



Energiforsyningen – framtidig energibærer.

Vurdering av framtidig energisystem i Longyearbyen.

Longyearbyen 16.02.2004

Oppsummering og konklusjoner

Denne rapport vurderer ulike energibærere som kan være aktuelle i energisystemet i Longyearbyen, dessuten vurderes ulike systemvalg for Energiverket fram mot år 2030. To energisystem skiller seg ut, nemlig fortsatt drift av eksisterende kullkraftverk og overgang til dieselfyrt motordrift (kogen). Hvis det er gjort et valg av system kan man siden vurdere om for eksempel kogenanlegget skal fyres med naturgass eller diesel, uten at dette valget egentlig påvirker vurderingene i denne utredning. På tilsvarende vis kan vindkraft vurderes uavhengig av valg, fordi Energiverket uansett må være dimensjonert for full effekt uten bidrag fra vind. Det påpekes i rapporten at vindkraft kan være aktuelt, spesielt hvis det velges et dieseldrevet system.

Anbefalingen fra gruppen som har vært med i arbeidet er å fortsette driften av det kullfyrte kraftverket. Dette er i tråd med tidligere rapporter, men der ble det forutsatt at gruvedriften i Longyearbyen ville bli avvirket tidlig på 2000-tallet, nå tyder alt på at denne vil fortsette i overskuelig framtid.

Fra Svalbard Samfunnsdrift har følgende deltatt i prosessen:

Ann Paula Pedersen, teknisk sjef,
Knut Flå, seksjonsleder Energiverket,
Odd Jostein Sylte, driftsleder Energiverket,
Jan Olav Sæter, tillitsvalg Energiverket,
Svein Berge, senioringeniør Energiverket, prosjektleder.

Konsulentfirmaet KanEnergi AS har gitt uvurderlig bistand til SSD i utarbeidingen av vesentlige deler av rapporten. I tillegg har Kjelforeningen Norsk Energi og Kjeller Vindteknikk AS gitt bidrag til vurderingene. Følgende har deltatt:

Fra KanEnergi AS: Olav Isachsen, Peter Bernhard, Christian Grorud og Per F. Jørgensen

Fra Kjelforeningen Norsk Energi: Geir Sollesnes og Dag Borgnes

Kjeller Vindteknikk AS: Finn Nyhammer

Svalbard Samfunnsdrift AS
Longyearbyen 29/1-2004

Endre Hoflandsdal
Adm.direktør

Forsidebildet er tatt av Eivind Stranda og viser Energiverket sett fra Bykaia.

INNHold

OPPSUMMERING OG KONKLUSJONER.....	2
1 GRUNNLAG.....	5
1.1 BAKGRUNN.....	5
1.1.1 Historien til energiverket	5
1.1.2 Behov for avklaring.....	5
1.1.3 Tidligere rapporter, gjennomgang og oppsummering av konklusjoner	6
1.2 RAMMEBETINGELSER.....	10
1.2.1 Klimatiske forhold.....	10
1.2.2 Leveringssikkerhet.....	10
1.2.3 Miljøkrav.....	11
1.2.4 Økonomi.....	11
1.3 ENERGI- OG EFFEKTBEHOV, ELEKTRISITET OG VARME.....	11
1.3.1 Energiforsynte virksomheter/arealer.....	11
1.3.2 Dagens situasjon.....	12
1.3.3 Antagelser om fremtiden.....	12
1.3.4 Energiforbruk.....	13
1.3.5 Energiøkonomisering.....	13
1.4 EKSISTERENDE KRAFTVERK.....	14
1.4.1 Dagens situasjon.....	14
1.4.2 Brenselforbruk og miljø.....	14
1.4.3 Restlevetid.....	14
1.5 EKSISTERENDE RESERVEKRAFTANLEGG.....	15
1.5.1 Dagens situasjon.....	15
1.5.2 Brenselforbruk.....	15
1.5.3 Restlevetid.....	15
1.5.4 Nytt reservekraftanlegg.....	15
1.6 EKSISTERENDE FJERNVARMENETT.....	16
1.6.1 Dagens situasjon.....	16
1.6.2 Planer for årene som kommer.....	16
2 AKTUELLE ENERGIBÆRERE.....	16
2.1 OLJE.....	16
2.1.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet.....	16
2.1.2 Pris.....	17
2.1.3 Miljø.....	17
2.1.4 Tekniske konsekvenser.....	17
2.2 KULL.....	17
2.2.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet.....	17
2.2.2 Pris.....	17
2.2.3 Miljø.....	17
2.2.4 Tekniske konsekvenser.....	18
2.3 NATURGASS.....	18
2.3.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet.....	18
2.3.2 Pris.....	18
2.3.3 Miljø.....	18
2.4 BIOENERGI.....	18
2.4.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet.....	18
2.4.2 Pris.....	19
2.4.3 Miljø.....	19
2.4.4 Tekniske konsekvenser.....	20
2.4.5 Konklusjon.....	20
2.5 VIND.....	21
2.5.1 Tilgjengelighet.....	21
2.5.2 Tekniske forutsetninger og konsekvenser.....	21
2.5.3 Miljø.....	21
2.5.4 Kostnad og systemverdi.....	22
2.5.5 Konklusjon.....	22

2.6	ANDRE ENERGIBÆRERE.....	23
2.6.1	Varmepumper.....	23
2.6.2	Anaerobisk nedbrytning av våtorganisk avfall og kloakk.....	24
2.6.3	Geotermisk energi.....	24
2.6.4	Kjernekraft.....	24
3	NYTT ENERGISYSTEM, OVERSIKT OVER AKTUELLE LØSNINGER.....	24
3.1	KULLFYRT KRAFTVERK MED DAMPTURBINER/GENERATOR (VIDEREFØRING AV EKS. ANLEGG).....	24
3.1.1	Dagens anlegg.....	24
3.1.2	Tilpasninger for langsiktig drift.....	26
3.1.3	Fortrinn og ulemper med systemet.....	27
3.1.4	Konsekvenser for strømproduksjon og fjernvarme.....	27
3.1.5	Samkjøring med vindkraft.....	27
3.1.6	Avfallsforbrenning.....	27
3.2	DIESELFYRTE DAMPTURBINER (OMBYGGING AV EKSISTERENDE ANLEGG).....	28
3.2.1	Beskrivelse av systemet.....	28
3.2.2	Fortrinn og ulemper med systemet.....	28
3.2.3	Konsekvenser for strømproduksjon og fjernvarme.....	29
3.2.4	Konsekvenser for reservekraftverk, vindkraft og avfall.....	29
3.3	DIESELFYRT MOTORDRIFT.....	29
3.3.1	Beskrivelse og av systemet.....	29
3.3.2	Fortrinn og ulemper med systemet.....	30
3.3.3	Konsekvenser for strømproduksjon og fjernvarme.....	30
3.3.4	Konsekvenser for reservekraftverk.....	31
3.3.5	Samkjøring med vindkraft.....	31
4	ANBEFALT ENERGISYSTEM.....	31
4.1	ALTERNATIV 1- KULLFYRING I EKSISTERENDE ANLEGG.....	32
4.1.1	Konkretisering av alternativet.....	32
4.1.2	Kalkyler for investering og drift.....	33
4.2	ALTERNATIV 2 – DIESELFYRT MOTORDRIFT.....	34
4.2.1	Konkretisering av alternativet.....	34
4.2.2	Kalkyler for investering og drift.....	35
4.2.3	Introduksjon av vindkraft.....	35
4.3	SAMMENLIGNING.....	36
4.3.1	Miljøeffekter for de aktuelle systemene.....	36
4.3.2	Energikostnad.....	38
4.4	ANBEFALING.....	38
4.4.1	Anbefalt energibærer/energisystem.....	38
5	VEIEN VIDERE.....	40
5.1	BEHANDLING I SSDs STYRE, LONGYEARBYEN LOKALSTYRE, JUSTISDEPARTEMENTET. SAKSGANG OG FRAMDRIFT.....	40
5.2	SØKNAD OM UTSLIPPSTILLATELSE TIL STATENS FORURENSNINGSTILSYN SFT.....	40
5.3	UTBYGGINGSPLAN.....	40
VEDLEGG	41

1 Grunnlag

Det har de siste årene vært utført en rekke utredninger om energisystemet i Longyearbyen. Disse er i stor grad relevante fremdeles og konklusjonene benyttes i størst mulig grad i det videre arbeidet, bare korrigert for nye opplysninger/endringer. I dette kapittelet gjennomgås disse utredningene, grunnleggende forutsetninger for resten av utredningen settes, og det orienteres litt om energiverket slik det er i dag.

1.1 Bakgrunn

1.1.1 Historien til energiverket

Allerede i 1909 støpte amerikanerne fundamentene til den første kraftstasjonen i betong i Skjæringa. Da SNSK overtok i 1916 ble det konstatert at maskineri og bygning var i dårlig forfatning og trengte store reparasjoner. 22.juni 1916 kom stasjonen i drift og kullproduksjonen tok til. Kraftstasjonen var kullfyrt og hadde to kjeler fra Nylands Verksted på til sammen 200 Hk. Fordelingsnettet hadde en spenning på 2200 volt som ble nedtransformert til 400 volt. Sommeren 1917 ble det installert diesellaggregat på 100 Hk i et tilbygg til stasjonen.

I 1920 ble det bygget en ny kraftstasjon i betong. Bygningen hadde et dampturbinaggregat på 750 Hk og en moderne dampkjele med automatisk fyringsanordning, forvarming og overheater. Kjølevannet til kondensasjonsanlegget ble tatt fra sjøen.

I 1924 ble det bygget et nytt kjelehus og installert en ny dampkjele. Sommeren 1925 ble en ny turbin og en ny generator installeret. Kapasiteten var dermed 2x750 Hk. Med tanke på eventuell gjenopptagelse av driften i gruve 1, var det behov for ytterligere økning i strømforsyningen. I løpet av sommeren 1937 satte man opp et tilbygg, og det montertes en ny dampkjele og turbin på 1800 kW.

Kraftstasjonen med sine kraftige betongvegger var en av de få bygningene som stod igjen etter krigen. Foruten en del ødeleggelse i inventaret var taket helt brent. Den ene kjelen kunne tas i bruk etter overhaling, og en svensk dampturbin ble monteret sommeren 1945. I 1946/47 monterte man en ny Thunekjele (ferdig 47/48), og en Stal-turbogenerator på 2400 kW. Det ble også bygget et nytt kjølevannsanlegg og inntakskum. Historien videre er litt uklar, men stasjonen var i drift frem til 1982, da ble den avløst av dagens kraftstasjon. Stasjonen har vært direktematet med kull fra en beltetransportør fra Sentralen til taket av kraftstasjonen.

1.1.2 Behov for avklaring

Det har i flere år vært klart at energiforsyningen i Longyearbyen har behov for en større oppgradering. Fjernvarmenettet har fått sin finansielle løsning, og oppgradering pågår. For energiverket er det derimot ikke funnet finansiell løsning, men som hovedsatsingsområde for SSD/LL, er det en av de høyest prioriterte arbeidsoppgaver i den nærmeste fremtid. Oppgraderingen er tidligere anslått til ca. 100 mill. i 2001-kroner. Rensing av utslipp er da ikke inkludert.

