

Systemteknik: Kompressorstationer för naturgas

Naturgas G2

Utveckling & Miljö

FUD

FORSKNING - UTVECKLING - DEMONSTRATION

Vattenfall

Systemteknik: Kompressorstationer för naturgas

Naturgas G2

Från BEG	Löpnummer 1987 U(G)1987/43	Datum 1987-10-22	Ki-nr 4231
Författare Albert Strömsjö	Huvudområde/Programområde/Projektori Gasprojekt G2		
Rapporter kan lämnas från Bibl 162 87 Vällingby	Rapporter kan rekvisiteras från Statens Vattenfallsverk Älvkarlebylaboratoriet Dokumentationscentralen 810 71 Älvkarleby Tel: 026-881 00	Projektnummer 98452-02-005	
Vid/Uttärdare <i>Kurt Velikeg</i>	Godkänd <i>Jörd Amido</i>		
Sökord Kompressorstation, Naturgas, Pipeline		Antal textblad	Antal bilagsblad
<input type="checkbox"/> Only summary in English <input type="checkbox"/> Whole report in English <input type="checkbox"/> It exists a brochure in Swedish/English <input type="checkbox"/> Other			

Rubrik

SYSTEMTEKNIK: KOMPRESSORSTATIONER FÖR NATURGAS

Sammanfattning

I denna PM redovisas hur en första kompressorstation i Sverige för den danska naturgasen kan utformas. Tidvis lågt gastryck från Danmark gör denna station något mer komplicerad än senare stationer utefter pipeline förväntas bli.

Kolvkompressorer passar något bättre för denna station än turbokompressorer, som dock är billigare, enklare att underhålla och har mer flexibla driftegenskaper. Driftkostnaderna talar dock för kolvkompressorer, vilket här preliminärt rekommenderas för denna station. Noggrannare kostnadsanalyser behövs som underlag för val.

Som drivanordning föreslås att normalt använda naturgasdrivna kolvmotorer till kolvkompressorer och gasturbiner för turbokompressorer. Ett block med elmotor installeras främst för drift under sommarhalvåret.

Redovisad utformning med turbokompressorer kan med smärre justeringar gälla även senare byggda kompressorstationer, varvid mellankylare för gaskylningen utgår och rörschemat förenklas. Kompressordata behöver troligen bara ändras marginellt.

Anläggningskostnaderna för en komplett driftfärdig station uppskattas till:

Kolvkompressorstation	166 MSEK
Turbokompressorstation	144 MSEK

Delgives: UG, UGC, BEP, BEL, BEZ3, BTV, BEG, BEG1, BEG2, BEG4, BX3, cU, UP, cX, Bibl, UL 10 ex, Swedegas

Innehållsförteckning

- 1 Allmänt
- 2 Förutsättningar
- 3 Kompressortyper/-data
- 4 Drivenergi
 - 4.1 Brännolja
 - 4.2 Naturgas
 - 4.3 Elenergi
- 5 Val av drivmedel/-motor
 - 5.1 Drivmotorer för kolvkompressorer
 - 5.2 Drivmotorer för turbokompressorer
- 6 Systemutformning
 - 6.1 Kolvkompressorer
 - 6.2 Turbokompressorer
 - 6.3 Scrubbers- dränagetank
 - 6.4 Gaskylare
 - 6.5 Bränsle, manöver och instrumentgas
- 7 Tryckbegränsning
- 8 Layout, installation
- 9 Elkraft
- 10 Manöver, reglering och övervakning
- 11 Drift, underhåll, bemanning
- 12 Skydd och säkerhet
- 13 Brandförsvar
- 14 Spillvärme från gasturbiner/- motorer
- 15 Anläggningskostnader

Bilagor

1. Lastkurvor för gasflöde och kompressoreffekt
2. Exempel kolvkompressor/motor kombiutförande
3. Översikt för- och nackdelar med olika drivmedel
4. Varvtalsreglerade elmotorer för kompressordrift
5. Flödesschema kolvkompressorer
6. Flödesschema turbokompressorer
7. Exempel på kylare
8. Schema för bränsle-, manöver- och instrumentgas
9. Layout kolvkompressorer
10. Installationsskiss kompressorer
11. Layout turbokompressorer
12. Installationsskiss turbokompressorer
13. Layout El Kontroll o personalbyggnad
14. Layout. Lager, Verkstad m m
15. Lista över elbehov
16. Elkraftanläggning
17. Kontrollutrustning
18. Energikostnadsjämförelse mellan el och naturgas
19. Verkningsgrader för kompressorer och drivanordningar
20. Anläggningskostnader

SYSTEM TECHNICE: COMPRESSOR STATIONS FOR NATURAL GAS

This memorandum provides an indication of how a first compressor station in Sweden for natural gas can be designed. Periodic low gas pressure from Denmark makes this station somewhat more complicated than later stations along the pipeline are expected to be.

Piston compressors are somewhat more suitable for this station than turbo compressors, although the latter are less expensive, easier to maintain and offer greater operational flexibility. However, piston compressors have been preliminarily recommended for this station since the operating costs are more favourable. More accurate costings are needed as a basis for selection.

As regards drives, it is proposed that use should normally be made of natural gas-driven piston engines for piston compressors and gas turbines for turbo compressors. One unit driven by an electric motor should be installed primarily for use during the summer.

The design presented in this report with turbo compressors can be applied with minor modifications for later compressor stations; the intermediate cooler for gas cooling would be deleted and the pipe system simplified. The compressor data would probably only have to be changed slightly.

The construction costs for a complete, fully-operational station are estimated to be:

Piston compressor station	SEK 166 million
Turbo compressor station	SEK 144 million

FUD - KOMPRESSORSTATIONER FÖR NATURGAS
ANLÄGGNINGSBESKRIVNING

1. Allmänt

Naturgas importeras nu från Danmark och distribueras i södra Sverige. Pipeline förlänges nu norrut mot Göteborg. Gasen distribueras tillsvidare med tryck genererat i Danmark. Efterhand som distributionssystemet utökas och gasflödet i pipeline ökar uppstår behov av att upprätthålla och öka flödet med hjälp av kompressorstationer i Sverige. Denna PM beskriver närmast den första stationen som förväntas förläggas i närheten av Malmö där ledningen från Danmark landar på svensk mark. Nuvarande planer visar att denna station behöver tas i drift år 1990. I PM beskrives data och utförande på de mer väsentliga anläggningsdelarna.

2. Förutsättningar

Enligt nuvarande avtal kan importeras 440 milj. Nm³/år. Med lastfaktor = 0.7 blir detta 72 000 Nm³/h eller 20 Nm³/s. Gastrycket är min 30 bar vid Dragör på danska sidan av sundet c:a 20 km från kompressorstationen. Rördimension 600 mm. Nytt avtal med ökade gasleveranser förberedes nu. Följande data antas gälla för den första kompressorstationen:

gasflöde till Sverige		max 90 Nm ³ /s
gasflöde förbi kompressorstationen		max 20 Nm ³ /s vid 27 bar
"		35 Nm ³ /s vid 50 bar
"		50 Nm ³ /s vid 70 bar
gasflöde genom kompressorstationen		max 90 Nm ³ /s
"		min 20 Nm ³ /s vid 27 bar, inlopp
"		min 35 Nm ³ /s vid 50 bar, inlopp
gastemperatur till stationen		0-25°C
gastemperatur från stationen, normalt		10-35°C
"	max	45°C
tryck före station		max 75 bar
"		normalt 50-60 bar
"		min 27 bar

tryck efter station	max 80 bar
"	medel 60-75 bar
"	min 35 bar

Vidare förusättes:

- o Inget gaslager i Sverige
- o Ingen linpacking utöver dygnsvariationer
- o Nuvarande gaskvalitet från Danmark
- o Fler kompressorstationer tillkommer senare utefter ledningen
- o Gasflödet ökar linjärt från 20-90 Nm³/s mellan 1990 och 1995
- o Första kompressorstationen tas i drift år 1991-92
- o Kompletterande kompressorblock tas i drift 1995

Gasflödet i pipeline förväntas variera under ett driftår ungefär som effekten i ett fjärrvärmesystem. Varaktighetskurvor för gasflöden och erforderliga kompressoreffekter framgår av bilaga 1.

Stationens utnyttjningstid blir c:a 2 000 h/år (utan gaslager).

3. Kompressortyper - data

För kompressordriften kan ovanstående flöden och tryck omskrivas till:

o inloppstryck max	70 bar vid 50-90 Nm ³ /s
normal	50-60 bar vid 35-90 Nm ³ /s
min	27 bar vid 20-50 Nm ³ /s
o utloppstryck max	82 bar vid 20-90 Nm ³ /s
normal	70-80 bar vid 20-90 Nm ³ /s
min	40 bar vid 20-50 Nm ³ /s

Kolvkompressorer

Dessa kan dimensioneras för tryckuppsättningen 27 till 70 bar med flöde max 50 Nm³/s. Tryckuppsättningen blir då 2,6 och total dimensionerande axeoeffekt c:a 6 600 kW uppdelat 3 på kompressorer.

Vid normala driftfall t ex 55 till 80 bar 90 Nm³/s utgör dessa 3 kompressorer 3 x 50% kapacitet. Tryckuppsättningen blir 1,45 och effektbehovet ca 2 x 2 140 kW.

Kompressorerna kan väljas av combityp med gasmotor och kompressor arbetande på samma axel, se bilaga 2. Ett annat alternativ är elmotor eller gasturbin drivande en separat kompressor via växellåda.

Turbokompressorer

Antages här parallellkopplade kompressorer $3 \times 50\%$ vid normaldrift. Seriedrift sker då med två (lägre laster en) parallellkopplade kompressorer matande en tredje i serie för detta mer extrema driftfall. Tryckuppsättningen kan då vara 27-44/43-70 bar med tryckuppsättningen 1,63 på alla kompressorer. De två första parallellkopplade kompressorerna går på ca 50% last. Totalt erforderlig axeoeffekt för driftfallet med max $50 \text{ Nm}^3/\text{s}$ blir ca $5\,200 \text{ kW}$ ($2 \times 1\,850 + 3\,450 \text{ kW}$).

Ett normalt driftfall är 55 till 80 bar, $90 \text{ Nm}^3/\text{s}$ med tryckuppsättningen 1,45 och effektbehovet ca $4\,800 \text{ kW}$. Dimensionerande effektbehov för alla kompressorer blir ca $2\,500 \text{ kW/st}$.

Turbokompressorerna drives normalt med direktkopplad gasturbin respektive med elmotor via en växellåda.

I normala fall dimensioneras turbokompressorer så att de vid seriedrift en kompressor matar en andra kompressor i serie. Detta kan tillämpas även här men ovan föreslaget arrangemang där två kompressorer matar en tredje i serie ger troligen lämpligare kompressorer för den normala paralleldriften. Låga inloppstryck = stora volymflöden = höga inloppshastigheter till kompressorer är motivet till föreslaget att två kompressorer matar en tredje i serie.

Flödesscheman för de två kompressoralternativen framgår av bilagorna 5 och 6. Turbokompressorerna kan behöva mellankylning enligt schema vid seriedriften. Detta komplicerar och fördyrar anläggningen. Kolvkompressorer synes mera lämpliga för här skisserade driftfall.

4. Drivenergi - motortyper

Närmast tänkbara drivenergiformer är naturgas, el och brännolja. Annan drivgas eller ånga torde inte finnas tillgänglig såvida inte lokaliseringen kan kombineras med t ex nya kraftvärmeblock eller nya industrier. En översikt med fördelar rangordnade mellan olika drivmedel framgår av bilaga 3. Nuvarande och förväntade prisrelationer medan energiformerna redovisas i bil. 18.

Verkningsgrader vid olika tryckuppsättningar, dellaster och motortyper framgår av bilaga 18.

4.1 Brännolja

För brännolja är Eo5 LS närmaste alternativet. Sådan olja måste dock lagras och varmhållas både i tank och i ledningar. Maximalt behov blir ca $1,8 \text{ ton/h}$, 42 ton/dygn med 100% Eo5-drift. En lagertank för 500 m^3 + pumpar, för mm kostar ca 1 miljon kronor.

Eo5 kan användas till stora kolvmotorer men inte till gasturbiner utan stora svårigheter. Svavel och NO_x kan ge miljöproblem även om lågsavlig olja användes.

4.2 Naturgas

Naturgas är den mest närliggande drivmedlet och kan användas både för kolvmotorer och gasturbiner. Naturgas är att betrakta som standard drivmedel för praktiskt taget alla kompressorstationer. Den är garanterad tillgänglig till anläggningar då den behövs. Eget utnyttjande har ett reklamvärd för fortsatt naturgasintroduktion i Sverige.

NO_x-problemet finns även för naturgas. NO_x-bildningen i gasturbiner kan vara större än i kolvmotorer på grund av gasturbinernas stora luftöverskott. NO_x-bildningen kan dock reduceras med hjälp av t ex ånginsprutning eller andra temperatursänkande åtgärder i brännkammaren. Garanterade gränsvärden behöver diskuteras med leverantörerna och jämföras med naturvårdsverkets krav. Beprövade reningsmetoder föreligger knappast idag men rening genom katalytisk sönderdelning av NO_x är ett alternativ som idag finns i enstaka anläggningar.

4.3 El-energi

Elkraft är det lokalt sett renaste men också dyraste energislaget. Tillgängligheten mätt vid kompressoraxeln borde vara nästan likvärdig med naturgas. För varvtalsreglering mellan 50-100% användes frekvensreglerutrustning till växelströmsmotorn. Se vidare bilaga 4. Högspänd växelström transformeras ned till ca 2 000 V, 50 Hz, frekvensomvandlas i två steg via likström eller i ett steg direkt till nya frekvensen växelström. Elströmen matas till i princip vanliga växelströsmotorer som driver kompressorerna.

Turbokompressordrift

Speciella högvarvsmotorer för upp till ca 8 000 r/min kan väljas. Erforderligt varvtal är här ca 10 000 r/min. Då detta ändå kräver växel bör ett lämpligt lägre varvtal väljas.

Fortsatt utredning om elmotorerna får utvisa bästa lösningen.

Frekvensreglerutrustningen placeras i elbyggnaden liksom även styrutrustningen. Vid kompressorn installeras elmotor med växel samt smörj- och tätoljesystem gemensamt med kompressorn. Elmotorn kyles med luftkyld värmeväxlare utanför kompressorbyggnaden via ett slutet kylvattensystem med ca 30% glykol mot frysrisk..

Kolvkompressordrift

Dessa bör här dimensioneras för varvtal mellan 200-400 r/min, vilket ger behov av nedväxling från elmotorns normala varvtalsområden eller speciella mångpoliga, stora elmotorer för låga varvtal. Varvtalsregleringen sker via frekvensreglering enligt ovan på ett likartat sätt. Kyllning och installation se turboalternativet.

5. Val av drivmedel - motor

Vägledande för val av drivanordning är naturligtvis aktuella och i framtiden förväntade energipriser. I bilaga 5 redovisas en bedömning av detta. Preliminärt rekommenderas att installera både el- och naturgasdrivna kompressorer. Elmotordrift användes då huvudsakligen sommartid med låga elpriser. Båda drivmedlen ger möjlighet till att ständigt välja lägsta driftkostnad.

5.1 Drivmotorer för kolvkompressorer

För ett kompressorblock väljes alltså elmotorer med varvtalsreglering mellan 50-100% helst utan växellåda mellan motor och kompressor.

De naturgasdrivna kolvkompressorerna drives här med kolvmotorer i kombinerade motor kompressor-block med gemensam vevaxel eller separata kompressorn drivna av gasturbiner via växel. Kombinerade block rekommenderas då de kräver avsevärt mindre plats och ger en enklare installation, se bilaga 2. Anläggningskostnaden blir troligen högre men torde kompenseras med bättre verkningsgrad.

Skulle i framtiden tjockoljepriset väsentligt understiga naturgaspriset kan dessa kolvmotorer troligen konverteras till tjockoljedrift.

5.2 Drivmotorer för turbokompressorer

Minst ett block förses med elmotordrift enligt ovan. Maximalt kompressorvarvtal förväntas bli c:a 10 000 varv/minut. Önskvärt reglerområde 40-100%. Lämplig växellåda installeras mellan elmotor och kompressor.

För naturgas som bränsle användes gasturbin för kompressordriften. Tillgången på gasturbiner med höga verkningsgrader och lämpliga effektorområden är begränsat, varför detta kan komma att styra kompressorblockens storlek.

Kolvmotordrift av turbokompressorer är knappast lämpligt med hänsyn till den stora växellåda som skulle erfordras för den stora skillnaden i varvtal.

6. Systemutformning

6.1 Kolvkompressorer

Ett förslag till flödesschema framgår av bilaga 5. Antalet kompressorblock väljes med hänsyn till tillgängliga alternativ. En kompressor försettes med elmotordrift. Plats reserveras för ett extra block monterat i efterhand då flödet närmar sig designflödet. Gaskylare användes för att begränsa utgående temperatur normalt under 20-35°C. Rörkopplingsschemat blir relativt enkelt då endast parallell drift förekommer.

Om möjligheter föreligger att tillvarataga avgasvärme främst för fjärrvärmearmål installeras en avgaspanna efter varje kolvmotor, eventuellt en gemensam panna.

6.2 Turbokompressorer

Ett förslag till flödesschema framgår av bilaga 6. Vid normal drift d v s inkommende tryck över 50 bar arbetar kompressorblocken parallellkopplade. En eller två block drives med elmotorer. Vid låga inloppstryck och behov av höga utloppstryck behöver kompressorblocken seriekopplas enligt punkt 3 ovan. En grupp mellankylare tillkommer då för gaskylningen.

Om avgasvärme kan tillvaratas förses gasturbinen med avgasvärmeväxlare för t ex ett fjärrvärmesystem.

6.3 Scrubbers - dränagetank

Kompressoranläggningen skyddas för fasta och vätskeformade föroreningar med hjälp av 2 x 50% filter som i första hand avskiljer små tillfälliga mängder av vätskeformiga föroreningar. Dessa avledes kontinuerligt till en trycksatt dränagetank om c:a 10 m³ försedd med nivåindikering och larm för hög nivå. Även filtren förses med larm för hög nivå.

Fasta föroreningar ansamlas i filtren och medför ökat tryckfall. Ett filter skall kunna avställas och rengöras under drift genom det andra filtret. Eventuellt kräver detta dubbla avstängningsventiler med hänsyn till personsäkerheten.

Dränagetanken avstänges, ventileras och slamsuges till tankbil vid behov.

6.4 Gaskylare

Antages här flödesschemor enligt bilagorna 5 och 6. Gaskylarna kyles med luft och dimensioneras för följande ungefärliga data:

Kylare	Flöde max Nm ³ /s	Gastryck bar Pin/Put	Luft temp. °C	Gastemp °C till anl.	0°C i kylare in/ut	Anm.
GK1, GK2	90	50/80	15	20	60/35	Normaldrift
GK1, GK2	90	50/80	25	20	60/45	
GK1 GK2	50	27/70	25	20	100/45	Kolvkompr.
GIK1, GIK2	50	27/44	15	-	60/35	Turbokompr.
GK1, GK2	50	46/70	15	-	75/45	i seriedrift

En kylare i vardera gruppen utgör 100% reserv vid angivna data.

