



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

# Naturgass til kraftvarmeproduksjon



Hovedprosjekt utført ved

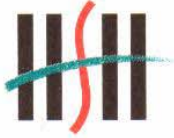
Høgskolen Stord/Haugesund - Avd. Haugesund – ingeniørfag

---

*Studieretning : Maskin*

Av: Jørn Hals  
Ole Petter Høyland

Kandidatnr. 25  
Kandidatnr. 35



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

# HOVEDPROSJEKT

**Studentenes navn:** Jørn Hals  
Ole Petter Høyland

---

**Linje & studieretning** Maskin, Prosess- og energiteknikk

**Oppgavens tittel:** *Naturgass til kraftvarmeproduksjon*

**Oppgavetekst:**

Kogen er et anlegg som samtidig produserer elektrisk energi og varme. Det skal vurderes bruk av naturgass til lokal kraftvarmeproduksjon (kogen) på Haugalandet. Oppgaven skal inneholde potensielle prosjekter, informasjon om aktuell teknologi og økonomiske betraktninger.

**Endelig oppgave gitt:**

**Innleveringsfrist:** Fredag 7. mai 2004 kl. 12.00

**Intern veileder** Jorunn S Nysted og Monika Metallinou

**Ekstern veileder** Harald E. Arnøy, Gasnor ASA

**Godkjent av  
studieansvarlig:**

**Dato:**

*Bjarné C. Hagen*  
27/4/2004



HØGSKOLEN STORD/HAUGESUND

Høgskolen Stord/Haugesund  
Avdeling Haugesund - ingeniørfag  
Bjørnsonsgt. 45  
5528 HAUGESUND  
Tlf. nr. 52 70 26 00  
Faks nr. 52 70 26 01

Oppgavens tittel Naturgass til kraftvarmeproduksjon		Rapportnummer
Utført av Jørn Hals og Ole Petter Høyland		
Linje Maskin		Studieretning Prosess og energiteknikk
Gradering Åpen	Innlevert dato 07.05.04	Veiledere Jorunn S. Nysted og Monika Metallinou Harald E. Arnøy Gasnor ASA

#### Ekstrakt

Denne rapporten er utarbeidet for å gi vår oppdragsgiver (Gasnor ASA) bedre beslutningsgrunnlag om naturgass lar seg benytte til lokal kraftvarmeproduksjon (kogen) på Haugalandet. Utfordringen ligger i å finne kundegrupper der kraftvarmeproduksjon er lønnsomt.

For å finne potensielle plasseringer for kogenanlegg, har vi sett på to kundegrupper med ulike forutsetninger. Industrikunder i form av et vaskeri og privatkunder i form av boliger i et byggeprosjekt. Det er her gjort en del økonomiske vurderinger i forhold til lønnsomhet.

I tillegg til informasjon om potensielle plasseringer, ønsket Gasnor ASA informasjon om prisnivået de aktuelle leverandører opererer med. Dette har vi etter ønske fremstilt i form av grafer.

Det er også laget et regneark i Excel for å vurdere lønnsomheten ved forskjellige forutsetninger og leverandører. Dette regnearket er benyttet i oppgaven og er ment brukt senere som et analyseverktøy for Gasnor ASA, overfor deres kunder.

## Forord

Denne rapporten er avslutningen på en 3-årig utdanning som maskiningeniør ved Høgskolen Stord/Haugesund, studieretning for prosess og energiteknikk. Oppgaven har et omfang på 2x12 studiepoeng, og krever innsikt lært i tidligere fag i studiet.

I første rekke henvender rapporten seg til vår oppdragsgiver, Gasnor ASA, som vi håper kan benytte seg av informasjonen til fremtidig beslutninger vedrørende naturgass til kraftvarmeproduksjon.

Valget om å ha et prosjekt innen naturgass tok vi tidlig på høsten tredjeåret, på grunnlag av vår felles interesse for mulighetene naturgassen gir i årene som kommer. Vi tok kontakt med Gasnor ASA, og spurte om de kunne tenke seg å la to studenter skrive hovedprosjekt for deres firma. De var positiv til vårt initiativ, og kom med flere mulige prosjekter vi kunne jobbe med.

Det var viktig for oss at prosjektet kunne være til nytte for Gasnor ASA, og at vi kunne få et lærerikt prosjekt. Gasnor ASA har i lengre tid ekspandert, og det hadde vært liten tid til å se nærmere på nye bruksområder for naturgass på Haugalandet. Valget av oppgave falt på "Naturgass til kraftvarmeproduksjon". Vi skulle i den forbindelse finne kunder/brukergrupper som kunne benytte seg av dette prinsippet. Utfordringen lå i at det allerede var anlegg som var montert, men hadde negative tall å vise til. Vi så det som en stor utfordring å finne nye kundegrupper der de økonomiske forutsetningene var tilstede for å lykkes.

Oppgaven har for oss vært interessant på mange måter. Vi fikk erfare at det var vanskelig å få samlet informasjon om temaet, og at velviljen ikke var like stor hos alle vi kontaktet. Prosessen med oppgaven har gitt oss mange verdifulle erfaringer, samt økt kunnskap om kompleksiteten ved energivalg. Rapportskrivningen har lært oss å tenke langsiktig og at det krever nøye planlegging. Prosjektet har vært krevende, men svært lærerikt.

Vi vil rekke en stor takk til vår eksterne veileder, Harald Arnøy, som har vært en motivator gjennom hele prosjektet. Hans imøtekommenhet og praktiske/teoretiske erfaringer har vært til stor hjelp for oss. Vi vil også rette en takk til Per Lyngholm hos GE Jenbacher, for informasjon om deres produkter og kraftvarmeproduksjon i Danmark. Sist men ikke minst vil vi rette en stor takk til våre interne veiledere Jorunn S. Nysted og Monika Metallinou, som har hatt tro på oss og bidratt til gjennomføringen av prosjektet.

---

Jørn Hals

---

Ole Petter Høyland

Haugesund, 7. mai 2004

## Sammendrag

Hensikten med denne rapporten var å se på muligheten for bruk av naturgass til kraftvarmeproduksjon (Kogen) på Haugalandet. For å finne potensielle plasseringer for kogenanlegg har det blitt sett på to kundegrupper med ulike forutsetninger. Industrikunder i form av et vaskeri og privatkunder i form av ett byggeprosjekt. Det er gjort en del økonomiske vurderinger i forhold til lønnsomhet.

Det er samlet inn informasjon fra ulike leverandører av motorenheter. Denne informasjonen er fremstilt i form av grafer.

For vurdering av anlegg med ulike forutsetninger, er det i Excel utarbeidet et analyseverktøy i form av en kogenkalkulator. Denne er ment brukt som et hjelpemiddel ved evaluering av mulige prosjekter for Gasnor ASA i fremtiden.

Ut ifra de økonomiske betraktningene, kan man konkludere at det er privatkundene som har de beste forutsetningene. Dette er på grunn av at det er de som har de høyeste avgiftene på elektrisk energi, og at det hos private vil være mulig med en driftstid utover vanlig arbeidstid. Det er anbefalt fra leverandørene en driftstid på ca 4-6000 t/år.

Det anlegget som fikk best økonomi var et lite kraftvarmeanlegg installert i forbindelse med et boligfelt. Effekten levert fra anlegget dekker ca 2/3 av grunnlasten på strømsiden og hele grunnlasten på varmesiden. Grunnen til den positive økonomien, er sparte avgifter og at anlegg under 100 KVA generatoreffekt er fritatt for forbruksavgiften på strøm. Det fellende punkt hos vaskeriet var for liten driftstid.

I oppgaven er det gjort noen avgrensinger og forutsetninger. Det er ikke sett på kostnader/utførelse relatert til varmfordelingsanlegg og interne strømmålinger. Det er også brukt generelle priser oppgitt av leverandør, istedenfor spesifikke installasjonskostnader for hvert anlegg. I tillegg er det forutsatt tilgang til naturgass og pris oppgitt av Gasnor ASA, samt at anleggene skal kunne drives uten støtteordninger.

Kraftvarmeanlegg er godt utbredt i Danmark. Det som gjør at anleggene har kunnet drevet med et bedre økonomisk grunnlag der i forhold til Norge, er at hele kraftvarmesektoren er bygget opp på en rekke støtteordninger. For å bedre forutsetningene for innføringen av kogenanlegg i Norge, bør det komme et politisk vedtak som går direkte på denne typen teknologi, og ikke bare generelt på bruk av naturgass.



## Innholdsfortegnelse

1	Innledning .....	1
1.1	Tema .....	1
1.2	Kort historikk om Gasnor ASA .....	2
1.3	Formål .....	3
1.4	Problemstilling .....	3
1.5	Avgrensninger/Forutsetninger .....	3
2	Kraftvarmeproduksjon / Kogenerering .....	4
2.1	Funksjonsbeskrivelse av kogenanlegg .....	4
2.2	Komplett anlegg .....	5
2.3	Hvorfor Kogen .....	6
2.4	Dimensjonering av anlegg .....	7
2.5	Eksisterende anlegg .....	7
3	Naturgass .....	9
3.1	Tilgang på gass .....	9
3.2	Miljø og utslipp .....	10
4	Aktuell teknologi .....	10
4.1	Dampturbinanlegg .....	11
4.2	Gassturbinanlegg .....	11
4.3	CC-anlegg .....	11
4.4	Motoranlegg .....	11
4.5	Samlet oversikt .....	12
5	Leverandører og prisnivå .....	12
5.1	Tedom .....	13
5.2	GE Jenbacher .....	13
5.3	Rolls Royce .....	14
6	Strøm fra kogenanlegg .....	16
6.1	Estimat av strømpris for ekstern strømleveranse fra kogen .....	16
7	Mulige plasseringer .....	17
7.1	Vurdering av aktuelle kunder .....	17
7.2	Boligprosjekt ved Kvalatre .....	18
7.2.1	Boligblokkene .....	18
7.2.2	Grunnlast .....	19
7.2.3	Problematikken .....	19
7.3	Ulike alternativer for boligprosjektet .....	19
7.4	Berendsen Tekstil Service AS .....	22
7.4.1	Bakgrunn .....	22
7.4.2	Ulike alternativer for vaskeriet .....	22
8	Kogen i Danmark .....	27
9	Diskusjon .....	29
10	Konklusjon .....	30
11	Kilde-/Referanseliste .....	31
12	Bilag .....	33

# 1 Innledning

## 1.1 Tema

Norge har store gassressurser og er en sentral gassleverandør i det europeiske markedet. I Norge blir bruk av gass stadig mer aktuelt innen transportsektoren, industri, gasskraftverk og til oppvarmingsformål. Stortingsmelding nummer 44, ”Norge som gassnasjon”, sier at to av hovedmålene er at gassressursene skal bidra til et bedre miljø ved å være konkurransedyktig i forhold til kull og kjernekraft, og at gassen skal bidra til å styrke norsk næringsliv og industriell utvikling.

Av de fossile energibærerne gir gass de laveste miljøbelastningene både lokalt og globalt. Naturgass gir også vesentlig mindre utslipp av både svovel, nitrogenoksider og støv enn noe annet brensel. Gass er derfor å foretrekke i forhold til miljø, men kan ha høyere transportkostnader enn for eksempel olje. Forøvrig er naturgass kanskje den mest anvendelige energibæreren som er tilgjengelig i dag.

Med tanke på det stadig økende kraftbehovet og det faktum at kraftnettet er overbelastet, er det et stort behov for alternativ kraftproduksjon i Norge. Bruk av kraftvarmeanlegg kan avhjelpe denne situasjonen. Desentralisert kraftproduksjon vil i seg selv ikke gi et nasjonalt løft, men på det lokale plan vil det kunne ha en gunstig effekt både på kraftbalansen og mht. flaskehals og tap i nett. Kraftvarmeanlegg (kogenanlegg) kan installeres i ulike størrelser, alt etter kraft-behovet på den enkelte lokalitet. Dette gjør dem meget anvendelig, samtidig som de avlaster kraftnettet i det nærliggende området.

Kogen er ikke særlig utbredt i Norge og det ligger en utfordring i å føre prinsippet inn på det norske markedet. Dersom vi ser til våre naboland kan vi se at kogen har satt sitt fotfeste der. Prinsippene er godt utprøvd og resultatene gode, spesielt i Danmark.

Det har tidligere vært gjennomført lønnsomhetsvurderinger av kraftvarmeanlegg, blant annet for kunder av Haugaland kraft, Lyse Energi og Trondheim energiverk. Ingen av disse resulterte i et gjennomførbart prosjekt.



## 1.2 Kort historikk om Gasnor ASA

Gasnor ASA har hovedkontor på Karmøy i Rogaland, og har som formål å distribuere og tilby naturgass til innenlandske brukere. Det er foreløpig bygget distribusjonsnett i kommunene Karmøy og Haugesund. I første rekke er det industribedrifter og større yrkesbygg som sykehus hotell etc. som bruker naturgass, men dette endrer seg etter hvert som ledningene når nye områder. Gasnor har også to fyllestasjoner for kjøretøy (CNG) i drift, og leverer naturgass til ca 90 biler og busser.

Gasnor ble stiftet i 1989, og ble operativt i 1994 da kong Harald foretok offisiell åpning av naturgassforsyningen til Hydro Aluminium Karmøy. Til nå er det bygget ca 50 km gassledning, og i 2002 ble det omsatt ca 41 mill Sm<sup>3</sup> naturgass, dette tilsvarer 426 GWh. For miljøet betyr dette at utslippene av for eksempel CO<sub>2</sub> er redusert med ca 27.500 tonn/år i forhold til olje. I nasjonal målestokk er dette ikke store tall, men det er en god illustrasjon på hva som kan oppnås dersom større deler av energibehovet i Norge blir dekket av naturgass.

Gasnor har solide og langsiktige eiere, og store energiselskap som Hydro, Haugaland Kraft, Statoil, Ruhrgas, TotalFinaElf og Shell eier ca. 97 %. Gasnor representerer det ledende fagmiljøet i Norge hva angår distribusjon og bruk av naturgass, og har også flerfaglig kompetanse innen energibruk og miljø generelt. Gasnor tilbyr sine kunder teknisk assistanse, rådgivning, veiledning og opplæring.

Gasnor er også engasjert i naturgass i andre deler av landet, og deltar på eiersiden i Naturgass Vest AS i Bergen, Naturgass Trøndelag i Trondheim og Naturgass Grenland AS i Porsgrunn.

Gasnor fortsetter å bygge ut sitt ledingsnett på Karmøy og i Haugesund, og har i tillegg bygget ett LNG (Liquid Natural Gas) anlegg som forsyner Stavanger, Jæren og regionene rundt med naturgass. Anlegget stod ferdig på Snurrevarden mars 2003 og produserer 60 tonn LNG i døgnet, noe som tilsvarer 20 mill Sm<sup>3</sup> i året.





### **1.3 Formål**

Formålet med denne rapporten, er å gi oppdragsgiver (Gasnor ASA) bedre beslutningsgrunnlag om naturgass lar seg benytte til lokal kraftvarmeproduksjon på Haugalandet.

### **1.4 Problemstilling**

Problematikken ligger i å finne kundegrupper der kraftvarmeproduksjon er lønnsomt. I tillegg til informasjon om potensielle plasseringer, ønsket Gasnor informasjon om prisnivået de aktuelle leverandører opererer med. Dette er etter ønske fremstilt i form av grafer.

### **1.5 Avgrensninger/Forutsetninger**

For at oppgaven ikke skal bli for omfattende ble følgende avgrensninger gjort.