Energiverket har en utslippstillatelse fra 1983. Statens forurensningstilsyn (SFT) varslet i 1999 at de vurderte å skjerpe kravene for tillatelsen. I den forbindelse ble målinger og kontroller utført i stor stil etter pålegg fra SFT. Resultatene ble sendt SFT i januar 2003. Etter dette har SSD fra SFT fått "varsel om pålegg om å søke utslippstillatelse" innen 31.12.2003. I varselet fremgår at det vil legges vesentlig vekt på utredning om beste mulige tekniske løsning(BAT) for drift av energiverket i alle prosesser.

Før et arbeid av så vidt stort omfang igangsettes, ser SSD det som ønskelig å klarlegge hvilken energibærer/hvilket energisystem det i framtiden skal satses på. Dette for å unngå store, omfattende og ressurskrevende utredninger for beste mulige tekniske løsning for kullkraftverk, hvis man innen 5-10 år går over til annen energibærer f.eks dieseldrift.

Det er usikkert hvilke krav til rensing SFT vil sette ved fortsatt kulldrift . I rapport 01/53 av 2001 fra Kan-Energi(e), er det i vedlegg II fra Tech-Wise AS som er ekspert på området, uttalt at 25 mill kroner er i underkant av det man må regne med for å få en fullverdig rensing av luftutslipp med tanke på SO2 og støvpartikler.

SSD har derfor søkt og fått innvilget en utsettelse av fristen til 01.07.2004 for søknad om utslippstillatelse, slik at det kan gjennomføres en prosess med mål om å få avklart fremtidig energibærer/energisystem. Søknaden er innvilget. Det heter i brevet at SFT ønsker å avvente en slik avklaring.

Hovedårsaken til at SSD mener det nå er riktig å bestemme hvilken energibærer det skal satses på i framtiden, er at en slik avklaring gir grunnlag for å gjøre de riktige investeringer sett i et lengre perspektiv.

Det kan også gi grunnlag for, i en begrenset periode, å få utsatt f.eks kostnadskrevenne renseanlegg (anslagsvis 30 mill), hvis anlegget planlegges bygget om til annen drift.

Skal de store nødvendige investeringene i kullkraftverket settes i gang, bør en være trygg på at de er riktige også på lang sikt.

Tidspunktet for å ta denne avgjørelsen nå er også riktig sett i lys av økende underdekning på reservekraft og en totalvurdering av sikkerheten for energiforsyning i Longyearbyen.

1.1.3 Tidligere rapporter, gjennomgang og oppsummering av konklusjoner

Det har de siste årene vært produsert en rekke rapporter som omhandler energisystemet i Longyearbyen. Bakgrunnen for disse har vært dialog med SFT om utslipp fra energiproduksjonen og en erkjennelse av at deler av energisystemet har vært nedslitt og hatt behov for opprustning. Det henvises til egen liste over disse rapportene i vedlegg I. Nedenfor er en kort oppsummering av konklusjoner og anbefalinger i rapportene:

Vedlegg 1

- a) Svalbard Samfunnsdrift AS: Energianalyse for Longyearbyen, Oslo Energi Konsult m.fl. 8.7.1999.
 - Det eksisterende kullkraftverket er en fortsatt økonomisk gunstig løsning for energiforsyning i Longyearbyen. Kombinasjonen med både kraft og varmeutnyttelse oppveier sammen med lave kullpriser en relativt lav el-virkningsgrad.
 - Elforbruket er den viktigste parameter for energiforsyningen i Longyearbyen. Tiltak for å redusere dette vil kunne medføre store direkte besparelser i energiproduksjonen.
 - En revisjon av eksisterende kraftverk anses nødvendig for å avdekke fremtidige kostnader til overhaling og tilpasning til fremtidige driftsforhold. Samtidig bør tekniske løsninger og behov for overbygging/skjerming av kullager samt kostnader avklares nærmere.

- Miljøkostnadene må nærmere vurderes mht. lokale, regionale og globale påvirkninger samt hvilke utslipp som skal inngå. Hvor store og i hvilken grad disse skal vektlegges må avklares i samråd med involverte investorer/myndigheter. Investering i røkgassrensing av svovelutslipp for kullkraftverket er samfunnsøkonomisk gunstig hvis forutsatte miljøkostnader medtas.
 - I en alternativvurdering med miljøkostnader er det mindre forskjell mellom valg av dieselmotor og kullkraft.
 - Vindkraft vil med en energipris på strøm fra 30 til 35 øre/kWh være økonomisk gunstig hvis miljøkostnader medtas. Vindkraft vil uansett kun være et supplement til den fossilbaserte fastkraftløsningen.
- b) Svalbard Samfunnsdrift AS: Måling av utslipp til luft, beregning av luftforurensning i omgivelsene. Veritas, april 2000.
- Kravene i utslippstillatelsen fra Miljøverndepartementet (datert 10.04.1983) overholdes.
 - Spredningsberegninger viser at "årsmiddelkonsentrasjonene ligger klart under gjeldende luftkvalitetskriterier. De maksimale timemiddelkonsentrasjonene overskrider grenseverdien svakt for SO₂. For de andre to komponentene ligger timemiddelverdien klart under grenseverdien. På grunn av røykløftet fra skorsteinen ved energiverket, samt den spesielle topografien rundt Longyearbyen vil de høyeste konsentrasjonene opptre i fjellsidene. Konsentrasjonene i dalbunnene, der boligbebyggelsen ligger, vil være mindre enn 20% av de beregnede høyeste timemiddelverdiene..."
- c) Svalbard Samfunnsdrift AS: Vurdering av reinvesteringsbehovet i energiforsyningen. Oslo Energi Konsult AS. 23.02.2001.
- Det anbefales at dagens energiverk drives videre, men at det ikke gjøres større investeringer. Fremfor å gjøre større investeringer vil det være lønnsomt å gå over til dieseldrevne anlegg. Både kjeler og turbiner i energiverket antas å ha en restlevetid lenger en 10 år.... Energiforbruket har de siste årene vist en svak nedgang, dagens anlegg må derfor anses å ha meget god kapasitet i forhold til behovet.
 - Kontrollanlegget er gammelt og bør skiftes. (Ble skiftet 2003.)
 - Reservekraftanlegget står så nær dagens energiverk at en brann vil kunne ramme begge anleggene samtidig. ... Det anbefales derfor å bygge et nytt reservedieselaggregatanlegg med varmevekslere for fjernvarme. Hvis en får et større havari i energiverket vil det i dag være bedre økonomi i å gå over til dieselaggregater enn å reinvestere store beløp i energiverket.
 - Utslippene fra anlegget tilfredsstillt i dag kravene fra SFT. Ny lovgivning kan imidlertid føre til at man må inn med nye renseanlegg. Hvis en lykkes i å redusere driftskostnadene i anlegget vesentlig bør en investere i et slikt anlegg, hvis ikke vil et slikt krav gjøre det lønnsomt og gå over til dieselaggregater. Et nytt renseanlegg som renser SO₂ og støv er stipulert til 25 mill. kr.
 - Avfallet i Longyearbyen kjøres i dag ubehandlet på deponi. ...Da avfallsmengden er forholdsvis liten vil det ikke være økonomi i å bygge om dagens energiverk slik at dette kan brenne avfall. Fraktprisene vil være

avgjørende for om det er lønnsomt å frakte avfallet i Longyearbyen til fastlandet for behandling eller bygge et eget anlegg for lokal forbrenning.

- Vindmøller er i dag konkurransedyktige med dieselaggregater. Hvis en ser for seg en fremtidig overgang til dieselaggregater bør det igangsettes vindmålinger på antatt gunstige steder for å avdekke potensialet. Vindmøller vil også være med på å redusere behovet for å lagre brensel og bidrar ikke til utslipp av klimagasser. (Vindmålinger pågår.)
 - Elnettet er i bra forfatning, og det vil her ikke være store behov for investeringer i nytt nett. Vernene er imidlertid gamle og utskifting bør vurderes.
 - Deler av fjernvarmenettet er i dårlig forfatning og det vil her være behov for betydelige investeringer..... (Arbeidet pågår, store deler av nettet er renovert.)
 - Beredskapen for de tekniske anleggene synes stort sett å være tilfredsstillende med hensyn til komponentsvikt. En brann vil derimot kunne ramme energiforsyningen kraftig. Det samme vil en svikt i vannforsyningen kunne gjøre. Den største risikoen synes derimot å ligge i beredskapen for brensel i vinterhalvåret når fjorden er frosset. En overtagelse av oljetankene bør også vurderes for å sikre en rimelig og sikker tilgang på brensel.
 - Energiverket drives godt ut fra de forutsetningene som ligger til grunn i dag.
 - Investeringsbehovet ble anslått til 193 MNOK til "kritiske investeringer" og 95 MNOK til "nødvendige investeringer".
- d) Nærings og Handelsdepartementet (kvalitetssikring av rapport pkt c): Vurdering av investeringer i energiforsyningen i Longyearbyen. KanEnergi AS, 17.10.2001.
- Longyearbyen har interessante muligheter til å realisere et effektivt, miljøvennlig og økonomisk energisystem. Visjonen om et slikt system er i seg selv et virkemiddel til å få resultater og kan gi viktige ringvirkninger til andre deler av samfunnet. Vi tror også at arbeidet med et slikt prosjekt kan være interessant for eksterne finansieringskilder og samarbeidsparter.
 - Energieffektivisering er på mange måter en opplagt strategi i Longyearbyen. For det første er veien kort og synlig mellom tiltak og økonomi for energiforsyningen. For det andre gir klimaet mye større effekt av enøk-tiltak enn på fastlandet. Videre er det nå nye muligheter teknologisk og forretningsmessig til å styre og kontrollere forbruk, måle for fakturering osv. Sist, men ikke minst, har samfunnet i dag sjeldent gode muligheter til å planlegge for energieffektivitet gjennom arealdisponering, byggeforskrifter m.m. At det kun er 3 eiere til hoveddelen av bygningsmassen er gunstig for å få realisert tiltak siden det er færre beslutningstakere å forholde seg til. Resultatene vil videre bli lette å synliggjøre, og vil kunne tjene til å demonstrere verdien av enøk-tiltak også overfor profesjonelle aktører på fastlandet.
 - Videre drift av dagens anlegg forventes ikke å by på noen større tekniske problem dersom man fornyer kontrollanlegget, og SNSK er innstilt på å levere kull frem til 2010. Hovedalternativet er å levere dette fra Gruve 7. Dersom mangel på kull, uhell eller tekniske problem gjør dette umulig, kan leveransen komme fra Svea, men da må det bygges kullager med ca. 6 måneders

kapasitet. Det er imidlertid ikke sikkert at videre kulldrift er mest økonomisk. Kostnadene for å overholde fremtidige krav fra SFT og fremtidens oljepris er de viktigste faktorene som påvirker konkurranseforholdet mellom fortsatt kulldrift og overgang til nytt dieselanlegg. Når det gjelder anslagene i rapporten "Energianalyse for Longyearbyen. Oslo Energikonsult 8/7-99", så er disse svært grove, og vi tror at driftskostnadene for et dieselanlegg i Longyearbyen kan være underestimert.