Kylarna utformas i princip enligt bilaga 7. Med hänsyn till snö och is kan övervägas att välja annat utförande inbyggd i en kylarbyggnad med luftflöde in- och ut genom motstående väggar, i detta fall kan redovisat utförande vara acceptabelt och billigare om ljudnivån blir acceptabel.

Kylarna dimensioneras för fullt gastryck 82 bar och temperatur max 120°C. Kyltuberna utföres av förzinkad ståltub med fenor av aluminium. Med hänsyn till ljudnivån kan kylarna behöva förses med lämpliga ljuddämpande anordningar.

6.5 Bränsle-, manöver- och instrumentgas

Ett gemensamt system ordnas för dessa behov. Ett förslag till schema framgår av bilaga B. Delar av detta system bör betraktas som ett avbrottsfritt system varför gasen hämtas i särskild rörledning före gasrenarna, se bilaga 5 och 6.

Gasen renas i vätskeavskiljare och filter, värmes i gaseldade värmepannor före tryckreduceringen som sker i ett steg till stora gasturbinen, två steg till startgassystemet för d:o och två steg för alternativet kolvkompressorer.

Ett särskilt system matar servogas för manöver av alla systemdelar som skall påverkas vid nödstopp. I normalt driftläge är dessa manöverorgan trycksatta. Ett särskilt rörsystem till ett antal möjliga utlösningspunkter i kompressorstationen kan vid nödstopp öppnas vid utlösningsplatsen så att nödsystemets servogas dräneras och samtliga organ intager nödstoppläge. I regel innebär detta att ventilen stänges och gassystemet dräneras på gas.

Ett annat rörsystem levererar gas till de manöverorganen som skall påverkas under normal drift.

En tredje grupp reducerar gas till instrumentgassystemet i form av lågtrycksgas till ett särskilt rörsystem.

7. Tryckbegränsning

Kompressorstationen förses med två dräneringssystem för naturgas mynnande till varsin skorsten c:a 20 m hög. Ena rörsystemet dränerar gas från systemdelar som tömmes på gas i samband med stopp- och driftomläggningar. Detta system kan vid utloppet behöva särskilda ljuddämpande anordningar.

Andra systemet dränerar gas från säkerhetsventiler i alla gassystemdelar. Detta system förväntas avblåsa gas mera sällan och ljuddämpare är kanske onödiga vid utloppet.

Rörsystemen förlägges vätskedränerande huvudsakligen i mark för att minska ljudnivån.

8. Layout, installation

Layouten är naturligtvis beroende på den tomt som väljes för kompressorstationen. Principförslag framgår dock av bilagorna 9 och 11. Bilaga 9 visar alternativet kolvkompressorer i kombiutförande med gasmotorer. Utvisad tomta är c:a 110x140 m.

Bilaga 11 utvisar ett förslag med turbokompressorer. En sådan anläggning får något mera komplicerad rörinstallation men använder ungefär samma tomta 120 x 125 m.

Installationsskisserna bil. 10 och 12 ger en mer detaljerad bild av respektive block. Turbokompressorn + diverse hjälputrustning bör byggas in i en enkel plåtbyggnad. Gasturbinen behöver inget extra skydd utöver egen casing. Elmotorn bör förses med ett skyddstak mot nederbörd.

Säkerhetsavståndet till pipeline kan ev. behöva ökas med ca 25 m h t svenska föreskrifter.

9. Elkraft

En grov uppskattnings matas med att stationens elkraftanläggning matas med 40 kV högspänning från det yttre elnätet. Som alternativ högspänningssättning är 20 kV eller 70 kV också möjligt. Stationens geografiska läge och vilket yttre elnät med erforderliga prestanda som finns tillgängligt blir avgörande för vilken inkommande högspänningssättning som kan erhållas.

Inkommande 40 kV ledning matar via en stationstransformator 10 kV till stationens huvudställverk. Från 10 kV fördelar elkraften dels till en transformator för den eldrivna kompressorn och dels till två transformatorer 10/0,4 kV för stationens övriga elkomponenter.

Beskrivning av stationens elkraftsystem redovisas i bilaga 16.

Elmatningen till den varvtalsreglerade eldrivna kompressorn utgör ett särskilt system med speciella arrangemang vilka redovisas i bilagorna 4:1 och 16.

10. Manöver, reglering och övervakning

Preliminärt räknas med att anläggningen normalt är bemannad dagtid vardagar. I övrigt är den obemannad och fjärrövervakad från lämplig central. Anläggningen förses med fullständig automatik för in- och urkoppling av kompressorer och andra normala drifttätigster. Komplett utrustning för den lokala och fjärrkontrollerade driften installeras inklusive erforderliga larmsignaler. Brand- och gasvarningssignal inkopplas även till brandkåren. I övrigt se bilaga 17.

Vitala fel medför partiell eller total automatisk avställning av stationen varvid reserv inkopplas alltefter tillgång. Särskild journalpersonal skall finnas kontinuerligt tillgänglig för åtgärder på stationen inom 4 timmar. Vid brand- eller gaslarm ingriper brandkåren snarast.

11. Drift, underhåll, bemanning

Som ovan nämnts räknas med att anläggningen är bemannad dagtid vardagar för tillsyn och underhåll.

Denna personal skall normalt inte delta i driften som sköts från en gemensam kontrollcentral för pipeline. Större underhållsarbeten utföres av inhyrd personal från leverantörer.

12. Skydd och säkerhet

Anläggningen förses med alla de skyddsåtgärder som normalt krävs i föreskrifter av myndigheterna. Därutöver förses anläggningen med de anordningar som krävs för att skydda utrustningen och säkerställer tillgängligheten. Olika fel utlöser olika grader av avställningar från inkoppling av reserv, avställning av en kompressor eller i svåraste fallet avställning och nerbläsning av hela stationen. Utrustning för manuella nødstopp placeras på strategiska punkter i anläggningen och vid utgångar.

Erforderliga åtgärder skall detaljstuderas med utländska anläggningar som förebild.

13. Brandförsvar

Anläggningen förses med ett antal brandposter placerade vid naturliga angreppspunkter för eventuella bränder. Brandposterna förses med kopplad brandslang med munstycke. Systemet matas från ordinarie sötvattentillförsel. Därutöver ordnas vid entré möjlighet för brandkår att ansluta sin utrustning.

Automatisk brandsläckning med halongas ordnas vid gasturbiner i elcentraler och kontrollrum och eventuella andra viktiga lämpliga platser.

Gas- och brandlarm installeras på alla viktiga punkter i anläggningen. 3 typer av larmordningar användes.

- o Rökdetektor
- o UV-detektor
- o Värmedetektor

Vardera systemet ger separata larm. Då larm av två skilda typer inkommer samtidigt utlöses nødstopp för berörd anläggningsdel.

Brandlarm indikeras i särskilt brandlarmsskåp tillgängligt för brandkåren som alltid får larm då larm indikeras i skåpet.

14 Spillvärme från gasturbiner/- motorer

Möjligheterna att tillvarataga spillvärmen från de heta (ca 500°C) avgaserna främst till ett fjärrvärmennät bör undersökas närmare. Merkostnaden för att komplettera i kompressorstationen är ca 500 kr/kW tillvaratagen värme motsvarande 1,5-2 öre/kWh värme. Tillgång och behov stämmer väl med årtiderna för fjärrvärmennätet i allmänhet om man använder spillvärmen. Värmeeffekten är då ungefär lika med nyttig kompressoreffekt.

Möjligheterna att använda spillvärmen beror främst på lokaliseringen av kompressorstationen i förhållande till lämplig fjärrvärmennät. Avståndet till en anslutningspunkt i ett befintligt fjärrvärmennät bör kanske inte överstiga 3 km. För detta avstånd blir fasta ledningskostnader ca 10 öre/kWh värme.

15. Anläggningskostnader

För att belysa kostnaderna att färdigställa en kompressorstation ent. denna PM har upplysningsofferter infördrats och erhållits för lämpliga kompressorblock.

Från tidigare arbeten har framkommit att i offerterna angivna priser utgör ca 40% av total anläggningskostnad som därmed kunnat uppskattas. Resultatet redovisas i bilaga 20.

Medelpriserna för kolv- respektive turbo-kompressorer blir enligt bilagan

Kolvkompressoranläggning	166 MSEK
Turbokompressoranläggning	144 "

Skillanden 22 MSEK eller 15% billigare anläggning med turbokompressorer talar för detta alternativ men kolvkompresörernas bättre verkningsgrad ger högre besparing.

Beräknat enligt bilaga 1 är utnyttjningstiden för installerad motor-effekt ca 2000 h/år. Energiförbrukningen per år för de två alternativen blir om verkningsgraderna antages till 0,25 för turbo och 0,37 för kolvkompresörer.

$$\text{Turbo } 2 \times 2400 \text{ kW} / 0,25 \cdot 2000 = 38400 \text{ MWh/år}$$

$$\text{Kolv } 2 \times 2140 \text{ kW} / 0,37 \cdot 2000 = \underline{\underline{23135 \text{ MWh/år}}}$$

$$\text{Skillnad } 15265 "-$$

Extra gaskostnaden blir med gaspriset 1,70 SEK/kWh:

$$15265 \cdot 170 = 2595000 \text{ SEK/år} = 2,6 \text{ MSEK/år}$$

Kapitaliserat efter 6% ränta och 25 år ($R = 12,8$) blir nuvärdet:

$$\text{Nuvärde} = 2,6 \cdot 12,8 = 33 \text{ MSEK för insparat bränsle.}$$

Vilket skall jämföras med 22 MSEK enl. ovan

Vissa skillnader kan föreligga i underhålls- och andra driftkostnader. Detta har inte hunnit utvärderats. Preliminär bedömning talar dock för att välja kolvkompresörer för denna station.

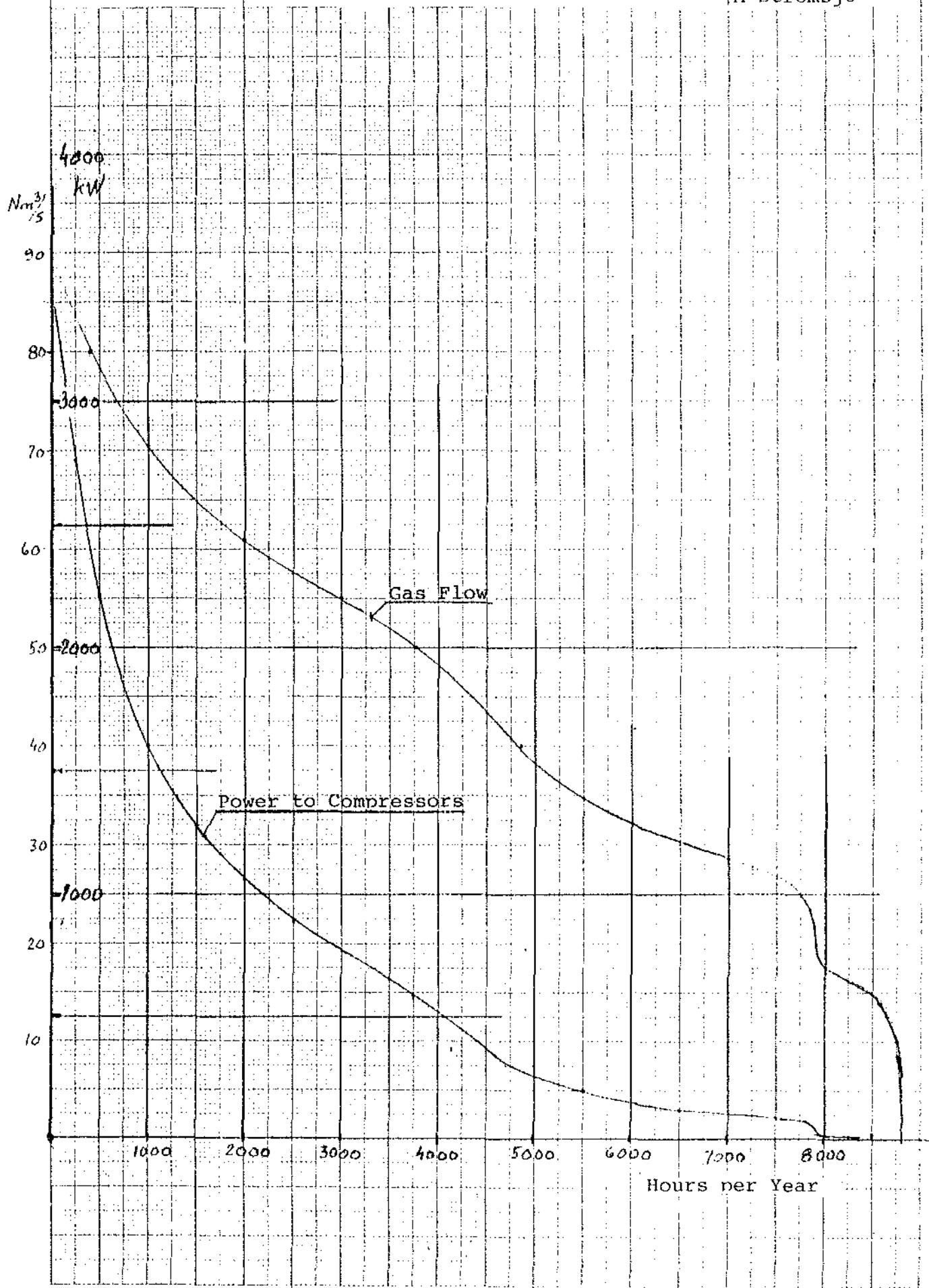
FUD Compressor Stations

Enclosure 1

System Load Curves

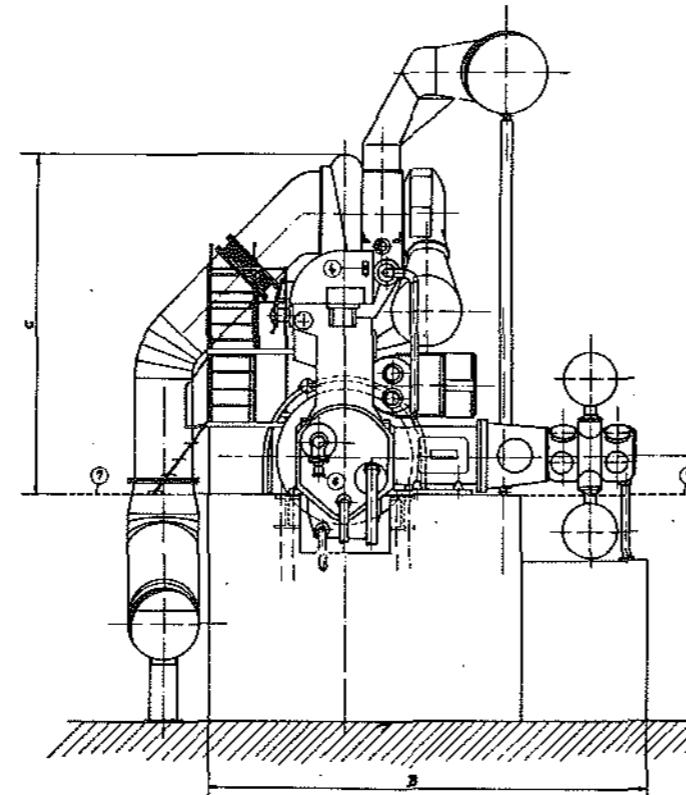
1986-12-05

A Strömsjö

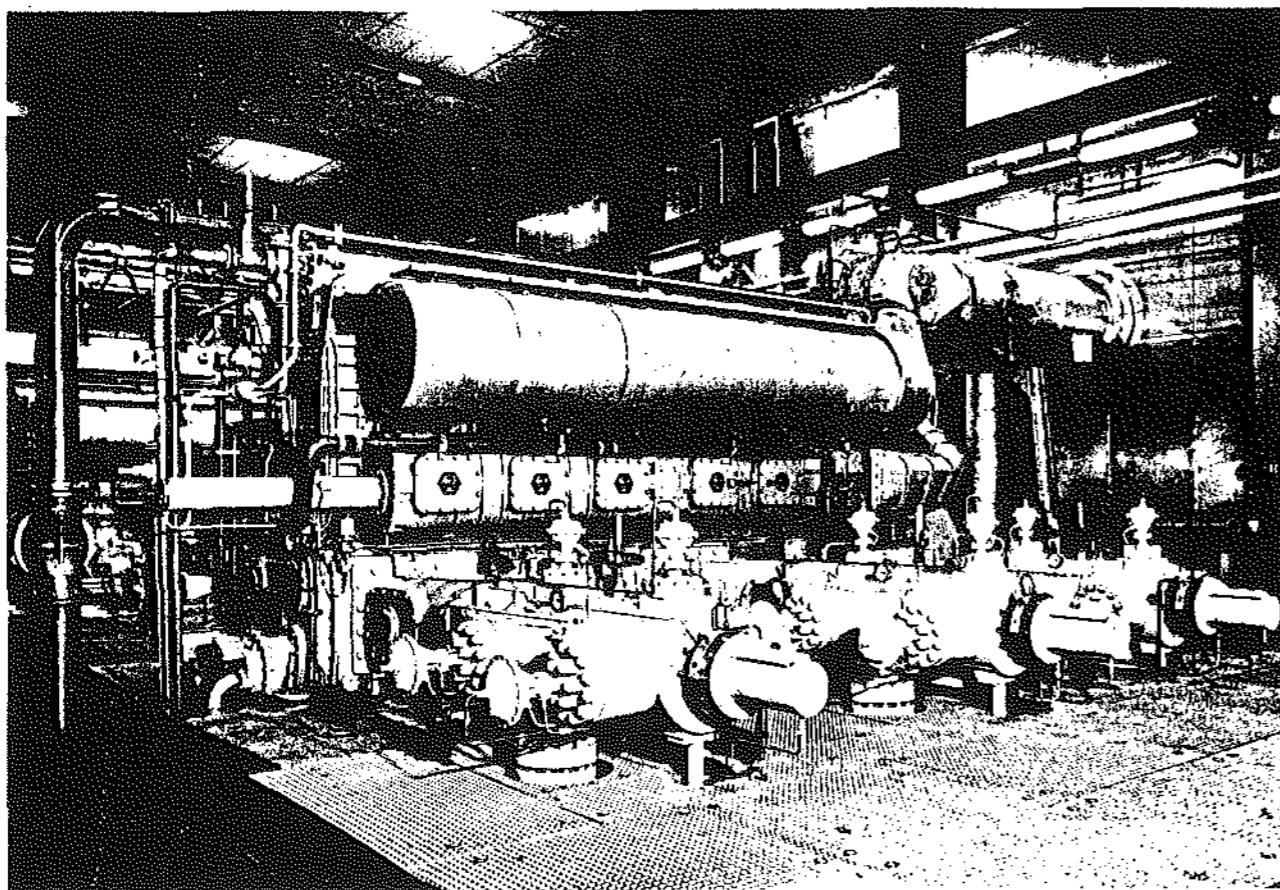


A continuous and therefore economical adaption of delivery volume of the compressor according to the prevailing service conditions is thus ensured. In special cases the gas engine compressor can be equipped with a pressure type regulator which by acting on the speed governor keeps a constant suction pressure or discharge pressure. Upon request our units can be equipped for semiportable operation in the gasfield with all necessary accessories like air cooled gas, jacket water and oil cooling equipment, separators, starting air compressors, fuel gas precompressors and can be built as skid mounted units.