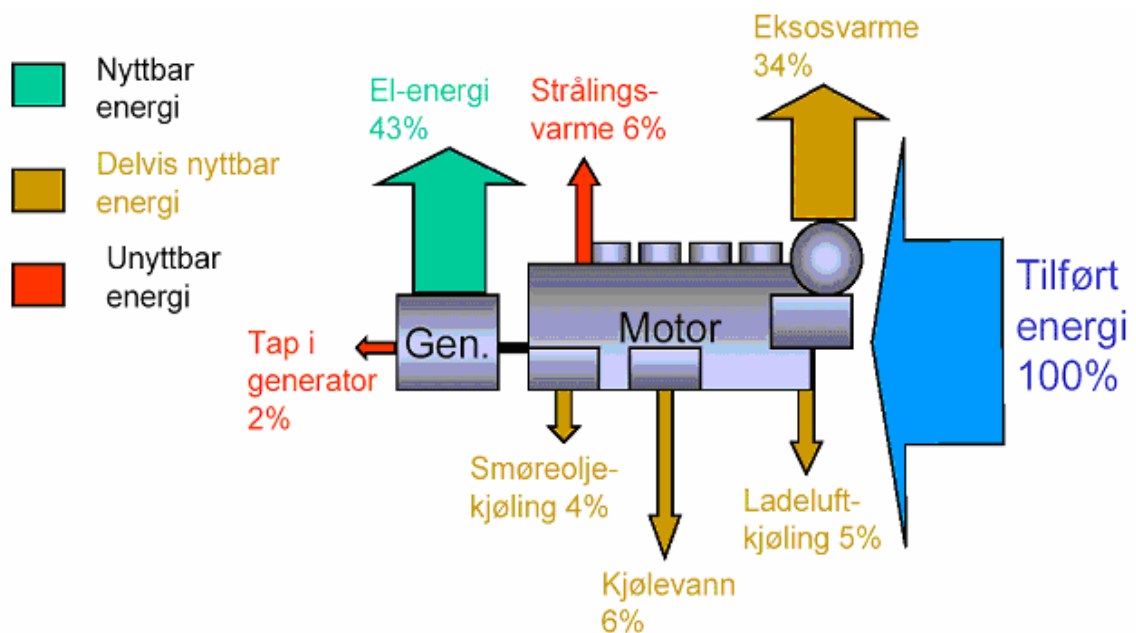
- Det blir ikke sett på kostnader eller utførelse relatert til varmfordelingsanlegg og interne strømmålinger.
- Det blir ikke sett spesifikke installasjonskostnader på hvert enkelt anlegg, men generell pris oppgitt fra leverandør.
- Det blir forutsatt tilgang på naturgass med pris oppgitt av Gasnor.

## 2 Kraftvarmeproduksjon / Kogenerering

Kogenerering, kombinert produksjon av kraft og varme, CHP (Combined Heat and Power), eller samproduksjon av kraft og varme, er ulike betegnelser på samme prosess. Kogenerering er en måte å omdanne energi fra forbrenning til elektrisitet og varme. Dette kan gjøres på forskjellige måter, blant annet damp turbinanlegg, gassturbinanlegg, CC-anlegg (combined cycle) og motoranlegg. Det vil videre i oppgaven bli lagt vekt på bruk av forbrenningsmotor. Prinsippet om kogenerering er så langt ikke særlig utbredt i Norge, men en økt tilgang på naturgass og en høyere strømpris gjør at dette kan være et alternativ for fremtiden.

Ref. /1/

### 2.1 Funksjonsbeskrivelse av kogeanlegg.



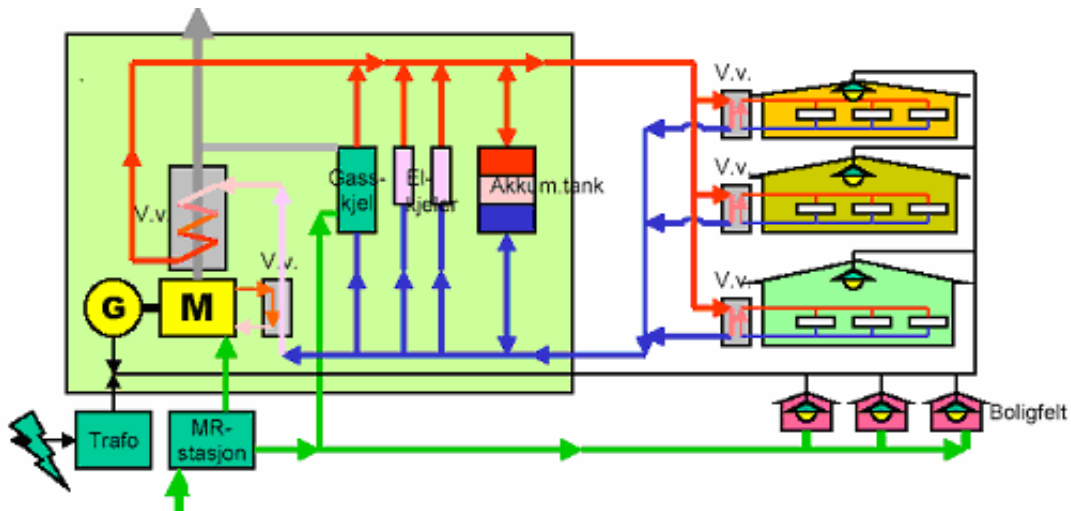
Figur 2-1 Sankey-diagram – ref. /7/

Motoren er vanligvis en gassmotor som arbeider etter otto-prinsippet, der luft/gass blandingen blir antent av en tennplugg. Det finnes også motorer som arbeider etter diesel-prinsippet og antenner luft/gass blandingen ved hjelp av pilotdiesel som utgjør oppmot 10 % av det totale drivstoffet. Denne typen motor gir en høyere mengde utslipp og er derfor ikke benyttet i stor grad i landbaserte anlegg. Derimot mer vanlig i skipsindustrien der kravet til fleksibilitet er større.

Motorens oppgave er å omgjøre energien i gassen ved forbrenningen til bevegelses- og termisk energi. Bevegelsesenergien blir overført via drivakselen til den elektriske generatoren som omsetter den til spenningsenergi (strøm). Avhengig av konstruksjonen og formål med anlegget vil den elektriske virkningsgraden ligge i området 35-45 %. Den termiske andelen utgjør resten av den tilførte energien. Det er derfor svært viktig å

benytte seg maksimalt av denne for at totalvirkningsgraden skal komme opp på et akseptabelt nivå. Som energibærer for den termiske energien blir det benyttet vann. Dette kan være i form av varmtvann eller damp, alt etter formålet den skal benyttes til. For å overføre varmen fra motoren til vannet blir det benyttet varmevekslere. Det er eksosvarmen som står for hoveddelen av den termiske energien. Den utgjør i området 30-40 %, og er relativt fleksibel pga. at eksosen holder en høy temperatur 400-500°C. Smøreolje, kjølevann og ladeluft-kjøling utgjør resten av den termiske energien som lar seg varmeveksle uten alt for høye kostnader. Disse holder en temperatur på 70-90°C og egner seg derfor bedre til produksjon av vann ved lavere temperatur. Gjerne til forvarming før det blir varmevekslet opp mot eksosen. Restvarme i eksosen, strålingsvarme og tap i generatoren er det vanskelig å benytte seg av rent praktisk. Tapene tatt i betraktning kommer totalvirkningsgraden for slike anlegg typisk opp i 85-95 %.

## 2.2 Komplette anlegg



Figur 2-2 Komplette anlegg – ref. /7/

For å kunne benytte seg av kogen er man avhengig av flere komponenter/delsystemer. Man kan enkelt si at man trenger et eksisterende varmeanlegg, som sentralvarme eller fjernvarme, der kogen kommer i tillegg. Anlegg som leverer fjernvarme og strøm til nett er mest komplekse. Nedenfor kommer en forklaring på komponenter, og funksjonene av disse.

- **Motor og generator**  
Funksjon beskrevet i del 2.1
- **Gasskjel**  
Gasskjelen har to funksjoner. Den skal kunne dekke et eventuelt underskudd på varme, samt brukes som sikkerhet ved eventuelt driftstans på motorenheten. Driftstans kan komme ved funksjonsfeil eller når det ikke er behov for produksjon av elektrisk kraft
- **Elkjel**  
Elkjelen har som oppgave å levere varme når det er svikt på tilførselen av naturgass.

- **Akkumulatortank**

Akkumulatortanken opptar og lagrer varme som er produsert, slik at topper i forbruket dekkes.

- **Trafo**

Transformatoren har til oppgave å levere rett spenning inn til anlegget, samt å sørge for rett spenning når strøm blir levert fra anlegget og ut på nett

- **MR-stasjon**

Måle og reguleringsstasjon sørger for rett trykk, samt måling av mengde gass som er forbrukt.

- **Fjernvarmenett**

Fjernvarmenettet har til oppgave å levere varmen til forbrukerne.

- **Varmeveksler hos kunde**

Kundene har en varmevekslerenhet som overfører varmen fra nettet til enheten. Denne inneholder målere for mengde og temperatur på det som er forbrukt. Ut fra denne informasjonen blir kunden fakturert for varmen.

## 2.3 *Hvorfor Kogen*

Grunnen til at det er så viktig å få kogen inn i det norske markedet, er at vi til tider har gjort oss avhengige av import av elektrisk kraft for å dekke et stadig økende behov for strøm. Dette skjer samtidig som vi eksporterer 6 ganger vårt eget energibehov ut av landet gjennom olje og naturgass. Det må være hensiktsmessig for en energinasjon som Norge å klare å dekke eget behov på en fornuftig måte, før vi tyr til import av elektrisitet, vel vitende om at den kommer fra forurensende kullkraftverk eller omstridte atomkraftverk. Dersom energipolitikken i Norge hadde vært styrt annerledes, kunne den norske vannkraften vært brukt ikke bare som en kortsiktig mulighet for fortjeneste, men som et lager for elektrisk energi. Dette hadde ført til at kogen- og forbrenningsanlegg hadde fått bedre forutsetninger. De kunne da produsert elektrisitet fra lavkvalitets energikilder, samtidig som et gitt varmebehov ved den enkelte lokalitet ble dekket.

En annen grunn til at naturgassen bør benyttes i kogenanlegg, er de planlagte gasskraftverkene. Ut fra det anlegget som er planlagt på Tjeldbergodden, på 850 MW og en virkningsgrad på 58 %, kunne man fått ca 1400 MW energi ut fra desentraliserte kogenanlegg med en virkningsgrad på 95 %. Dette er 550 MW mer energi ut fra samme mengde naturgass tilført. Noe som igjen tilsvarer 7.5 Altakraftverk. Med tanke på at kogenanleggene er desentraliserte enheter, vil tap i overføringsnettet gjøre at forholdet mellom kogenanleggene og gasskraftverket bli enda større.

Det er i tillegg viktig med desentraliserte kogenanlegg for å få fortgang i utbyggingen av fjernvarmenett. Dette er et nasjonalt satsningsområde og vil være med å bygge opp infrastrukturen og kunnskapen om vannbåren varme før den spådde hydrogenalderen kommer. Omlegging fra naturgass til hydrogen vil bli enkelt, da det i prinsippet bare er å bytte ut motorenheten med en brenselcelle.

## 2.4 Dimensjonering av anlegg

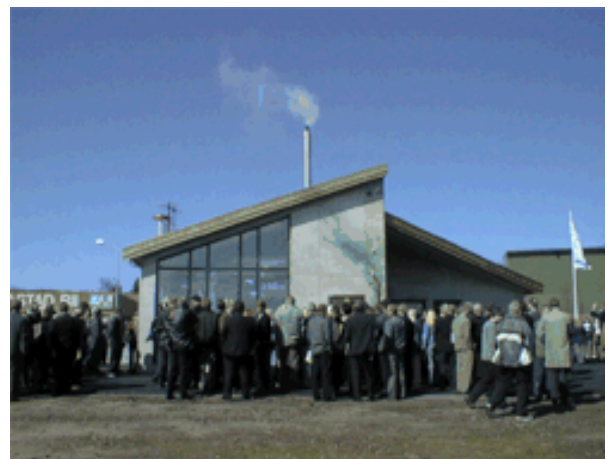
Størstedelen av energien fra et kraftvarme anlegg er varme. Det er derfor vanlig å ta utgangspunkt i varmebehovet ved den enkelte lokalitet når man gjør de dimensjonerende beregninger. Ved dimensjonering tar man vanligvis utgangspunkt i 50 % av det eksisterende varmebehovet ved full belastning. Det vil si at dersom man har et varmebehov på 1 MW ville man velge et anlegg som gir ca 500 kW varme. Dette gjøres for at motorenheten skal få mest mulig driftstid og færrest mulig start og stopp. Det er anbefalt fra leverandører at et anlegg bør ha ca 4000-6000 timer. Selv om varmebehovet ikke er like høyt til enhver tid vil man i perioder med lav belastning kunne lagre opp varme på akkumulatortanker. Selv om det i stor grad er salg av den elektriske energien som står for besparelsene av energiutgiften, er det viktig å ha forbrukere av varmen før man bygger et kogenanlegg. Dette er fordi man vil ha utnyttet all energien som blir produsert i et anlegg, og på den måten øke virkningsgraden.

## 2.5 Eksisterende anlegg

Det finnes i Norge i dag to anlegg som drives på naturgass. Et på Bø på Karmøy og et i Skogsvåg i Sund kommune utenfor Bergen. Begge disse anleggene har vært prøveprosjekter som har fått støtte fra stat og/eller kommune (NVE, OED, ENOVA). Enova har støtteprogram rettet mot varmeproduksjonsanlegg med en fornybar varmeproduksjon større enn 2 GWh/år. I tillegg har de et program som støtter varmedistribusjonssystemer som gir en årsleveranse over 1 GWh.

Ref. /8/, /17/, /19/, /25/

**Anlegget på Bø** ble åpnet 4.mai 2001 og var det første i sitt slag i Norge. Det leverer varme til bedriftene på Bø industriområde og Bø ungdomskole gjennom fjernvarmenett. Som en del av prosjektet byttet Bø ungdomskole ut sine elektriske oppvarmingsenheter med vannbåren varme og radiatorer. Den elektriske kraften fra anlegget blir levert på Haugaland Krafts linjenett. Anlegget er noe overdimensjonert og har for få kunder til å kunne drives optimalt. Det produserer 313 kW elektrisitet og ca 450 kW varme.



Bilde 2-1 Fra åpningen av anlegget på Bø

Ref. /27/

**Anlegget i Sund** har vært i kontinuerlig drift siden 3. juli 2003. Anlegget forsyner nå to skoler og en idrettshall med kraft og varme. Det er i tillegg planlagt et boligfelt i nærheten av anlegget som vil få mulighet til å knytte seg til distribusjonsnettet. Anlegget er på 233 KW varme og 154 KW elektrisitet. I tillegg er der en gasskjel på 575 KW. Det er dimensjonert for å klare ca 50 % av maksimalt energibehov ved lave temperaturer.



Ref. /7/ , /22/

**Bilde 2-2 Bygging av anlegget i Sund**

### 3 Naturgass

Naturgass er navnet på en gass hvor hovedbestanddelen er metan ( $\text{CH}_4$ ). Naturgass er dannet av plante- og dyrerester som har vært utsatt for høyt trykk og høye temperaturer gjennom millioner av år. Gassen utvinnes i Nordsjøen, og føres til Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden via rørledning. Fra Kårstø og Kollsnes blir gassen eksportert videre. Den uprosesserte gassen fra Nordsjøen betegnes "rikgass" og består av metan, etan, propan, butan og nafta i ulike mengder. Etter prosessering, fjerning av de tyngste komponentene, blir gassen kalt "tørrgass".

#### Naturgassens sammensetning %

Metan	86,2
Etan	8,0
Propan	2,3
Nitrogen	1,8
Karbondioksid	1,2
Andre	0,5 ( Iso-butan, Normal-butan, Iso-pentan, Normal-pentan, Heksan, Heptan pluss)

Naturgass er ikke giftig, og er lettere enn luft. Dersom det skulle oppstå en lekkasje vil naturgassen stige til værs, og raskt fortynnes slik at den ikke kan antenne.

Antennelsestemperaturen for naturgass er over  $500\text{ }^\circ\text{C}$ , til sammenligning er den for bensindamp ca  $250\text{ }^\circ\text{C}$ . Blandingsforholdet gass/luft må ligge mellom 5 -14 volum prosent for å få antennelse.

Ref. /2/, /4/

#### 3.1 Tilgang på gass

Naturgass har til nå ikke vært særlig brukt i Norge, mye grunnet lav strømpris og geografien på landet. Stortinget har vedtatt at bruk av naturgass er et nasjonalt satsningsområde. Naturgassen er en renere energikilde i forhold til andre fossile brensel, noe som gjør at Norge kan nærme seg kravene vedtatt i Kyoto og Göteborg avtalene, om reduksjon av utslipp av  $\text{CO}_2$  og  $\text{NO}_x$ .

Flere aktører i markedet med Gasnor i spissen har begynt å levere gass til kunder innenlands. Utbygging av rørledninger og små mottaksanlegg for LNG og CNG, gjør at kundemassen er sterkt økende. Prisen på naturgassen brukt innenlands blir regulert i forhold til prisen på annen energi levert til forbrukerne, som elektrisitet og olje.

Gassleverandørene tar mål av seg å være det rimeligste alternativet til enhver tid, noe som gjør gassen til et attraktivt alternativ rent økonomisk.

### 3.2 Miljø og utslipp

Miljøhensyn er et viktig argument når man snakker om naturgass. Naturgass består av bortimot 90 % metan (CH<sub>4</sub>), og inneholder mer hydrogen og mindre karbon enn kull og olje. Utslippene av CO<sub>2</sub> fra naturgass er omtrent 30 % lavere enn fra fyringsolje og parafin, og under halvparten av utslippene fra kull, for samme nyttiggjorte energimengde. Naturgass gir praktisk talt ikke utslipp av svoveldioksid. Gassen gir meget lave utslipp av NO<sub>x</sub>, ingen partikkelutslipp, og er det klart reneste brenselet.