- Vår vurdering er at det er riktig å fortsette driften av kullkraftverket, men å fokusere på muligheter for å redusere driftskostnadene. Dette forutsetter, utover investeringene i kontrollanlegg og kjølevannssystemet, en omfattende rehabilitering av fjernvarmenettet og en analyse av potensialet for å redusere energibehovet (el og varme). På lang sikt er det i dag naturlig å anta at man går over til dieselbasert elektrisitetsproduksjon. Investeringer i fjernvarmenettet må derfor være kompatible med en slik overgang (lavere temperaturnivåer, redusert tilgang på spillvarme).
- e) Justisdepartementet:(ny kvalitetssikring av rapporter pkt.c) og d)): Investeringsbehovet i kraftforsyning og varmedistribusjon i Longyearbyen. KanEnergi AS,10.01.2002.
- Kull eller diesel? Det fremgår av beregningene at fortsatt drift av kull forsvarer sin plass, i hvert fall i økonomiske termer. Samtlige kullalternativer stiller seg rimeligere enn dieselalternativene under de gitte forutsetningene, bl.a 25 års drift. Det å legge til kostnader for klimagassutslipp endrer ikke konklusjonen. Vi har ikke verdsatt andre miljøforhold enn klimagasser, dette fordi det mangler relevante verdsettinger av lokal luftforurensing. Det er imidlertid på det rene at eventuell overgang til dieseldrift med røkgassrensing vil redusere utslipp av svevestøv, svovel- og nitrogenoksider og tungmetaller.
 - Sammenligningen av kull og diesel skiller seg fra utredningene som Oslo Energikonsult har gjort gjennom at det er gjort vesentlig annerledes forutsetninger, blant annet legges et helt annet tidsperspektiv til grunn. En tror ikke at det er hensiktsmessig videre å utrede energiforsyningen i Longyearbyen på dette nivået. De utredninger som allerede er gjennomført belyser problemstillingene på en tilfredsstillende måte, og den gjenværende usikkerheten er fremfor alt begrunnet i usikkerhet om fremtiden. Det er derfor viktig å ta en prinsipiell avgjørelse slik at det valgte alternativet kan begynne å utredes med tanke på gjennomføring. For det videre arbeidet med fjernvarmenettet er det også ønskelig å vite hvilken type anlegg man vil ha i fremtiden slik at utformingen av nettet kan optimaliseres med tanke på dette. Særlig viktig er det for utformingen av nettet i Sjøområdet. Når man har valgt det ene eller det andre alternativet må man begynne å forprosjekttere:
 - for kull: nytt kullager, renseanlegg, nytt askedeponi.
 - for diesel: nøyaktig lokalisering og design
- f) Store Norske Spitsbergen Kullkompani og Svalbard Samfunnsdrift AS : Forundersøkelser for å studere reduksjon av støv- og svoveldioksidutslipp fra Longyearbyen Kraftstasjon ved bruk av nyutviklet filter. NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk, 20.12.2002.
- Det er gjennomført målinger og analyser av utslippene av støv og SO₂.... Resultatene danner utgangspunkt for vurdering av rensetiltak og eventuell

anvendelse av et granulært filtersystem (Panel Bed Filter) som er under utvikling ved NTNU.

- Prisen for et fullskala Panel Bed Filter system er anslått til ca. 4 millioner kroner (inkluderer ikke tilknytning, lokale tilpasninger, samt utgifter til transport og deponering av filterstøvet.)
 - SO₂ rensing vil bety en ekstra investeringskostnad på ca. 1 million kroner.
- g) Svalbard Samfunnsdrift AS: Energiforsyningen i Longyearbyen, Fremtidig organisering. Sammenfatningsdokument og Grunnlagsdokument. KanEnergi AS, 07.04.2003.
- Drøftingen av mulige organisasjonsformer har vist at LL har et stykke å gå med å etablere de formelle forutsetninger for energiforsyningen. På kort sikt er det derfor lite grunnlag for å vurdere nærmere samarbeid med aktører utenfra.
 - SSD representerer generelt høy og bred kompetanse for virksomhet i høyarktiske områder. Det er ikke påvist vesentlige svakheter ved dagens drift og organisering av energiforsyningen. Dagens modell gir derfor et godt grunnlag for å nå de mål som er satt. Ved å utvikle mer allmenne styringsmekanismer for energiforsyningen, kan man legge til rette for flere valgmuligheter på sikt, for eksempel ved at SSD inngår en driftsavtale med en ekstern aktør (*Driftsavtale*-modellen). En slik modell kan være interessant ved at den byr på muligheter for å utnytte andres kompetanse fra energisektoren, og at man gjennom anbud kan få konkurranse og mulighet til reduserte kostnader.

1.2 Rammebetingelser

1.2.1 Klimatiske forhold

Energiproduksjonen i kraftstasjonen skjer innendørs, og prosessen påvirkes dermed ikke vesentlig av det høyarktiske klimaet. Imidlertid medfører klimaet behov for overdekket kullager for å hindre snø og is i lagret kull hvis kullet må lagres og ikke som i dag hentes direkte fra Gruve 7.

Men det er på grunn av klimaet kritisk for kundene hvis det er avbrudd i kraft/varmeforsyningen.

1.2.2 Leveringssikkerhet

Energisystemet i Longyearbyen må være robust med tanke på leveringssikkerhet. Dette er viktig for å unngå at det om vinteren blir stummende mørkt når strømmen går, men også med de store problemene som kan oppstå ved at pumper og motorer stanser og rør fryser. Ved et lengre avbrudd i kraft/varmeforsyningen vil byen fryse ned og det vil bli nødvendig å evakuere store deler av befolkningen til rør og utstyr er tint/repert i løpet av påfølgende sommer.

Store deler av rørnett i byen er avhengig av varmekabler for ikke å fryse og fjernvarmesystemet er avhengig av strøm for å drive pumper og reservekjeler. Gruve 7 er avhengig av strøm til å drive pumper om sommeren og varmeanlegg om vinteren.

Pr. i dag er det underdekning på reservekraft, noe som vil medføre at deler av Longyearbyen blir uten strøm ved et havari i Energiverket. Det er laget ei prioritering for utkobling av høyspentlinjene ut fra energiverket, og linjene vil bli utkoblet i denne rekkefølgen:

1. Sjøområdet
2. Hotellneset
3. Adventdalen
4. Longyeardalen

1.2.3 Miljøkrav

Store deler av Svalbard er vernet som nasjonalparker/-reservater eller på andre måter, og det er fra myndighetenes side lagt opp til en høy miljøstandard på øygruppa. Sitat fra St.m.nr 9 og :”Svalbard skal fremstå som et av verdens best forvaltede villmarksområder”, jfr Svalbardmiljøloven.

Kraftverket har i alle utførte målinger sluppet ut betydelig mindre enn det utslippstillatelsen krever. Hva SFT vil kreve i framtiden er vanskelig å gjette seg til, men det er allerede i 1999 varslet en skjerping av kravene.

Dette kan bety at det må investeres i kostbart renseutstyr, eller det kan bety at man blir tvunget til andre løsninger enn kullkraft for å oppfylle kravene.

Det er vanskelig å forholde seg til dette siden SFT ikke har kommet med nye krav eller antydninger om hvilke krav som vil komme. Et kompliserende forhold for norske myndigheter er forholdet til kraftverket i Barentsburg, og eventuelle like krav til utslipp for begge verkene.

1.2.4 Økonomi

En forutsetning fra SSDs side har vært at beboerne i Longyearbyen skal ha omtrent samme energirekning som de som bor på fastlandet. Siden varmebehovet (kaldere og lenger vinter) og strømbehovet (lenger mørketid, behov for motorvarmere i biler og varmekabler på rør) er større enn på fastlandet må altså energiprisen være lavere. Det vil ikke være mulig å produsere energi billigere på Svalbard enn på fastlandet hvis alle kostnader skal tas med i reknestykket, og det forutsettes derfor ekstern finansiering av deler av energiforsyningen.

Staten har gått inn med ekstraordinære midler for opprustning av fjernvarmesystemet i byen. Videre er energiforsyningen meldt inn til departementet som satsingsforslag i 2005, med nytt reservekraftverk høyest prioritert.

1.3 Energi- og effektbehov, elektrisitet og varme.

1.3.1 Energiforsynte virksomheter/arealer.

Fjernvarme.

De fleste bygningene i Longyearbyen varmes opp med fjernvarme, helt fra Nybyen og Huset til de nye husene øverst i Gruvedalen og til Kraftstasjonen. Totalt varmes ca. 120 000 m² opp med fjernvarme. Av områdene i nærheten av eksisterende fjernvarmenett som ikke er tilkoblet kan nevnes Sjøskrenten (bebyggelsen på nedsiden av veien nord for UNIS) og Kirka/Longyearbyen Barnehage. Det er satt av stusser for framtidig tilkobling av Sjøskrenten både under UNIS og ved "Bedehuset" (238.21), og arbeidet er tatt med i søknaden som ligger til grunn for den statlige bevilgningen, det foreligger imidlertid ikke konkrete planer om tilknytning av området. Det foreligger konkrete planer om å legge fjernvarme til Kirka/Barnehagen våren 2004. Sommeren 2003 ble nettet i Sjøområdet fra Brannstasjonen og østover utvidet, og flere eksisterende og nye bygg er tilkoblet/vil bli tilkoblet. Det er lagt ledning forbi Sysselmannsgarasjen mot Bykaia, eventuell ny bebyggelse vestover mot Bykaia vil bli tilkoblet. Flyplassområdet er ikke tilkoblet, flyplassen er utstyrt med eget varmeanlegg og har reservekraft til eget bruk.

Elkraft.

Kraftleveransen fra kraftstasjonen dekker all bebyggelse i Adventdalen til Eiscat på Gruve7-fjellet i øst, hele Longyearbyen og Hotellneset til Bjørndalen og Svalsat på Platåberget i vest. Det er tilkoblet ca. 1400 kunder.

De store forbrukerne ligger utenfor Longyeardalen. Energiverket er med et forbruk på ca. 12 % den største el-forbrukeren, mens Gruve 7 bruker 11,8 % av det som blir produsert ved energiverket (20 % av el-effekten blir brukt av kunder som ikke har fjernvarme-tilgang). Adventdallinja kjøres nå på 22kV og linja kan tåle ca. 9 MVA , men på grunn av begrensninger på trafokapasiteten er maks last ca. 5 MVA.

1.3.2 Dagens situasjon

Fjernvarme

Energiverket har kapasitet til å levere tilstrekkelig effekt til fjernvarmenettet. Maksimaleffekt på kalde dager er i størrelsesorden 13 MW, gjennomsnittseffekt i årets kaldeste måned februar er opp mot 7 MW, mens det i juli er en gjennomsnittseffekt på snaut 3 MW med et laveste effektbehov på ned mot 2 MW. Det har de siste årene vært levert ca. 45 GWh fjernvarme, med en topp i 1998 på over 49 GWh.