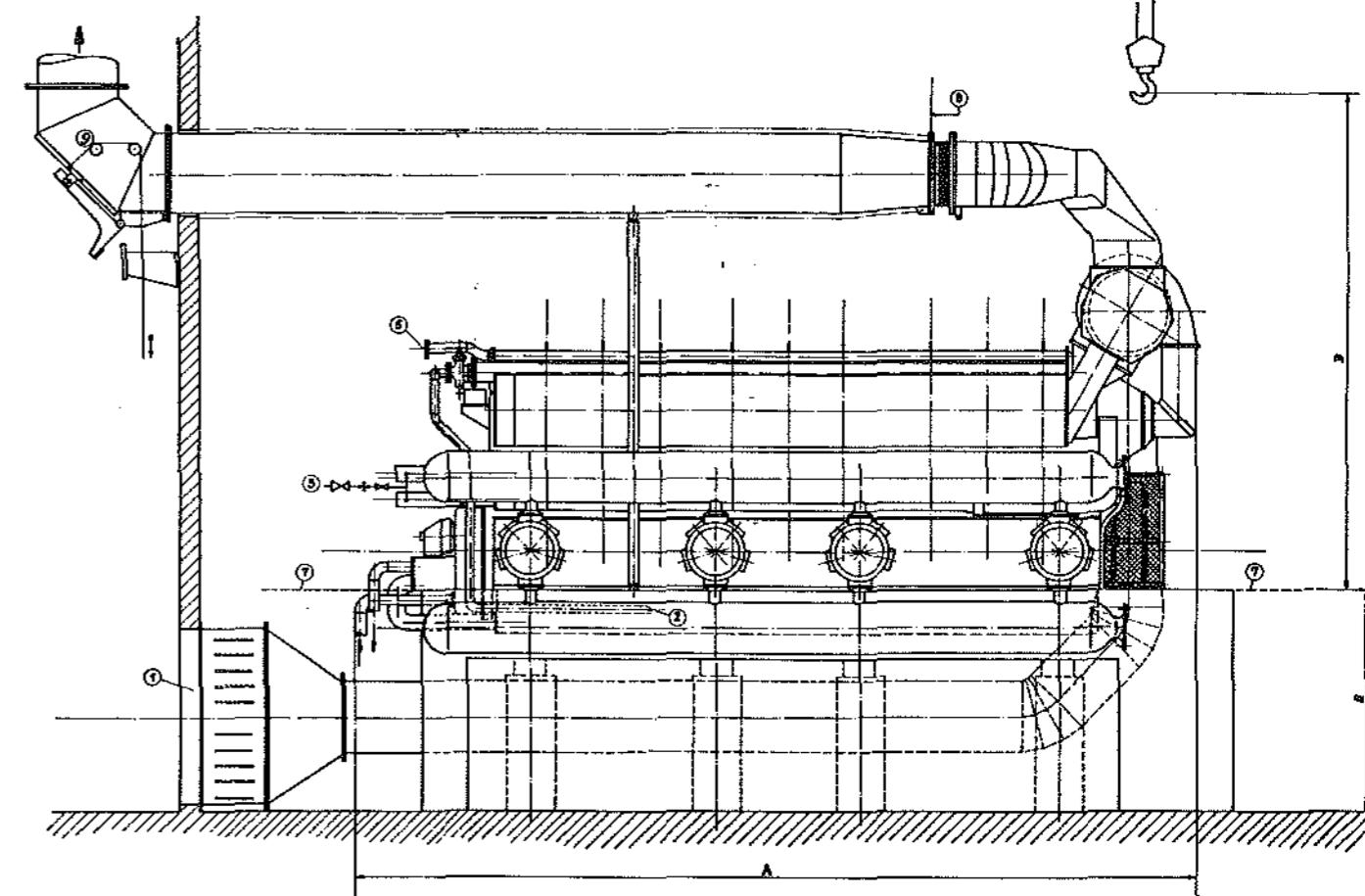
- 1 air inlet and air intake filter
- 2 fuel gas supply
- 3 compressed air supply
- 4 starting air supply
- 5 engine cooling water discharge
- 6 engine cooling water inlet
- 7 grating
- 8 standard limit of supply for exhaust line
- 9 90° bent with explosion protection cover



6-cylinder gas engine compressor of II Series, model VM 6-1500 S Go (ex) as fully automatic units in a large underground storage system



Installations drawing for a gas engine compressor of II Series



Dimensions for model VM 9-2500 S Go
A = 10600 mm (418 in), B = 5400 mm (213 in), C = 3950 mm (156 in), D = 6000 mm (236 in), E = 2800 mm (110 in)

Technical data

A I Series

Gas engine compressor model corresponding to gas engine	VZ 6 G A 6-600 G	VZ 8 G A 8-800 G	VZ 12 G A 12-1200 G
No. of possible compressor cylinders	2	3	3
Stroke: engine part		340 mm	
compressor part		250 mm	
Piston speed at $n=550 \text{ min}^{-1}$ (rpm.)			
engine part		6,23 m/sec	
compressor part		4,59 m/sec	
Output of engine part at $n=550 \text{ min}^{-1}$ (rpm.)	kW (HP)	404 (550)	539 (733)
			808 (1100)

II Series

Gas engine compressor model corresponding to gas engine	VM 6-1500 M 6-1500 G	VM 7-1750 M 7-1750 G	VM 8-2000 M 8-2000 G	VM 9-2500 M 9-2500 G
No. of possible compressor cylinders	3	4	4	4
Stroke: engine part		560 mm		
compressor part		420 mm		
Piston speed at $n=333 \text{ min}^{-1}$ (rpm.)				
engine part		6,22 m/sec		
compressor part		4,66 m/sec		
Output of engine part at $n=333 \text{ min}^{-1}$ (rpm.)	kW (HP)	1236 (1680)	1443 (1960)	1649 (2240)
a) non supercharged engine				1855 (2520)
b) supercharged engine	kW (HP)	1656 (2250)	1856 (2525)	2208 (3000)
				2484 (3375)

FUD-KOMPRESSORSTATIONER
Rangordnade fördelar med olika drivmedel

Översikt

Som drivmedel för gaskompressorerna görs följande bedömning av tänkbara drivmedel:

Rangordning 1, 2, 3 1 = bäst, 3 = sämst

Fördel	Natur-gas	Ei-kraft	Bränn-olja	Anm
Säker energitillgång	1	3	2	Vid kompr.-axel
Hög verkningsgrad	2	1	3	Inom anläggningen
Rena avgaser	2	1	3	Inom anläggningen
Låg bullernivå	2	1	3	
Enklare anläggning	1	2	3	Inkl energitillförsel
Enklare drift	2	1	3	
Enklare underhåll	2	1	3	
Enklare brandskydd	3	1	2	Elmotorer IP 54
Mindre brandrisk	3	1	2	
Lägre anl.-kostnad	1	3	2	Osäkert
Bästa totala till-gänglighet	1	2	3	

FUD- KOMPRESSORSTATIONER FÖR NATURGAS

Varvtalsreglerade elmotorer för kompressordrift

ALLMÄNT

För introduktionen av naturgas i Sverige erfordras efterhand ett antal kompressorstationer för att leverera gasen i ökande takt till allt fler konsumenter utefter ledningen. Vi har tidigare studerat stora kompressorstationer för överföring av gas från Nordnorge till kontinenten. Preliminära studier visade då att elmotorer var lämpliga som komplement till gasturbindrift av turbokompressoror. Detta trots att utnyttjningstiden var lång, mer än 7000 timmar per år. PGT-utredningen föreslog tyristormatade frekvens/varvtalsreglerade synkronmotorer i storlekar upp till ca 20 MW. Turbokompressorerna var valda för liten tryckuppsättning, 1,5-1,8, och varvtalen kunde anpassas utan växel mellan kompressor och elmotor.

För kompressorstationer i nu aktuell pipeline kan gälla samma förutsättningar utom beträffande effekterna som är avsevärt lägre.

I denna PM studerad kompressorstation kräver dock en ovanligt hög tryckuppsättning och ger därmed speciella förutsättningar. Som alternativ förslås både högvarviga turbokompressorer och lågvarviga kolvkompressorer. Alternativen ger helt skilda krav på elmotorerna.

2. VAL AV VARVTAL

För att ernå god ekonomi, enkel drift och kontinuerligt variabelt flöde inom vida gränser erfordras varvtalsreglerade motorer/kompressoror. Stry pregling är i regel oekonomiskt och kan heller inte användas p g a att gastemperaturen då blir svår att kontrollera.

För här aktuella elmotorer bör enligt bilaga 4:1 väljas tyristormatade frekvensreglerade motorer av synkrontyp. Vid lägre effekter <2 MW väljs normalt asynkronmotorer.

2.1 Höga varvtal

Dessa motorer är aktuella för turbokompressoror. Standard elmotorer är normalt utförda för max 3600 r/min vid 60 Hz. I Sverige används dessa 2-poliga motorer för 3000 r/min vid 50 Hz. Poltalen ökar sedan med val av sjunkande varvtal.

För större elmotorer begränsas maximala varvtalen efterhand. Speciella motorer för särskilt höga varvtal utförs dock med varvtal upp till ca 8000 r/min, se bil. 4:2.

Önskas högre varvtal än så måste växellåda användas varvid också en billigare flerpolig motor kan väljas.

Högvarviga motorer körs normalt mellan första och andra kritiska varvtalet varav det andra normalt ligger på drygt det dubbla första kritiska varvtalet. Skulle man behöva ett arbetsområde som inte får plats mellan dessa kritiska varvtalen måste man föreskriva ett förbjudet arbetsområde runt det första kritiska varvtalet.

2.2 Låga varvtal

Dessa motorer är aktuella för kolvkompressorer. Standardmotorer finns i mångpoligt utförande för varvtal ner mot 300 r/min, 50 Hz. Med frekvens/varvtalsreglering kan även här obegränsat låga varvtal erhållas om effektbehovet är proportionellt mot varvtalet. Om maximal effekt erfordras inom ett större varvtalsområde blir områdets lägsta varvtal dimensionerande för både motor och elnätande utrustning.

Då ändå varvtalsreglerutrustning erfordras kan denna väljas så att onödigt mångpoliga motorer undvikas. Effektbehovet vid låga varvtal styr dock i hög grad valet av motorstorlek.

Då kolvkompressorer väljes är ofta både flöde och tryckuppsättning starkt varierande vilket försvarar motorvalet.

3. VAL AV VÄXELLÅDA

Dessa utföres för fasta varvtalsförändringar mellan motor och kompressor. En viss motvilja föreligger hos konstruktörer att införa växellådor. Följande nackdelar kan anföras:

- o kräver extra utrymme
- o effektförlust, sämre verkningsgrad
- o extra utrustning, mer underhåll (lager, kylare, oljecirkulation)
- o sämre tillgänglighet med ökad komplexitet

Fördelarna med att införa växel kan vara:

- o friare val av båda motor och kompressor
- o standardmotorer kan användas
- o lägre totalkostnad

Allmänt sett kan sägas att växellådor är säkra komponenter med 15-20 års livslängd och hög tillgänglighet (MTBF > 200 000 h) och små underhållskostnader. Effektförlusterna uppgår till cirka 1-2% av överförd effekt. Förlusterna är proportionella mot utväxlingen och avledes med cirkulation och kylining av smörjoljan.

3.1 Högre varvtal

Växel för att öka varvtalet kan förekomma för turbokompressorer med större tryckuppsättningar. I denna PM skisserad kompressorstation behöver turbokompressorer för cirka 10 000 r/min. En växel med utväxling 1:3,5 kan vara aktuell med motor i standardutförande.

3.2 Lägre varvtal

Sådan växel kan vara aktuellt för elmotordrift av kolvkompressorer. Varvtal ner mot 100 r/min förekommer för dellaster. Alternativet mångpolig frekvensreglerad motor utan växel kan studeras och jämföras men torde normalt vara ett sämre alternativ.

4. EFFEKTBEHOV

För kompressorer till en pipeline är normalt effektbehovet en funktion av flöde + tryckfall d v s hastighet \times (hastighet)² = (hastighet)³. Varvtalet är i sin tur direkt proportionellt mot flödet. Effektbehovet för t ex 50% flöde (vid varvtalet 50%) blir då bara 12,5% av effekten vid fullt flöde.

För t ex gaslager gäller andra förutsättningar. Variationer i lager- och pipeline- tryck ger olika tryckuppsättningar i kombination med varierande flöden.

Elmotorerna kan i regel avge ungefär konstant vridmoment i varvtalsområdet 50-100%. Detta innebär att maximalt tillgängliga effekter är direkt proportionell mot varvtalet i detta område. Då större effektbehov än så föreligger blir dessa krav dimensionerade. Kraven bör då närmare studeras.

Bilaga 4:3 visar ungefärliga effektbehov till kompressorerna vid dimensionerade flöden och varierande tryck före kompressorn.

5. VAL AV SPÄNNING/STRÖMSTYRKA

Högspänningssmatningen till stationen behandlas i bilaga 16. För frekvensreglerutrustningen till dessa mototer användes sedan en separat transformator med eldata valda av motorleverantören.

6. INSTALLATION

Kompressorer med drivanordningar uppställes i hallar eller enklare separata byggnader. Gasinstallationerna kräver explosionssäkert utförande på all elutrustning i dessa byggnader. Elmatande utrustning placeras i särskild elbyggnad tillsammans med manöver- och övervakningsutrustning.

Motorerna kyles med intern luftcirkulation över inbyggda vattenkylare. Kylvattenkretsen kyles i sin tur med utomhus uppställda luftkylare.

7. KOSTNADER

Bilaga 4:2 visar också priset som funktion av axeleffekten för en normal motor med omriktare. För en växellåda tillkommer ytterligare ca 10%

FUD - COMPRESSOR STATION FOR NATURAL GAS

VARIABLE SPEED ELECTRICAL MOTOR DRIVES FOR GAS COMPRESSORS

Introduction

In gas pipe lines the compressors are normally gas turbine driven. An interesting alternative or complement is an electrical drive system comprising a frequency convertor fed synchronous motor which has some advantages over the GT drives, e.g. high efficiency over a wide stepless speed range, high reliability and low maintenance costs. A compressor station furnished with one 100 % GT drive and one 100 % electrical drive can always utilize the cheapest form of energy at the moment.

The electrical variable speed motor drives are based on the use of power thyristors. There has been a very fast development in this field during the last decades which has enabled the design of large static frequency convertors up to 40 MW.

The motors used for this purpose are normally of synchronous type. To reach the speed range needed for compressor drives there are two possibilities, one of which is to use a "common" motor for four or more poles together with a transmission gear.

A more efficient method is to use a two pole motor of turbo type designed for the compressor speed, thus avoiding the efficiency drop of 1 - 1.5 % in the gearbox.

Up till now about 10 - 20 high speed motors are in service in the world and they can therefore be considered to have a proven design.

Convertor Design

The basic circuit diagram for a 6-pulse synchronous motor drive fed from a static frequency convertor is shown in Figure 1.

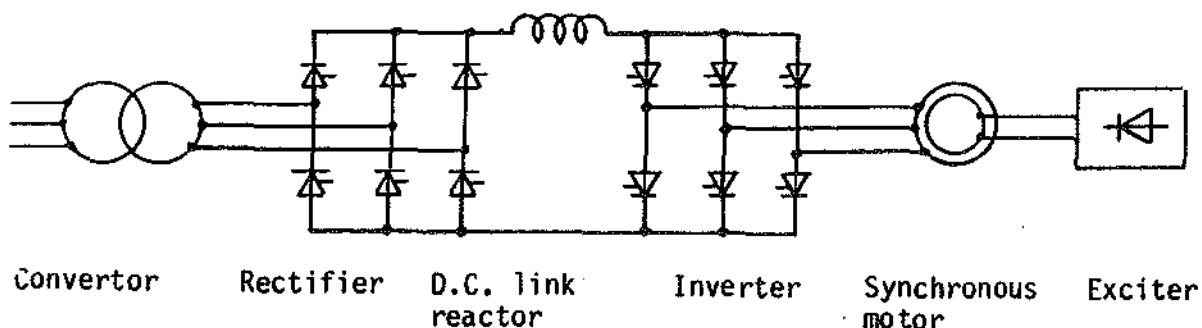


Fig. 1. Variable speed synchronous motor drive

The system is connected to the net via a transformer. Its secondary voltage is adapted to the ratings of the rectifier. Today's thyristors have so high ratings that no parallel branches are normally needed.

On the other hand there must be a few thyristors in series to obtain the adequate voltage capability.

In order not to exceed the short circuit strength of the thyristors the transformer has to be designed for a suitable reactance. The DC is smoothed in a DC link reactor before it enters the DC/AC inverter that feeds the synchronous motor with an AC corresponding to required power and speed.

Commutation

Within the normal regulation range both convertors are line commutated; the supply convertor by the net and the motor convertor by the motor. The reactive power necessary for the commutation is taken from the net to the rectifier and from the overexcited synchronous motor to the inverter. The motor convertor commutation is controlled by the stator voltage and frequency which means a stable operation without oscillations.