Ved et forbruk på 1 GWh/år vil man få de følgende utslipp ved forbrenning av de ulike energibærerne:

#### Eksisterende utslipp ved ulike energikilder :

	Naturgass	Elektrisk(kullkraft)	Vedfyring	Olje	Avfall
CO <sub>2</sub> (kg/år):	215053,8	1156250	561250	317647,1	455466,7
NO <sub>x</sub> (kg/år):	64,5	1687,5	225	317,6	400
Partikler(kg/år):	0	562,5	540	35,3	4,9
Svovel(kg/år):	0	6525	237,5	588,2	7,3
Metall(mg/år):	0	0	0	0	133333,3
Dioksiner(mg/år):	0	0	0	0	0,0267

#### Reduserte utslipp ved å konvertere til naturgass:

	Elektrisk(kullkraft)	Vedfyring	Olje	Avfall
Co <sub>2</sub> (kg/år):	941196,2	346196,2	102593,3	240412,9
NO <sub>x</sub> (kg/år):	1623	160,5	253,1	335,5
Partikler(kg/år):	562,5	540	35,3	4,9
Svovel(kg/år):	6525	237,5	588,2	7,3
Metall(mg/år):	0	0	0	133333,3
Dioksiner(mg/år):	0	0	0	0,0267

Ref. /5/, /11/, /15/

Støy vil ikke være noe problem ved bruk av kogenanlegg, da de blir bygget inn i støyisolerte rom. Det vil imidlertid være noe visuell forurensing i form av damp og eksos på lik linje med kjeleanlegg.

## 4 Aktuell teknologi

Ref. /13/



## **4.1 Dampturbinanlegg**

I et dampturbin anlegg anvendes en dampturbin til å drive en generator som produserer elektrisitet. I et tradisjonelt dampturbinanlegg, som kun produserer elektrisitet, kondenseres avløpet fra dampturbinen ved hjelp av sjøvann i en kjølevannskondensator. Ved å kondensere avløpet inn mot en kondenser, som er koblet til et fjernvarmenett, kan energien i avløpet benyttes. Ved fjernvarmeproduksjon er det nødvendig med en høyere avløpstemperatur fra turbinen, noe som gjør at ekspansjonen over turbinen og dermed el-produksjonen reduseres.

Dampturbinanlegg etableres typisk i størrelser fra ca. 10 MW og helt opp til 500 MW el-effekt, avhengig av blant annet brenselstype. Biobrenselanlegg ligger rundt 10 MW og gassfyrte anlegg i størrelsesorden 200-300 MW. På grunn av størrelsen på dampturbinanleggene egner disse seg ikke som desentraliserte enheter men bedre i tilknytning til store forbrukere eller byer.

## **4.2 Gassturbinanlegg**

I et gassturbinanlegg benyttes en gassturbin til å drive en generator som produserer elektrisitet. Eksosen fra gassturbinen har en temperatur på 400-600°C og kan derfor benyttes til fjernvarmeproduksjon eller til dampproduksjon til industriformål, uten at det går utover el-produksjonen.

Gassturbinanlegg kan etableres i størrelser fra 30 KW til 300 MW el-effekt men i praksis etableres de sjelden i størrelser på over 15 MW. El-virkningsgraden varierer fra ca. 20 % på små turbiner opp til 42 % på meget store turbiner. Gassturbinanlegg har generelt dårlige reguleringsegenskaper, dette pga at virkningsgraden faller markant, når det opereres i del-last.

## **4.3 CC-anlegg**

I et CC-anlegg (combined cycle) kombineres et gassturbinanlegg og et dampturbinanlegg. Den høye eksostemperaturen fra gassturbinen anvendes til å produsere høytrykksdamp, som ekspanderes over en dampturbin. Dermed er kjelen i dampturbinanlegget byttet ut med en stor varmeveksler, som utnytter den varme eksosen fra gassturbinen.

CC-anlegg etableres typisk i størrelser 20 MW og oppover. El-virkningsgraden ligger på 44-50 % og totalvirkningsgraden på 86-88 %.

## **4.4 Motoranlegg**

Denne teknologien (beskrevet i kap. 2.1) ser ut til å være den mest brukte og er den typen anlegg det i oppgaven blir lagt vekt på. Motoranlegg har relativt gode reguleringsmuligheter i forhold til CC-anlegg og gassturbinanlegg, og kan reguleres ned til ca 75 % uten vesentlige tap i el-virkningsgrad.

Inntekter og kostnader vil være avhengig av hvilken type motor og brenner som blir brukt i et anlegg. Motorene varierer stort i både termisk og elektrisk ytelse og virkningsgrad. Drivstofforbruket vil også variere fra motor til motor og kommer an på hvor stor belastning den enkelte enhet kjøres med. For enkelte motorer vil drivstofforbruket bare gå ned med ca 1/3 når belastningen på motoren halveres. De minste anleggene vil typisk være dyrere pr KW installert elektrisk effekt enn de større. Virkningsgraden vil variere noe mellom ca 85-95 %.

## 4.5 Samlet oversikt

### *Oversikt over anleggstyper*

	Motor	Damp turbin	Gassturbin	CC - anlegg
Virkningsgrad, el	30-45 %	20-40 %	20-42 %	44-50 %
Virkningsgrad, total	85-95 %	85-90 %	-90 %	86-88 %
El-/varmeforhold	0,5-1,0	0,3-0,9	0,3-1,0	1,0-1,3
Dellastegenskaper	Gode	Middels	Dårlige	Dårlige
Startomkostninger	Lave	Høye	Middel	Høye

## 5 Leverandører og prisnivå

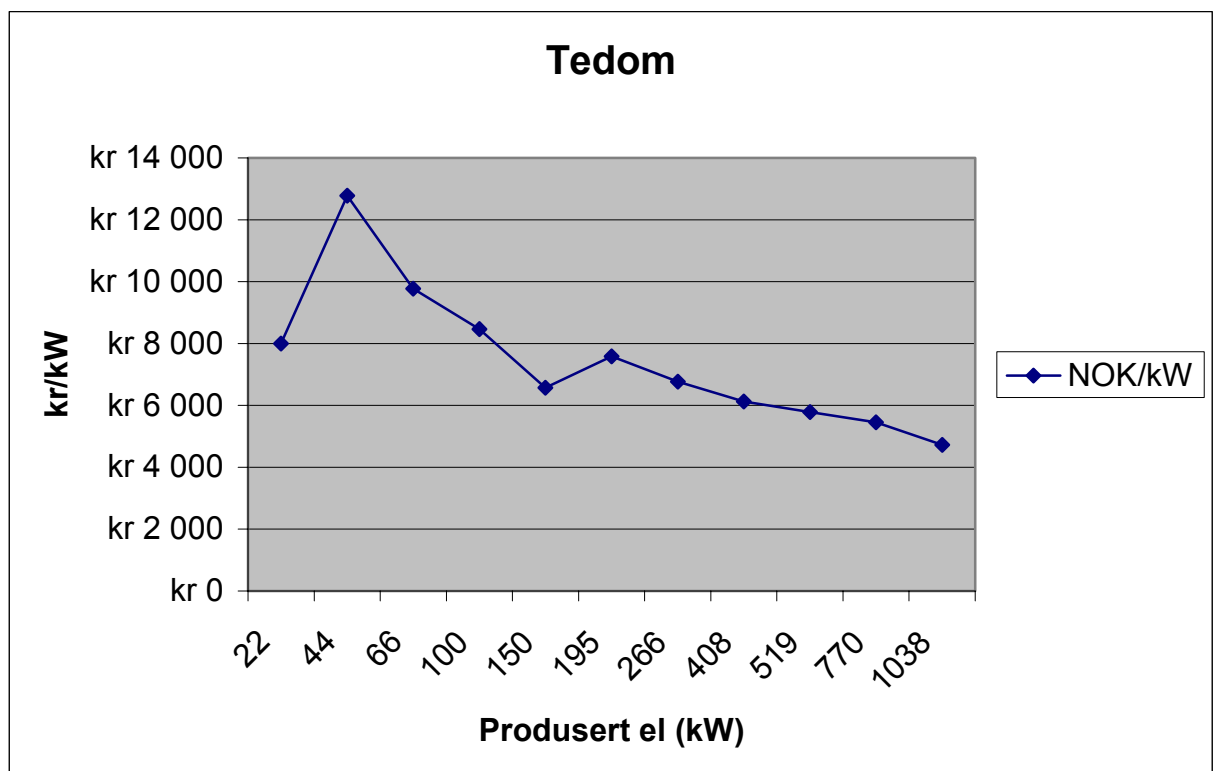
Det er her valgt ut tre leverandører med anlegg i forekjellig størrelser.

## 5.1 Tedom

Det tsjekkiske firmaet Tedom er leverandør av flere typer kogeanlegg. Motortypene er Skoda-VW, Skoda-Liaz, MAN og CAT. De er blant de minste i klassen og leverer anlegg med elektrisk effekt i fra 22 kW og opp til ca 1 MW. Tedom har størstedelen av sine anlegg i Tsjekia (715stk.) men har også levert anlegg til de fleste land i Europa i større eller mindre grad. Denne typen anlegg brukes gjerne i direkte tilknytning til forbrukerne, for eksempel der man har et definert energibehov som samsvarer med effekten på anleggene.



Ref. /6/ , /14/



Figur 5-1 Pris levert på byggeplass i Norge eks. mva.

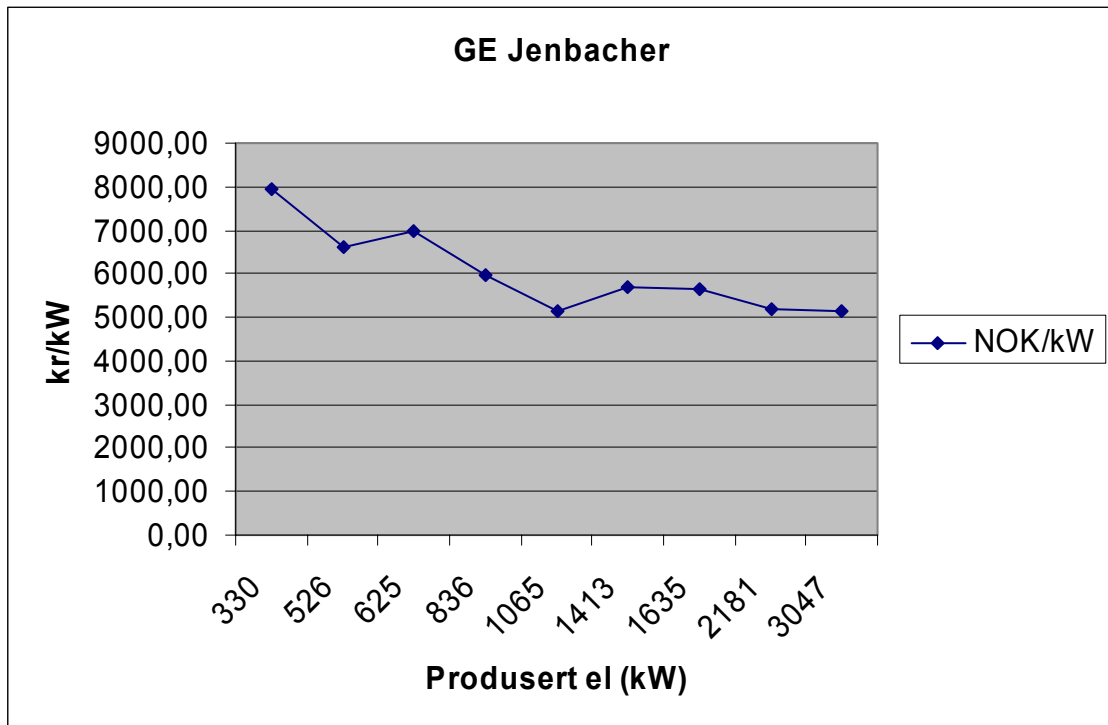
[Vedlegg V1]

## 5.2 GE Jenbacher

Jenbacher produserer motorer i mellomklassen. De har enheter i størrelsesorden 330KW – 3MW. Disse motorene har generelt sett en større produksjon av elektrisk kraft i forhold til varmeproduksjon, sammenlignet med Tedom enhetene. Det vil da si at de er mer anvendelig der man har et relativt lavere varme behov og et stort elektrisk behov. Slike anlegg installeres gjerne i forbindelse med et fjernvarmenett og leverer kraft og varme til større forbrukere eller landsbyer. Det er vanlig å sette sammen flere motorer slik at de til sammen utgjør en større enhet.



Ref. /12/ , /18/



Figur 5-2 Pris levert på byggeplass i Norge eks. mva.

[Vedlegg V2]

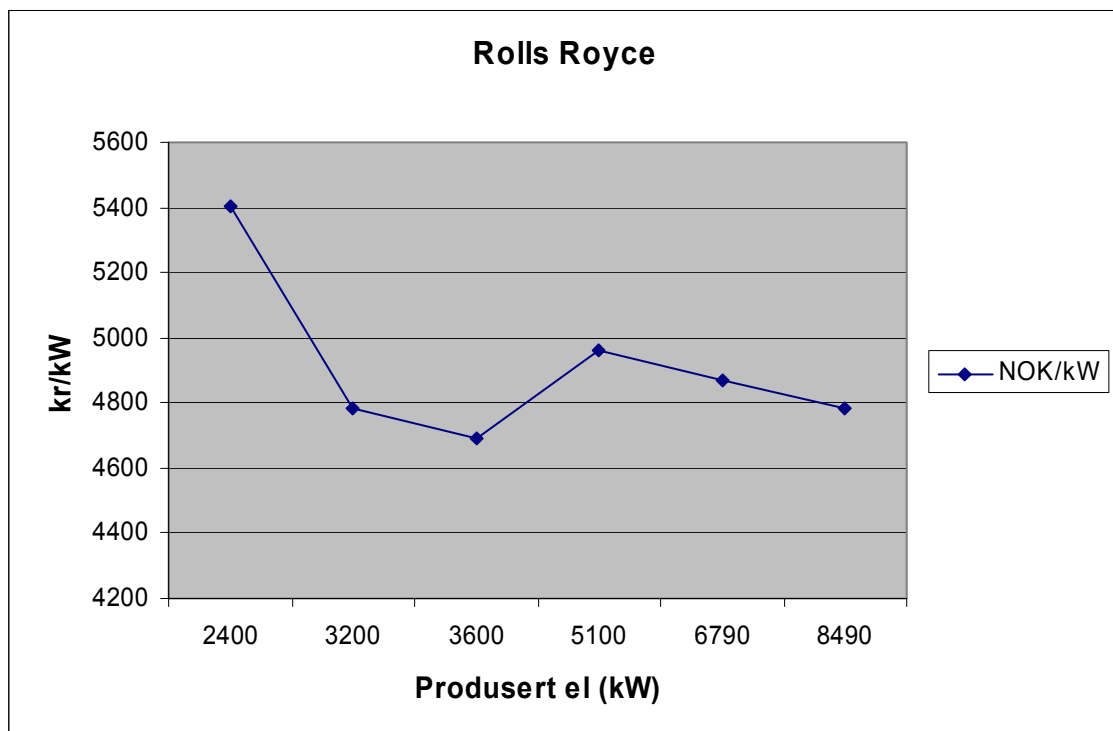
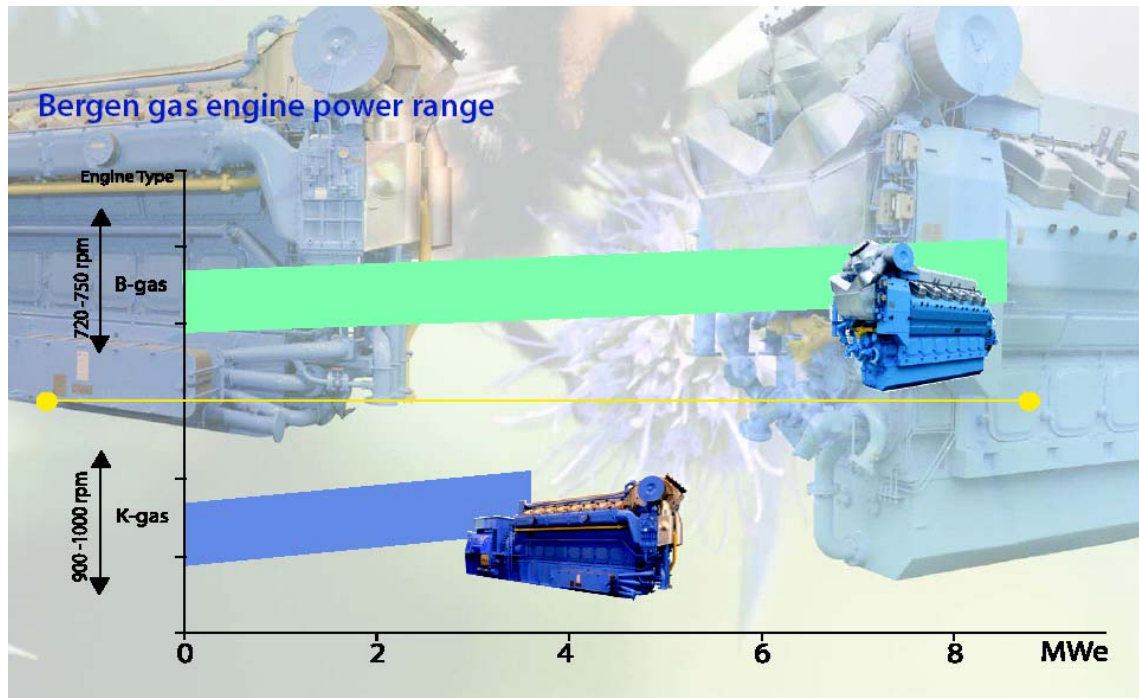
### 5.3 Rolls Royce

Rolls Royce produserer og leverer i hovedsak motorserier til større anlegg. De har enheter med ytelse fra ca 2,4 MW og opp til 8,5 MW. Det har også her vært normalt å sette sammen flere motorer, slik at de til sammen utgjør en større enhet. De to motorseriene er K-gass og B-gass. Anlegg med motor av typen K-gass har vært i drift

flere steder både i Europa og Asia siden tidlig på 1990 tallet. Den første B-gass enheten som ble brukt til kraftvarme produksjon har vært operativ siden oktober 2003. Rolls

Royce motorene installeres i likhet med Jenbacher i forbindelse med fjernvarme nett og produserer energi til hele landsbyer eller lignende.