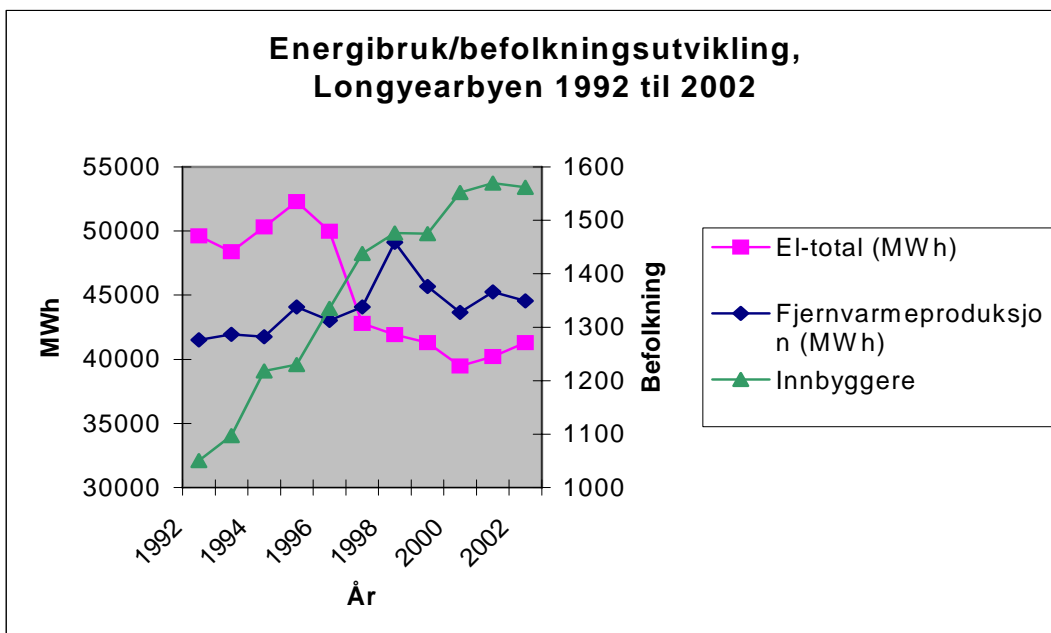
Elkraft

Det er kapasitet til ca. 7,5 MW el når 1 kjele fyres. For å få ut mere effekt på energiverket må begge kjelene fyres opp, for kortvarige effekttopper kjøres reserveaggregater. Det produseres ca. 42 GWh strøm i året, og Energiverket bruker selv ca. 5 GWh.

1.3.3 Antagelser om framtiden.

Det er som kjent vanskelig å spå, spesielt om framtiden, og det er om mulig enda vanskeligere å spå om framtiden for et så spesielt samfunn som Longyearbyen enn for et tilsvarende tettsted på fastlandet. Likevel må det settes visse forutsetninger for å kunne kalkulere et framtidig energisystem, vi velger å sette dette opp slik:

- **Befolkning.** Det bor ca. 1700 personer i Longyearbyen, av disse er ca. 1500 norske. I forhold til fastlands-Norge er befolkningsstrukturen atypisk ved at det er en overvekt av yrkesaktive voksne menn, få voksne kvinner, få barn (spesielt ungdom) og nesten ingen over 64 år. Longyearbyen Lokalstyre(LL) har beregnet en framtidig befolkningsutvikling fram til 2007 (vedlegg 1, pkt h, tabell 3.4.1) med et lavt anslag på 1819 og et høyt anslag på 2018 personer. Det er de politiske rammevilkårene som bestemmer utviklingen, og hovedmålet for svalbardpolitikken er å opprettholde norske samfunn på øygruppen. Som grunnlag for denne rapporten velger vi å anta at det bor 2000 mennesker i Longyearbyen i 2010 og 2300 i 2020, og at det er grunnlaget for dimensjoneringen av kraftverket.
- **Arbeidsplasser.** I 1991 var det 755 årsverk i Longyearbyen og Svea (vedlegg 1, pkt h, tabell 5.1.1), mens det i 2002 var 1339 (derav 121 studentårsverk). Dette er en betydelig vekst på nesten 80 %, og altså sterkere enn befolkningsveksten. LL har laget en prognose (vedlegg 1, pkt h, Figur 5.9.1) som sier det vil være mellom 1450 og 1600 årsverk i 2007, altså en fortsatt sterk vekst. Hvordan den videre utvikling vil gå er det vanskelig å si, men det er på det rene at antall ansatte i gruvedriften ser ut til å bli redusert, samtidig som turisme, forskning/undervisning og datarelaterte (den nye fiberkabelen betyr her mye) arbeidsplasser vil øke. Vi antar at det vil være ca. 1655 årsverk til sammen i Svea og Longyearbyen i 2010 og økende til 1815 årsverk i 2020.



Figur 1.3.3

1.3.4 **Energibruk.** Figuren ovenfor viser at det er en sammenheng mellom befolkningsvekst og fjernvarmebruk og dette kan forklares med at når antall innbyggere stiger, øker også det oppvarmede arealet. Elforbruket har stabilisert seg de siste årene til tross for økning i folketallet og antall årsverk. Det har vært en dreining fra industribaserte arbeidsplasser (Gruve 3 ble lagt ned i 1996) til arbeidsplasser i undervisning, reiseliv og tjenesteyting som har redusert strømforbruket. Antall innbyggere er hentet fra tabell 3.1.1 i (vedlegg 1, pkt h).

Dimensjoneringskriterier.

Nedenforstående tabell viser de dimensjoneringskriterier som blir benyttet i denne rapport. Det er selvfølgelig stor usikkerhet i forhold til disse tallene jo lengre frem i tid man går, men disse benyttes som grunnlag. Endringer i forhold til dette vil ikke ha vesentlig innvirkning på konklusjonene i rapporten.

	2004			2010			2020		
	Effekt		Energi	Effekt		Energi	Effekt		Energi
	Max, MW	Min, MW	GWh	Max, MW	Min, MW	GWh	Max, MW	Min, MW	GWh
Fjernvarme	12,5	2	45	14	2,5	50	15,5	3	55
Elkraft	8,5	3	42	10	4	48	11	4,5	53
Reservekraft	9*			12			12		

* Installert i dag ca. 4 MW, behov i dag ca. 8 MW, 9 MW vil dekke behovet til 2010.

Tabell 1.3.4

1.3.5 **Energikøkonomisering**

Energiforbruket i Longyearbyen er høyt. Dette skyldes flere forhold, blant annet klimaet, mørketiden, bygningsstandard og folks vaner. Gjennomsnittlig forbruk av fjernvarme er ca. 375 kWh/m² (brutto produsert fjernvarme delt på oppvarmet areal). Klimaet og mørketiden er det lite å gjøre med, men det er ikke tvil om at en stor del av bygningsmassen er av en forholdsvis dårlig standard. Bedre isolasjon, bedre vindtetthet, bedre vinduer og bedre regulering på varmekilder ville kunne redusere varmebehovet betydelig uten at det gikk ut over komforten. Det er heller ikke tvil om

at det er mulig å økonomisere betydelig på strømforbruket. Det henvises til KanEnergis rapport (e) kap. 2 der dette er grundigere behandlet og der sparepotensialet (konservativt beregnet) ble oppgitt til 5-8%. Da beboerne begynte å betale for sitt eget strømforbruk sank forbruket betydelig. Energiøkonomisering er egentlig ikke tema i denne rapport, vi fastslår bare at potentialet er betydelig. Energiproduksjon er så dyrt på Svalbard at det vil være klart samfunnsøkonomisk å redusere forbruket, dessuten vil det være både bedriftsøkonomisk lønnsomt for bedriftene og privatøkonomisk lønnsomt for innbyggerne (forutsatt at de betaler for virkelig forbruk).

1.4 Eksisterende kraftverk.

1.4.1 Dagens situasjon

KanEnergi har i (e) vedlagt en rapport fra danske Tech-wise AS der de har gjort en vurdering av verket i desember 2001. De uttaler følgende:

"2.6 Sammenfatning vedrørende anlægsvurdering

Anlægget vurderes at være i god stand og vel vedlikeholdt. Anlægget er meget renligt, og det tyder også på god styring af forbrænding, da der ikke blæses aske ud i kedelhuset. Driften udviser et stort kendskab til deres anlæg og har gode rutiner med hensyn til vedligeholdelsen."

Anlegget er planlagt og konstruert for Svalbard-kull med relativt høyt spesifikt energiinnhold. Ved overgang til eventuell ekstern leverandør må visse krav til kullet overholdes. Eventuelle kapasitetsøkninger på innmatningsanlegg etc. ved bruk av kull med lavere energiinnhold må undersøkes, men anses ikke nødvendig.

1.4.2 Brenselforbruk og miljø

Igjen uttalelse fra Tech-wise: "Kedelanlægget vurderes at have en virkningsgrad, der er typisk for disse anlæg og helt acceptabel. Virkningsgraden kan ikke ændres signifikant. Der kan dog ske en besparelse på egetforbrug til visse blæsere og pumper."

Utslippskravene fra SFT overholdes.

1.4.3 Restlevetid.

Tech-wise i (e): "Forventes en restdriftstid på 10 år, bør man kunne fortsætte med omfanget af den vedligeholdelse, som man nu udfører.

Ønsker man at fortsætte i en betydelig længere periode foreslås, at man - inden dele af anlægget overskrider 200.000 driftstimer - gennemfører en egentlig undersøgelse af restlevetid. Der findes en række firmaer, der kan tilbyde sådanne undersøgelser. I disse undersøgelser indgår bl.a. undersøgelser af strukturer i materialer, og ud fra ændringer heri kan man bestemme levetidsforbruget og restlevetiden.

Denne undersøgelse vil typisk være udgangspunkt for et reinvesteringsprogram, som man bør afholde. Det er ikke muligt at bestemme et konkret tiltag for nærværende, men det bedømmes, at man bør afsætte et beløb i størrelsesordenen 25 Mkr., som forventeligt kan afholdes i 2012.

Efterhånden, som anlægget ældes, vil der være en tendens til dyrere skader og lidt reduceret rådighed af anlægget. Derfor foreslås, at der yderligere afsættes reinvesteringsbeløb i 2017 på 10 Mkr. samt i 2022 på 5 Mkr. (såfremt man vil drive anlægget videre i 2022).

I disse beløp inngår ikke oppgraderinger, som kan være afledt av krav til reduksjon av emisjoner, støy, ombygning til andre brændsler etc., dvs., det er forudsatt, at anlegget fortsatt drives med de nuværende kultyper, emissionsnivå etc." Ut fra dette er det ikke noe i veien for å drive anlegget fram mot 2030, forutsatt at forebyggende vedlikehold utføres.

1.5 Eksisterende reservekraftanlegg.

1.5.1 Dagens situasjon.

Eksisterende reservekraftverk er fra 1975 og 1980. Det består av 4 aggregater på 3 x 1250 og 1 x 2600 kVA med en samlet effekt på rundt 4350 kW.

De 3 LDG-9 motorene har en driftstid på rundt 40 000 timer og KVG-16 har pr. dato nærmere 33 000 timer. De er vedlikeholdt etter gangtimer, med overhaling av topper, brennstoffpumper og brennstoffventiler.

Den installerte effekt er for liten i forhold til effektbehovet i Longyearbyen, og i perioder har det vært nødvendig med utkobling av deler av byen for ikke å overbelaste aggregatene.

Motorenes tilstand er god med tanke på gangtid og kan brukes også i fremtiden, men totalkapasiteten er for liten. Aggregatene er tilårskomne og vil ha høyere brennstoffforbruk og lavere virkningsgrad enn nye.

Dagens reservekraftstasjon er plassert vegg i vegg med kullkraftverket, med forholdsvis dårlig brannsikring mellom byggene. Transportbåndet for bunkerskull går rett over reservekraftstasjon, også dette er uheldig med tanke på brannsikkerheten.

1.5.2 Brenselforbruk.

Dieselforbruket på eksisterende maskiner er på rundt 265 liter pr. produserte MWh, mens nye motorer har bedre virkningsgrad og mindre forbruk (220-225 l/MWh).

1.5.3 Restlevetid

Eksisterende anlegg vil kunne holdes i drift i flere år til, men det er behov for å utvide kapasiteten. Det er også et behov for å flytte reservekraftstasjonen ut fra brannhensyn. En utvidelse av kapasiteten bør plasseres i en ny stasjon med større avstand til kraftverket.

Vedlikeholdskostnadene nå er på rundt kr. 300 000 pr. år og forventes å øke med tiden.