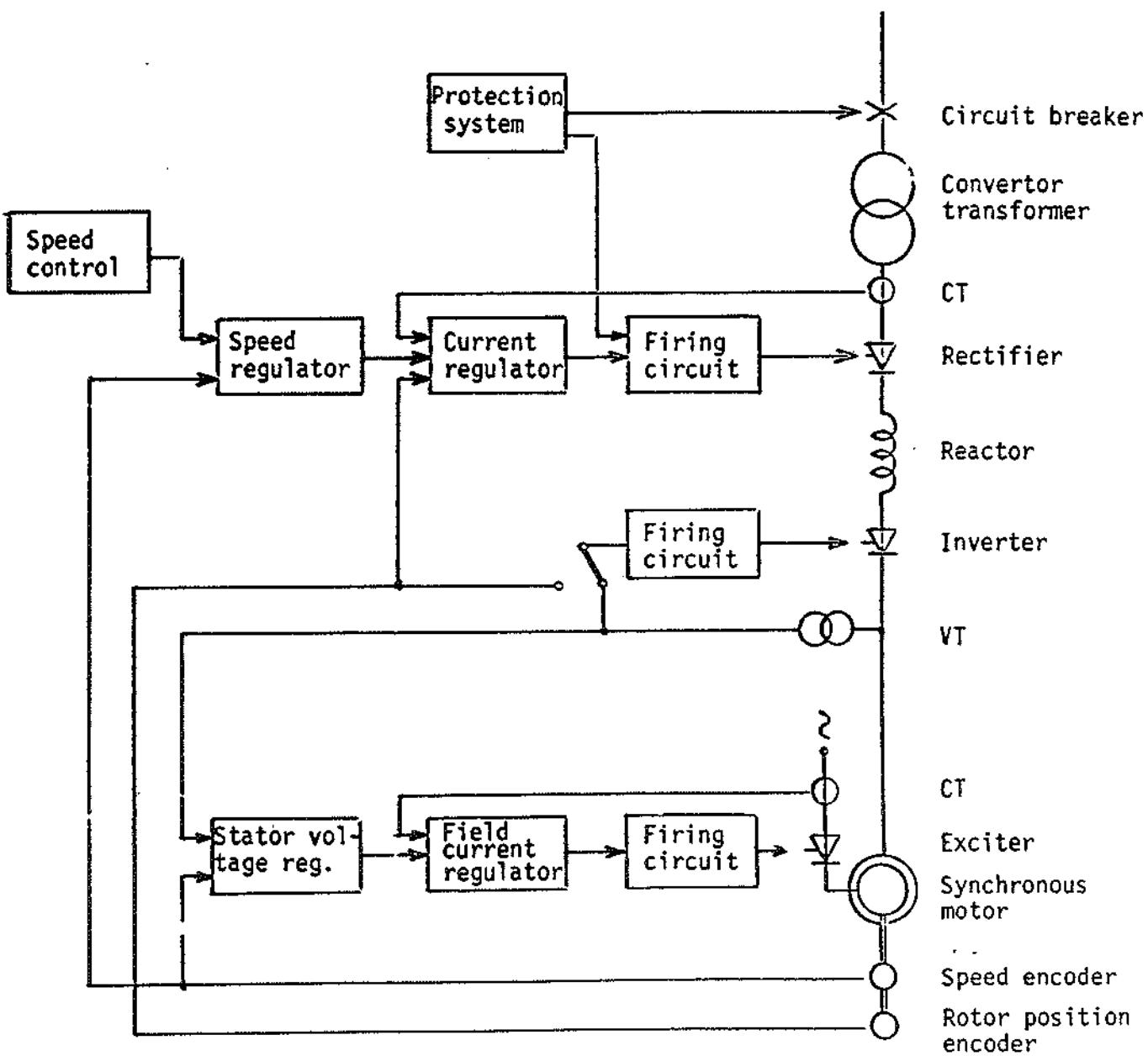
At low speeds - 0 to about 10 % of rated speed - the motor cannot provide sufficient voltage to commutate the motor convertor. Therefore pulsed commutation is carried out through the supply convertor by reducing the DC current to zero for a period of about 10 ms.

With pulsed commutation the motor is operated at a power factor of 1, which enables high starting torque. Therefore the motor can be started with a current not exceeding the maximum load current. At these low speeds the motor convertor commutation is controlled by a rotor position encoder.

Control System

The principles of the control system are shown in Figure 2.

Fig. 2. Simplified diagram of control system



There are mainly two control units in the motor drive system. The first one is a speed regulator with a subordinated current regulator. That regulates the current output from the rectifier. Transferred to the synchronous motor via DC link and inverter the current creates the motor torque needed for achieving the desired motor speed.

The second control unit regulates the motor exciter and is composed by a stator voltage regulator with a subordinated field current regulator.

From low speed up to nominal speed this regulator provides a stator voltage proportional to the frequency resulting in constant flux and torque all over the operational range.

Synchronous Motor

A synchronous motor for a direct drive of a gas compressor must have a speed rating suitable for the compressor. That means 8000 rpm or even higher. Today it seems to be a limit in the 8000 rpm range which probably means that a compressor for electrical drive might have a slightly lower speed rating than that for a GT drive if a gear is not used.

The speed limitation is also a question of critical speeds for the shaft. The motor has to be designed in such a manner that no critical speeds appear in its normal speed range. Thus the first critical speed should preferably occur between 40 and 50 % speed and the second one just above the runaway speed. The starting equipment will bring the motor straight through the first critical range. An automatic device can also be arranged to prevent operation in the dangerous interval.

The non-sinusoidal current coming from the convertor causes some undesired phenomena in the motor, such as increasing losses and pulsation torques, but they can be handled.

The motor will be provided with class F insulation but be designed such that class B temperatures will not be exceeded at design flow (DCQ) operation and class F temperatures not at maximum design flow (1.1 x DCQ).

The starting time - from zero speed to full load - is less than one minute. The motor will be cooled by circulating air.

The protection form of the motor shall be at least IP54. The closed air cooling system will be slightly pressurized from a separate clean air system to prevent gas coming into the motor causing explosion risks.

Excitation System

The synchronous starting of the machine demands field current from standstill. This can be realized with a brushless system which offers some advantages in this application. Figure 3 shows how a brushless excitation system can be designed for a synchronous motor drive.

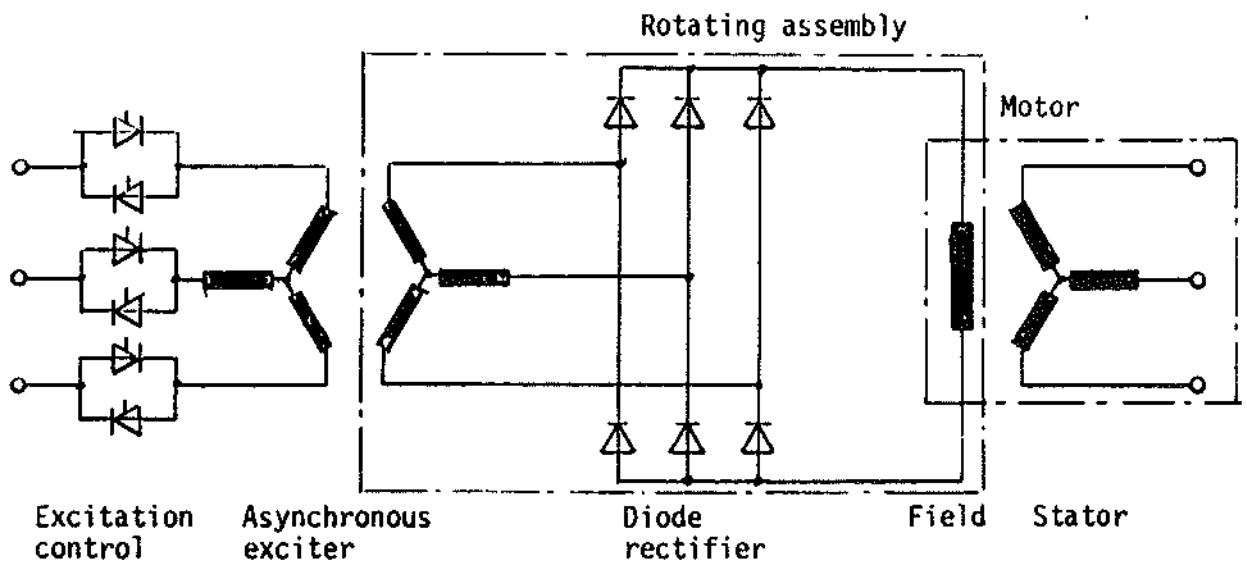


Fig. 3. Brushless excitation

The excitation power is transmitted through an asynchronous exciter. The magnetic flux in its stator rotates opposite to the running direction of the rotor enabling transmission of power at all speeds.

Influence on the HV Network

Static convertors generate harmonics to the network. The most embarrassing are the 5th and 7th from a 6-pulse convertor. These two harmonics can be avoided if the convertor is designed for 12-pulse operation. The principles for a 12-pulse convertor appear from Figure 4.

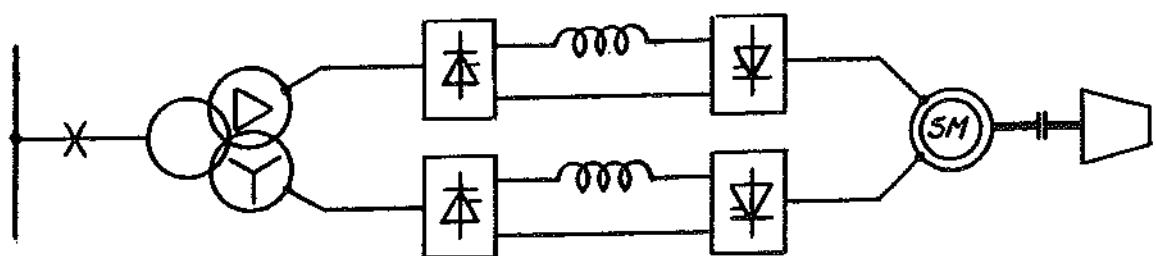


Fig. 4. Typical design for 12-pulse arrangement

With this arrangement the synchronous motor will be provided with two different stator windings 30 degrees apart which eliminates the influence of the 5th and 7th harmonics in the rotor.

There are still harmonics left but of lower magnitude, e.g. the 11th and 13th. If necessary they can be reduced by means of tuned filters.

The reactive power consumed by the net convertor for commutation is almost constant within the normal speed range of the drive. At rated speed the power factor will be 0.85 - 0.9 leading. If this reactive power is not available from the network to a reasonable price a more economical way could be to install a capacitor bank in the station.

Efficiency

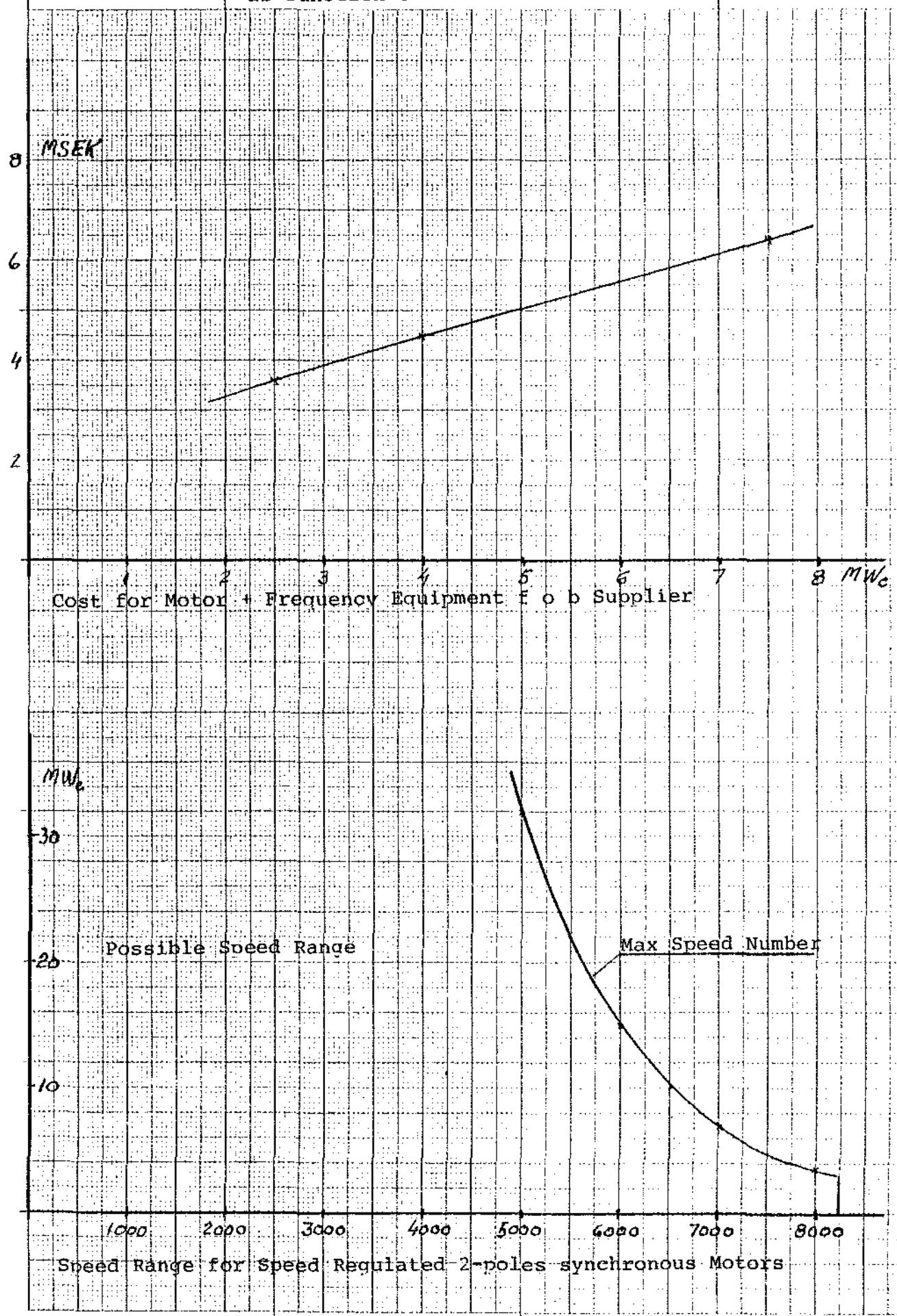
All components included in a drive of the kind described have extremely low losses resulting in a very high overall efficiency for the drive. At rated speed and load it will be about 95 %. Still at 50 % speed - which means a very low load - the efficiency will be as high as 92 %.

Conclusions

A static frequency convertor fed synchronous motor drive offers an excellent alternative or complement to a gas turbine drive. The most distinguished property in comparison with a GT drive is the high efficiency all over the operation speed range but it can also compete in other aspects, such as reliability, installation and maintenance costs.

FUD Compressor Stations
 El Motor Drive
 Costs and Max Speed Number
 as function of Power

Appendix 4:2



Appendix 4:3

POWER TO RECIPROCATING COMPRESSOR

```

10 LET V=45
20 PRINT "POWER TO COMPRESSOR"
30 FOR P=55 TO 80
40 LET E=V*594*((80/P)^.219-1)
50 PRINT E,P;
60 NEXT P
    
```

Ready

Normal running. Parallel drive									E = Power, kW
POWER TO COMPRESSOR									V= Gas Flow, Nm ³ /sec
2288.92	55	2171.64	56	2059.83	57	1950.38	58	1843.21	59
1238.23	60	1635.37	61	1534.54	62	1435.67	63	1339.7	64
1243.55	65	1150.18	66	1058.51	67	968.494	68	880.086	69
793.219	70	707.654	71	623.942	72	541.431	73	460.294	74
380.483	75	301.956	76	224.684	77	149.62	78	73.7340	79 0
80									

↑ ↑

E P

```

10 LET V=25
20 PRINT "POWER TO COMPRESSOR"
30 FOR P=37 TO 70
40 LET E=V*594*((70/P)^.219-1)
50 PRINT E,P;
60 NEXT P
    
```

Ready

Max ratio. Parallel drive									P _{out} = 70 bar
POWER TO COMPRESSOR									
3445.07	27	3299.94	28	3161	29	3027.77	30	2893.66	31
2276.82	32	2658.48	33	2544.39	34	2434.31	35	2320	36
2226.24	37	2125.8	38	2029.51	39	1936.18	40	1845.65	41
1757.77	42	1672.41	43	1589.43	44	1508.73	45	1430.17	46
1353.68	47	1279.14	48	1206.47	49	1135.59	50	1066.41	51
998.868	52	932.891	53	868.412	54	805.377	55	743.721	56
683.394	57	624.343	58	566.52	59	508.679	60	454.370	61
399.974	62	346.634	63	294.312	64	242.377	65	192.597	66
145.14	67	94.6726	68	46.9876	69	0	70		

Ready

POWER TO TURBO COMPRESSOR

10 LET V=40
 20 PRINT "POWER TO COMPRESSOR"
 30 FOR P=80 TO 80
 40 LET E=V*534*((80/P)^(.219-1))
 50 PRINT E,P
 60 NEXT P

V=Gas Flow, Nm³/sec

P= Inlet Pressure, bar P_{out}=80 bar

Ready
RUN

Normal running. Parallel drive.

E= Power, kW

POWER TO COMPRESSOR

2205.32	55	3171.64	56	2053.83	57	1950.38	58	1843.21	59
1730.23	60	1639.37	61	1534.54	62	1435.67	63	1338.7	64
1243.55	65	1150.18	66	1058.51	67	968.494	68	880.006	69
773.717	70	707.004	71	623.942	72	541.431	73	460.294	74
380.493	75	301.956	76	224.604	77	140.62	78	73.7348	79 0

Ready

A
E P

10 LET V=50
 20 PRINT "POWER TO COMPRESSOR"
 30 FOR P=44 TO 44
 40 LET E=V*534*((44/P)^(.219-1))
 50 PRINT E,P
 60 NEXT P

P_{out}=44 bar

Ready

Max ratio. First Compressor in serial drive

POWER TO COMPRESSOR

1675.23	27	1515.14	28	1419.62	29	1299.28	30	1183.72	31
1372.63	32	265.566	33	060.625	34	763.192	35	867.164	36
574.335	37	484.514	38	397.527	39	313.221	40	231.442	41
182.063	42	74.8545	43	0	44				