Ref. /16/



Figur 5-3 Pris levert på byggeplass i Norge eks. mva.

[Vedlegg V3]

## 6 Strøm fra kogeanlegg

Prisen på strøm produsert i kogeanlegg blir forholdsvis høy. Grunnen er at varme produsert i gasskjel er mindre komplisert og billigere. Ved å trekke fra utgiften for samme mengde varme produsert i gasskjel, fra totalutgiften på kogeanlegget, kommer man fram til utgiften knyttet opp mot strømproduksjonen. Strømprisen blir i realiteten nesten dobbelt så høy som gassprisen levert til anlegget.

### 6.1 *Estimat av strømpris for ekstern strømleveranse fra kogen.*

Ved salg av strøm til nett må man betale en innmatingsavgift på 30 kr/kW år + 0,5 øre/kWh. Dette medfører ifølge Haugaland kraft en utgift på ca 1 øre/kWh levert strøm. Prisen man oppnår for leveransen er den samme som gjeldende spotpris. Spotprisen varierer på timebasis men det er indikasjoner fra Nord Pool om at den vil ligge i området 20 til 30 øre/KWh en tid fremover avhengig av årstiden og etterspørselen.

Ved salg av strøm direkte til nærliggende kunder via egne kabler og målere, kan man oppnå en høyere pris. Prisen man kan oppnå er avhengig av hvor mye kunden betaler for strøm levert fra nett.

Husholdningskunder er de som vanligvis betaler mest pr kWh totalt. Dette kommer av at de har dårligere innkjøpsavtaler samt at de betaler mer i nettleie og forbruksavgift. For at man skal kunne ta forbruksavgiften med i regnestykket er man avhengig av et kogeanlegg med generator <100 KVA. I så tilfelle kan man gå ut i fra at man kan oppnå spotpris + 30-35 øre/kWh for levert strøm. Ulempen vil være at dette er en kundegruppe med lavt konstant forbruk og store variasjoner over døgnet.

Neste kundegruppe er mindre næringskunder som betaler forholdsvis høy nettleie. Der kan man ta utgangspunkt i spotpris + 20-25 øre/kWh. Disse har som regel et konstant forbruk på dagtid, men et lavere forbruk på natt og helg.

Den siste gruppen er større industrikunder. Disse har et stort konstant strømbehov men betaler forholdsvis lite pr. kWh pga gode innkjøpsavtaler og lav nettleie. Dette fører til at man kan regne spotpris + 8-10 øre/kWh.

Ulempen med salg direkte er utgifter knyttet til måling og fakturering av forbruket hos kundene. Dette, samt en risiko for at kunden ikke er betalingsdyktig, er faktorer som gjør at salg direkte er lite aktuelt.

Ref. /23/ , /24/ , /10/

## 7 Mulige plasseringer

Et hovedpoeng når det gjelder kraftvarme anlegg er at det er en desentralisert enhet. Det vil si at man kan plassere anlegg direkte der det er behov for varmeproduksjon. De vil i tillegg gjøre sin misjon i områder der det eksisterende kraftnettet er overstimulert eller sprenget. Andre områder kan være der det ikke finnes et kraftnett eller det er for dyrt å bygge ut. Det kan for eksempel være nybygging eller geografisk isolerte lokaliteter.

### 7.1 Vurdering av aktuelle kunder

For at et kraftvarme anlegg skal være drivbart må det ha forbrukere av varmen som blir produsert. Det vanligste er å dimensjonere et anlegg til å kunne dekke ca 50 % av en kundes maksimale varmebehov i kuldeperioder. Det mest optimale er å ha forbrukere med et mer eller mindre konstant varmebehov hele året. Dette kan være seg keramisk industri, bryggerier, vaskerier og lignende. Boliger tilkoblet et fjernvarmenett eller sentralfyr kan også være potensielle forbrukere.

En privat strømkunde må i dag betale en forbruksavgift på strømmen på 9,67 øre. I anlegg der generatoren er merket lavere enn 100 KVA, er det fritak for denne avgiften. Det er i forbruksavgiften samt nettleien store deler av innsparingen ved bruk av kogenerering ligger.

Det har kommet antydninger fra Toll og avgiftsdirektoratet og lokale kraftselskap om at det igjen vil bli innført en slik avgift for bedrifter etter 1. juli 2004. Det er noe usikkert hvor stor den vil bli og om den eventuelt vil bli like stor for næringslivet som for private husholdninger.

Dersom forbruksavgiften bare blir liggende hos private er det der det største innsparingspotensialet vil være. På den annen side har private husholdninger et meget varierende varmebehov og det vil i den sammenheng være noe vanskeligere å dimensjonere et passende anlegg. Bedriftskundene har oftere et mer eller mindre konstant behov, men her vil muligens driftstid pr. år bli for liten. Et anlegg bør ifølge produsentene ha en driftstid på ca 4-6000 t/år.

Ref. /21/ , /23/





## 7.2 Boligprosjekt ved Kvalatre

For å se på mulighetene for kogenerering til privat/husholdningsformål er det i denne rapporten sett på ett boligprosjekt utarbeidet av Skattkjær eiendom A/S. Boligene skal ligge på Kvalatre, et område som med det første får tilgang på naturgass i rørledning. Skattkjær eiendom ønsker å tilby sine kunder leiligheter med lav energiutgift og har derfor stilt til disposisjon tallmaterieell som er brukt i oppgaven.

For å se på kogenerering for seg selv blir det i denne oppgaven tatt utgangspunkt i at det er planlagt med gassfyrte sentralvarme for enhetene. Det blir derfor ikke sett på utgiftene for drift/ investeringskostnader for selve sentralvarmedelen, men et kogenanlegg som en alternativ/tilleggs energikilde. For at strømmen som blir produsert i generatoren skal bli benyttet til enhetene må denne fordeles direkte. Dette gjøres ved felles tilknytning til en kraftleverandør. Fordelingen av forbruket internt avleses med målere i hver enhet. Administreringen av dette blir likt det som er benyttet i flere borettslag. Fordelen med dette er for det første tilgang på avgiftsfri strøm fra generatoren, men også bedre tilknytningsvilkår og innkjøpsavtaler for restforbruket fra strømleverandør.

[Vedlegg V4] Ref. /20/

### 7.2.1 Boligblokkene

Byggeprosjektet skal bestå av fire lavblokker med i alt 140 leiligheter. Disse skal bygges slik at to og to blokker deler et felles areal for inngangsparti. Hensikten med dette er dels å dele på utgifter til inngangsparti, men også å skape en samhörighet hos beboerne når de møtes i fellesarealet som knytter blokkene, sammen. Kundegruppen Skattkjær ønsker å nå med disse blokkene er små familier. For å kunne henvende seg til denne gruppen satses det på leiligheter i størrelsen 60 -100 m<sup>2</sup>. Prisnivået på leilighetene er tenkt å ligge på et nivå som kommer innenfor rammene for husbankfinansiering.

For å beregne energibehovet i boligprosjektet benyttes normtall for bygninger. Dette er tallmaterieell som Gasnor benytter seg av ved dimensjonering av anlegg til sine kunder. Det blir i denne utregningen brukt en snittstørrelse på 80 m<sup>2</sup> pr leilighet.

Budsjettpost	Normtall kWh/m <sup>2</sup> år	kWh/år pr leilighet	Sum kWh alle enhetene
Oppvarming	30	2400	336000
Varmtvann	25	2000	280000
<b>Varme totalt</b>	<b>55</b>	<b>4 400</b>	<b>616 000</b>
Ventilasjon	10	800	112000
Vifter/pumper	15	1200	168000
Belysning	25	2000	280000
Diverse el artikler	30	2400	336000
<b>Strøm totalt</b>	<b>80</b>	<b>6 400</b>	<b>896 000</b>
Fellesutgifter + 10 %	13,5	1080	151200
<b>Sum strøm og varme</b>	<b>148,5</b>	<b>11 880</b>	<b>1 663 200</b>



## 7.2.2 Grunnlast

Grunnlasten til boligblokkene består av systemer som bruker en konstant mengde energi, uavhengig av årstid og tid på døgnet. På strømsiden er dette strøm som går til å drive; sentralvarme, ventilasjon, fellesarealer, nødlys, automatikk og reguleringsutstyr. Ut fra tabellen i punkt 6.2.2, utgjør ventilasjon og fellesutgifter for blokkene ca 30 kW strøm i grunnlast. På varmesiden består grunnlasten av varmt tappevann og komfort temperatur på badrom. Varmt tappevann og 100 W komfortvarme pr. enhet utgjør en grunnlast på ca 45 kW for blokkene.

## 7.2.3 Problematikken

Varme og strømbehovet varierer sterkt i løpet av døgnet og gjennom året generelt. Det er derfor viktig å ikke installere kogenanlegg med for stor effekt. Dette fører til mange start og stopp, en høyere investering og en lavere totalvirkningsgrad. For å finne den optimale løsningen for et prosjekt på denne størrelsen blir det her sett på tre forskjellige alternativer. Et krav for å slippe forbruksavgiften er å ha anlegg med generator mindre enn 100 KVA. Det blir derfor sett på tre forskjellige anlegg levert av Tedom.

## 7.3 Ulike alternativer for boligprosjektet

- 1) Tedom Premi S22 AP twin.
- 2) Tedom Cento M44 SP
- 3) Tedom Cento M66 SP

### **Alternativ 1.** Tedom Premi S22 AP twin.

Tedom Premi S22 AP twin, leverer 22 kW el. og 45,5 kW varme ved full belastning. Enheten er bygget opp rundt en fire sylindret 25 kW motor levert fra Skoda. Twin betegner at denne enheten er bygget med mulighet for å koble sammen to enheter til en enhet på 44 kW. Dette anlegget har en pris på 176 000 kroner. Vi ser her på en driftstid på 24 timer i døgnet 350 dager i året, der 15 dager i året er satt av til vedlikehold/reparasjoner.

[Tekniske spesifikasjoner for motoren er gitt i vedlegg V5]

### **Kogenkalkulator Tedom Premi S22 AP twin**

**1. Spesifikasjoner kogen**

Totalvirkningsgrad	0,872
Elvirkningsgrad	0,284
Termisk virkningsgrad	0,588
Driftsutgifter kr/kW	0,05
Strømeffekt kW	22

**2. Effekt levert fra anlegg**

Strøm levert fra motor kW	22,0
Termisk levert fra motor kW	45,5
Total energimengde levert kW	67,5
Naturgassbehov kW	77,5

**3. Driftstid**

Antall døgn pr år	350
Driftstid pr døgn	24
Driftstimer totalt pr. år	8400

**4. Energimengde pr år**

Strøm KWh	184800
Termisk KWh	382614
Total energimengde kWh	567414

**5. Priser ved kjøp av energi**

Gasspris Kr/kWh	0,28
Strømpris Kr/kWh	0,28
Nettleie kr/kWh	0,25
Forbruksavgift Kr/kWh	0,0976
Merverdiavgift	0,24
Gasspris levert inkl. mva	<u>kr 0,347</u>
Strømpris levert inkl. avg.	<u>kr 0,778</u>
Gasspris/strømpris prosent	<u>45</u>

**6. Utgifter ved 100 % kogen**

Gassutgift	kr 182 197,18
Driftsutgifter	kr 28 370,70
Sum	kr 210 567,89
Merverdiavgift	kr 50 536,29
Sum totalt	<u>kr 261 104,18</u>

**7. Utgift ved 100 % strøm**

Energiledd	kr 158 875,94
Nettleie	kr 141 853,52
Forbruksavgift	kr 55 379,61
Sum	kr 356 109,08
Merverdiavgift	kr 85 466,18
Sum totalt	<u>kr 441 575,26</u>

**8. Utgifter ved strøm og gasskjel**

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 119 035,49
Strømutgift	kr 51 744,00
Nettleie	kr 46 200,00
Forbruksavgift	kr 18 036,48
Sum	kr 235 015,97
Merverdiavgift	kr 56 403,83
Sum totalt	<u>kr 291 419,81</u>

**9. Besparelse kogen v.s strøm**

Utgift strøm	kr 441 575,26
Utgift kogen	kr 261 104,18
Sum besparelse pr år	<u>kr 180 471,08</u>

**10. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel**

Utgift gasskjel + strøm	kr 291 419,81
Utgift kogen	kr 261 104,18
Sum besparelse per år	<u>kr 30 315,63</u>

**11. Pris pr kWh strøm prod i kogen**

Utgift kogen	kr 210 567,89
Utgift gasskjel	kr 119 035,49
Utgift prod strøm	kr 91 532,39
Antall kWh strøm	184800
Pris pr kWh	kr 0,50
Pris pr kWh inkl. mva	<u>kr 0,61</u>

**12. Avgifter spart ved kogen**

Nettleie	kr 46 200,00
Forbruksavgift	kr 18 036,48
Sum	kr 64 236,48
Merverdiavgift	kr 15 416,76
Sum totalt	<u>kr 79 653</u>

**13. Lån/inntjeningsstid**

Rente	5
Investering kogen	kr 176 000,00
Nedbetalingsstid år	<u>7,0</u>

[Vedlegg V11]

**Resultat alternativ 1.**

Effekten levert fra anlegget dekker ca 2/3 av grunnlasten på strømsiden og hele grunnlasten på varmesiden. Dette medfører at den høye driftstiden på 8400 timer er gjennomførbar. På grunn av den høye driftstiden, har dette anlegget en positiv økonomi ved de gitte forutsetninger. Gassprisen er i dette tilfellet 45 % av strømprisen inkl mva. Den helt klare fordelene, bortsett fra rent økonomisk, er at dette anlegget kan fungere som en reservekraft ved et eventuelt brudd i tilførselen på elektrisitet. Drift av ventilasjon og sentralvarme kan opprettholdes uavhengig av tilgang på elektrisitet, noe som gjør at behovet for å investere i piper og ildsted faller bort.

### **Alternativ 2. Tedom Cento M44 SP**

Tedom Cento M44 SP, leverer 44 kW el. og 65 kW varme ved full belastning. Enheten er bygget opp rundt en fire sylindret, 47 kW motor levert fra MAN. Dette anlegget har en pris på 575 000 kroner. Ser her på en driftstid på 300 dager og 22 timer.

### **Resultat alternativ 2.**

Dette anlegget leverer 33 % av totalt strømbehov og 70 % av varmebehovet. Det dekker grunnbelastningen og deler av det resterende energibehovet. Driftstiden er regulert slik at dager med lav belastning, som på sommeren, drives anlegget ikke.

Anlegget koster 575 000, noe som viser seg å være en for stor investering i forhold til inntjening, ved den oppgitte driftstiden.

Alternativt kan det benyttes to anlegg av typen Premi S22 AP twin, bygget sammen til en enhet. Dette medfører en reduksjon i investering på 223 000 kroner og en større mulighet for regulering av effekten.

[Vedlegg V6 & V7]

### **Alternativ 3. Tedom Cento M66 SP**

Tedom Cento M66 SP, leverer 66 kW el. og 106 kW varme ved full belastning. Enheten er bygget opp rundt en seks sylindret 70 kW motor levert fra MAN. Dette anlegget har en pris på 675 000 kroner.