1.5.4 Nytt reservekraftanlegg

Det forutsettes i denne rapport at det bygges nytt reservekraftanlegg øst for eksisterende energiverk. Det må vurderes om eksisterende aggregater skal flyttes eller om de bør bli stående i eksisterende reservekraftstasjon til de skal skiftes ut. Nye aggregater må plasseres i den nye stasjonen etter hvert som eksisterende aggregater fases ut.

Det forutsettes etablert nye aggregater med samlet kapasitet 9 MW el. El-virkningsgraden for slike motoranlegg er ca. 40 %.

Det vil bli forberedt/satt av plass til gjenvinning av kjølevarme og avgassvarme (da kan totalvirkningsgraden komme opp mot 80%), om det er aktuelt å bygge er avhengig av hvilken løsning som velges for energiverket. I Longyearbyen hvor fjernvarmenett er etablert ligger det godt til rette for aggregat med gjenvinning av

overskuddsvarme, men dette er neppe aktuelt hvis anlegget skal stå som et rent reservekraftanlegg.

I prinsippet kan både diesel og ulike typer gass (LNG, LPG) benyttes, energikostnader og lagerinvesteringer vil avgjøre valg av brensel. Behovet for et nytt brenselager til reservekraftstasjonen må vurderes ut fra kostnadsbildet og i samarbeid med LNS Spitsbergen som i dag er dieselleverandør.

1.6 Eksisterende fjernvarmenett.

1.6.1 Dagens situasjon.

I rapporten fra Oslo Energi Konsult (c) fra 2001 står det i sammendraget: "Deler av fjernvarmenettet er i dårlig forfatning og det vil her være behov for betydelige investeringer. Det er store korrosjonsskader i deler av det eksisterende anlegget. Fjernvarmenettet er vanskelig å regulere og kan derfor ikke drives optimalt med hensyn til energibruk. De fleste abonnentene har ikke måler og det er ingen kultur for energisparing. En bør samtidig prøve å rydde opp i strukturen i nettet der dette er mulig".

Det er siden lagt opp til bevilgninger i størrelsesorden 100 millioner innen 2014 til opprustning av fjernvarmenettet i perioden 2002-2007.

De siste årene er størstedelen av de gamle utvendige rørkassene skiftet ut med preisolerte rør, Fyrhus 2 er tilknyttet primærnettet og en del hus har fått nye undersentraler og renoveret/ombygget rørkassene under husene, fyrhusene er modernisert med nye vekslere og pumper.

De fleste undersentralene mangler regulering på fjernvarmesiden, det betyr at det i forholdsvis liten grad er kontroll på vannmengder og returtemperaturer. Det er en utstrakt bruk av bypas-ledninger i nettet for å hindre frostskafer. Dette medfører at det må sirkuleres mer vann enn det egentlig er behov for, og at returtemperaturen blir for høy.

1.6.2 Planer for årene som kommer.

I 2004 er det planlagt prosjekter for ca. 20 millioner i fjernvarmenettet. Disse brukes stort sett til investeringer som ansees nødvendige ut fra sikkerhetshensyn, dette gjelder noen biter med gjenværende utvendige rørkasser, undersentraler som ikke er vekslet ut mot sekundærnettet (med tilhørende rørkasser under hus), rørtraseer under skolen og "Huset" med mer.

Parallelt med dette pågår arbeidet med å få senket returtemperaturen i systemet for å få redusert sirkulerte vannmengder og bedre kapasiteten i energiverket. Når de fleste sikkerhetsmessig svake punktene er utbedret vil mer ressurser bli lagt på regulering/returtemperatur i systemet og utvidelser for å kunne levere til bygninger som i dag ikke nås.

2 Aktuelle Energibærere.

2.1 Olje.

2.1.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet.

Det er tilstrekkelig lagerkapasitet i Longyearbyen for dagens forbruk av olje, tilgjengeligheten for tankbåt er god selv om det normalt ikke kommer tankbåt i perioden desember til mai på grunn av isforholdene. I en krisesituasjon vil det imidlertid være mulig å bryte opp isen selv midt på vinteren.

LNS Spitsbergen eier eksisterende tankanlegg, og ved eventuell overgang til olje som energibærer på Energiverket vil det bli nødvendig å bygge en ny tank på ca. 5000 m³

(eventuelt to mindre). Det må da vurderes om olje skal kjøpes fra LNS Spitsbergen eller om det er mer fornuftig at Energiverket investerer i eget tankanlegg. Dette vil være en rent økonomisk vurdering som ikke behandles videre her.

2.1.2 Pris

Svalbard Samfunnsdrift AS har nylig hatt møte med LNS Spitsbergen om oljepris, og det er enighet om at det her kan forutsettes en literpris inn på energiverket på kr. 2,08 pr. liter (GO 32), noe som tilsvarer ca. 21 ø/kWh. Dette under forutsetning av at LNS Spitsbergen bygger en ny 5000 m³ tank mellom energiverket og Bykaia, og forutsatt dagens rentenivå og gjennomsnittsprisen i 2003.

2.1.3 Miljø

Olje/diesel er nok den foretrukne energibærer i arktiske strøk, både fordi den er lett tilgjengelig, lett å transportere og lagre, den kan benyttes til motordrift og til å fyre med, og ikke minst benyttes det kjent teknologi (oljekjeler, forbrenningsmotorer). Utslippene er mindre enn fra kull, men er selvfølgelig avhengig av om den brennes i en kjel eller benyttes i motordrift. Det kanskje viktigste aspektet i denne forbindelse er at hvis virkningsgraden forbedres, går brenselforbruket ned, og da reduseres utslippene betydelig.

2.1.4 Tekniske konsekvenser

I denne utredning ser vi på to aktuelle teknologier der olje/diesel kan benyttes, nemlig ombygging av eksisterende kjeler til oljefyring (se kap. 3.2, da kan eksisterende damp turbinanlegg beholdes, men man skifter energibærer fra kull til olje), eller å benytte olje til motordrift (se kap. 3.3, da benyttes forbrenningsmotorer til generatordrift og kjølevarmen til fjernvarme).

2.2 Kull.

2.2.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet

I tidligere rapporter har det vært forutsatt at kullgruvedriften i Longyearbyen ville bli nedlagt før 2010, mens Store Norske Spitsbergen Grubekompani nå antar at det er drift i Gruve 7 i 20 år fortsatt. I tillegg til dette er det antatt ytterligere kullreserver i Gruve 7 og andre steder i området. Det er dermed all grunn til å tro at det i overskuelig framtid vil kunne leveres kull fra Longyearbyen til energiverket.

Selvfølgelig er det en mulighet for at for eksempel en ulykke/brann kan stanse produksjonen, men det vil da være mulig å få kull inn med båt. Det anbefales på det sterkeste at det ved eventuell videre kulldrift legges opp et beredskapslager på i størrelsesorden en vinters forbruk (10 –15 000 tonn). En eventuell nedlegging av kulldriften i Longyearbyen ville kreve mer langsiktige losse- og lagringsanlegg i tilknytning til havnen.

Slik produksjonen foregår i dag hentes kullet mer eller mindre direkte fra gruva og rett til kraftverket, men det bør nok bygges et (mindre) lager slik at kull som mellomlagres kan lagres tørt (unngå snø og is og vindflukt).

2.2.2 Pris

Det er en avtale med SNSG om kr. 400.- pr. tonn fram til 2010. Videre vil prisen følge prisen på verdensmarkedet, og det antas at den vil være forholdsvis stabil. Ut fra SNSGs uttalelser antas at det vil være mulig å inngå en ny avtale med et lenger tidsperspektiv enn den gjeldende.

2.2.3 Miljø

Kullet som leveres fra Gruve 7 har et energiinnhold på mellom 6900-7500kcal/kg (8,0 – 8,7 kWh/kg). Svovelinnholdet ligger mellom 0,5 og 1 %.

Kull er den fossile energibæreren som slipper ut mest CO₂ ved forbrenning, og vil også være den som slipper ut mest partikler. For miljøregnskap henvises til kap. 4.3.5.

2.2.4 Tekniske konsekvenser.

Ved fortsatt kulldrift kan eksisterende infrastruktur benyttes fra Gruve 7 til Energiverket. Det har den siste tiden vært problemer med kullmatingen inn på kjelene, og disse problemene må løses i fellesskap mellom SNSG og energiverket.

2.3 Naturgass

Bruk av naturgass har de siste 20-30 årene økt betydelig i mange land, og kan på sikt også bli aktuelt i Longyearbyen. I Vedlegg 4 er det tatt med en orientering fra KanEnergi om naturgass, her slår vi bare fast at det ved eventuell overgang til annen energibærer enn kull må vurderes om naturgass kan være et alternativ til olje.

2.3.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet

I dag er det liten bruk av LNG i Norge, men utnyttelsen forventes å stige i de nærmeste årene. Kryogene (nedkjølte) lagringstanker er en kostbar teknologi, og dette vil resultere i en betydelig merkostnad i forhold til alternativene som olje eller kull.

2.3.2 Pris

Kostnadene ved lagringsanlegg i Longyearbyen vil bli høye. I dagens situasjon synes dette å bety at naturgass ikke kan konkurrere prismessig med olje og kull.

2.3.3 Miljø

Av alle fossile energibærere fører bruk av naturgass til de laveste utslippene. Spesielt når det gjelder partikler og svovel er utslippsreduksjonen stor.

2.4 Bioenergi.

En eventuell utnyttelse av biomasse til energiformål i Longyearbyen synes å være aktuelt i følgende former:

- Forbrenning av lokalt avfall
- Import av foredlet biobrensel, f.eks. pellets

I begge tilfeller er sambrenning med kull eller en separat kjel for avfall/biobrensel mulige alternativer.

2.4.1 Tilgjengelighet, lagringsmulighet

Avfall

Samlede avfallsmengder utgjorde i 2002 totalt ca. 1400 tonn, og med 11 % vekst fra 2001 (SSD). Det antas at avfallsmengden vil fortsette å øke. 1154 tonn ble deponert etter at papir, papp, glass, plast, aluminium, EE-avfall og spesialavfall er gjenvunnet og sendt til fastlandet eller håndtert på andre måter.

Av det avfallet som går til deponi, er trevirke og blandet husholdningsavfall store fraksjoner. De ulike kildene for avfallssammensetningen spriker mhp. hvor store de ulike fraksjoner er. I avfallsstatistikk for Longyearbyen 1997-2002 inngår trevirke og andre brennbare fraksjoner i grovavfall og avfallsballene som i dag går til deponi. Samlet mengde til deponi har i disse årene blitt redusert med ca. 55 %. Hvor stor andel av trevirke og andre brennbare fraksjoner som inngår i grovavfall og avfallsballene, er ikke kjent.

Basert på fordelingen mellom ulike avfallstyper i "Avfallsplan 1999-2003", og justert for avfallsmengder for 2002, utgjør brennbare avfallsfraksjoner (husholdningsavfall, trevirke, papp og papir) samlet maksimalt 1000 tonn.

Brennverdien for de brennbare fraksjonene varierer fra husholdningsavfall på ca. 2,9 kWh/kg til ca. 5,0 kWh/kg for papir. Totalt utgjør den årlige avfallsmengden en energiressurs på maksimalt 4,0 GWh.

Ved ev. avfallsforbrenning må det etableres en hall for sortering og kvalitetssikring av brensel og ev. korttidslager for å ta sesongvariasjoner.

Foredlede biobrensler

Bruk av foredlede biobrensler som pellets (ev. briketter) forutsetter import til øygruppen. Det er i dag mulig å inngå kontrakter for leveranse av slikt brensel fra flere land, og antall tilbydere og volumet i markedet er i vekst. Det legges derfor til grunn at tilgjengeligheten av slikt brensel ikke vil innebære noen begrensning, forutsatt at økonomien ved en slik forsyning er tilfredsstillende. Import av foredlede biobrensler vil kreve investering i mottaksanlegg og overbygget lager tilsvarende minimum 6 måneders forbruk.