Ready

10 LET V=50
 20 PRINT "POWER TO COMPRESSOR"
 30 FOR P=43 TO 70
 40 LET E=V*534*((70/P)^(.219-1))
 50 PRINT E,P

P_{out}=70 bar

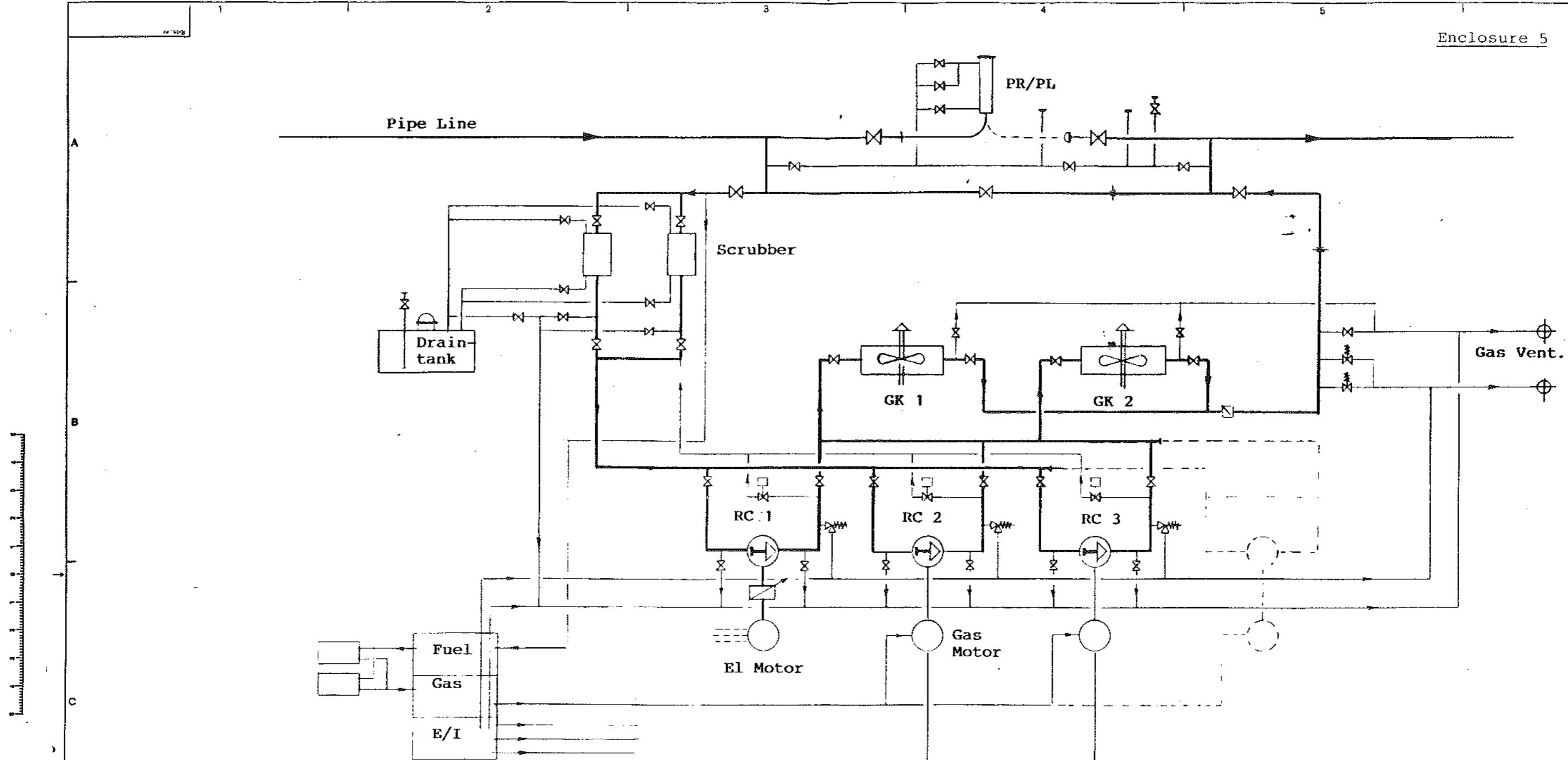
Ready

Max Ratio. Second Compressor in serial drive

POWER TO COMPRESSOR

2714.82	43	3170.86	44	3017.45	45	2860.34	46	2707.35	47
2668.27	48	2412.34	49	2271.17	50	2132.82	51	1997.73	52
1845.78	53	1736.82	54	1610.75	55	1487.44	56	1366.79	57
1248.67	58	1125.04	59	1019.76	60	908.758	61	799.948	62
523.268	63	589.603	64	485.954	65	385.194	66	286.279	67
184.145	68	93.7362	69	0	70				

Ready



PR = Pig Receiver

PL = Pig Launcher

GK = Gas Cooler

RC = Reciprocating Compressor

E = Emergency Pilot/Power Gas

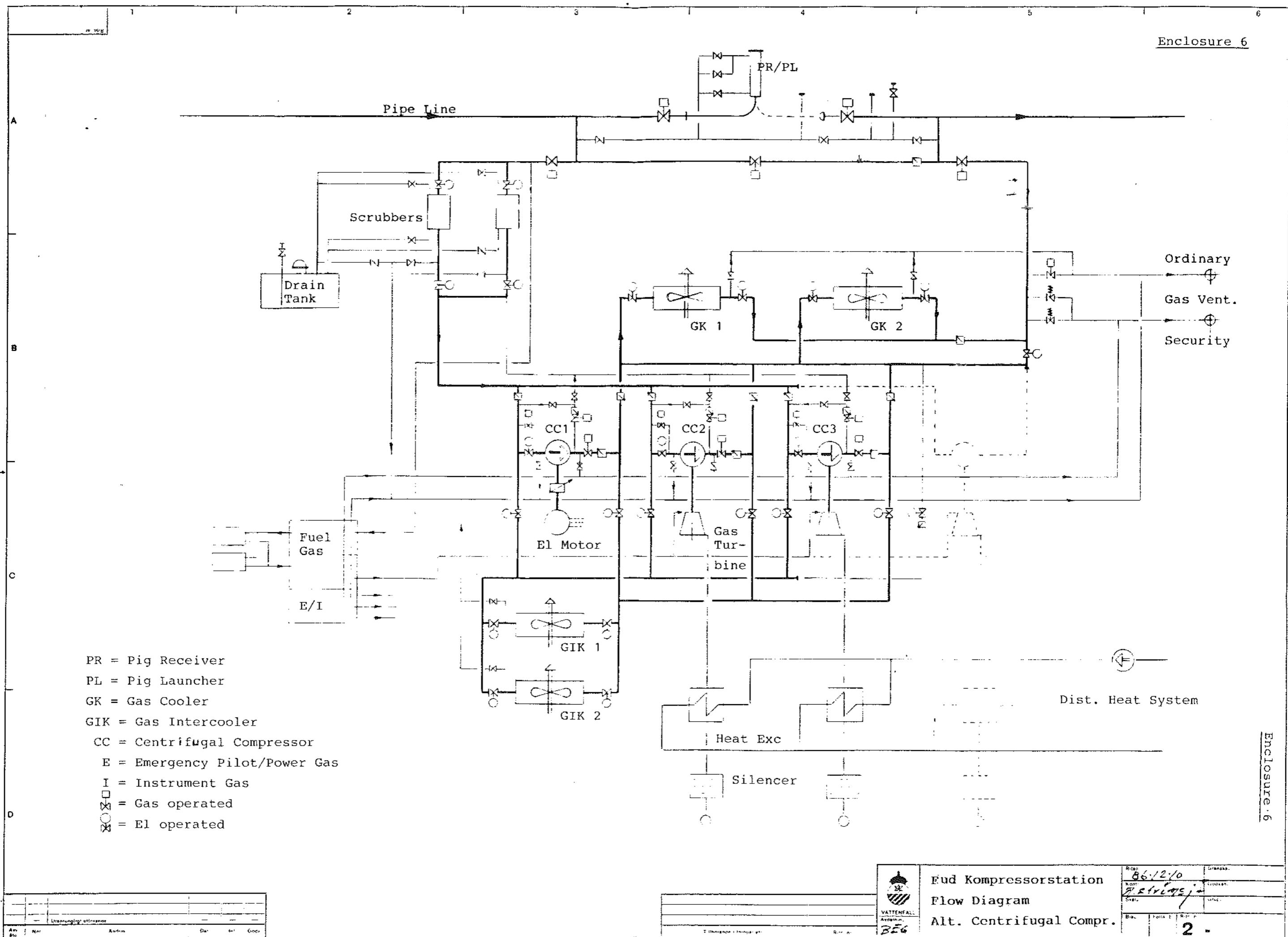
I = Instrument Gas

—	Utenført utløpende	—	—
An	Nat	Andring	Ds
utg	utg	utg	utg
Aut	Aut	Aut	Aut

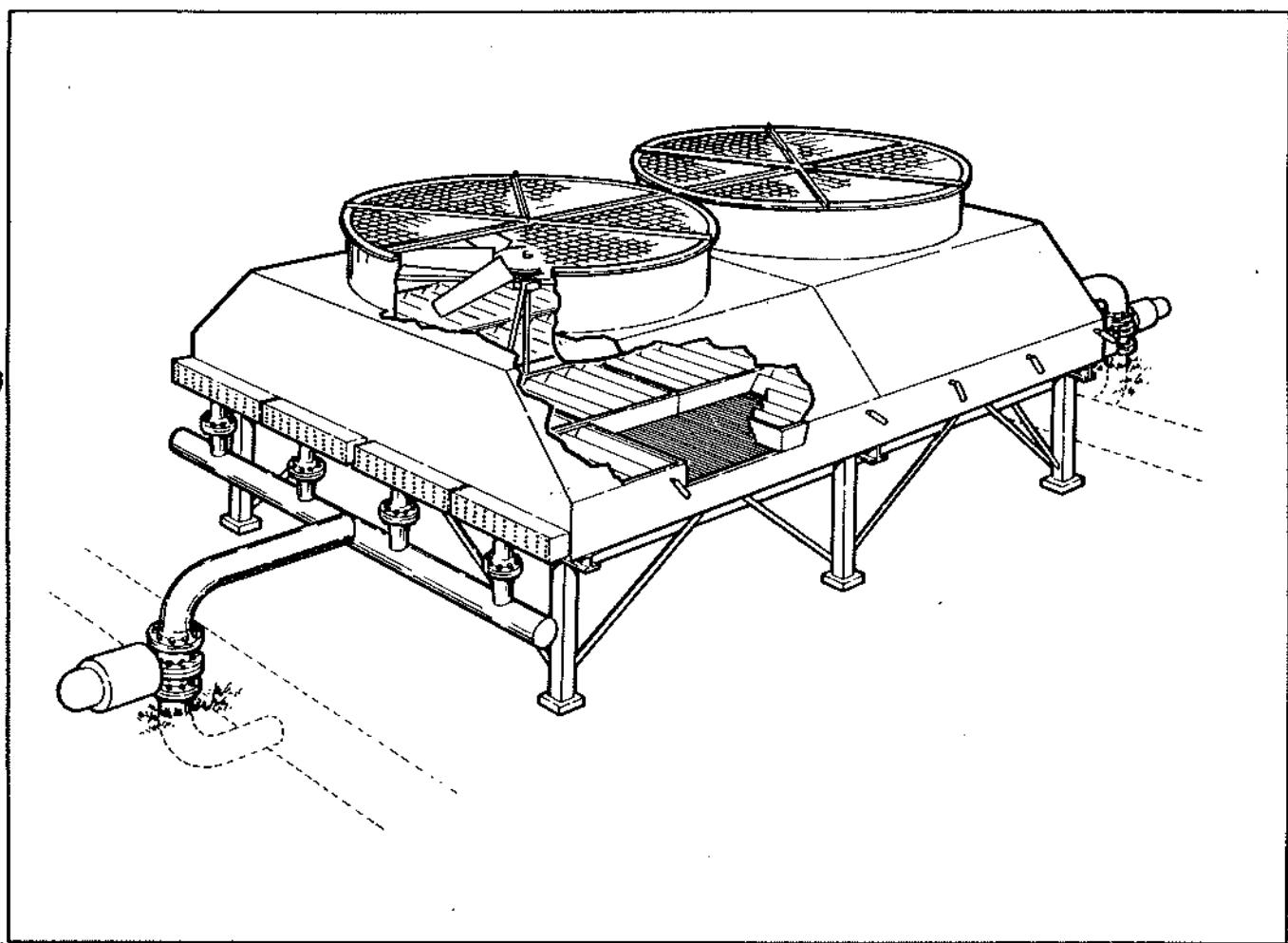
VATTENFALLS Avdelning	VATTENFALLS Avdelning
Tidspunktet mottatt etc.	Retur d.
Tidspunktet mottatt etc.	

PUD Kompressorstation
Flow Diagram
Alt. Reciprocating Com-
pressor

Rute	36-018-05	Grenstid
Kont		Godkjne
Sakse		Gjenn
Bruk	Fors. b.	Rute nr.



Gas coolers.



Natural gas after-coolers to be used at the compressor stations along the pipe-line. Working pressure 78 bar, gas temperature 120°C.

This type of cooler has four coil bodies made of electro-galvanized steel tubes with aluminium fins. The tubes are tubed into the end plates of the coils. In order to facilitate internal cleaning the headers are provided with threaded cleaning plugs placed in front of each tube.

Louvre dampers placed above each coil enables control of the air flow.

The two fans have blades of glass fibre reinforced plastic and hubs made of steel. The blade pitch can easily be adjusted when the fans are standstill. The motors are of explosion-proof type.

Stand and casing are made of galvanized sheet steel, the coil headers of sheet steel with anti-corrosive paint finishing.

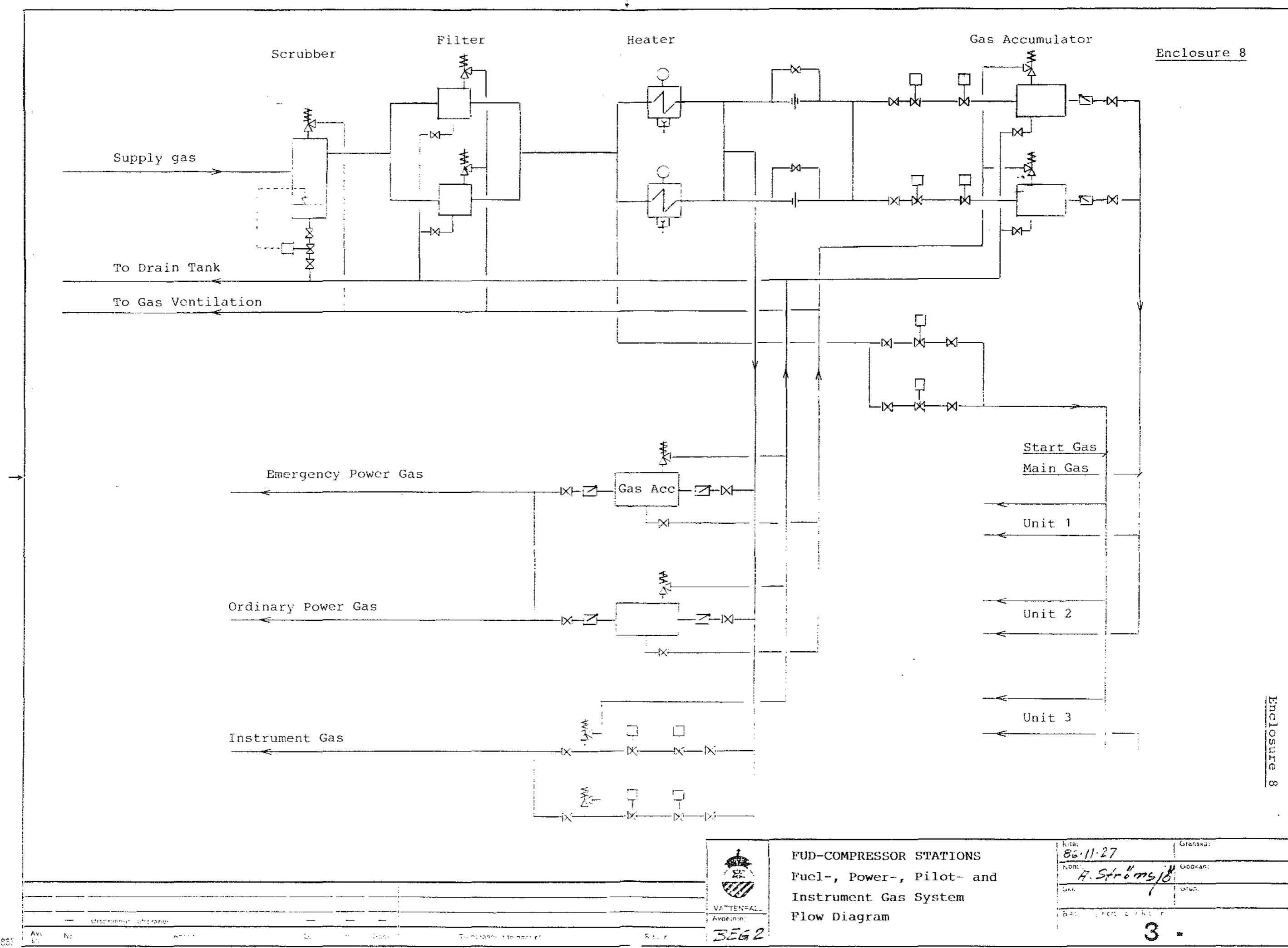
Main dimensions

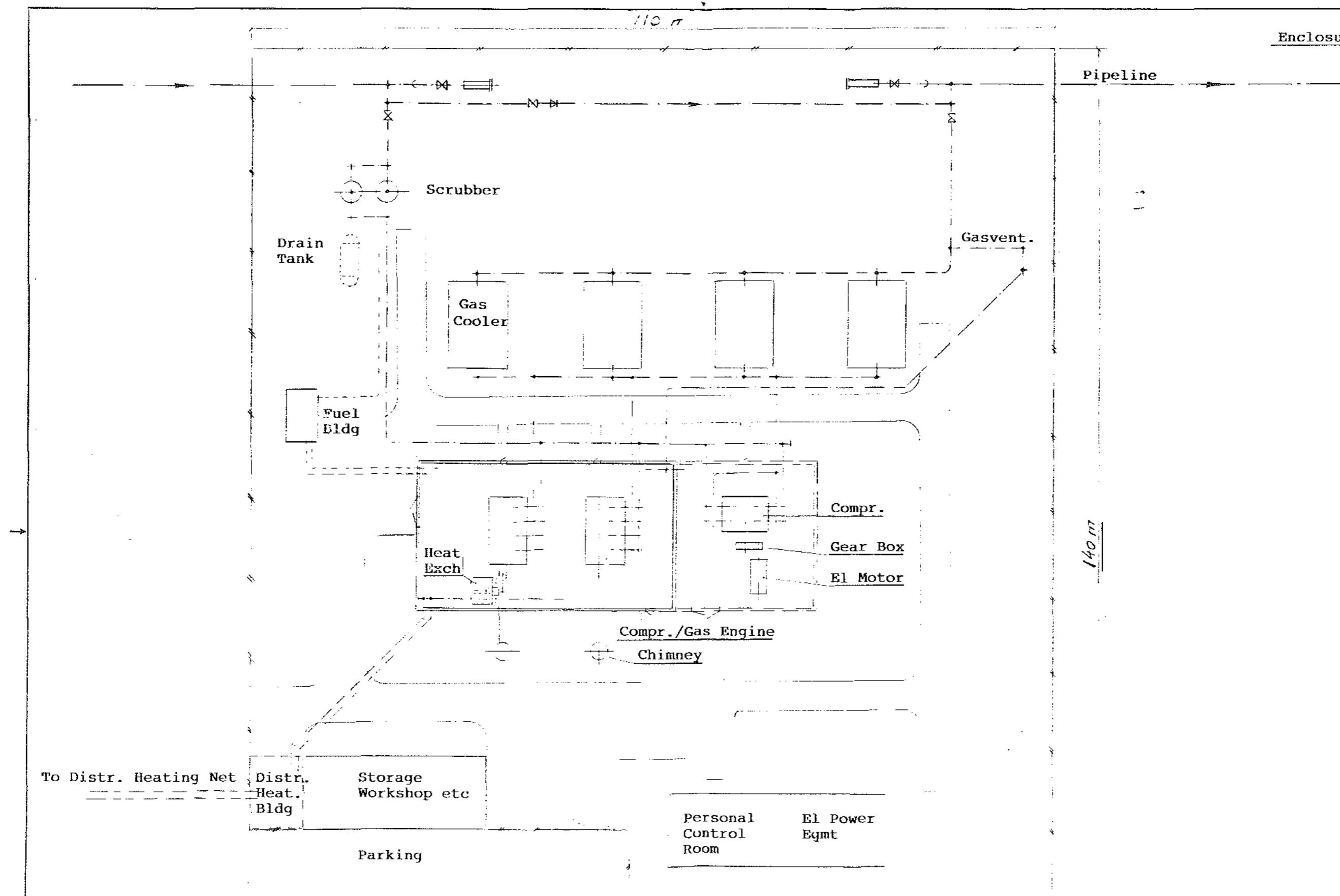
Length	12 m
Width	8 m
Height	5.5 m

Technical data

Cooling of CH ₄ gas	196,000 kg/h ~ 90 N ³ /s
Gas inlet temp.	75°C
Gas outlet temp.	45°C
Air temp.	-60°C to +30°C

The cooler is built up of modular units which provide flexibility in achieving the required temperature efficiencies. The data above refer to a normal size of cooler.