Ser her på en driftstid på 300 dager og 19 timer. Dette dekker 100 % av varmen til blokkene.

### **Resultat alternativ 3.**

Dette anlegget leverer 41 % av totalt strømbehov, og 98 % av varmebehovet. Dette er maksimal driftstid, men fortsatt er investeringen for høy i forhold til besparelsen.

[Vedlegg V8]

## 7.4 Berendsen Tekstil Service AS

### 7.4.1 Bakgrunn

Berendsen tekstil service AS er et vaskeri lokalisert på Kvalamarka nord i Haugesund. I likhet med byggeprosjektet vil det med det første få tilgang på naturgass i rørledning. Vaskeriet har vært interessert i å bruke naturgass til oppvarming i sine prosesser i lenger tid, og ønsker nå å se på mulighetene for besparelse av energiutgifter ved hjelp av kogenerering.

Berendsen bruker nå elektrisitet og oljekjel til å dekke sitt energibehov. De bruker damp ved 11 bar og 170 °C i prosessene, samt luft ved 70-80 °C til tørketromler. Firmaet har et relativt stort varmebehov og et moderat elektrisk behov

#### Utrekning av energibehov basert på erfaringstall fra bedriften:

##### Varme:

Tar utgangspunkt i varmen produsert fra den eksisterende brenneren.

Oljeforbruk pr mnd	9500 L
Energiinnhold pr liter	10,2 kWh
Sum	96900kWh/mnd
Antatt virkningsgrad	0,9
Totalt varmebehov pr mnd	87210 kWh
Driftstid	8,5 t * 22 d = 187 t/mnd
Varmebehov	<u>466kW</u>

##### Elektrisitet:

Elektrisk behov pr mnd	17900 kWh
Driftstid	187 t
Elektrisk behov	<u>96 kW</u>

Ref. /26/

### 7.4.2 Ulike alternativer for vaskeriet

- 1) Stort anlegg der overskudds elektrisitet blir solgt til nabobedrifter.
- 2) Stort anlegg der overskudds elektrisitet blir solgt på nett.
- 3) Lite anlegg som dekker elektrisitetens behov.



Det blir her tatt utgangspunkt i at vaskeriet uansett skal konvertere til gassbrenner og at et eventuelt underskudd på varme blir produsert der. Den økonomiske sammenligningen blir da mellom kraftvarmeanlegg og kombinasjonen av strøm og gasskjel.

Inngangsverdier:

Driftstid	230 d/år, 8,5 t/d = 1995t
Varmebehov	466 kW
Elektrisk behov	96 kW
Gasspris	28 øre/kWh
Strømpris inkl avg	61 øre/kWh
Inntjeningstid	10-12 år

### 1) Stort anlegg der overskuddselektrisiteten blir solgt til nabobedrifter.

Ved å dimensjonere kraftvarmeanlegget på vanlig måte, etter ca 50 % av varmebehovet, vil man måtte bruke en motor som et betydelig overskudd på elektrisk energi. Eksempelvis en Tedom Cento 140 SP som leverer 150 kW el. og 226 kW varme. I en slik situasjon vil Berendsen forbruke mesteparten eller all den termiske energien og overskuddet på el-kraft vil kunne gå til nabobedriftene. Da man i et slikt tilfelle er avhengig av betaling fra andre for å finansiere investeringen, samt at man selv må stå for måling og fakturering, vil dette være en lite egnet løsning.

### 2) Stort anlegg der overskuddselektrisiteten blir solgt til nett.

Jenbacher, JMS 208 GS (330 kW el.)	Pris ca. kr 2 600 000
Tedom, Quanto C260 SP (255 kW el.)	Pris ca. kr 1 800 000.

Et anlegg i denne størrelsesorden vil kunne produsere mesteparten av den nødvendige termiske energi. I følge Haugaland kraft vil overskuddet på elektrisitet kunne selges tilbake på nett. Man vil da få en salgspris på el. som ligger ca 1 øre lavere enn den til enhver tid gjeldende spotpris på Nord Pool. Dette på grunn av en innmatningsavgift på ca 1 øre/kWh

### Resultat alternativ 2.

Med en slik systemløsning vil man med de nevnte motorene få følgende resultat i forhold til bruk av strøm og gasskjel:

<b>Jenbacher</b>	<b><u>kr - 43 895,97.</u></b>
<b>Tedom</b>	<b><u>kr - 86 557,36</u></b>

Grunnen til de negative resultatene, er at man taper for mye på salg av strøm i forhold til innsparingene i det resterende anlegg. Ingen av disse alternativene vil da være en egnet løsning.

[Vedlegg V9 & V10]



**3) Lite anlegg som dekker el. behovet.**

Tedom, Cento T100 SP (100 kW el.). Pris ca. kr 850 000.

Siden vaskeriet har et mer eller mindre konstant varmebehov over hele året, er det ikke nødvendig å dimensjonere anlegget etter halvparten av maksimalt varmebehov. Av de nevnte leverandørene er det ingen som har en motor som dekker kraft og varmebehovet eksakt. Ved å velge et anlegg med mindre effekt enn det som er nødvendig for bedriften, vil man unngå tap som i scenario 1 og 2. Det være seg fakturering, distribusjon, billigsalg til nett etc. Varmen vil uansett kunne produseres billig i en gasskjel, og det er derfor besparelsen på strømmen som vil være gjeldende. Det er da valgt et anlegg som er dimensjonert etter behovet for elektrisk energi.

Investeringen i et slikt anlegg vil være betydelig mindre, selv om utgift pr. kW installert effekt er noe høyere enn på større anlegg.

Det vil her ikke være noe problematikk angående overskudd, verken elektrisk eller termisk.

Den mest gunstige motor for de gitte inngangsverdier vil da være en Skoda-Liaz motor levert av Tedom. Den har en elektrisk ytelse på 100 kW og termisk 157 kW. Totalvirkningsgraden ved full belastning er 86,6 % (se vedlegg). De resterende 400 kW varme vil da måtte produseres av en gasskjel.

**Alternativ 3. Berendsen Tedom, Cento T100 SP (100 kW el.)****1. Spesifikasjoner kogen**

Totalvirkningsgrad	0,866
Elvirkningsgrad	0,337
Termisk virkningsgrad	0,529
Driftsutgifter kr/KW	0,05
Strømeffekt KW	100

**2. Effekt levert fra anlegg**

Strøm levert fra motor KW	100
Termisk levert fra motor KW	157
Total energimengde levert KW	257
Naturgassbehov KW	297

**3. Driftstid**

Antall døgn pr år	230
Driftstid pr døgn	8,5
Driftstimer totalt pr. år	1955

**4. Energimengde pr år**

Strøm KWh	195500
Termisk KWh	306883
Total energimengde KWh	502383

**5. Priser ved kjøp av energi**

Gasspris Kr/KWh	0,28
Strømpris Kr/KWh	0,26
Nettleie kr/KWh	0,25
Fastavgift Kr/KWh	0,095
Merverdiavgift	0
Gasspris levert inkl. mva	<u>kr 0,28</u>
Strømpris levert inkl. avg. og mva	<u>kr 0,61</u>
Gasspris/strømpris prosent	<u>46</u>

**6. Utgifter ved 100 % kogen**

Gassutgift	kr 162 433,23
Driftsutgifter	kr 25 119,14
Sum	kr 187 552,37
Moms	kr 0,00
Sum totalt	<u>kr 187 552,37</u>

**7. Utgift ved 100 % strøm**

Energiledd	kr 130 619,53
Nettleie	kr 125 595,70
Forbruksavgift	kr 47 726,36
Sum	kr 303 941,59
Moms	kr 0,00
Sum totalt	<u>kr 303 941,59</u>

**8. Utgifter ved strøm og gasskjel.**

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 95 474,65
Strømutgift	kr 50 830,00
Nettleie	kr 48 875,00
Forbruksavgift	kr 18 572,50
Sum	kr 213 752,15
Moms	kr 0,00
Totalt	<u>kr 213 752,15</u>

**9. Besparelse kogen v.s strøm**

Utgift strøm	kr 303 941,59
Utgift kogen	kr 187 552,37
Sum besparelse pr år	<u>kr 116 389,21</u>

**10. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel**

Utgift gasskjel + strøm	kr 213 752,15
Utgift kogen	kr 187 552,37
Sum besparelse per år	<u>kr 26 199,77</u>

**11. Pris pr KWh strøm prod i kogen**

Utgift kogen	kr 187 552,37
Utgift gasskjel	kr 95 474,65
Utgift prod strøm	kr 92 077,73
Antall KWh strøm	195500
Pris pr KWh kogen	kr 0,47
Pris pr KWh kogen inkl. mva	<u>kr 0,47</u>

**12. Lån/inntjeningsstid**

Rente	5
Investering kogen	kr 850 000,00
Nedbetalingsstid år	-----



---

### Resultat alternativ 3.

Ved de gitte inngangsverdier kan man ut ifra beregningene fra forrige side se at det ikke vil være økonomisk forsvarlig å installere et slikt anlegg.

Innsparing i forhold til strøm og gasskjel: **kr 26 199,77**

Selv om man sparer penger i forhold til strøm og gasskjel, er det ikke nok til å dekke avdragene på lånesummen og man vil da aldri klar å nedbetale anlegget. For å gjøre det gjeldende anlegg driftbart med en brukbar inntjeningstid, burde man hatt en driftstid opp mot 8400 t/år og en noe høyere strømpris, evt. en lavere gasspris.



## 8 Kogen i Danmark

Ref. /13/, /18/, /9/

I Danmark er det ca 800 kraftvarmeanlegg i drift i dag. Det er installert jenkacher motor i 250 av dem. Disse anleggene leverer kraft og varme til både næringsliv og privatkunder. Det er bedre økonomiske forutsetninger for drift av kraftvarmeanlegg i Danmark i forhold til Norge, og det er flere grunner til dette.

Fra 1990 tallet og frem mot i dag har det blitt gjort en rekke politiske beslutninger i Danmark som har fremmet kraftvarme produksjon. Her kan nevnes:

- **1990-1996** Tildeling av 50 millioner DKK pr. år i en femårs periode til støtte og omlegging av fjernvarme til kraftvarme og/eller biomasse, såfremt omleggingen gir høyere varmepris for forbrukeren.
- **1992.** Investeringsstilskudd til nye og eksisterende kraftvarmeverk.
- **1992.** Tilskudd til el-produksjon fra små kraftvarme anlegg og industrianlegg basert på naturgass eller fornybar energi, henholdsvis 10 og 27 øre pr. kWh.
- **1992.** Investeringsstilskudd til energiforbedrende tiltak i industri og handel, inkl. kraftvarmeproduksjon.
- **1992.** Investeringsstilskudd for tilslutning til fjernvarmenett i områder med fjernvarme forsynt fra kraftvarmeanlegg.
- **1995** Introduksjon av grønne avgifter.
- **1997** Nedsetting av el-produksjonstilskuddet til små kraftvarmeanlegg fra 10 til 7 øre pr. kWh. Med unntak av barmarksprosjekter.
- **1997** Nedsetting av el-produksjonstilskuddet til industrianlegg fra 10 til 7 øre pr. kWh. Samt begrensning av perioden anleggene kan motta tilskuddet til 8 og 6 år avhengig av anleggsstørrelse.
- **2002** Forbedrede vilkår for mindre desentrale kraftvarmeverk og for barmarksverk i form av endringer i avgifter og i reglene for fastsettelse av el-produksjonstilskuddet.

På begynnelsen av 1990-tallet ble det gjort en politisk beslutning om å konvertere en rekke varmforsyninger fra kull til naturgass som energikilde. Dette har gjort at den danske kraftvarme sektoren er bygget opp på en del ulike statlige tilskudd som nevnt over. Kraftprisen har også vært differensiert over døgnet. Det har da vært høyest pris om morgenen og lavest om natten. Et annet viktig punkt er at det ikke har vært noen direkte konkurranse mellom gassfyring og fjernvarme, dette har sin enkle forklaring i at det ikke er gass og fjernvarme i de samme områdene.



Et typisk kraftvarmeverk i Danmark får en forholdsvis høy pris for elektrisiteten de produserer. I gjennomsnitt ca det dobbelte av prisen på Nord Pool. Det er i tillegg differensiert mellom gasspris til varmeproduksjon og gasspris til el-produksjon, slik at det sistnevnte er vesentlig billigere.

I Danmark er det i tillegg en avgift på naturgass, og sluttbrukerprisen på gassen ligger generelt sett på et høyere nivå enn i Norge.

## 9 Diskusjon

Ved dimensjonering og plassering av et kraftvarmeanlegg er det flere punkt man må ta hensyn til. Man må ha forbrukere av både den elektriske og den termiske energien for å få høyest mulig virkningsgrad. Det enkleste er å dimensjonere anlegg der man har et konstant kraft- og varmebehov. Dette vil i hovedsak innbefatte industrikunder. På den annen side vil ikke en bedrift komme opp i den samme driftstiden som en privatkunde og vil på den måten tape konkurransen. Unntaket kan være når man har en bedrift med døgnkontinuerlig drift.

Man ser at besparelsen i et anlegg i stor grad ligger i de ulike avgiftene som er på elektrisk kraft. Privatkunder er i større grad belastet av disse enn næringslivet. Anlegg med generator mindre enn 100 KVA er unntatt forbruksavgiften, og det er da disse som er mest aktuell for privatmarkedet.

Priser og teknologi hos leverandørene vi har sett på, viste seg å være ganske lik. Det vil si pris i NOK pr. kW installert elektrisk effekt. Det var derfor valg av det anlegget som gav best ytelse i forhold til behov, som var avgjørende. Grunnen til at det i stor grad er valgt motorer fra Tedom er at forbrukerne som er vurdert har et ganske lite energibehov. Det ville da være lite hensiktsmessig å ta i bruk større enheter fra Jenbacher eller Rolls Royce. I fremtidige vurderinger bør det sjekkes pris hos andre leverandører og om det lønner seg med direkteimport.

Det har hele tiden i oppgaven vært lagt vekt på å få lønnsomhet i prosjektene, uten bruk av støtteordninger. Dette har vist seg å være vanskelig, spesielt hos næringslivskunder, og prosjektet ville trolig hatt et annet resultat dersom anleggene var basert på disse.

I Danmark har det vært gjennomført en rekke tiltak for å introdusere kogen. I denne oppgaven har vi informert litt om de ulike støtteordningene, for å vise hvor mye som ligger bak kogen-bølgen i Danmark.

Kogekalkulatoren som er utarbeidet, har vært til stor hjelp i forbindelse med vurdering av de ulike anleggene. Det er i forbindelse med boligprosjektet tatt utgangspunkt i at strøm og gasspris er lik pr. kWh. Det vil være noe usikkerhet i forbindelse med dette. I vurderingen av vaskeriet er det tatt utgangspunkt i den reelle strømprisen. I kalkulatoren er det tatt hensyn til investering, rente, og innsparing pr. år ved beregning av nedbetalingstid. Det er ikke tatt hensyn til avskrivning og levetid på anlegget. Ved dimensjonering av spesifikke anlegg bør dette taes med i betraktningen.

Det er i oppgaven tatt utgangspunkt i at anleggene vil bli installert i forbindelse med et allerede eksisterende distribusjonsnett for varmen. Dette er gjort for å se på om kogeanlegg kan bære seg selv rent økonomisk. Totalsummen for et komplett anlegg med distribusjon av strøm og varme, kan vise seg å bli for dyrt i mange tilfeller.



## 10 Konklusjon

Av de plasseringene vi har vurdert i denne oppgaven, viser det seg at privatkunder med sentralvarme kommer best ut, da disse har et høyt avgiftsnivå på strøm. Anlegg med generator mindre enn 100 KVA er fritatt for forbruksavgift. Dette fritaket, samt at man slipper nettleie, ser ut til å være der kraftvarmeanlegg har sitt største potensiale for økonomisk gevinst.

Kogeanlegg i sentralvarmeanlegg fungerer som en reservekraftkilde, noe som medfører en større driftsikkerhet på sentralvarme og ventilasjon, ved brudd i strømforsyningen. Det er her viktig å dimensjonere etter grunnlasten, slik at driftstiden blir høy, tilnærmet kontinuerlig.

Bedriftskunder har foreløpig ikke de samme forutsetninger for bruk av kraftvarmeanlegg som privatkunder. En av hovedgrunnene til at slike anlegg ikke vil være økonomisk driftbart hos Berendsen Tekstil AS, er den lave driftstiden. Man kan generelt si at bedrifter med døgnkontinuerlig drift vil ha større sjanse for å komme ut med et positivt resultat enn bedrifter med 8 timers arbeidsdag. Et annet fellende punkt for næringslivet er at de ofte er storforbrukere av elektrisk kraft og vil av den grunn få gode strømvtaler. I så tilfelle vil ikke kogeanlegg være konkurransedyktige.