2.4.2 Pris

Avfallet i Longyearbyen er i dag et problem og utgjør en kostnad for SSD. Forbrenning av avfallet vil derfor gi avfallet en verdi, dvs. negativ kostnad som brensel. Det er liten grunn til å anta at forbrenning av avfallet vil gi mindre håndtering av avfallet enn i dag. SSDs innsparing kommer derfor i form av mindre deponering med reduserte kostnader til drift av deponiet, eventuell utsatt utvidelse av deponiet, mindre transport til fastlandet og kostnader ved deponering eller forbrenning der. Avfall omsettes på fastlandet og mellom aktører i Norge og Sverige. Det er likevel store variasjoner og ikke et entydig marked med prisnivå. En pekepinn kan likevel være at Trondheim energiverk høsten 2003 tok 570 kr/tonn ekskl. mva. for mottak av avfall. I tillegg må den som leverer avfallet betale statlige avgifter (grunnavgift/tilleggsavgift). Viktige forskjeller mellom Longyearbyen og fastlandet er at SSD ikke er pålagt sluttbehandlingsavgift for avfallet, og at utslipp av deponigass er mindre.

Pellets omsettes i dag i bulk i Østlandsområdet til en pris av 0,2 – 0,24 kr/kWh. Denne markedsverdien er basert på både innenlandsk produsjon og import. Slike leveranser vil kreve investering i mottaksanlegg og overbygget lager tilsvarende minimum 6 måneders forbruk.

2.4.3 Miljø

Forbrenning av avfallet vil redusere deponiproblemet, mens problemet knyttet til utslipp til luft fra forbrenningen er avhengig av hva som forbrennes, forbrenningsteknologi og rensutrustning.

Foredlet biobrensel er et homogent brensel, hvor det ligger til rette for god forbrenning og lave utslipp ved relativt enkel renseteknologi.

Biobrensel er en fornybar ressurs og bidrar ikke til netto utslipp av drivhusgasser. Avfall er langt på vei også fornybart.

Dersom man kun brenner såkalt rent biobrensel sammen med kullet vil ikke avfallsforbrenningsforskriftens omfattende krav gjelde. Rent biobrensel defineres som vegetabilsk avfall fra jord og skogbruk, treavfall eller barkavfall. Brensel som kan inneholde halogenerte organiske forbindelser eller tungmetaller som følge av behandling eller annen håndtering regnes ikke som rent brensel. Forbrenning av

utsortert trevirke kan derfor bli vurdert som rent biobrensel. Ved sambrenning av rent biobrensel og kull vil trolig støv, SO₂, NO_x og CO bli regulert, og utslippsgrenseverdiene vil trolig ligge mellom grenseverdiene for kull og biobrensel i veiledningen/utkast til forbrenningsforskrift.

Norske Skog Saugbrugs fikk ny utslippstillatelse 18. desember 2003. Tillatelsen åpner for forbrenning av utsortert rent treavfall sammen med intern brensel forutsatt at treavfallet "... ikke er kontaminert i omfang som vil medføre utslipp av skadelige komponenter av betydning utover det som er regulert ved utslippsgrenser/forskrifter. Bedriften pålegges å utarbeide en prosedyre som sikrer at kun rent trebrensel med maksimum 2 vekt-% fremmedstoffer i form av malte flater, impregnert trevirke, plast, metall og papir brennes i multibrenselkjelen....". Utslipp til luft av støv, SO₂ og NO_x er regulert i denne utslippstillatelsen.

2.4.4 Tekniske konsekvenser

Avfall eller biobrensel kan i Longyearbyen forbrennes på to ulike måter:

- egne forbrenningsanlegg for avfall eller biobrensel
- sambrenning med kull - forutsatt videre drift av kullanlegget

Avfallsmengdene er såpass begrensede at et eget forbrenningsanlegg for alle brennbare avfallsfraksjoner, vil bli uforholdsmessig kostbart og dermed ikke lønnsomt. Årsaken er at røykgassrensingen vil bli svært omfattende. Kommersielt finnes det dessuten lite forbrenningsteknologi som er godt egnet i den størrelsen som her er aktuell. Anlegget vil kapasitetsmessig sannsynligvis være under 1 MW.

Utsortert, rent trevirke bør hugges til flis og kan deretter enten benyttes i et eget anlegg eller sambrennes med kull. Det er i dag som nevnt usikkerhet mhp. hvor store mengder rent trevirke som finnes.

Pellets kan som hugget flis, forbrennes i eget anlegg eller sambrennes med kull. Et eget biobrenselanlegg (flis eller pellets) kan knyttes til fjernvarmen eller ev. etableres for byggene ved flyplassen eller andre som ikke er tilknyttet fjernvarmenettet.

Forbrenningsteknisk er sambrenning av avfall eller pellets med kull fullt mulig. I begrenset omfang vil dette ikke påvirke forbrenningsprosessen vesentlig, men vil kreve tekniske anlegg for håndtering av det supplerende brenselet.

Sambrenning av avfall med kull vil medføre behov for store investeringer i renselanlegg. I tillegg vil det trolig være nødvendig med overvåking av utslipp for å styre forbrenningen så godt som mulig.

Sambrenning av rent trevirke (flis eller pellets) vil med stor sannsynlighet ikke utløse ytterligere renskrav enn for kullfyring.

2.4.5 Konklusjon

De tilgjengelige volum av avfall synes å være for små til å forsvare investeringer i de nødvendige renselanlegg. Dersom reint treavfall kan sorteres ut, så vil dette kunne utnyttes relativt enkelt. Forbrenning av avfall bør likevel vurderes som ett av flere alternativer i en helhetlig gjennomgang av avfallshåndteringen i byen.

Foredlet biobrensel vil vanskelig kunne konkurrere økonomisk med kull som brensel.

2.5 Vind.

2.5.1 Tilgjengelighet

Basert på vinddata fra bl.a. flyplassen ble Adventdalen og Platåberget vurdert som de stedene med de beste vindressursene i Longyearbyens nærhet. Vindressursene er imidlertid svært avhengig av lokale forhold. Fra 30.01.03 er det derfor gjennomført vindmålinger på Platåberget, og disse avsluttes etter ett år. Målingene har skjedd i regi av Kjeller Vindteknikk AS i fire høyder, fra 10 til 40 meter.

De foreløpige resultatene (fra 9 md). tyder på en middelvind på ca 6,0 meter pr. sekund i 40 m høyde. Dette er noe sterkere enn på flyplassen. De fremherskende vindretningene er de samme som på flyplassen, syd-øst og syd-vest.

Dersom man antar et samlet areal på Platåberget på 8 km² som teoretisk tilgjengelig for utbygging av vindkraft, kan det installeres ca 80 MW, med en samlet årsproduksjon på ca 180 GWh. Ettersom et minimumsbehov for effekt synes å være ca. 3 MW, vil dette være den maksimale utbygging en kan ha uten å "miste" produsert kraft fra vindkraftanlegget. Dette kan f.eks. være to turbiner á 1,5 MW, med en årsproduksjon på ca. 7,5 GWh. Ved større vindkraftkapasitet vil noe av produksjonspotensialet gå tapt, fordi momentan produksjonsevne i deler av året overstiger kraftbehovet. Det kan likevel være aktuelt å installere en høyere effekt, dels fordi det finnes tekniske løsninger for håndtering av overskuddskraft, dels fordi verdien av den tapte produksjonen motvirkes av andre fordeler ved økt produksjon og effektkapasitet. Dersom en tar i bruk tekniske løsninger for håndtering av last- og produksjonsvariasjoner, vil det være mulig å dekke en stor del av kraftbehovet med vindkraft. En optimal løsning må ev. fremkomme gjennom et eget forprosjekt. Med en produksjon pr. kvadratkilometer på ca. 20 -25 GWh, vil det uansett være en liten andel av platået som benyttes for vindkraftformål i fremtiden. Dette er en indikasjon på at det kan bli et visst konfliktnivå, både i forhold til nærliggende fjell (vindskygger), i forhold til SvalSat og i forhold til miljøvirkninger.

2.5.2 Tekniske forutsetninger og konsekvenser

Vindmølleanlegg vil normalt kreve anleggsvei ved montering og til bruk under vedlikehold. Dette vil innebære noe anleggsarbeid i forlengelsen av den veien som allerede er bygget opp til Platåberget. Veien opp til platået (privat vei eid av SvalSat) kan innebære noen begrensninger på transport av vindmøllepartene. Nettet på stedet må forsterkes, og det må vurderes hvordan el-kvalitet opprettholdes når både laster og produksjon kan veksle med korte tidsintervaller.

2.5.3 Miljø

Miljøaspektene knyttet til vindkraft er først og fremst arealbruken og endringen av det estetiske inntrykket av landskapet. På Platåberget vil møllene ikke være synlige fra Longyearbyen, men fra steder lenger inne i Adventdalen og ute i Isfjorden vil møllene være synlige.

Det er allerede veiforbindelse til Svalsats anlegg på Platåberget. Anleggsvei frem til de aktuelle vindmøllene vil derfor ikke være noe vesentlig ekstra inngrep.

Vindmøllenes effekt på fugler og støy fra møllene har vært vektlagt andre steder. Det er lite trolig at vindkraftutbygging vil være et problem for fugler, med mindre det foregår regelmessige natttrekk på stedet. Dette forholdet kan undersøkes av ornitologer på et senere tidspunkt. Støyen fra møllene vil ikke oppleves som et problem for noen, med unntak av turgåere som beveger seg i nærområdet, dvs. noen hundre meter fra en turbin. Det må avklares om vindmøller vil ha noen forstyrrende effekt på Svalsats nedlesningsvirksomhet.

2.5.4 Kostnad og systemverdi

Kostnadene for vindkraftproduksjon på Platåberget kan beregnes på grunnlag av vindklimaet og antakelser bl.a. om anleggskostnader. Sjablonmessig investering pr. MW på fastlandet, er ca. 8 mill. kr. På Svalbard bør møllene utstyres med "arktisk" utstyrs pakke. Dette kan de fleste turbinprodusenter levere, til en pris som tilsvarer et påslag på 5 %. Vi antar at det bør kalkuleres med et generelt påslag på ca. 20 % for merkostnader knyttet til bygging på Svalbard. Dette skal dekke nettilknytning/forsterkning, veier og kraftelektronikk for styring av el-kvalitet.

Vindkraft vil ikke kunne erstatte investeringer i produksjonskapasitet i hovedanlegget. I beregningen av kostnaden for vindkraft må man derfor ta med alle kostnader, også nødvendige tilpasninger i kraftstasjonen. Vindkraft vil derimot redusere brenselforbruket og i noen grad driftskostnadene for kraftstasjonen.

Våre beregninger viser at vindkraft vil koste i underkant av 40 øre/kWh på Platåberget, med alle kostnader dekket. (6 % p.a., 25 år)

Verdien av denne produksjonen vil være avhengig av hvilket produksjonssystem som benyttes som sikkerhet, brenselkostnader og virkningsgrad.