Denna handling tillförlitlighet vid förfallstidsmedelhållning
Från denna tillförlitlighet vid förfallstidsmedelhållning

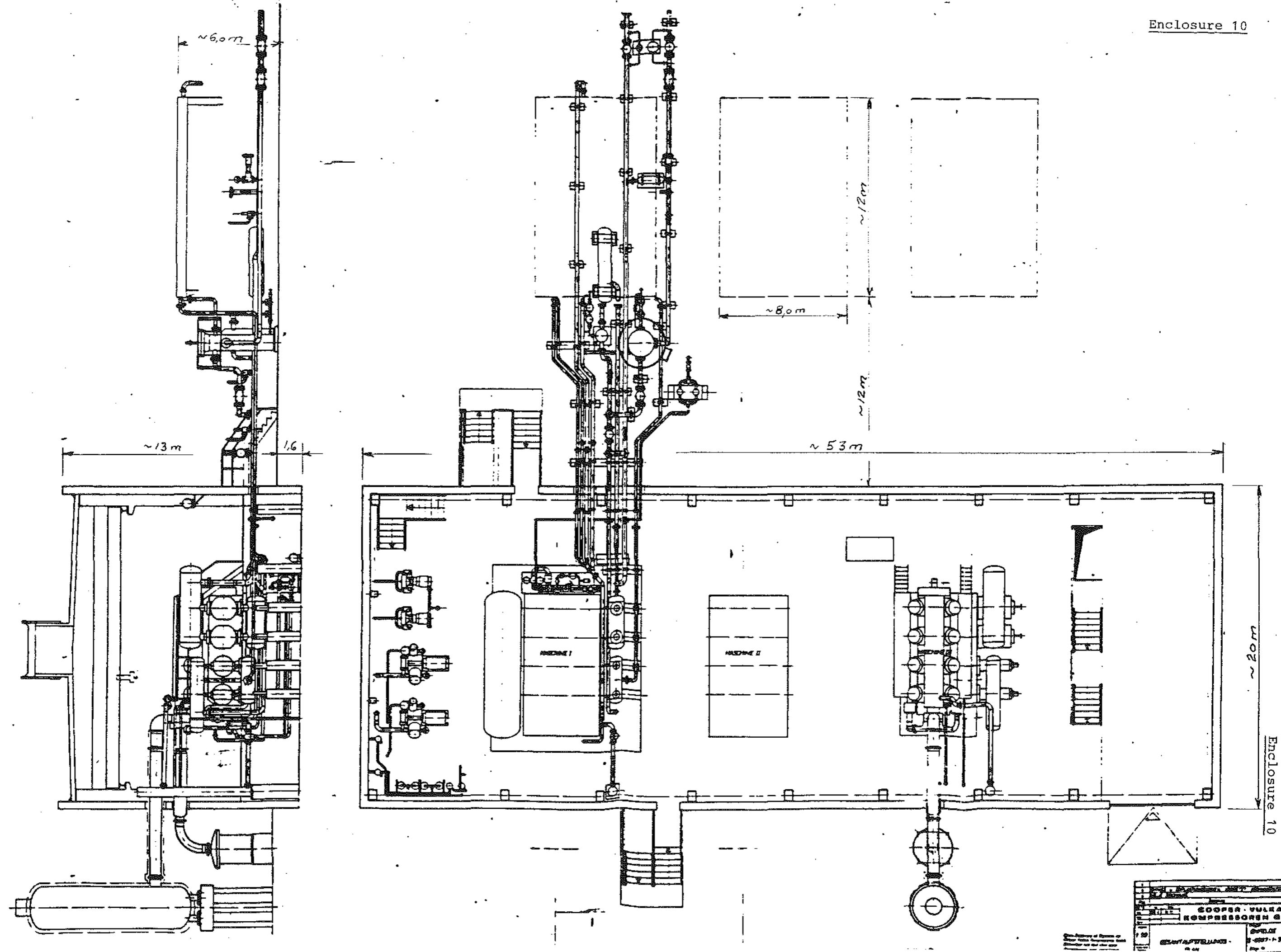
583

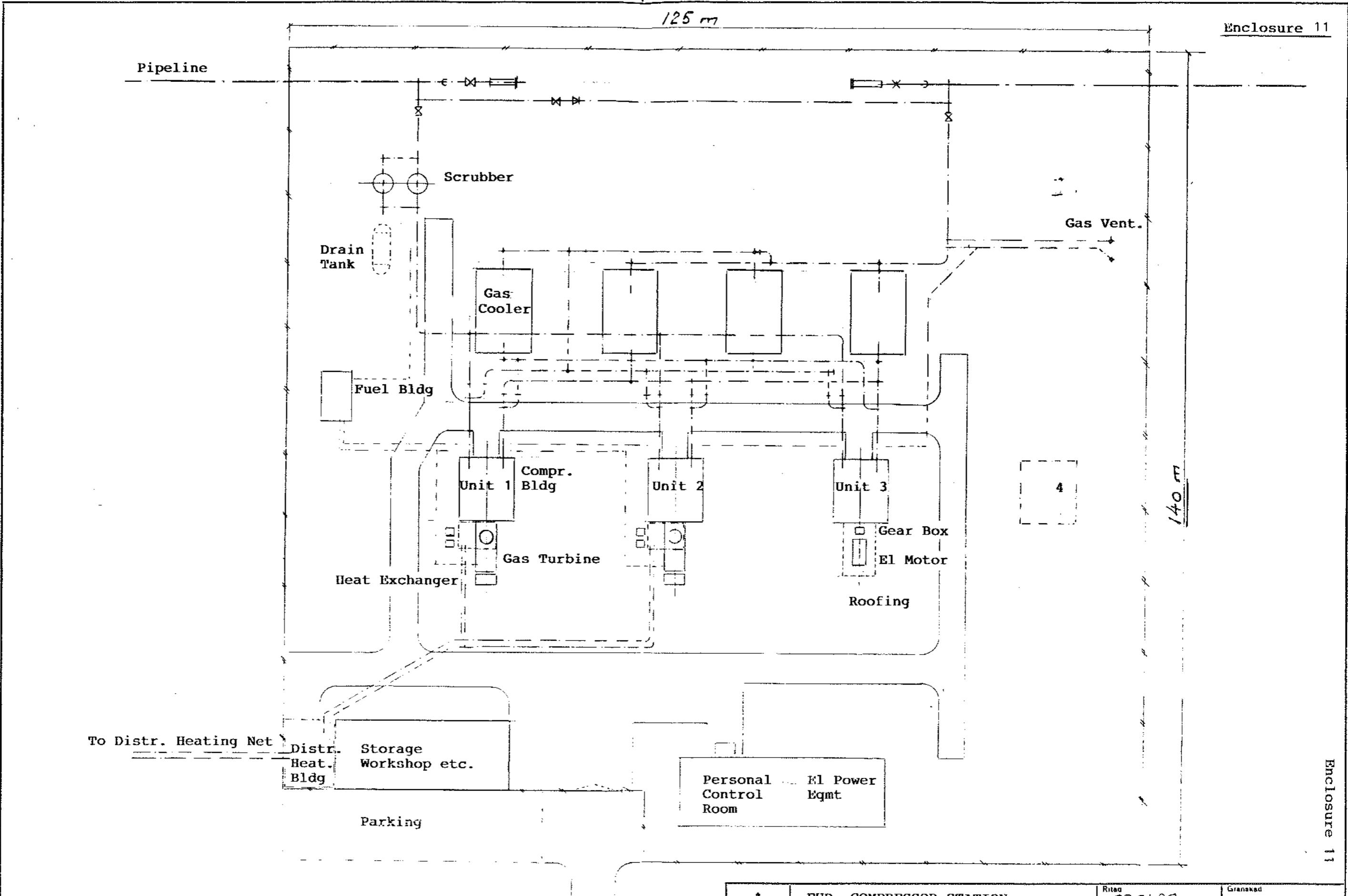


FUD COMPRESSOR STATION
Site Plan
Alt. Reciprocating Compressors

Utdr. 87-01-26	Utdr. 87-01-26
Kont. F. S. K. 1986	G. G. K. 1986
Skal. 1:500	G. G. 1986
Bla. 1	1

3

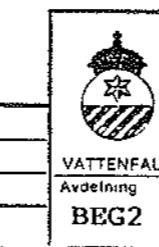




Denna handling får inte utan Vattenfalls medgivande
förevisas för eller utlämnas till obehörig

5835

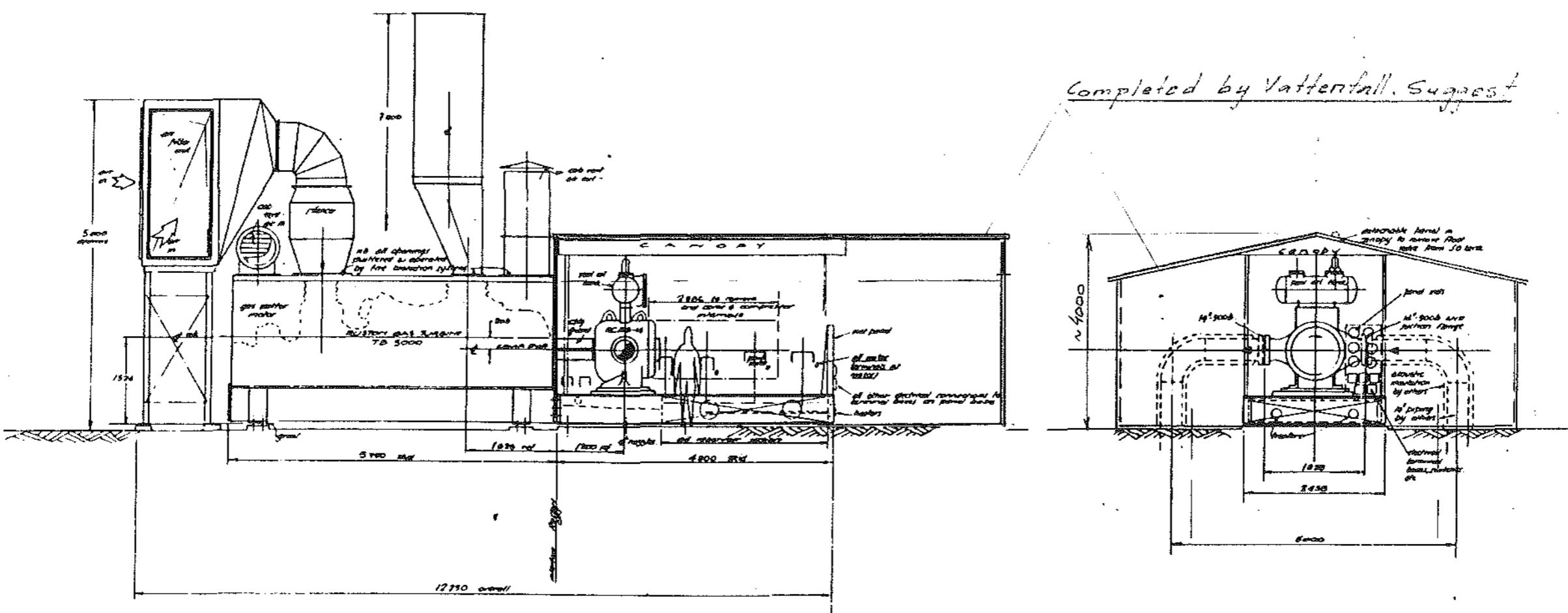
Avv.	Not	Andring	Dat.	Inf.	Godk.	Tillhörar	Övriga etc.	Ritn. nr.
— Ursprungligen utförande								



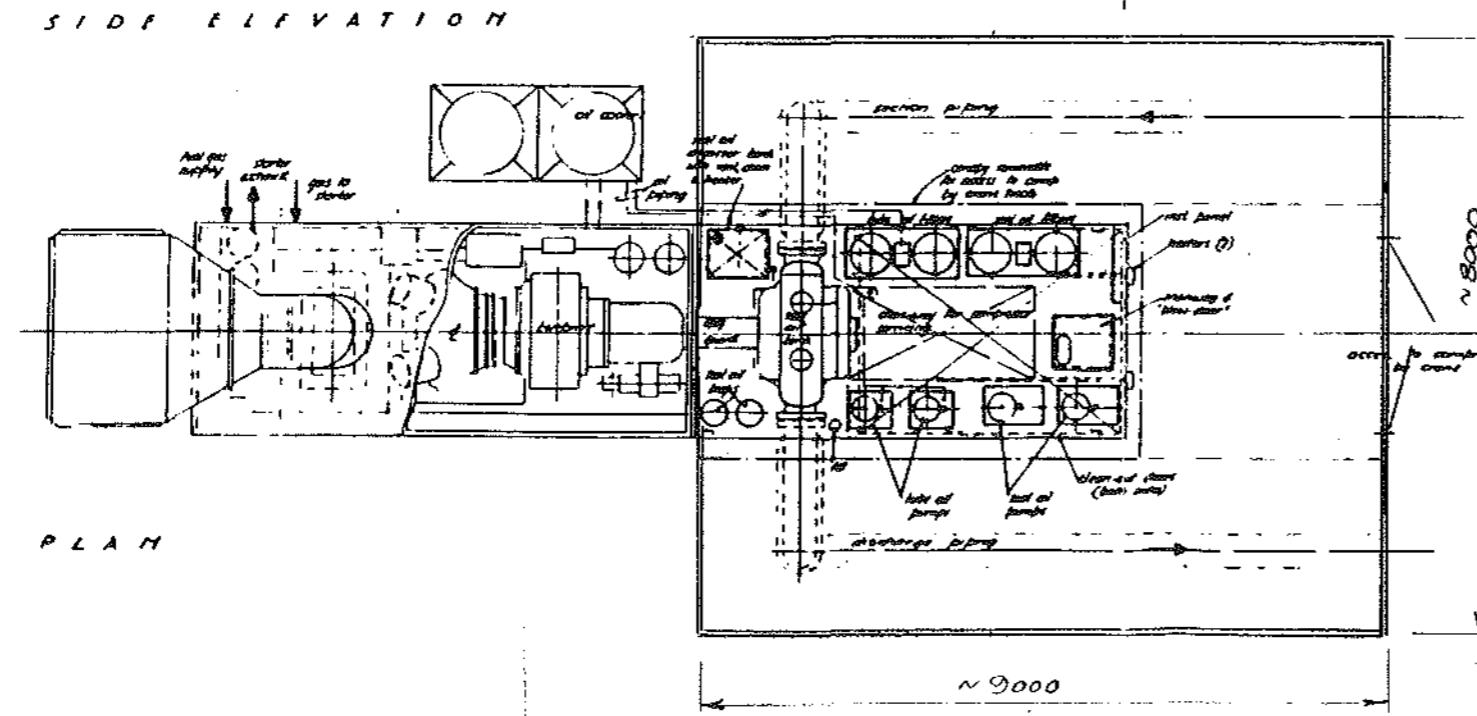
FUD COMPRESSOR STATION
Site Plan
Alt. Turbo Compressors

Ritad	87-01-28	Granskad
Kontr.	A. Stromsjo	Godkänd
Skala	1:500	Grupp
Blad	Forts. bl.	Ritn. nr.
		3

Enclosure 11



- Notes:
- 1 Normal force (inflation part) 2663
 - 2 Normal force (inflation part) 1100
 - 3 Total oil 118 (compressor) 550 US Gal
 - 4 Weight of Inlet package = 14000 kg
 - 5 Weight of compressor package = 18000 kg

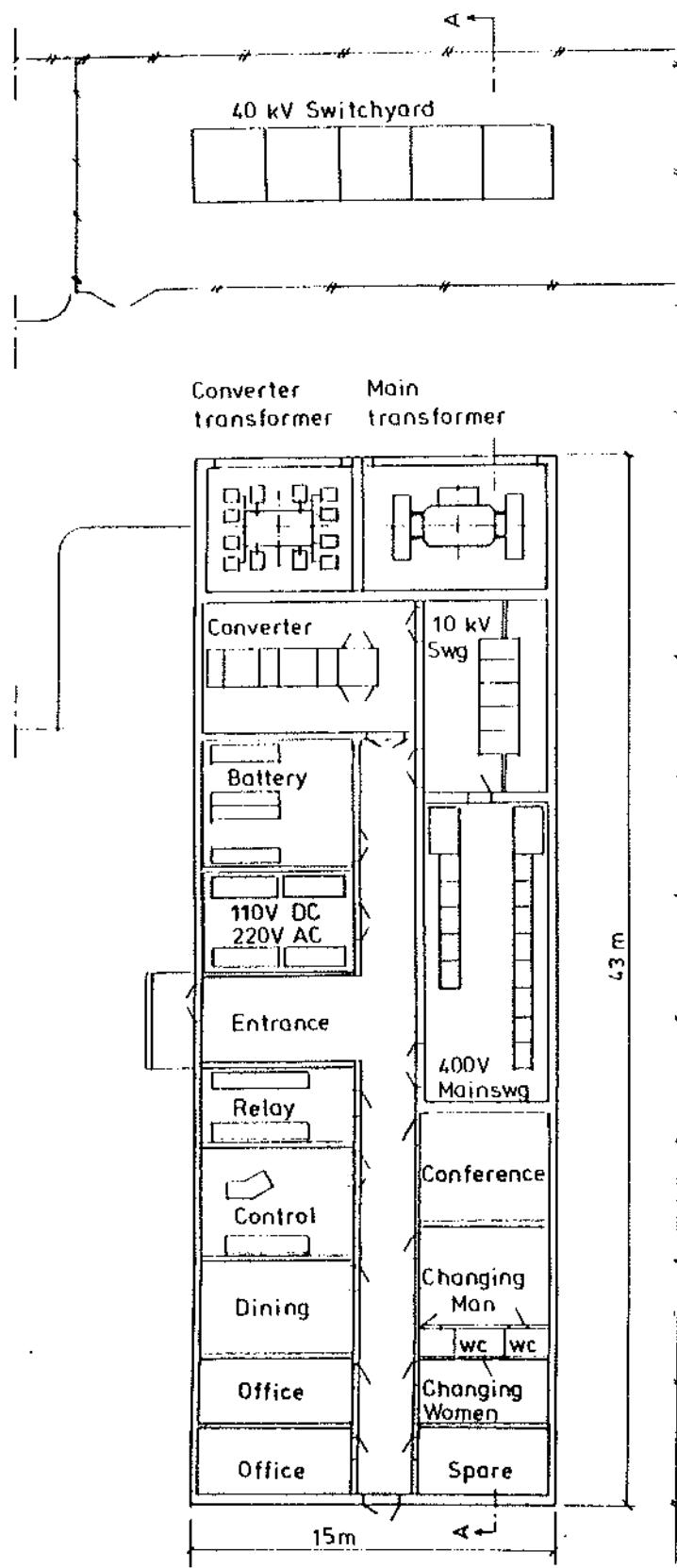


1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

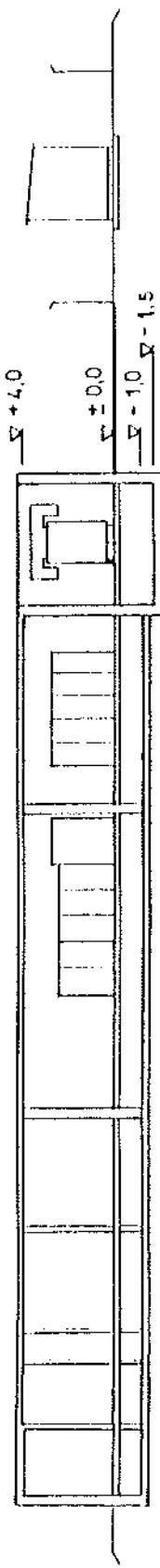
*NPOLZ ->
AUSTIN 105000 & CIRCUM.
RIG-100-UNI G C/A UK*