Videre vil det bli interessant å finne ut hva som blir gjort med forbruksavgiften på strøm etter 1. juli 2004 da dette vil ha stor innvirkning på forutsetningene næringslivet vil ha i sammenheng med bruk av kraftvarmeanlegg.

For å innføre kraftvarmeanlegg på det norske markedet bør Norge se på Danmark som et eksempel, og innføre støttetiltak for bruk av naturgass til kraftvarmeproduksjon.



## 11 Kilde-/Referanseliste

### Litteratur:

- /1/ Nelson E. Hay. *Guide to natural gas cogeneration* (Fairmont Press, 1992 Lilburn, GA)
- /2/ Mikael Näslund. *Energigasteknik* (Svenskt Gastekniskt Center, 2002., Malmö).
- /3/ Pedersen, S.E., Gustavsen, J., Kaasa, S og Olsen, O., *Teknisk formelsamling med tabeller* (Gyldendal Norsk Forlag AS, 2002., Oslo).
- /4/ Kompendium: Anvendelse av gass., (HSH, 2003).

### Internett:

- /5/ Hjemmeside – Gasnor ASA  
<http://www.gasnor.no>
- /6/ Hjemmeside – Tedom  
<http://www.tedom.cz>
- /7/ Hjemmeside – Gasskonferansen  
<http://www.gasskonferansen.com>  
<http://www.gasskonferansen.com/Foredrag%202002/Kogenpresentasjon1.pdf>
- /8/ Hjemmeside- ENOVA  
<http://www.enova.no/>
- /9/ Hjemmeside – DONG  
<https://www.dong.dk/>
- /10/ Hjemmeside – Nord Pool  
<http://www.nordpool.no>
- /11/ Hjemmeside – Naturgass Vest  
<http://www.naturgass.no>
- /12/ Hjemmeside – Jenbacher  
<http://www.jenbacher.com>
- /13/ Rapport – Elkraft system  
[http://www.elkraft-system.dk/elkraft/uk/Publications.nsf/0/5F85ACA6885C3CCBC1256CA7004AE321/\\$File/COWI\\_rapport.pdf!OpenElement](http://www.elkraft-system.dk/elkraft/uk/Publications.nsf/0/5F85ACA6885C3CCBC1256CA7004AE321/$File/COWI_rapport.pdf!OpenElement)

### Bedrifter/personer:



---

/14/	MT Vest	Tor Hagland	tor@mtvest.no
/15/	Polytec	Per Olaf Knoph	Per.Olaf.Knoph@polytec.no
/16/	Rolls Royce Bergen	Ketil Konglevoll	ketil.konglevoll@rolls-royce.com
/17/	Enova	Viggo Iversen	viggo.iversen@enova.no
/18/	Jenbacher	Per Lyngholm	per.lyngholm@gejenbacher.com
/19/	SFT		postmottak@sft.no
/20/	Byggmester Skattkjær	Rune Frøyland	rune@skattkjer.no
/21/	Toll og avgifts direktoratet	Anne Slottsveen	22 86 03 00
/22/	Sund energi	Ivar Steinsland	93 04 78 70
/23/	Haugaland kraft	Svein Bua	52 70 72 00
/24/	Trondheim energiverk	Egil Evensen	73 96 10 15
/25/	NVE		22 95 95 95
/26/	Berendsen tekstil	Øystein Østensjø	52 86 48 81
/27/	Kogeanlegg på Bø	Peder Ståle Hinderaker	98 23 70 31



---

## 12 Bilag

Vedleggsliste:

[V1] Prisliste Tedom

[V2] Prisliste GE Jenbacher

[V3] Prisliste Rolls Royce

[V4] Tegning Boligprosjekt Kvalatre

[V5] Spesifikasjoner Tedom Premi S22 AP twin

[V6] Alternativ 2 Kvalatre Tedom Cento M44 SP

[V7] Alternativ 2 Kvalatre 2 x Tedom Premi S22 AP twin

[V8] Alternativ 3 Kvalatre Tedom Cento M66 SP

[V9] Alternativ 2 Berendsen Tedom, Quanto C260 SP

[V10] Alternativ 2 Berendsen Jenbacher, JMS 208 GS

[V11] Forklaring til kogenkalkulator i Excel

**TEDOM®**
**KOGENERAČNÍ JEDNOTKY**  
 VÝVOJ – VÝROBA – PRODEJ

# PRICE LIST

**No. 02/2002**

\* \* \* \* \*

## Combined Heat and Power (CHP) Units TEDOM

CHP UNIT TYPE	Execution	Control System	Gas Engine Type	Output in kW		PRICE EXW in NOK
				Electric	Heat	
PREMI 22	AP	IG	Škoda-VW	22	45,5	176.000
PREMI 22	SPE	IG	Škoda-VW	21	43,5	210.000
Cento 42	SP	PX	MAN	44	64,5	562.000
Cento 42	SPE	PX	MAN	44	64,5	574.000
Cento 65	SP	PX	MAN	65	97	645.000
Cento 65	SPE	PX	MAN	65	97	675.000
Cento 100	SP	PX	Škoda-Liaz	100	161	847.000
Cento 100	SPE	PX	Škoda-Liaz	100	161	870.000
Cento 140	SP	PX	Škoda-Liaz	150	226	986.000
Cento 140	SPE	PX	Škoda-Liaz	150	226	1.000.000
CAT 190	SP	PX	Cat 3406	195	303	1.480.000
CAT 260	SP	IS	Cat 3408	266	417	1.800.000
CAT 400	SP	IS	Cat 3412	408	555	2.500.000
CAT 500	SP	IS	Cat 3508	519	653	3.000.000
CAT 770	SP	IS	Cat 3512	777	1032	4.200.000
CAT 1000	SP	IS	Cat 3516	1038	1395	4.900.000-

Above mentioned variant of price for each CHP type mean:

- 1) basic fuel - natural gas
- 2) the validity of this price list is up to 30.12. 2002



## GE Jenbacher information

Tak for jeres henvendelse.

Det er meget interessant for et firma som GE Jenbacher at der er nogle der vil arbejde med at udbrede kendskabet til kraftvarme på det Norske marked.

Jeg har selv arbejdet med det Norske marked i lidt over et år, og har derved erfaret at der ikke er meget kendskab til denne energiform endnu, da energi i Norge altid har været tæt knyttet til vandkraft og derved den primære energi som elektricitet. Sammenlignet på boligopvarmning er ca. 65 % af alle danske huse forsynet med fjernvarme, hvor det er mindre end 10 % af boligerne i Norge der har fjernvarme.

Jeg har vedlagt lidt informationsmateriale om GE Jenbachers gas motor produkter, og desuden en generel prisoversigt.

Priserne er for et gasmotor modul, og som en "håndregl" er motoranlægsprisen ca. 50 % af totalomkostningerne ved etablering af et komplet kraftvarmeanlæg.

	elektr. effekt kW	termisk effekt kW	tilført effekt kW	Gasmotoranlæg i Norge
<b>NATUR - LEANOX - MODULER 1500 1/min</b>				
JMS 208 GS-	<b>330</b>	361	852	EUR 151.000
JMS 212 GS-	<b>526</b>	633	1.342	EUR 200.000
JMS 312 GS-	<b>625</b>	746	1.568	EUR 250.000
JMS 316 GS-	<b>836</b>	997	2.091	EUR 286.000
JMS 320 GS-	<b>1.065</b>	1.197	2.607	EUR 314.000
JMS 420 GS-	<b>1.413</b>	1.505	3.334	EUR 464.000
JMS 612 GS-	<b>1.635</b>	1.730	3.877	EUR 529.000
JMS 616 GS-	<b>2.181</b>	2.350	5.221	EUR 650.000
JMS 620 GS-	<b>3.047</b>	3.173	7.148	EUR 900.000

Det vil sige, hvis vi tager JMS 620 GS med en elektrisk effekt på 3047 KWe til en pris på EUR. 900.000, vil et komplet anlæg koste ca. EUR 1.800.000.

I vil kunne finde en række nyttige oplysninger på GE Jenbachers hjemmeside [www.gejenbacher.com](http://www.gejenbacher.com)

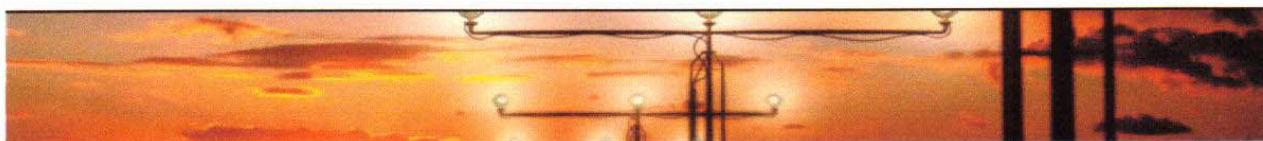
Jeg håber I kan bruge disse informationer, og at I får held med at udbrede kendskabet til brug af naturgas og specielt kraftvarme projekter.

Vi står altid til rådighed med information når dette ønskes.

Med venlig hilsen  
Jenbacher A/S



Per Lyngholm  
Area Sales Manager  
Salgsafdelingen



GE Jenbacher er den førende leverandør af gasmotorer i Danmark, Sverige, Norge og Finland med ca. 350 solgte motorer.

GE Jenbachers højteknologiske gasmotorer leveres til forskellige applikationer indenfor de decentrale og industrielle kraftvarme værker, hvor gasmotorerne drives af forskellige gasarter som: Naturgas, biogas, Propan, lossepladsgas, pyrolysegas (træ, affald etc.), gas fra den kemiske industri, samt andre special-gasser.

GE Jenbacher har igennem snart 10 år opbygget en landsdækkende serviceorganisation, med specialuddannede teknikere.

Jenbacher A/S råder over 14 servicebiler, som står klar til at betjene GE Jenbacher anlæg 24 timer i døgnet.

De nye anlæg fra GE Jenbacher, har teknikere fra kontoret i Thorsø, og evt. teknikere på fabrikken i Østerg, mulighed for at foretage fejlsøgning og interaktive programjusteringer i motorstyringen, via en modem opkobling.

På lageret i Thorsø ligger GE Jenbacher inde med et stort reservedelssortiment, som hurtigt kan suppleres via kurer-service fra fabrikken i Østerg.

## LEVERINGSPROGRAM 2004

**NORGE**

### TEKNISKE DATA

	elektr.	termisk	tilført	Virkningsgrader			ICWT	Retur
	effekt	effekt	effekt	elektr.	term.	total		
	2) kW	3) kW	4) kW	%	%	%	4)°C	5)°C

### NATURGAS - LEANOX - MODULER 1500 1/min

Emissionsværdier : NOx < 500 mg/Nm<sup>3</sup> - CO < 650 mg/Nm<sup>3</sup>

JMS 208 GS-N.LC	330	361	852	38,7	42,4	81,1	40	70
JMS 212 GS-N.LC	526	633	1.342	39,2	47,2	86,4	40	70
JMS 312 GS-N.LC	625	746	1.568	39,9	47,6	87,4	40	70
JMS 316 GS-N.LC	836	997	2.091	40,0	47,7	87,7	40	70
JMS 320 GS-N.LC	1.065	1.197	2.607	40,9	45,9	86,8	40	70
JMS 420 GS-N.LC	1.413	1.505	3.334	42,4	45,1	87,5	35	70
JMS 612 GS-N.LC	1.635	1.730	3.877	42,2	44,6	86,8	40	70
JMS 616 GS-N.LC	2.181	2.350	5.221	41,8	45,0	86,8	40	70
JMS 620 GS-N.LC	3.047	3.173	7.148	42,6	44,4	87,0	40	70

### BIOGAS - LEANOX - MODULER 1500 1/min

Emissionsværdier : Nox < 500 mg/Nm<sup>3</sup>.

JMS 208 GS-B.L	330	392	852	38,7	46,0	84,7	70	70
JMS 212 GS-B.L	511	578	1.304	39,2	44,3	83,5	50	70
JMS 312 GS-B.L	625	698	1.572	39,8	44,4	84,2	50	70
JMS 316 GS-B.L	836	930	2.096	39,9	44,4	84,3	50	70
JMS 320 GS-B.L	1.065	1.099	2.607	40,9	42,2	83,0	50	70
JMS 420 GS-B.L	1.413	1.459	3.375	41,9	43,2	85,1	55	70
JMS 612 GS-B.L	1.451	1.531	3.664	39,6	41,8	81,4	60	60
JMS 616 GS-B.L	1.938	2.041	4.885	39,7	41,8	81,5	60	60
JMS 620 GS-B.L	2.428	2.552	6.106	39,8	41,8	81,6	60	60

**SPECIAL GASSER (Propan, CO gasser, pyrolysegas, gas fra træforgasning, og andre svage gasser) på forespørgsel**  
Moduler i alle serier er også tilgængelige som gensets (ingen varmeudnyttelse)

Moduler kan også leveres i standard ISO containere eller i individuelt designede modulhuse

- 1) ISO standard ydelse, ved 1500 o/min og standard reference tilstand iht. ISO 3046/1 1991, ved cos phi = 1,0 iht. VDE 0530 REM (generator: 1,2,3,4 serie = 3x0,4 kV, 50 Hz, 6 serie=3x10,5 kV, 50 Hz)
- 2) total med en tolerance på +/- 8 %, Naturgas: røggas kølet til 120°C, for biogas til 180°C.
- 3) I henhold til ISO 3046/1-1991 med en tolerance på +/- 5%
- 4) ICWT = Intercoler trin 2, returvandstemperatur – (NB: JMS 208 GS-B.L ved drift på deponigas : max 50°C)
- 5) Retur = Retur vandstemperatur til varmegenvindingsystem.

Informationer om ydelser og virkningsgrader er vejledende. Yderligere information og specifikke beregninger kan rekvireres hos: Jenbacher A/S, Industrivej 19 DK-8881 Thorsø. Tlf: +45 86966788 Fax: +45 86967072



**Rolls-Royce**

## **Budget prices 2004**

**Bergen lean-burn gas engines, K-type**

**1000 RPM, 50 Hz**

---

<u>Engine type</u>	<u>Electric output</u>	<u>Budget price</u>
KVGS-12G4	2400 kWel	Euro 745.000,-
KVGS-16G4	3200 kWel	Euro 880.000,-
KVGS-18G4	3600 kWel	Euro 970.000,-

**Note:**

Above prices are based on delivery terms FCA Bergen, Incoterms 2000, Orgalime SE94, within Q1/2004. The ratings are according to ISO conditions, based on Natural Gas operation. EI-outputs are for base load operation and alternator 6000 V/power factor = 0.8 is included.

Scope of supply is according to Rolls-Royce Marine AS, standard. Engine and alternator mounted on a common base frame with flexible coupling, including internal piping/cabling and heat exchangers. Engine governing and control system, starting air equipment and tools are supplied as loose items.

Cost for commissioning and start up is included, based on travel costs within Europe. Please note that the stated prices are for budget purposes only and Rolls-Royce Marine AS, shall remain free to make any changes in the above prices as required.