I tabell 2.5.4 nedenfor vises brenselkostnader pr. produsert kWh elektrisitet. Vindkraftens verdi som substitutt for produsert el fra kull- eller dieselmotorkraftverk vil være lik eller høyere enn disse tallene. Som det fremgår av tabellen, synes vindkraft å være økonomisk interessant dersom diesel skal benyttes i fremtiden, men ulønnsomt dersom kull skal benyttes. Dette bildet er ikke dekkende for en situasjon med varmeunderskudd i forhold til behovet. I et system med dieselmotorer vil el-virkningsgraden være høyere og dermed varmeproduksjonen være relativt lavere enn med kulldrift. Det vil dermed i perioder være behov for å supplere med fyring i oljekjeler, i tillegg til å fokusere på effektiv utnyttelse av energien på brukersiden.

Diselkostnad	2,00	kr/l	brennverdi: 10 kWh/l
Kullkostnad	400	kr/tonn	brennverdi: 8,1 kWh/kg

Brenselkostnad pr kWh elektrisitet:

virkningsgrad (%)	Kull	Diesel
20	kr 0,25	kr 1,00
30	kr 0,16	kr 0,67
40	kr 0,12	kr 0,50
50	kr 0,10	kr 0,40

Tabell 2.5.4

2.5.5 Konklusjon.

Vår hovedkonklusjon er at vindkraft kan være et lønnsomt supplement til et brenselbasert kraftproduksjonssystem på Svalbard. Et viktig forbehold i denne sammenhengen, er samspillet mellom el- og varmeproduksjon; Dels vil tilgjengelig varme fra brenselbasert elproduksjon avta med økende vindkraftandel; Dels vil elektrisitet fra vindkraft kunne benyttes til varmeproduksjon i perioder med "overskuddsproduksjon" av vindkraft. Før en går videre med analyser av vindkraft, bør det derfor gjennomføres forenklede beregninger av kostnader og inntekter knyttet

til samspillet mellom varmebehov og vindkraftproduksjon. Man bør også analysere hvilke besparelser vindkraft kan føre til på investeringssiden, f.eks. knyttet til redusert sesonglagring av diesel og reduserte utslipp.

2.6 Andre energibærere

2.6.1 Varmepumper

En varmpumpe henter varme fra omgivelsene (luft, vann) eller fra spillvarme, og ved hjelp av (som regel elektrisk drevne) kompressorer leveres varme på et høyere temperaturnivå, f.eks. til fjernvarme.

På Svalbard har man noen få varmpumpeinstallasjoner i forbindelse med fundamentering av bygninger. Utover dette, finnes få norske erfaringer med varmpumper i arktiske strøk. Dersom en tar nødvendige hensyn til klimatiske forhold, bør det likevel være fullt mulig å kunne gjennomføre vellykkede varmpumpeinstallasjoner.

Det er imidlertid en utfordring å finne en varmekilde som har jevn og høyest mulig temperatur hele året, og som det er praktisk mulig å utnytte. I Longyearbyen synes det vanskelig å finne optimale varmekilder, men følgende kan være aktuelle å vurdere:

- Spillvarme – utnyttelse av spillvarme fra energiproduksjon. Dette kan være kjølevann fra kondensasjonsturbin, ev. fremtidig scrubberanlegg, røykgass fra energiproduksjonen, eller ev. en kombinasjon av disse. En slik varmekilde har høy og stabil temperatur over året som gir mulighet for høye varmefaktorer, dvs. god effektivitet. Korrosjon, varmespenninger i materialene, gjengroing og "fouling" på varmeveksleroverflater kan være et problem. Hvorvidt dette er praktisk mulig å gjennomføre må undersøkes. Dersom røykgassen utnyttes kan blant annet oppdriften i pipa bli redusert med den følge at røyken kan falle ned lenger nede i fjellsida eller i dalen.
- Sjøvann (ev. ferskvann) – utfrysing av is med frigjøring av energi ved isproduksjon med standard ismaskiner. Høye temperaturløft vil gi relativt lave varmefaktorer. Håndtering av produsert is må løses.
- Sjøvann - kollektorslange med sirkulerende frostsikret væske. Ved store effektbehov vil det være behov for flere tusen meter kollektorslange lagt ut og forankret på fjordbunnen – noe som synes lite realistisk. Høye temperaturløft vil gi lave varmefaktorer.

Det forutsettes her at det derfor ikke vil være noe teknisk problem å utnytte varmpumpe til varmeproduksjon i Longyearbyen, men det kan være en rekke praktiske utfordringer.

Verdien av varmpumpe brukt i energisystemet i Longyearbyen vurderes imidlertid som liten av følgende årsaker:

- Varmepumper produserer kun varme. I dagens situasjon der elektrisitetsproduksjonen gir mer varme enn det er behov for, fremstår ny varmeproduksjon derfor som lite meningsfullt. Dersom dette forholdet endres i framtiden, kan varmpumper bli et aktuelt supplement. I så fall ville det også være aktuelt å vurdere gassdrevne varmpumper som alternativ til elektrisk drevne.
- Med dagens varmpumpeteknologi får man maksimalt ut ca. 70 °C av varmpumpa. For å oppnå optimale driftsforhold og optimal effektivitet, er det ønskelig å levere varme på lavere temperaturnivåer, gjerne ned mot 40-45 °C. Integrasjon av varmpumpe i dagens fjernvarmesystem, er derfor en utfordring.
- Mulige varmekilder er ikke optimale.

Konklusjon.

Vår innstilling er at varmepumper i dagens situasjon ikke er aktuelt for energisystemet i Longyearbyen. Det antas også at teknologien vil utvikles videre i årene som kommer, slik at spørsmålet eventuelt kan vurderes på nytt når behovet for varme er til stede.

2.6.2 Anaerobisk nedbrytning av våtorganisk avfall og kloakk

Gjennom anaerobisk nedbrytning kan organisk materiale omgjøres til biogass og kompost. På denne måten blir dette avfallet omgjort til produkter med verdi, samtidig som utslippene av klimagasser blir redusert. Det er ikke i denne sammenheng gjort konkrete vurderinger ut fra tilgjengelige volum. Potensialet for gassproduksjon er uansett for lite til at dette kan spille noen viktig rolle i Longyearbyens energisystem. Dersom denne måten å håndtere avfall og kloakk er interessant som metode til å håndtere byens avfall, så vil gassen lett kunne utnyttes for varmeproduksjon.

2.6.3 Geotermisk energi.

Geotermisk energi kan i prinsippet utnyttes både for varme- og elektrisitetsproduksjon. Men det er som kilde til elektrisitet at dette kunne vært av interesse i Longyearbyen. I KanEnergi (e, 2002) er det vist til at ut "fra undersøkelser som er gjort i de øvre geologiske lag i nærheten av Longyearbyen, antar man at det er en termisk gradient på 3,5 – 4 °C pr. 100 m. Det betyr at man må til flere tusen meters dybde for å hente varme med høye nok temperaturer til å brukes direkte. Det er videre kjent at det under Longyearbyen er sedimentære bergarter ned til en dybde på 4000 – 5000 meter. Basert på disse opplysningene er det ikke grunnlag for å peke på geotermisk energi som noe godt alternativ."

2.6.4 Kjernekraft.

Ifølge Teknisk Ukeblad 12. desember 2003 er det "Ingen vei utenom kjernekraft" på lang sikt. Hvis kjernekraft skal være aktuelt vil det være for mye større effekter enn det som er aktuelt i Longyearbyen. Vi anser derfor kjernekraft som uaktuelt i denne sammenheng.

3 Nytt energisystem, oversikt over aktuelle løsninger

I dette kapitlet presenteres tre ulike systemer for energiproduksjon, som ut fra ulike synspunkter kan være aktuelle.

3.1 Kullfyrt kraftverk med dampturbiner/generator (videreføring av eks. anlegg)

Dette alternativet innebærer å videreføre dagens kullfyrte anlegg på lang sikt. Dette vil utløse flere tilpasninger for å møte fremtidige behov. Dette beskrives nedenfor.

3.1.1 Dagens anlegg

Dagens forbrenningsanlegg består av to identiske kjeler av typen Burmeister og Wain. Energiverket ble bygget i 1982 og mesteparten av utstyret er derfor fra dette året. Hver kjel kan produsere 40 tonn damp pr. time (46 bar, 440 °C) og er hver for seg store nok til å dekke varmebehovet. Dampen mates inn på en felles ringledning til to turbiner som hver har en effekt på 5,5 MW_{el}. Den ene er en mottrykksturbin som har en prosessvirkningsgrad på 86 %, og en elvirkningsgrad på 19 %. Den andre er en kondensasjonsturbin med en elvirkningsgrad på 27 % med kjølevann fra sjøen. Mottrykksturbinen kjøres etter behovet for fjernvarme og styres etter returtemperaturen på fjernvarmevannet. Kondensasjonsturbinen dekker det øvrige behovet for el og styrer etter belastningen i elnettet, og sørger for konstant frekvens. I 2002 (benytter tall fra 2002 fordi anlegget sto i flere måned i 2003 på grunn av ombygging, 2002 gir derfor riktigere tall enn 2003) ble det produsert (levert ut fra

energiverket) ca. 41GWh el og 45,5 GWh varme, og for å produsere dette gikk det med 25 516 tonn kull med en gjennomsnitt brennverdi på 8,02 kWh/kg (6900 kcal/kg). Dette gir en totalvirkningsgrad på 42,3 %.

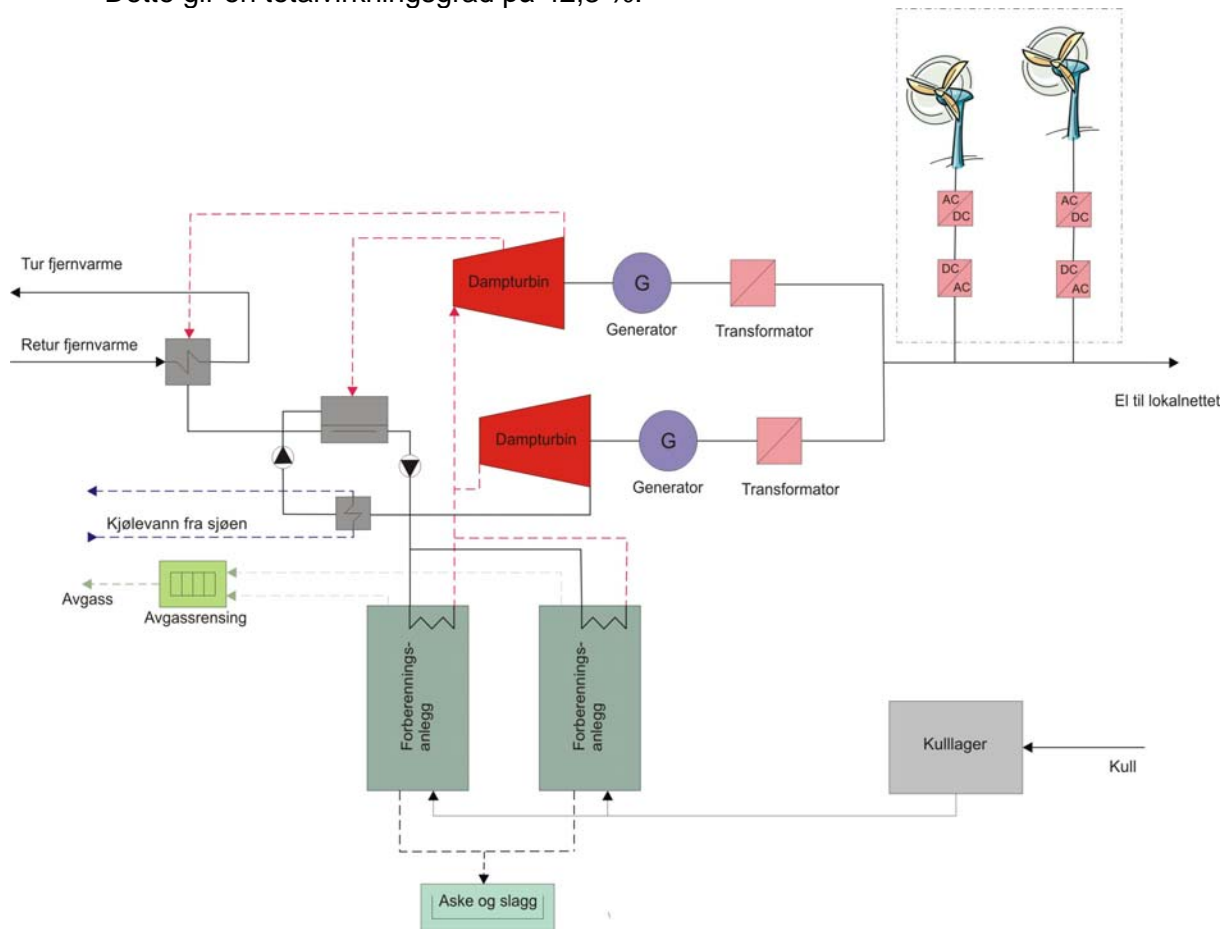


Fig. 3.1.1. Flytskjema kullfyrt kraftverk.