Scale 1:50

Enclosure 13



Enclosure 13



Localisation on site, see Enci. 9 and 11

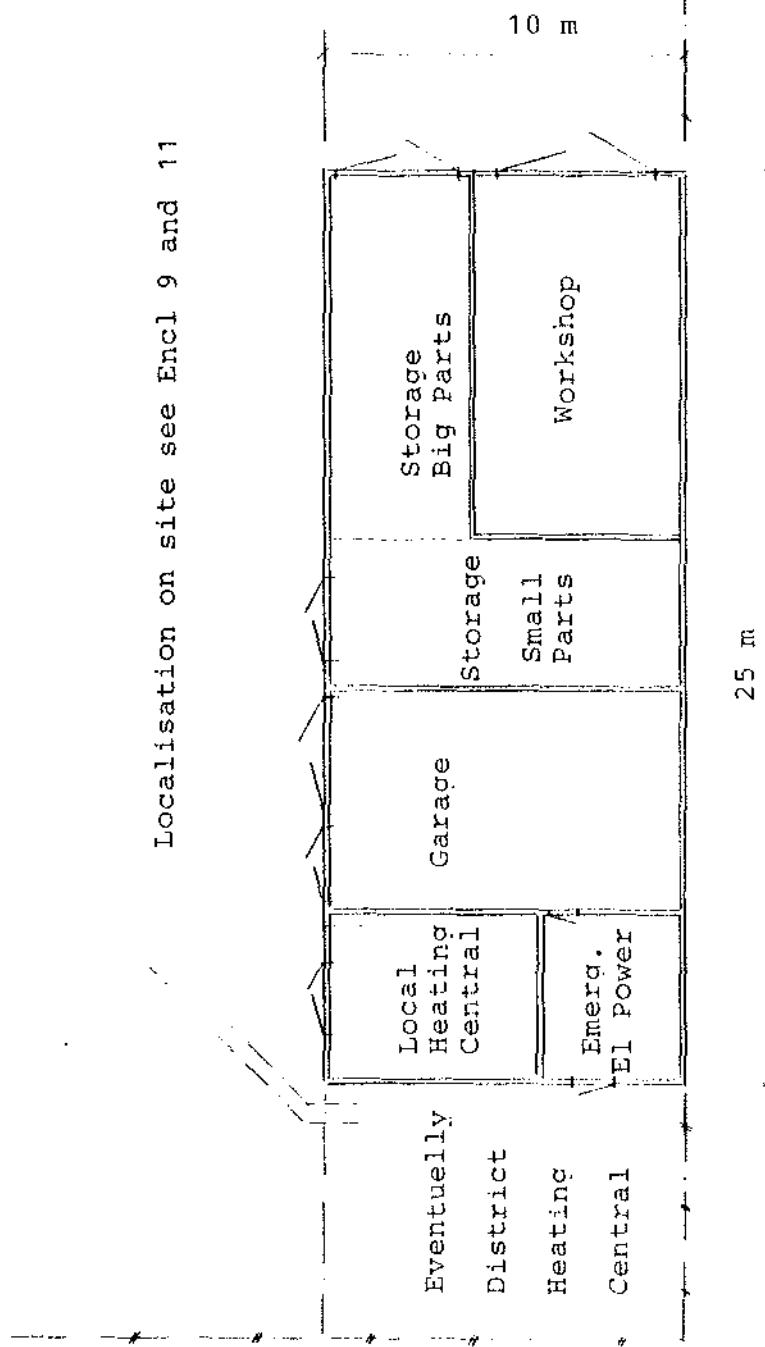
BTV-3024

FUD COMPRESSORSTATIONS		NATURAL GAS	
1970-02-20	B.LX	Ground	Ground
1970-02-20	B.LX	Ground	Ground
Scale 1: 200			
El-Control Personnel Building			
BTV 1			
Layout			
VÄTTENÄLLIG Årgång 1970			
3 -			VELVETEX

Avv. åtg.	Nr.	Ändring	Dat.	Inf.	Godk.	Tillhörande ritningar etc.	Ritn. nr.
—	—	Ursprungligt utförande	—	—	—	—	—

Enclosure 14

Localisation on site see Encl 9 and 11



FUD Compressor Stations
Building for Spare Parts Storage
Workshop, Garage etc
Lau Out

Ritad	87-03-18	Granskad
Kontr	A Strömsjö	Godkänd
Skala		Grupp
Bild	Forts. bl	Ritn. nr.
		4 -

FUD-KOMPRESSORSTATIONER
Elmatade objekt

Lista över effektbehov

Följande ungefärliga effektbehov från elnätet kan preliminärt förutses:

Antal	Eldrivet objekt	Effektbehov totalt kW	Anm
1	Gaskompressor	3 500	
4	Gaskylare	60	
2 x 3	Smörj- och tätoljepumpar	30	
1	Tryckluftkompressor	3	Arbetsluft
10	Ventilationsfläktar	30	
1	Konverteranläggning	100	För kompressormotor, kylare
	Elmanöverdon	50	Normalt anv. naturgas
	Elvärme, matare m m	20	Behov oklart
-	Övrig processutrustning	25	
	Likriktare 110 V = (2 x 50)	100	
3	Kraftuttag 3 x 60 Amp	3 x 60	3-fas 380 V
3	Kraftuttag 3 x 25 Amp	3 x 25	3-fas 380 V
10	Kraftuttag 10 Amp	10 x 2	1-fas 220 V
	Trafökyllning 40/10 kV	20	
	Diverse övrigt	30	
Belysning			
	- Kompressorbyggnad	10	
	- El- och kontrollbyggnad	10	
	- Garage, förråd m m	5	
	- Utomhus	10	

FUD - COMPRESSOR STATIONS FOR NATURAL GAS

ELECTRIC POWER SUPPLY AND EQUIPMENT

1. General

The different concepts for a compressor station require electric motor drives up to 4 MW at nominal gas flow (DCQ). However, the drives shall also be able to sustain a flow of 110 % DCQ continuously, which means motor ratings of 4.5 MW. If a station is designed for 3 x 50 % units one of them will be electrically driven.

The maximum demand of power supply to the station will be 4.5 MW to the compressor plus about 1.5 MW to the station auxiliaries or about 6.0 MW total power requirement.

The following description will primarily deal with this station design.

2. Connection to the network

Due to the characteristics of a frequency converter fed synchronous motor drive, no inrush currents are created when a motor is started. Therefore it could be possible to feed a compressor station from a strong 20 kV network. Normally they will be connected to 40 or 70 kV networks. For the purpose of this overall description 40 kV connection is assumed.

The choice between one or two feeding power lines is influenced by various parameters such as:

- voltage accessibility of the network
- supplementary costs for the second line
- degree of redundancy in the station
- influence on the gas flow from a short break of power supply to one compressor station - the neighbouring stations are not affected due to diversity in feeding networks.

Preliminary considerations indicate that a single power line would be an optimal solution. Therefore a 40 kV single switchyard is proposed consisting of a circuit breaker of the truck type and a bypass arrangement with isolator.

3. Power distribution within the station

The electric power circuit diagram for one compressor station with 3 x 50 % compressors of which one is electric motor driven is shown in Appendix 16:1.

The incoming 40 kV line feeds a 45/11.5 kV, 10 MVA transformer (SSPB standard size).

The transformer is connected to an indoor 10 kV metalclad switchgear with circuit breakers of the truck type.

The switchgear has a pressure- and arc-resistant front, protecting operators from being injured in the event of a flash-over in any of the cubicles. The 10 kV switchgear distributes power to the converter transformer for the variable speed motor as well as to the transformers for the auxiliary power systems.

Connections to the 40 kV switchyard are also foreseen for a capacitor bank and a harmonic filter. The capacitor bank will generate the reactive power consumed by the converter, while the filter is assumed to take care of the harmonics produced by the converter that are unacceptable for the network. Individual analysis must be carried out for each network connection to determine the real need for a capacitor bank and a harmonic filter.

4. Motor drives

A variable speed motor drive is composed of one three-winding transformer, Y/Y/D connected, two frequency converters and one 2 x 3 phase synchronous motor. A converter consists of a rectifier, a DC link with a smoothing reactor and a DC/AC inverter.

Each converter transmits power from one of the transformers secondary windings to one of the 3-phase motor windings. Owing to different phase angles in the two branches, the motor drive from the network side will act as a 12-pulse converter, which means that it will generate a minimum of harmonics to the network. A motor drive is physically separated into two parts. The motor is of course mechanically coupled to the compressor while the converter and its transformer are located in the same building that houses most of the electrical equipment and facilities for the operation staff.

Reference is made to Appendix 4:1 for a more detailed description of variable speed electrical motor drives with frequency converter.

5. Auxiliary power systems

The auxiliary power systems can be built up as shown in Appendix 16:1.

Two transformers, 10/0.4 kV, 900 kVA each, supplies a 400 V main switchgear. Emergency power will be produced by a diesel generator set. In order to limit the diesel rating to an extent corresponding to the real power requirement in emergency situations, the 400 V bus can be divided into two parts. One of them will only supply items of less importance in respect of station emergency condition and can for this reason be automatically switched off in such situations.

The 400 V main bus will feed subswitchgears in the compressor buildings and air coolers as well as in the fuel-, storage- and electrical buildings. Also connected to the main bus are rectifiers for 110 V DC system and possibly also for 48 V DC system. Each 110 V rectifier is a 100 % unit with regard to total load and feeds one half of the DC battery. In case of total AC break - both network and diesel - the two battery halves together can provide the DC required for the station for a period of eight hours.

The 110 V DC system is designed to permit capacity testing on half the battery during full operation conditions. It also includes a certain amount of redundancy and selectivity if failures should occur within the system.

Depending on the demand from the control and communication systems, one or more battery-backed 220 V AC systems can be arranged.

There will also be lighting systems; one for normal and another one for emergency conditions. The emergency lighting system will be supplied from the battery-backed 220 V AC system.

All electrical installations in the compressor building must be of a explosion-proof design.

6. Cable and cable channels

The heavy current connections from the 40 kV switchyard to the supply transformer and from transformer to the 10 kV switchgear can be effected with single phase power cables. Single phase cables can also be used from 10 kV switchgear to the converter transformer with converter and to the compressor motor. The cables will be carefully designed with regard to short-circuit forces.

Other cables for power transfer and for instrumentation and control will be designed according to applicable standard technical requirements.

All cables will have a fire resistance with flammability class No 4 as defined in Swedish Regulation Standard.

The electrical building is planned with a space of 1 meter depth below the floors for cable routing. The cables for power, instrumentation and control will be routed in separate cable trays.

Cable penetrations will be arranged in all walls between different fire cells. The penetrations will fulfil the requirements for fire class A 60 (60 minutes).

The rooms with electrical, instrumentation and control equipment are also planned to have removable floors.

Cables from electrical building to other site buildings will be routed in cable channels in the ground. There will be separate

channels to each compressor building to avoid common cause failure.

7. Earthing and Lightning protection systems

To prevent dangerous voltage differences in the station in the event of earth fault on the high voltage supply system (40 kV) or struck by lightning, an earthing system has to be arranged. It will be executed as a network of copper lines laid in the ground to which all buildings and metallic parts in the station must be connected.

The systems will be designed in accordance with Swedish regulation and requirements.

8. Electrical-control-personnel building, layout

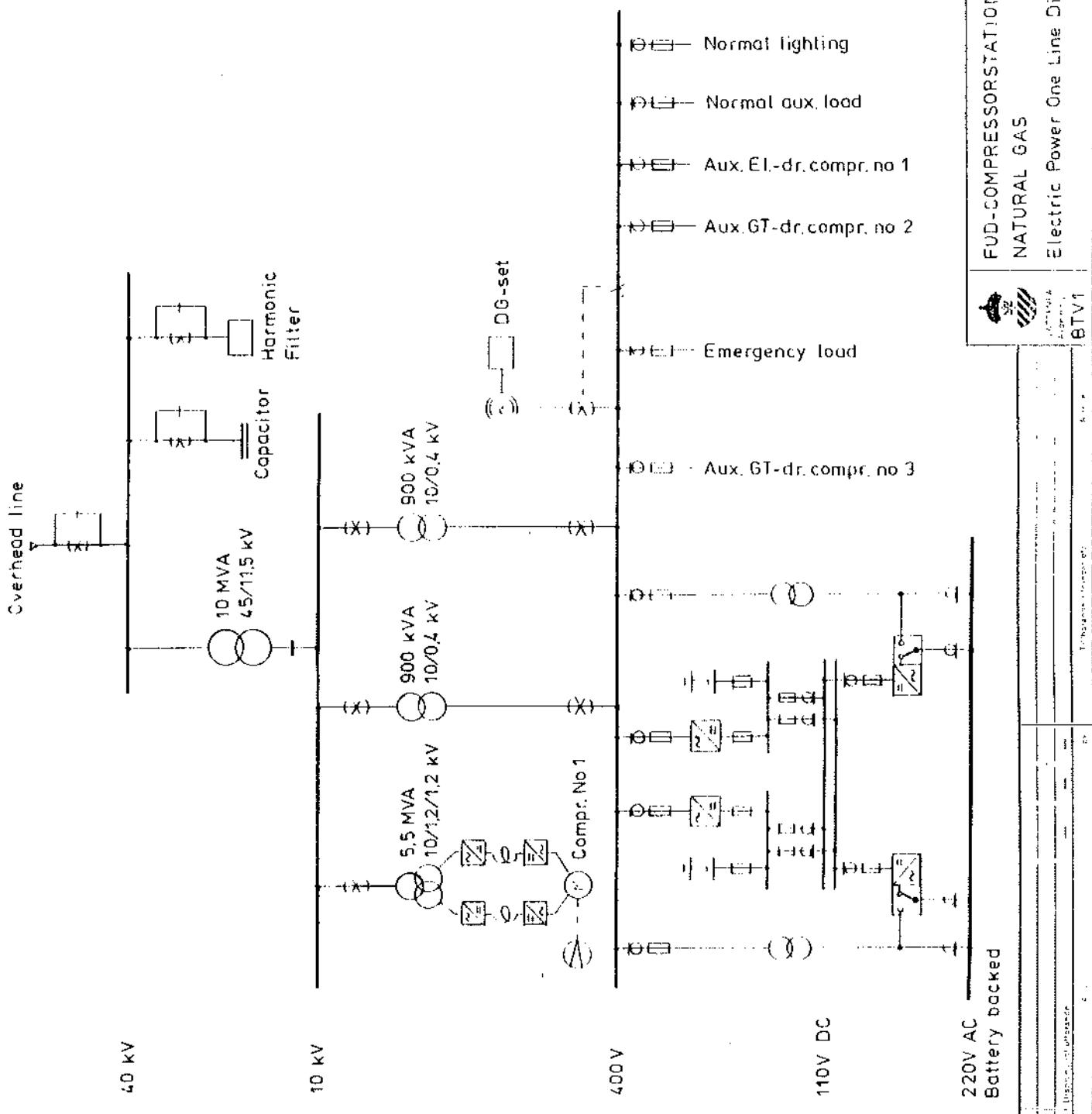
A suggested layout is shown in Enclosure 13.

The building will be made of concrete and is designed with a certain degree of missile protection towards the compressor buildings and the yard piping.

The electrical power and control equipment are placed in different rooms. Each room will be a fire cell. The rooms for 10 kV and 400 V switchgear will be equipped with emergency exits according to Swedish regulation requirement. These rooms will also be equipped with openings in the outer wall or the roof in order to transmit the overpressure to the atmosphere if a short-circuit should occur in the switchgear.

The main- and converter transformers will be located closed to the electrical building and within protective walls.

Cabel channels within the building and to other site buildings see point 6.



FUD - Compressor stations for Natural Gas

Control system

The compressor station control system design will be such that with unattended stations the gas transmission system will operate with a high degree of availability. Operation and control of the stations will normally be carried out remotely from a central control centre. This means that a reliable remote control system with a high degree of automation is required.

The locally installed control equipment will allow for the operation to be maintained correctly during disturbances and breakdowns in the remote control system.

The compressor unit will be controlled in such a way that correct gas pressure, normally 75 bar, will be maintained after the compressor station. The setting point for the pressure regulation can be changed from the central control centre. During abnormal operating conditions in the gas pipeline, for example a very low suction pressure in a station, the control system will automatically take the requisite action to protect the units against overloading. The setting points for compressor speed will be adjusted in such a way that optimum load sharing is permitted between compressors working in parallel.

The control system design is shown in Appendix 17:1

The system is operated by two separate computers that control the station and execute necessary control functions at station level. The computers communicate with the remote control system and transmit the control data and additional information, and execute given commands. Communication with the process is via a duplicate data bus for locally-located equipment. The compressor station can also be controlled from its local control room. For this purpose there is a station computer, two CRT displays showing the operating conditions, keyboards, rolling ball equipment for data logging, trend analysis and condition monitoring.

Each compressor unit has its own set of separate control equipment to control the unit with its auxiliaries and for data logging. These control systems are designed to meet all the requirements for safe operation of the unit. The contents of a typical system are:

- * Automatic start and stop sequence
- * Compressor speed control
- * Emergency shut-down and alarms
- * Remote control facility
- * Yard valve sequence
- * Lubrication and seal oil systems control
- * Surge control
- * Fuel control and scheduling (for gas turbine driven unit)

Start and stop is activated by the supervisory control system. The setting points for speed regulation of the compressors are given by the station computer system.