Bergen, 19.02.2004





**Rolls-Royce**

## **Budget prices 2004**

**Bergen lean-burn gas engines, B-type**

**750 RPM, 50 Hz**

---

<u>Engine type</u>	<u>Electric output</u>	<u>Budget price</u>
B35:40V12	5100 kWel	Euro 1.455.000,-
B35:40V16	6790 kWel	Euro 1.900.000,-
B35:40V20	8490 kWel	Euro 2.335.000,-

**Note:**

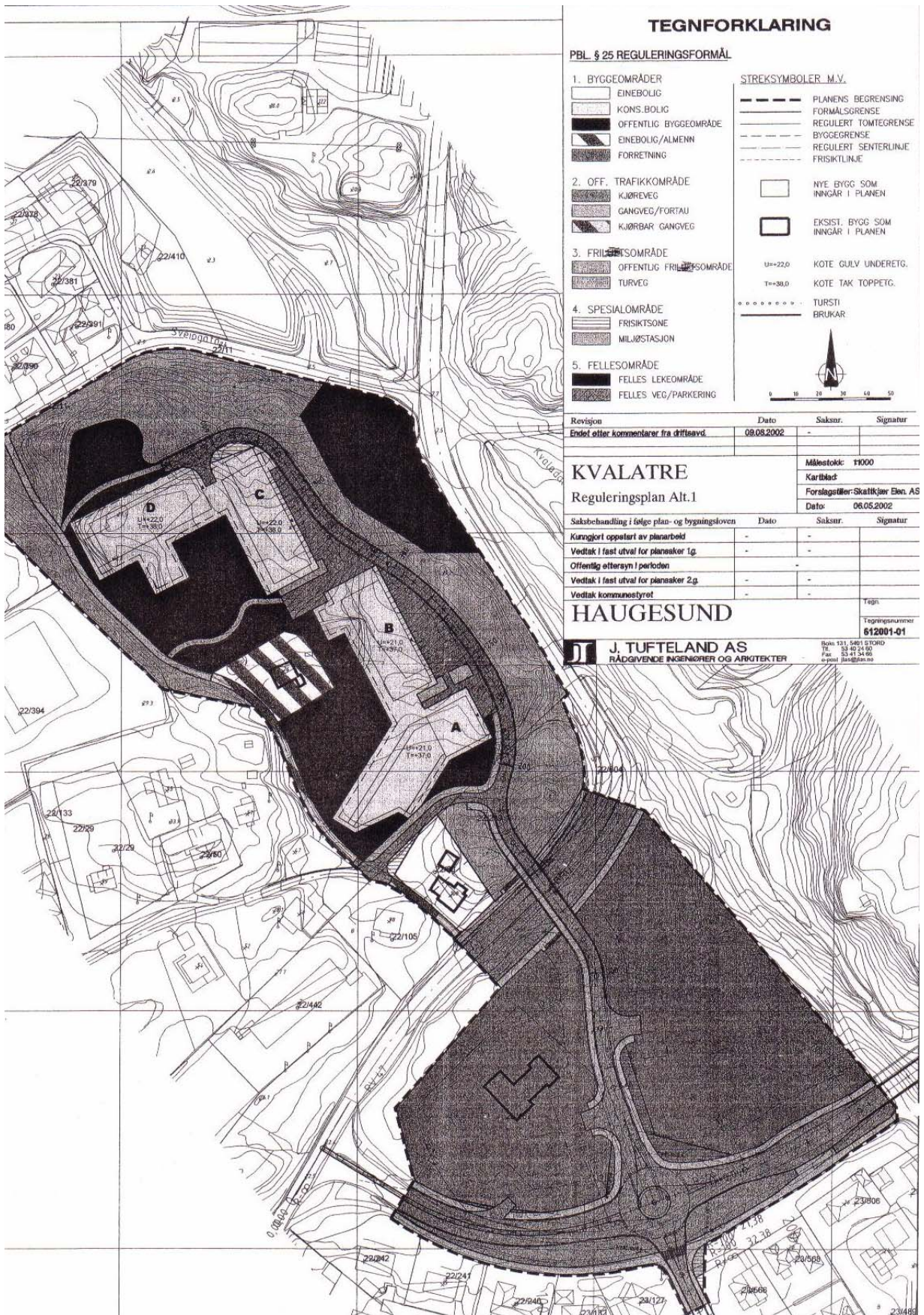
Above prices are based on delivery terms FCA Bergen, Incoterms 2000, Orgalime SE94, within Q1/2004. The ratings are according to ISO conditions, based on Natural Gas operation. EI-outputs are for base load operation and alternator 6000 V/power factor = 1.0 is included.

Scope of supply is according to Rolls-Royce Marine AS, standard. Engine and alternator mounted on a common base frame with flexible coupling, including internal piping/cablings and heat exchangers. Engine governing and control system, starting air equipment and tools are supplied as loose items.

Cost for commissioning and start up is included, based on travel costs within Europe. Please note that the stated prices are for budget purposes only and Rolls-Royce Marine AS, shall remain free to make any changes in the above prices as required.

Bergen, 19.02.2004





## TEGNFORKLARING

### PBL § 25 REGULERINGSFORMÅL

1. BYGGEOMRÅDER
  - EINEBOLIG
  - KONS.BOLIG
  - OFFENTLIG BYGGEOMRÅDE
  - EINEBOLIG/ALMENN FORRETNING
2. OFF. TRAFIKKOMRÅDE
  - KJØREVEG
  - GANGVEG/FORTAU
  - KJØRBAR GANGVEG
3. FRILUFTSOMRÅDE
  - OFFENTLIG FRILUFTSOMRÅDE
  - TURVEG
4. SPESIALOMRÅDE
  - FRISIKTSONE
  - MILJØSTASJON
5. FELLESONRÅDE
  - FELLES LEKEOMRÅDE
  - FELLES VEG/PARKERING

### STREKSYMBOLER M.V.

- PLANENS BEGRENSNING
- FORMÅLSGRENSE
- REGULERT TOMTEGRENSE
- BYGGEGRENSE
- REGULERT SENTERLINJE
- FRISIKTLINJE
- NYE BYGG SOM INNGÅR I PLANEN
- EKSTIST. BYGG SOM INNGÅR I PLANEN
- U=+22.0 KOTE GULV UNDERETG.
- T=+30.0 KOTE TAK TOPPETG.
- TURSTI
- BRUKAR

Revisjon	Dato	Saksnr.	Signatur
Endet etter kommentarer fra driftsavd.	08.08.2002	-	-

## KVALATRE

### Reguleringsplan Alt.1

Målestokk: 1:1000			
Kartblad:			
Forslagstiter: Skattkjavr Elen, AS			
Dato: 06.05.2002			
Saksbehandling i følge plan- og bygningsloven	Dato	Saksnr.	Signatur
Kunngjort oppført av planarbeid	-	-	-
Vedtatt i fast utval for planeraker 1g.	-	-	-
Offentlig etteravn i perioden	-	-	-
Vedtatt i fast utval for planeraker 2g.	-	-	-
Vedtatt kommunestyret	-	-	-

## HAUGESUND

**J. TUFTELAND AS**  
RÅDGIVENDE INGENIØRER OG ARKITEKTER

Reguleringsnummer  
**512001-01**

Basic Characteristics

Combined Heat and Power Units (CHP units) TEDOM series Premi are up to now the smallest machines of TEDOM product programme. CHP unit construction is characterised by low height and small dimensions. CHP unit is offered in standard execution with asynchronous generator for parallel operation with grid by voltage 400 V for water circuit 90/70°C. Execution “twin” is a version of CHP unit Premi S22 AP that enables installation of two identical modules “on itself”.

Basic Technical Data

Max. electric output	22	kW
Max. heat output	45,5	kW
Input in fuel	77,5	kW
Electric efficiency	28,4	%
Heat efficiency	58,8	%
Total efficiency (fuel utilization)	87,2	%
Gas consumption at 100% of output	8,2	m3/h
Gas consumption at 75% of output	6,6	m3/h
Gas consumption at 50% of output	5,2	m3/h

Basic technical data are valid for standard conditions according to TEDOM specification.

Recommended min. continuous output is 50% of the nominal output.

Gas consumption is mentioned under the invoicing conditions (15°C; 101,325 kPa)

Engine

CHP unit is driven by gas combustion engine type Š 781.136 G, product of firm ŠKODA a.s. Mladá Boleslav, Czech Republic

Number of cylinders	4	Compression ratio	9,8 : 1
Cylinder arrangement	in line	Nominal speed	3050/3000 r.p.m.
Bore x Stroke	75,5 x 72 mm	Oil consumpt., standard/max.	0,1 / 0,4 g/kWh
Displacement	1300 cm3	Max. engine output	25 kW

Generator

Source of electric energy is 2-bearing, asynchronous generator, type 1LG4 183 2AA, product of firm SIEMENS Frenštát, Czech Republic with following basic technical data:

Nominal output	22	kW
Power factor (cos fi)	0,86	
Efficiency	91,4	%
Stator winding connection	Y/D switch	
Ambient op. temperature, max	40	°C
Voltage	400	V
Frequency	50	Hz
Nominal speed	3050	min-1
Enclosure	IP 55	

## Heating System

From the view of using heat output, the CHP unit heating system is created by secondary circuit. Secondary circuit - means circuit which enables outlet of the main heat output of the CHP unit into heating system. In standard operation the circuit works with temperatures of returning water from 50 up to 70°C. It is necessary not to overstep max. temperature 70°C because of reliable and trouble-free operation. The circuit is not equipped with circulating water pump.

Secondary circuit data:

Heat output	45,5	kW
Nominal temperature of heating water, inlet/outlet	70/90	°C
Temperature of returning water, min./max.	50/70	°C
Rate of flow	0,6	kg/s
Max. operation pressure	600	kPa
Water volume of the CHP Unit	12	l
Pressure loss at rated flow	30	kPa
Nominal temperature gradient	20	K

For exploitation of exhaust heating output for another purposes than water heating are following parameters valid:

Exhaust heating output	15,5	KW
Exhaust temperature	600	°C

If it is not possible to remove the whole heat output of the CHP unit, it is possible to deliver (for special order) separate cooling unit for CHP unit emergency cooling - for partial or full heat output.

## Fuel, Gas Inlet

Technical data mentioned in this specification are valid for the natural gas with following characteristics:

Heating value	34	MJ/m <sup>3</sup>
Min. methane number	80	--
Gas pressure for "P" operation	2 -10	kPa
Max. pressure variation at consumption changes	10	%
Max. temperature	30	°C

Another gaseous fuels can be used except natural gas (for example propane, biogas, waste gas). In this case please contact producer of CHP unit.

Input gas line is constructed according to TPG G 811 01 and contains gas cleaner, quick-closing electromagnetic valve for gas inlet closing after CHP unit stop, zero-regulator of gas pressure and metal tube for connection to mixing device. For correct CHP unit operation is required connection gas piping with corresponding diameter and with gas pressure 2-10 kPa. Connection gas piping must supply corresponding gas volume in order not to become to the pressure drop in gas distribution system at quick changes of CHP unit loading. Connection gas piping must have also pressure gauge and must ended by hand operated closing valve.

## Combustion and Cooling Air

Unused heat (radiated from the hot parts of the CHP unit) is removed from the canopy by cooling air, which is blown in/off the unit through outlet hole situated on the CHP unit frame. Outlet flange can be connected with air channel. A fan secures air ventilation inside of anti-noise canopy. Connection of air-technical line is not possible without additional ventilator.



Parameters of combustion and ventilation air for every module:

Unused heat, removed by cooling air	6,0	kW
Volume of combustion air	88	Nm <sup>3</sup> /h
Min. quantity of cooling air	750	Nm <sup>3</sup> /h
Temperature of inlet air, min./max.	10 / 35	°C
Max. temperature on outlet flange	60	°C
Max. back pressure on ventilation air outlet flange	0	Pa

#### Outlet of Combustion Products and Condensate

The combustion gases are removed from CHP unit by exhaust piping, connected on the CHP unit flange. Exhaust piping must be leak-proof on the whole length. Piping must have down-grade in the direction from the CHP unit. Condensate, which could arise at CHP unit operation is evaporated and blow-off together with combustion gases. Material of the exhaust piping and heat insulation of piping in the machine room must be temperature resistant up to 200°C. Max. pressure loss of the whole exhaust piping, counted from the CHP unit flange, must not be higher than 20 mbar.

Volume of combustion gases	96,2	Nm <sup>3</sup> /h
Temperature of combustion gases, nominal/max.	120 / 150	°C
Max. back pressure of combust. gases behind the flange	20	mbar

#### Fillings

Volume of lubricating oil in the engine	4	litres
Volume of refilling oil tank	13	l
Volume of cooling water in primary circuit	10	l

Quality of secondary circuit heating water must meet all requirements in accordance with TEDOM direction TS KOV 9/2002.

#### Noisiness

Noisiness parameters indicate acoustic pressure level, measured in free acoustic field. Setting of measurement points and evaluation method is according to CSN 09 0862.

Noisiness at 1 m from the CHP unit canopy	72	dB(A)
Noisiness at combustion gases outlet - 1 m from the flange	80	dB(A)

#### Painting

Engine, generator, parts inside CHP unit	RAL 1001	(beige)
Anti-noise canopy	RAL 1001, 1013	(beige)

#### Dimensions and Weights

Dimensions and weights of separate module Premi S22 AP twin:

Length	1530	mm
Width	830	mm
Height	1110	mm
Transport weight	750	kg
Operating weight	790	kg



Joined documentation:

dimension drawing: Module of CHP unit Premi S22 AP twin, No. R0207

dimension drawing: CHP unit Premi S22 AP twin, No. R0210

dimension drawing: Possibilities of CHP unit Premi twin, No. R0209

technical specification of electrical part of CHP units: TS electro 9/2002

technical specification: Validity of basic technical data (TS PTU 9/2002)

technical specification: Water quality requirements of secondary circuit (TS KOV 9/2002)

Scope of the Delivery

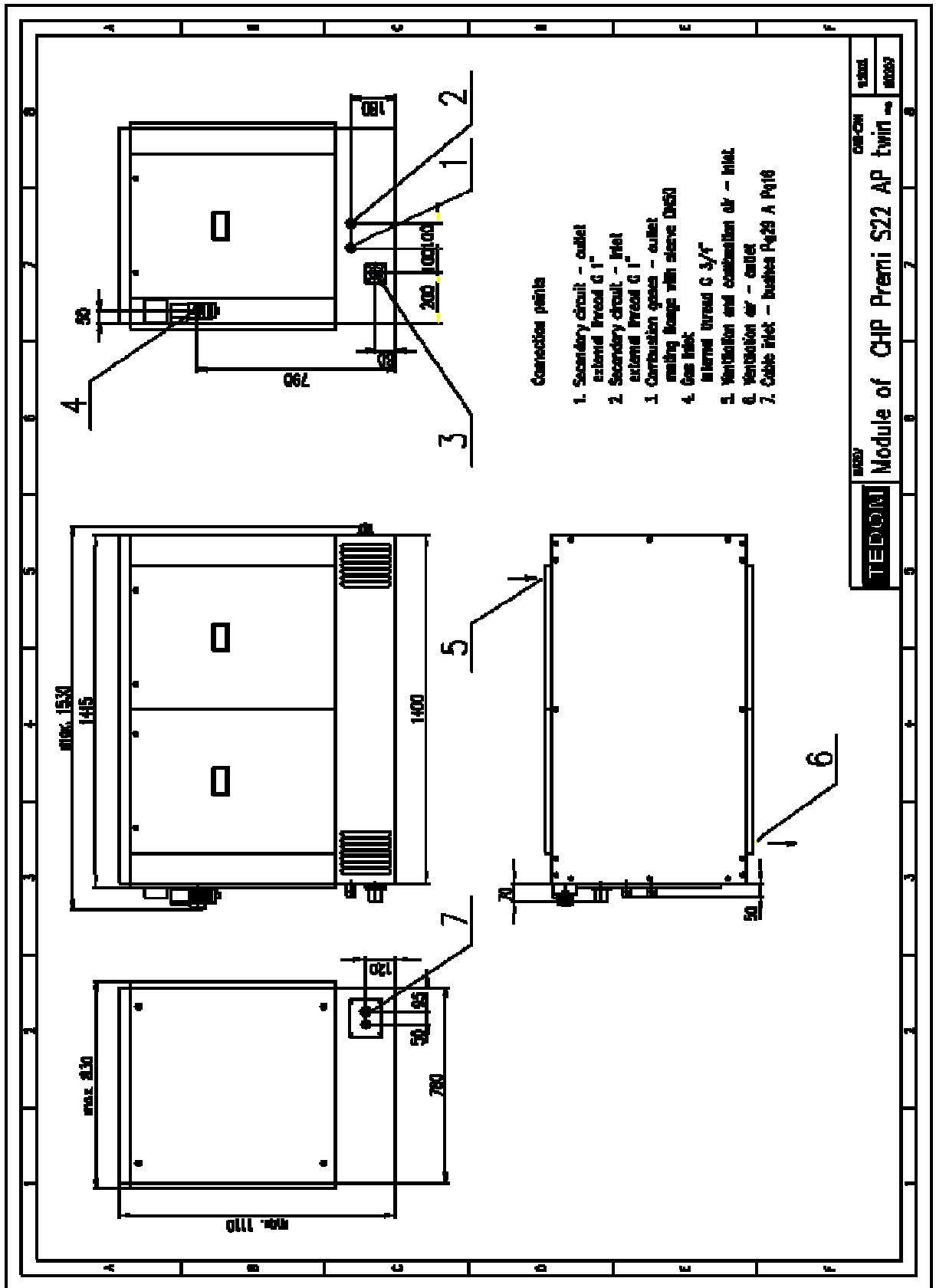
Standard

complete module of the CHP unit (include relevant switchboard)

On request

cooling unit for emergency cooling

additional exhaust silencer



## Alt. 2. Kvalatre, Tedom Cento M44 SP

### 1. Spesifikasjoner kogen

Totalvirkningsgrad	0,845
Elvirkningsgrad	0,341
Termisk virkningsgrad	0,504
Driftsutgifter kr/kW	0,05
Strømeffekt kW	44

### 2. Effekt levert fra anlegg

Strøm levert fra motor kW	44,0
Termisk levert fra motor kW	65,0
Total energimengde levert kW	109,0
Naturgassbehov kW	129,0

