføringslengde, Δt 30 K
- " 10.5 Spesifikk effekt- og fastkostnad som funksjon av overføringslengde, Δt 50 K
- " 10.6 Spesifikk effekt- og fastkostnad for distribusjons innen eksisterende bebygget område
- " 10.7 Spesifikk effekt- og fastkostnad for distribusjon innen ny-utbyggingsområder
- " 10.8 Spesifikk effekt- og fastkostnad for komplett to-trinns abonnentsentral. Små abonnenter
- " 10.9 Spesifikk effekt- og fastkostnad for komplett to-trinns abonnentsentral
- " 10.10 Kulvertkostnader
- " 10.11 Spesifikk fastkostnad for innomhusinstallasjon, vannbåren- kontra elektrisk oppvarming
- " 10.12 Sammenligning mellom totale årskostnader, energi og kapital, for innomhusinstallasjoner. Lite til middels forbruk
- " 10.13 Sammenligning mellom totale årskostnader, energi og kapital for innomhusinstallasjoner. Middels til stort forbruk
- " 10.14 Transportkostnad for gass

TABELLOVERSIKT

- Tabell 5.1 Energiinnhold i avfall og biomasse
- " 6.1 Årlig energipotensial fra lokale ressurser til fjernvarmeformål i Norge

REFERANSER

- [4.1] Oppdatering av kostnader og tekniske data for fjernvarme. NORSK ENERGI/IFE-rapport 1984.
- [4.2] Åge Nordbø, Norsk Fjernvarmeforening: Perspektiv på fjernvarme i Norge. Ingeniørnytt nr. 3-4/87.
- [5.1] Energiøkonomisering i lokal forvaltning. Håndbok for kommuner og E-verk, OED 1986

- [5.2] NVE/VU-rapport 52/85. Krafttilgang fram til år 2000.
- [6.1] Kommunal avfallsbehandling - idag - og fram mot år 2000.
Miljøverndepartementet, Rapport T-58. Juni 1984
- [6.2] Lov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg.
NOU 1981:36.
- [6.3] Oppdatering av kostnader og tekniske data for fjernvarme.
NORSK ENERGI/IFE-rapport 1984.
- [6.4] Naturressurser og miljø 1985.
Statistisk Sentralbyrå 86/1, 1986.
- [6.5] Energireserver.
Rosland og Aaheim.
Statistisk Sentralbyrå 82/26, 1982.
- [6.6] Energibruk/spillvarme i norske industribedrifter.
Sekkesæter og Prein.
IFE/KR/E.82/002 + N. 1982
- [6.7] Voldhaug, Lars, EFI:
Datagrunnlag og analysemetoder for kartlegging av varme- og eletterspørsmål.
Møte hos national Industri 16.9.1981 om Utnyttelse av transformortap.
- [7.1] Naturgass håndbok.
Sydgas 1981.
- [7.2] Olav Ustad:
Rørledning for langtransport.
Foredrag på NIF-kurs 7230, Industriell utnyttelse av naturgass. 2.-4. juni 1986.
- [7.3] Naturgasen - ett alternativ.
Svensk elkraft från norsk naturgas.
Statens energiverk 1986:R15.
- [7.4] Naturgas säkerhet markanvändning.
Prosjekt gastransitering Vattenfall april 1983.
- [7.5] Naturgas hälsa miljö.
Vattenfall 1984.
- [7.6] Naturgasen i svenska företag och kommuner, s.179.
Dokumentasjon från symposium 24. februar 1987.
Ingeniörsvetenskapsakademien, Stockholm 1987.
- [7.8] Energiplan for Oslo 1987.
Oslo Lysverker 1987.