For other equipment in the station, such as gas cleaning devices, valves, measuring equipment, etc., there are locally-located boxes containing distributing control modules and in-/output modules connected to the bus system.

The principle governing the design of the above system is that the equipment is distributed to the greatest extent possible. The local control modules are microcomputer-based and contain enough "intelligence" to be able to cope with all the duties that will be performed locally. Where required there is built-in redundancy. Self-checking functions are included. All safeguarding logic systems shall have facilities for on-line testing of shutdown functions without interruption of plant operation.

Equipment located in compartments or rooms classified as dangerous from the point of view of explosion risks must be of an explosion-proof design. An alternative that should be taken into consideration as regards the compressor building is to set up special "electrical equipment rooms" with separate ventilation and special design that allows the installation of standard electrical equipment. This would give rise to better accessibility and better environmental conditions for possible maintenance activities during operation.

Relay protection for electrical equipment is provided in a conventional manner assembled in relay cabinets located in the rooms set aside for electrical equipment.

The power supply for the control equipment is 220 V AC and 110 V DC respectively. Both systems are duplicated and secured with batteries. For a more detailed description, see enclosure 16.

Avv. Älg	Not	Ändring	Dat.	Int.	Godk.	Tillhörande ritningar etc	Ritn. nr
—	—	Ursprungligt utörfande	—	—	—	—	—

DISPLAY

DISPLAY

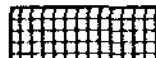
APPENDIX 17:1

EVENT RECORDER



STATION COMPUTER

KEYBOARD



ROLLER BALL

COMMUNICATION
LINK TO REGIONAL
CONTROL CENTRE

REMOTE TERMINAL UNIT

COMPUTER

COMPUTER

UNIT 1

UNIT 2

UNIT 3

FIRE AND GAS
DETECTION SYSTEMVATTENFALL
Avdelning

BEZ 3

COMPRESSOR STATION CONTROL SYSTEM

Ritad
86-12-12 MFk

Kontr.

Skala

Blad

Forts bl

Ritn. nr

Granskad

Godkänd

Grupp

4-

FUD-KOMPRESSORSTATIONER

Behov och kostnader för energi

Jämförelse mellan naturgas och elenergi

Utnyttjningstiden för kompressorstationens installerade motor-effekt enligt bilaga 1 är c:a 2 000 h/år, ekvivalent fullastdrift. Med tryckuppsättningen i medeltal mellan 55-80 bar genom stationen blir erforderlig axeeffekt till kolvkompressorer ca 4 280 kW. Effekt till drivanordningen blir då:

$$\text{Elmotor; } \frac{4\ 280}{0,90} = 4\ 760 \text{ kW}$$

Energibehov = $4,76 \times 2\ 000 = 9\ 500 \text{ MWh/år elenergi från nätet}$

$$\text{Naturgas; } \frac{4\ 280}{0,37} = 11\ 570 \text{ kW}$$

Energibehov = $11,57 \times 2\ 000 = 23\ 135 \text{ MWh/år naturgas}$

Antagna verkningsgrader är:

- o 0.90 för kolvkompressor
- o 0.37 för gasmotor utan spillvärmeåtervinning
- o 0.90 för elenergi totalt mellan elnät och motoraxel

Elpriset får då vara maximalt $23\ 135 / 9\ 500 = 2,4 \times$ naturgaspriset för att vara billigare eller likvärdigt med naturgasen.

Naturgaspriset väntas följa och vara lika med priset för tjockolja som idag kostar c:a 200 kr/MWh inkl. 50 kr/MWh skatt m m. Elpriset får nu alltså vara maximalt $2,4 \times 200 = 480 \text{ kr/MWh} = 48 \text{ öre/kWh el inkl. skatt}$ för att kunna konkurrera med naturgas.

Elpriser högre än 2,4 gånger naturgaspriset är inte troliga inom anläggningens livslängd.

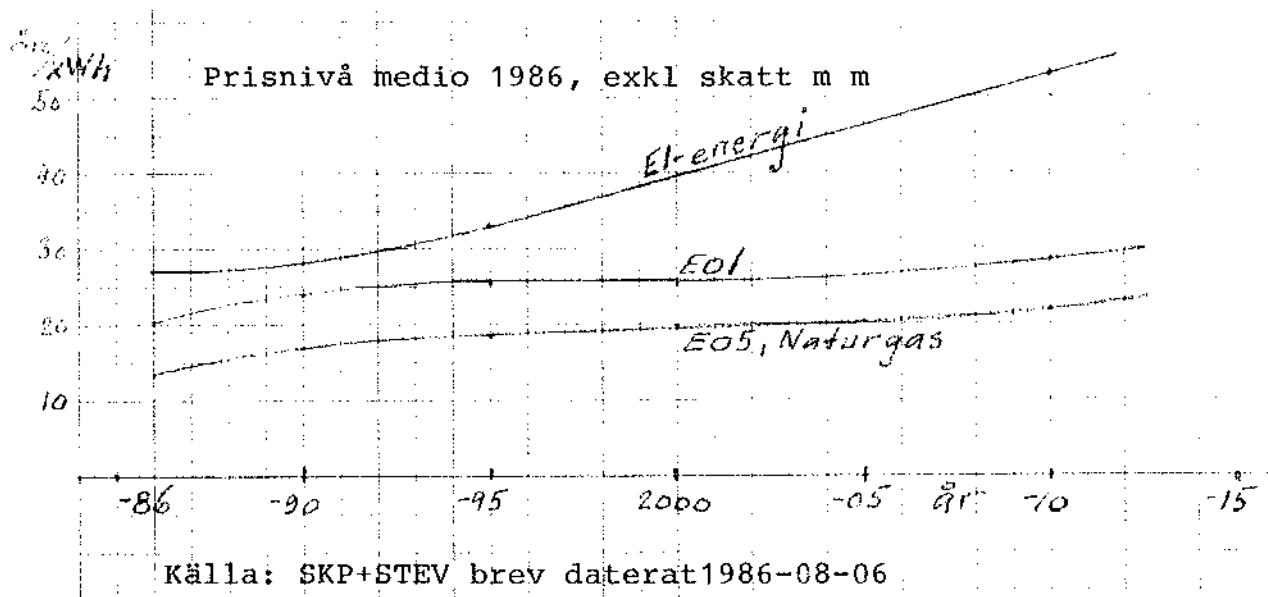
Om avsättning för spillvärme kan ordnas och avgaspannor installeras efter kolvmotorer eller gasturbiner kan ungefär samma värmeenergi/effekt nyttiggöras för t ex fjärrvärme. Gas- och oljekostnader enligt ovan kan då krediteras för detta med t ex 70 kr/MWh. Jämförbart maximalt elpris sjunker då till:

$$(200 - 70) \times 2,4 = 312 \text{ kr/MWh} = 31 \text{ öre/kWh el motsvarande ca 1,5 gånger nuvarande EO5-pris inkl. skatt.}$$

Elpriser högre än 1,5 gånger naturgaspriset föreligger enligt kurvan alltid.

Framtida elpriser är idag mycket osäkra p g a, b la hur kärnkraften avvecklas. Bästa uppskatningen för dagen framgår av figuren nedan.

Medelpriset för elkraft till kompressorstationen med dagens elpriser blir enligt högspänningstaxan NE3 = 280 kr/MWh.



Resultat

Med framtida elpriser enligt figuren är elenergi billigare än naturgas om spillvärme inte kan tillvaratas. Omvänt gäller att naturgas är billigare än el-energi om spillvärme såld för ca 35% av naturgaspriset kan tillgodogöras.

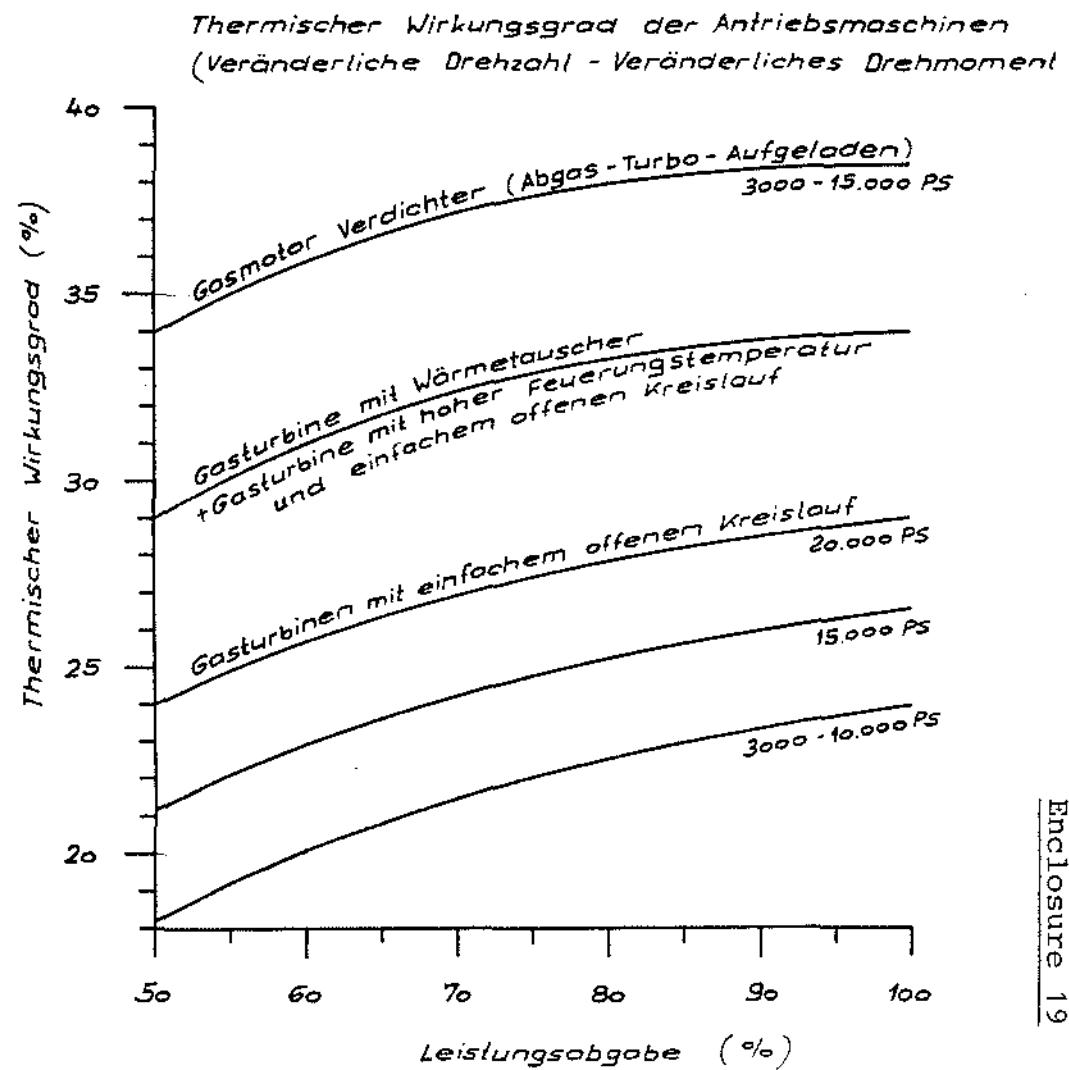
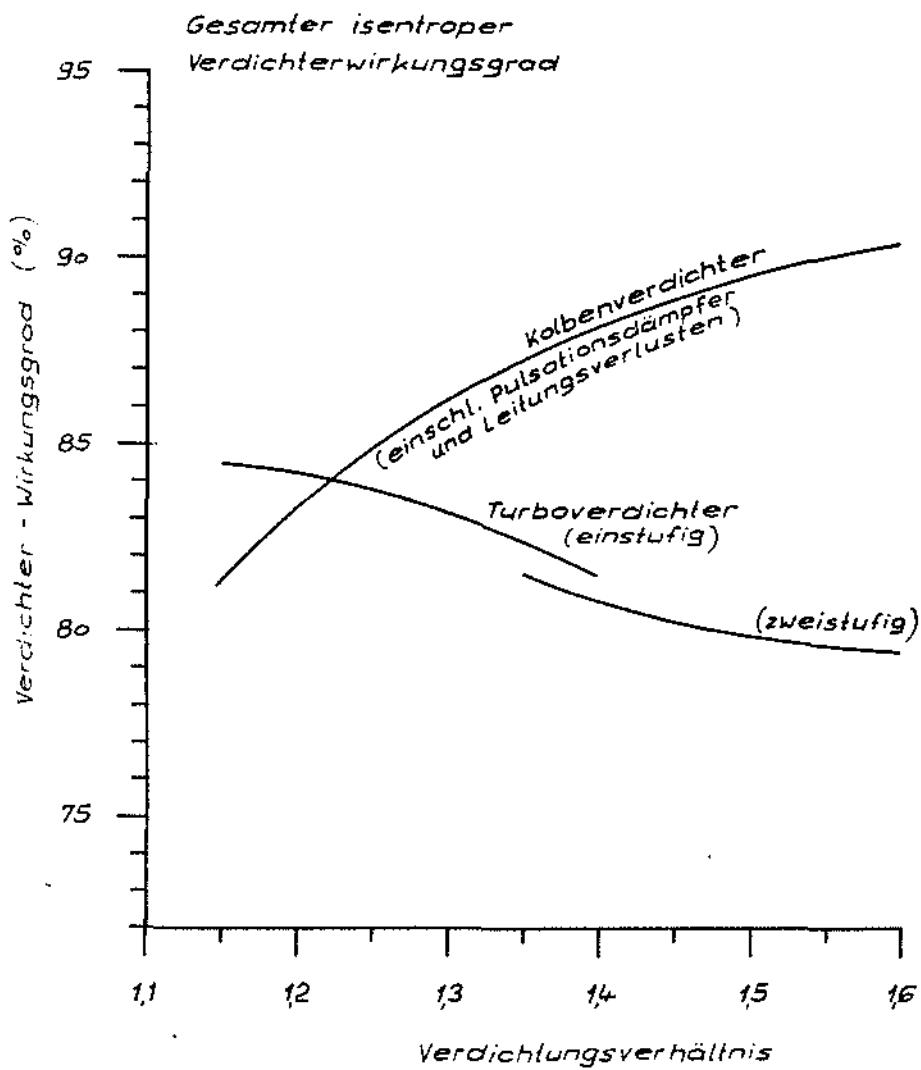
Jämförelsen är gjord med kolkompressorer med god verkningsgrad. Turbokompressorer med gasturbiner har sämre verkningsgrad. Eldrift blir då ännu mer ekonomisk än i kolkompressoralternativet.

Om gaslager bygges och inkopplas till pipeline blir kompressor driften jämnare fördelad under året. Billigare el-energi under sornmarhalvåret kan då utnyttjas bättre, vilket talar för eldrivna kompressorer.

Denna grova jämförelse mellan energikostnader kan analyseras noggrannare och kompletteras med kapitalkostnader, underhålls- och övriga driftkostnader så att jämförbara totalkostnader kan beräknas.

Abb. 10 Wirkungsgrade für Verdichter und Antriebsmaschinen

Copy from Cooper-Vulkan Compressor PM



FUD KOMPRESSORSTATIONER

Anläggningskostnader

I samband med PGT-arbetena 1983 analyserades kostnaderna för kompletta kompressorstationer. Vattenfall erhöll från NOVA en specifikation över kostnaderna för Jenners kompressorstation i Canada bestående av två block för vardera 21,6 MW kompressorer drivna av gasturbin resp. varvtalsreglerad elmotor. Följande kostnadsfördelning erhölls:

Post	Benämning	Material	Instal- lation	Totalt
1	Bygg och markarbeten	2,5	11,3	13,8%
2	Kompressorer + drivanordningar	39,1	2,3	41,4
3	Gaskylare	2,6	2,1	4,7
4	Rörinstallationer	14,5	7,9	22,4
5	Elkraft	1,7	7,5	9,2
6	Styr- och kontrollutrustning	1,6	2,0	3,6
7	Övrigt	1,1	3,8	4,9
S:a 63,1 + 36,9 = 100,0%				

Tabell:1

Upplysningsofferter för kompressorblock fritt leverantören till denna station har erhållits från 2 leverantörer. Med deras prisuppgifter och procentuella tillägg enl. ovan till kompletta anläggningar erhålls kostnader enligt underbilaga 20:1 och 20:2.

Leverantör: COOPER-VULKAN**Alt: Kolvkompressorer**

Post	Benämning	Material	Instal-	Totalt	Anm.
			lation		
1	Bygg och markarbeten			23,7	
2	Kompressor + gasmotor, 2 block	46,8	2,8	49,6	
	Kompressor + elmotor	20,5	1,2	19,6	
3	Gaskylare			10,0	Extra stora
4	Rörinstallationer			38,5	Inkl. ventiler
5	Elkraft			15,8	
6	Styr och kontrollutrustning			6,2	
7	Övrigt			8,6	
Totalt för driftfärdig station				S:a	172 MSEK

Alt: Turbokompressorer

Post	Benämning	Material	Instal-	Totalt	Anm
			lation		
1	Bygg och markarbeten			19,3	
2	Kompressor + gasturbin, 2 block	36,0	2,3	38,3	
	" + elmotor	18,7	0,9	19,6	
3	Gaskylare			6,6	
	" tillägg ökat antal			6,6	
4	Rörinstallationer			31,3	Inkl. ventiler
	" tillägg ökad mängd			5,0	"
5	Elkraft			12,9	
6	Styr och kontrollutrustning			5,0	
7	Övrigt			6,4	
Totalt för driftfärdig station				S:a	151 MSEK

Leverantör: PIGNONE**Alt: Kolvkompressorer**

Post	Benämning	Material	Instal-	Totalt	Anm.
			lation		
1	Bygg och markarbeten			21,7	
2	Kompressor + gasturbin + växel, 2 block	41,0	2,4	43,4	
	Kompressor + elmotor	20,5	1,2	21,7	
3	Gaskylare			10,0	Extra stora
4	Rörinstallationer			35,2	Inkl. ventiler
5	Elkraft			14,5	
6	Styr och kontrollutrustning			5,7	
7	Övrigt			7,8	
Totalt för driftfärdig station		S:a		160 MSEK	

Alt: Turbokompressorer

Post	Benämning	Material	Instal-	Totalt	Anm.
			lation		
1	Bygg och markarbeten			17,3	
2	Kompressor + gasturbin, 2 block	30,2	2,0	32,2	
"	+ elmotor	18,7	0,9	19,6	
3	Gaskylare			5,9	
"	tillägg ökat antal			5,9	
4	Rörinstallationer			28,0	Inkl. ventiler
"	tillägg			5,0	"
	ökad mängd				
5	Elkraft			12,0	
6	Styr och kontrollutrustning			5,0	
7	Övrigt			6,1	
Totalt för driftfärdig station		S:a		137 MSEK	