### 3. Driftstid

Antall døgn pr år	300
Driftstid pr døgn	22
Driftstimer totalt pr. år	6600

### 4. Energimengde pr år

Strøm KWh	290400
Termisk KWh	429213
Total energimengde kWh	719613

### 5. Priser ved kjøp av energi

Gasspris Kr/kWh	0,28
Strømpris Kr/kWh	0,28
Nettleie kr/kWh	0,25
Forbruksavgift Kr/kWh	0,0976
Merverdiavgift	0,24
Gasspris levert inkl. mva	<b>kr 0,347</b>
Strømpris levert inkl. avg.	<b>kr 0,778</b>
Gasspris/strømpris prosent	<b>45</b>

### 6. Utgifter ved 100 % kogen

Gassutgift	kr 238 451,61
Driftsutgifter	kr 35 980,65
Sum	kr 274 432,26
Merverdiavgift	kr 65 863,74
Sum totalt	<b>kr 340 296,00</b>

### 7. Utgift ved 100 % strøm

Energiledd	kr 201 491,61
Nettleie	kr 179 903,23
Forbruksavgift	kr 70 234,22
Sum	kr 451 629,06
Merverdiavgift	kr 108 390,97
Sum totalt	<b>kr 560 020,03</b>

### 8. Utgifter ved strøm og gasskjel

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 133 532,90
Strømutgift	kr 81 312,00
Nettleie	kr 72 600,00
Forbruksavgift	kr 28 343,04
Sum	kr 315 787,94
Merverdiavgift	kr 75 789,11
Sum totalt	<b>kr 391 577,05</b>

### 9. Besparelse kogen v.s strøm

Utgift strøm	kr 560 020,03
Utgift kogen	kr 340 296,00
Sum besparelse pr år	<b>kr 219 724,03</b>

### 10. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel

Utgift gasskjel + strøm	kr 391 577,05
Utgift kogen	kr 340 296,00
Sum besparelse per år	<b>kr 51 281,05</b>

### 11. Pris pr kWh strøm prod i kogen

Utgift kogen	kr 274 432,26
Utgift gasskjel	kr 133 532,90
Utgift prod strøm	kr 140 899,35
Antall kWh strøm	290400
Pris pr kWh	kr 0,49
Pris pr kWh inkl. mva	<b>kr 0,60</b>

### 12. Avgifter spart ved kogen

Nettleie	kr 72 600,00
Forbruksavgift	kr 28 343,04
Sum	kr 100 943,04
Merverdiavgift	kr 24 226,33
Sum totalt	<b>kr 125 169</b>

### 13. Lån/inntjeningsstid

Rente	5
Investering kogen	kr 575 000,00
Nedbetalingsstid år	<b>16,9</b>

## Alt. 2. Kvalatre 2 x Tedom Premi S22 AP twin

### 1. Spesifikasjoner kogen

Totalvirkningsgrad	0,872
Elvirkningsgrad	0,284
Termisk virkningsgrad	0,588
Driftsutgifter kr/kW	0,05
Strømeffekt kW	44

### 2. Effekt levert fra anlegg

Strøm levert fra motor kW	44,0
Termisk levert fra motor kW	91,1
Total energimengde levert kW	135,1
Naturgassbehov kW	154,9

### 3. Driftstid

Antall døgn pr år	300
Driftstid pr døgn	22
Driftstimer totalt pr. år	6600

### 4. Energimengde pr år

Strøm KWh	290400
Termisk KWh	601251
Total energimengde kWh	891651

### 5. Priser ved kjøp av energi

Gasspris Kr/kWh	0,28
Strømpris Kr/kWh	0,28
Nettleie kr/kWh	0,25
Forbruksavgift Kr/kWh	0,0976
Merverdiavgift	0,24
Gasspris levert inkl. mva	<b>kr 0,347</b>
Strømpris levert inkl. avg.	<b>kr 0,778</b>
Gasspris/strømpris prosent	<b>45</b>

### 6. Utgifter ved 100 % kogen

Gassutgift	kr 286 309,86
Driftsutgifter	kr 44 582,54
Sum	kr 330 892,39
Merverdiavgift	kr 79 414,17
Sum totalt	<b>kr 410 306,57</b>

### 7. Utgift ved 100 % strøm

Energiledd	kr 249 662,20
Nettleie	kr 222 912,68
Forbruksavgift	kr 87 025,11
Sum	kr 559 599,98
Merverdiavgift	kr 134 304,00
Sum totalt	<b>kr 693 903,98</b>

### 8. Utgifter ved strøm og gasskjel

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 187 055,77
Strømutgift	kr 81 312,00
Nettleie	kr 72 600,00
Forbruksavgift	kr 28 343,04
Sum	kr 369 310,81
Merverdiavgift	kr 88 634,60
Sum totalt	<b>kr 457 945,41</b>

### 9. Besparelse kogen v.s strøm

Utgift strøm	kr 693 903,98
Utgift kogen	kr 410 306,57
Sum besparelse pr år	<b>kr 283 597,41</b>

### 10. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel

Utgift gasskjel + strøm	kr 457 945,41
Utgift kogen	kr 410 306,57
Sum besparelse per år	<b>kr 47 638,84</b>

### 11. Pris pr kWh strøm prod i kogen

Utgift kogen	kr 330 892,39
Utgift gasskjel	kr 187 055,77
Utgift prod strøm	kr 143 836,62
Antall kWh strøm	290400
Pris pr kWh	kr 0,50
Pris pr kWh inkl. mva	<b>kr 0,61</b>

### 12. Avgifter spart ved kogen

Nettleie	kr 72 600,00
Forbruksavgift	kr 28 343,04
Sum	kr 100 943,04
Merverdiavgift	kr 24 226,33
Sum totalt	<b>kr 125 169</b>

### 13. Lån/inntjeningsstid

Rente	5
Investering kogen	kr 352 000,00
Nedbetalingsstid år	<b>9,5</b>

### Alt. 3. Kvalatre, Tedom Cento M66 SP

#### 1. Spesifikasjoner kogen

Totalvirkningsgrad	0,878
Elvirkningsgrad	0,337
Termisk virkningsgrad	0,541
Driftsutgifter kr/kW	0,05
Strømeffekt kW	66

#### 2. Effekt levert fra anlegg

Strøm levert fra motor kW	66,0
Termisk levert fra motor kW	106,0
Total energimengde levert kW	172,0
Naturgassbehov kW	195,8

#### 3. Driftstid

Antall døgn pr år	300
Driftstid pr døgn	19
Driftstimer totalt pr. år	5700

#### 4. Energimengde pr år

Strøm KWh	376200
Termisk KWh	603929
Total energimengde kWh	980129

#### 5. Priser ved kjøp av energi

Gasspris Kr/kWh	0,28
Strømpris Kr/kWh	0,28
Nettleie kr/kWh	0,25
Forbruksavgift Kr/kWh	0,0976
Merverdiavgift	0,24
Gasspris levert inkl. mva	<b>kr 0,347</b>
Strømpris levert inkl. avg.	<b>kr 0,778</b>
Gasspris/strømpris prosent	<b>45</b>

#### 6. Utgifter ved 100 % kogen

Gassutgift	kr 312 569,73
Driftsutgifter	kr 49 006,47
Sum	kr 361 576,20
Merverdiavgift	kr 86 778,29
Sum totalt	<b>kr 448 354,49</b>

#### 7. Utgift ved 100 % strøm

Energiledd	kr 274 436,23
Nettleie	kr 245 032,34
Forbruksavgift	kr 95 660,63
Sum	kr 615 129,20
Merverdiavgift	kr 147 631,01
Sum totalt	<b>kr 762 760,20</b>

#### 8. Utgifter ved strøm og gasskjel

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 187 889,14
Strømutgift	kr 105 336,00
Nettleie	kr 94 050,00
Forbruksavgift	kr 36 717,12
Sum	kr 423 992,26
Merverdiavgift	kr 101 758,14
Sum totalt	<b>kr 525 750,40</b>

#### 9. Besparelse kogen v.s strøm

Utgift strøm	kr 762 760,20
Utgift kogen	kr 448 354,49
Sum besparelse pr år	<b>kr 314 405,71</b>

#### 10. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel

Utgift gasskjel + strøm	kr 525 750,40
Utgift kogen	kr 448 354,49
Sum besparelse per år	<b>kr 77 395,91</b>

#### 11. Pris pr kWh strøm prod i kogen

Utgift kogen	kr 361 576,20
Utgift gasskjel	kr 187 889,14
Utgift prod strøm	kr 173 687,06
Antall kWh strøm	376200
Pris pr kWh	kr 0,46
Pris pr kWh inkl. mva	<b>kr 0,57</b>

#### 12. Avgifter spart ved kogen

Nettleie	kr 94 050,00
Forbruksavgift	kr 36 717,12
Sum	kr 130 767,12
Merverdiavgift	kr 31 384,11
Sum totalt	<b>kr 162 151</b>

#### 13. Lån/inntjeningsstid

Rente	5
Investering kogen	kr 675 000,00
Nedbetalingsstid år	<b>11,7</b>

## Alt. 2. Berendsen, Tedom, Cento T100 SP

### 1. Kraftbehov

Strøm kW	96
Varme kW	466

### 2. Spesifikasjoner kogen

Totalvirkningsgrad	0,87
Elvirkningsgrad	0,329
Termisk virkningsgrad	0,541
Driftsutgifter kr/KW	0,05
Strømeffekt KW	255

### 3. Effekt levert fra anlegg

Strøm levert fra motor KW	255
Termisk levert fra motor KW	419
Total energimengde levert KW	674
Naturgassbehov KW	775

### 4. Driftstid

Antall døgn pr år	230
Driftstid pr døgn	8,5
Driftstimer totalt pr. år	1955

### 5. Energimengde pr år til internt bruk

Strøm KWh	187680
Termisk KWh	819763
Total energimengde KWh	<b>1007443</b>

### 6. Energimengde pr år til salg

Strøm KWh	310845
Termisk KWh	0
Total energimengde KWh	<b>310845</b>

### 7. Priser ved kjøp av energi

Gasspris Kr/KWh	0,28
Strømpris Kr/KWh	0,26
Nettleie kr/KWh	0,25
Fastavgift Kr/KWh	0,095
Merverdiavgift	0
Gasspris levert inkl. mva	<b>kr 0,28</b>
Strømpris levert inkl. avg.	<b>kr 0,61</b>
Gasspris/strømpris prosent	<b>46</b>

### 8. Utgifter ved 100 %

#### kogen

Gassutgift	kr 424 276,60
Driftsutgifter	kr 65 914,40
Sum	kr 490 191,00
Moms	kr 0,00
Sum totalt	<b>kr 490 191,00</b>

### 9. Inntekt salg av strøm

Antall kWh	310845
Salgspris	kr 0,25
Sum	<b>kr 77 711,25</b>

### 10. Utgifter ved strøm og gasskjel

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 255 037,38
Strømutgift inkl. avg.	kr 113 546,40
Sum	<b>kr 368 583,78</b>

### 11. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel

Utgift strøm + gasskjel	kr 368 583,78
Utgifter kogen	kr 490 191,00
Inntekt kogen	kr 77 711,25
Sum	<b>-kr 43 895,97</b>

### 12. Lån/inntjeningstid

Investering	kr 1 800 000,00
Rente	5
Nedbetalingsstid år	-----

**Alt. 2. Berendsen, Jenbacher JMS 208 GS****1. Kraftbehov**

Strøm kW	96
Varme kW	466

**2. Spesifikasjoner kogen**

Totalvirkningsgrad	0,811
Elvirkningsgrad	0,387
Termisk virkningsgrad	0,424
Driftsutgifter kr/KW	0,05
Strømeffekt KW	330

**3. Effekt levert fra anlegg**

Strøm levert fra motor KW	330
Termisk levert fra motor KW	362
Total energimengde levert KW	692
Naturgassbehov KW	853

**4. Driftstid**

Antall døgn pr år	230
Driftstid pr døgn	8,5
Driftstimer totalt pr. år	1955

**5. Energimengde pr år til internt bruk**

Strøm KWh	187680
Termisk KWh	706831
Total energimengde KWh	<b>894511</b>

**6. Energimengde pr år til salg**

Strøm KWh	457470
Termisk KWh	0
Total energimengde KWh	<b>457470</b>

**7. Priser ved kjøp av energi**

Gasspris Kr/KWh	0,28
Strømpris Kr/KWh	0,26
Nettleie kr/KWh	0,25
Fastavgift Kr/KWh	0,095
Merverdiavgift	0
Gasspris levert inkl. mva	<b>kr 0,28</b>
Strømpris levert inkl. avg.	<b>kr 0,61</b>
Gasspris/strømpris prosent	<b>46</b>

**8. Utgifter ved 100 % kogen**

Gassutgift	kr 466 775,19
Driftsutgifter	kr 67 599,05
Sum	kr 534 374,24
Moms	kr 0,00
Sum totalt	<b>kr 534 374,24</b>

**9. Inntekt salg av strøm**

Antall kWh	457470
Salgspris	kr 0,25
Sum	<b>kr 114 367,50</b>

**10. Utgifter ved strøm og gasskjel**

Gasskjel virkningsgrad	0,9
Gassutgift	kr 219 902,98
Strømutgift inkl. avg.	kr 113 546,40
Sum	<b>kr 333 449,38</b>

**11. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel**

Utgift strøm + gasskjel	kr 333 449,38
Utgifter kogen	kr 534 374,24
Inntekt kogen	kr 114 367,50
Sum	<b>-kr 86 557,36</b>

**12. Lån/inntjeningsstid**

Investering	kr 2 630 000,00
Rente	5
Nedbetalingsstid år	-----

## Forklaring til kogenkalkulator i Excel

Kogenkalkulatoren er et regneark vi har utarbeidet for å raskt kunne analysere lønnsomheten i kogenanlegg. Den tar utgangspunkt i at det er et eksisterende anlegg for distribusjon av varme og strøm levert fra anlegget. Dette for å få frem om kogenanlegget kan betale seg selv bare ved hjelp av besparelsen på produsert elektrisitet.

Felter merket med gult fylles ut av brukeren.

### 1. Spesifikasjoner kogen.

Spesifikasjoner på virkningsgrader, driftsutgifter og strømeffekt for enheten.

### 2. Effekt levert fra anlegg.

Viser hvor stor effekt som blir levert fra enheten. Naturgassbehovet er utregnet etter virkningsgraden.

### 3. Driftstid.

Verdier for døgn og timer legges inn. Dette gir driftstimer pr. år. 4000-6000 timer er anbefalt av leverandører.

### 4. Energimengde pr år.

Energimengde levert fra anlegget pr. år. Beregnet ut fra spesifikasjoner og driftstid.

### 5. Priser ved kjøp av energi.

Gasspriser, strømpriser, avgifter og merverdiavgift legges inn. Gassprisen blir uttrykt i prosent i forhold til levert strømpris. Dette for å kunne vurdere hvilken gasspris som må til for å få lønnsomhet i forhold til strømpris. For bedriftskunder settes merverdiavgiften og forbruksavgiften lik null.

### 6. Utgifter ved 100 % kogen.

Utgift på energien produsert i enheten. Driftsutgiften går på total energimengde levert.

### 7. Utgift ved 100 % strøm.

Samme mengde energi som levert fra kogenanlegget kjøpt fra kraftleverandør.

### 8. Utgifter ved strøm og gasskjel.

Utgiften for å dekke samme mengde energi som levert fra kogenanlegget. Varmen produsert i gasskjel, og strøm hentet fra kraftleverandør. Virkningsgraden på kjelen må legges inn. Typisk verdi 0,9-0,95 ved nyere kjeler.

### 9. Besparelse kogen v.s strøm.

Viser besparelsen for energi fra kogen i forhold til samme energimengde levert fra strømmettet.

### 10. Besparelse kogen v.s strøm og gasskjel.

Viser besparelsen for et kogenanlegg i forhold til samme energimengde levert fra kraftleverandør og varme produsert i gasskjel.

### 11. Pris pr kWh strøm prod i kogen.

Her trekkes utgiften for å produsere varmen i en gasskjel fra den totale utgiften i et kogenanlegg. Dette for å se hvor mye strømmen som blir levert fra anlegget reelt koster.

### 12. Avgifter spart ved kogen.

Viser hvor mye som blir spart i avgifter på strømmen produsert i kogenanlegget.

### 13. Lån/inntjeningstid.

Utregning av nedbetalingstid på investeringen til kogenanlegget. Årlig netto innbetalingsoverskudd hentet fra punkt 10.

$$\text{Formel brukt: } IT = \frac{\ln\left(1 - \left(\frac{I_0}{B}\right) * r\right)^{-1}}{\ln(1 + r)}$$

Ref. /3/

IT = inntjeningstid (år),  $I_0$  = investering i år null (kr), B = årlig netto innbetalingsoverskudd (kr), r = realrente