Kjelene kjøres i 6 måneder før de tas ut til revisjon, den ene kjelen revideres mens den andre dekker opp energibehovet. Kostnadene for revisjon av begge kjelene er kr 500 000. Turbinene må tas ut til revisjon hvert 6-8 år, til en kostnad av ca. 2,5 millioner kr, eksklusiv påkommende kostnader som dukker opp.

Energiverket har et egetforbruk av energi på ca. 6 GWh el pr. år og ca. 20 tonn vann pr. dag. Eget elektrisitetsforbruk utgjør dermed 15 % av produksjonen. Vannforbruket utgjør ca. 12 % av Longyearbyens totale vannforbruk, ca. 8 tonn pr. dag brukes til feiing av kjeler. Ved feiing av kjelene brukes 4,2 tonn damp/h (32 bar), dette er ca 10 % av maks effekt og blir derfor utført under lavlast slik at en unngår å starte reservekraftanlegget for å dekke topplasten mens feiing pågår. I løpet av 2003 ble det installert nytt styringsystem.

Kjelene er basert på kull som leveres av Store Norske Spitsbergen Grubekompani A/S (SNSG). Prisen på kull er i dag 400 kr/tonn ved 7000kcal/kg (8,1 kWh/kg). Kjelene har en virkningsgrad på 87 %. 10-15 % av brenselet kommer ut som slagg(stein i kullet) mens ca. 7-15 % kommer ut som aske.

SSD har en 10-års intensjonsavtale med SNSG om levering av kull fram til 2010. SNSG står fritt til hvor de tar kullet fra, men må levere kull til anlegget i takt med anleggets behov. Ut over de kullfyrte kjelene har anlegget en oljekjel som kan

produsere 8 tonn damp pr. time. Denne er normalt nedtappet, har lang oppstartstid og står som backup for varmeleveranse hvis kraftbehovet dekkes med reservekraft.

Det brukes mellom 50 og 100 m³ diesel i året i reservekraftanlegget, delvis som reservekraft men mest til strømproduksjon ved raske forbruksendringer i nettet. Det er sannsynlig at dette forbruket vil øke noe hvis strømforbruket i Longyearbyen fortsetter å øke i framtiden. Kostnadene for dette dieselforbruket er ikke tatt inn i reknearket i vedlegg 3, men er ikke så stort at det vil gi noe utslag på konklusjonen.

3.1.2 Tilpasninger for langsiktig drift

Behovet for tilpasninger er vurdert og beskrevet av Oslo Energi Konsult (a og c) og KanEnergi (d og e), i tillegg til SSDs egne vurderinger. Hovedvurderingen hos KanEnergi (d) er at "med fortsatt godt vedlikehold og nødvendige oppgraderinger vil det være teknisk fullt mulig å drive kraftverket videre i en 25-årsperiode". Det ble likevel tatt forbehold om hvordan etterspørselen etter energi vil utvikle seg i perioden.

For å muliggjøre sikker og effektiv drift for en lang periode videre, vurderes følgende investeringer i Energiverket som nødvendige:

- Kullforsyning. Avtalen med SNSG om kull-leveranser løper t.o.m. 2010. I møte (2004) med selskapet har de beskrevet et driftsperspektiv for Gruve 7 som er betydelig lenger, og "lovet" leveranser i 20 år. For å øke forsyningssikkerheten har det vært pekt på behovet for mottaksanlegg for kull-leveranse med båt, og tilhørende lager for drøyt 6 måneders drift. Med det driftsperspektiv som SNSG presenterer er det mer aktuelt å skaffe den nødvendige forsyningssikkerhet gjennom å etablere et overdekket beredskapslager for 6 måneders drift basert på kull fra Gruve 7.
- Røykgassrensing. Utslippene fra dagens anlegg er godt beskrevet, og disse er godt innenfor gjeldende utslippskrav. Men det legges til grunn at SFT i en eventuelt ny konsesjon vil stille nye krav. Det foreligger ingen informasjon om hvilke krav som vil bli stilt, og kostnadene kan dermed heller ikke gis med sikkerhet. Med bakgrunn i tilbud på svovelrenseanlegg som ble innhentet av Oslo Energi Konsult i 1998, ble kostnadene for et slikt anlegg i 2002 (KanEnergi) anslått til ca. 20 mill. kr. Ut fra veiledning og utkast til forskrift om forbrenningsanlegg, må man anta at anlegget vil få krav til rensing av støv, mens krav til svovelrensing og NO_x-rensing er avhengig av hvilke vurderinger som gjøres.
- Avsetninger for reinvesteringer. Erfaringsmessig vil det være nødvendig med betydelige reinvesteringer for å sikre langsiktig drift. Ut fra erfaringer fra andre anlegg ble det i KanEnergi (2002) anbefalt å sette av 25 mill. kr til reinvestering i 2012, 10 mill. kr i 2017 og 5 mill. kr i 2022 for å legge til rette for drift frem mot 2030.
- Askedeponi. Asken deponeres i dag i vannkanten og det er sannsynlig at SFT i en ny konsesjon vil kreve en annen løsning. Det er konkrete planer i Svalbard Samfunnsdrift AS om å bygge askedeponi.

SSD har i lang tid vært opptatt av driftssikkerheten knyttet til reservekraftanlegget, både pga. anleggets alder og dets plassering helt inntil energiverket og under kulltilførselen. SSD og LL har derfor foreslått at dette anlegget erstattes snarest mulig av et nytt reservekraftanlegg med kapasitet 9 MW. Selv om finansieringen ikke er avklart, legges det i denne sammenheng til grunn at et nytt reservekraftanlegg vil bli bygget i løpet av relativt kort tid, da nytt reservekraftverk er satsingsforslag for 2005.

3.1.3 Fortrinn og ulemper med systemet

Videre drift er vurdert som et fullt ut driftssikkert system, også på lang sikt. Utslippene fra et kullfyrt anlegg vil være større enn for et dieselfyrt anlegg, men gjennom strengere renskrav vil dagens situasjon kunne bedres betydelig.

Et kullfyrt kraftverk vil bygge videre på den lokale forankringen gjennom lokal forsyning av brensel. Dette aspektet kan likevel ikke gis stor vekt i og med at SNSG kan selge dette kullet på verdensmarkedet. For SNSG ville dette i så fall kunne innebære økt lagerbehov pga. isforholdene.

Gjennom den planlagte etableringen av ny reservekraftkapasitet vil man ha et dieselfyrt anlegg som vil kunne dekke kapasiteten av elektrisitet hele året. Dersom dette anlegget forberedes for varmegjenvinning, og dieselprisen ble vesentlig lavere, ville man kunne komme i den situasjon at det er mer fordelaktig å kjøre dette anlegget enn kullanlegget.

3.1.4 Konsekvenser for strømproduksjon og fjernvarme

Videre drift av kull-anlegget som hovedanlegg vil i overskuelig tid dekke behovene for både kraft og varme. Utbyggingen av reservekraftkapasitet basert på diesel, vil enkelt kunne utnyttes til å dekke eventuelle økte kapasitetsbehov for elektrisitet. På varmesiden vil anlegget i overskuelig tid også ha et varmeoverskudd, men et eventuelt behov for varme vil også kunne dekkes gjennom oljekjel eller varmegjenvinning fra dieselaggregater.

3.1.5 Samkjøring med vindkraft

Et vindkraftverk på f.eks. Platåberget vil være en enhet som med dagens teknologi kan samkjøres med det eksisterende energiverk, og styres fra kontrollrommet forutsatt at vindklimaet er godt nok og at lokalisering på Platåfjellet er mulig. Variasjonene i produksjon fra vindkraftverket vil være sammenlignbare, og normalt ikke større enn variasjonene i effektbelastning fra gruvedriften er i dag. Det bør likevel vurderes nærmere om det er behov for utvidet dampakkumulering i situasjoner hvor vindkraften plutselig mister stor effekt.

Vindkraft vil ikke redusere effektbehovet i Energiverket, men vil redusere driftskostnadene – først og fremst gjennom redusert bruk av brensel og følgelig reduserte utslipp. Denne reduksjonen vil normalt være mindre enn om man baserer seg på den gjennomsnittlige brenselkostnad og gjennomsnittlige utslipp pr. produsert enhet pga. at effektiviteten i kullanlegget ofte blir lavere ved lavere last.

I omtalen av vindkraft i kap. 2.5 antydes at vindkraft vanskelig kan bli økonomisk lønnsomt med dagens rammebetingelser. I tillegg kommer fordelene av reduserte utslipp fra kullforbrenning.

3.1.6 Avfallsforbrenning

Avfall fra lokalsamfunnet kan brennes sammen med kull. Avfall med ulike fraksjoner vil utløse både endringer i forbrenningsanlegget og strenge renskrav, som til sammen gjør dette alternativet uaktuelt ut fra energiforsyningens synsvinkel.

Dersom man kan legge til grunn utsortert trevirke, vil dette trolig kunne brennes uten tekniske problemer og uten å utløse vesentlige renskrav. Avgjørende blir dermed om volumet forsvarer de nødvendige ombygningene knyttet til håndtering og innmating.

3.2 Damp-diesel (ombygging av eksisterende anlegg)

3.2.1 Beskrivelse av systemet

Et alternativ til dagens kullfyrte verk, og med begrensede investeringer, innebærer å fyre kjelene i det eksisterende anlegg med olje, fortrinnsvis diesel. Figur 3.2.1 illustrerer dette alternativet. Forskjellen fra alternativet ovenfor (videre drift med kull) består først og fremst i at oljebrennere monteres inn i kjelene, konkret to brennere for hver av kjelene. I tillegg må man dekke til risten fordi oljefyring vil skje med høyere temperatur, og det må skje en ombygging av luftsystemet.

Anlegget vil for øvrig i hovedsak fungere på samme måte som dagens anlegg, og med den samme virkningsgrad. Med oljefyring vil man unngå askehåndtering. Videre vil utslippssituasjonen bli bedre, sammenlignbart med dieselfyrt motordrift om man bruker diesel, og noe dårligere om man bruker tungolje. Alt i alt er dette en beskjeden ombygging, og gjennomført ved en rekke anlegg i Europa.

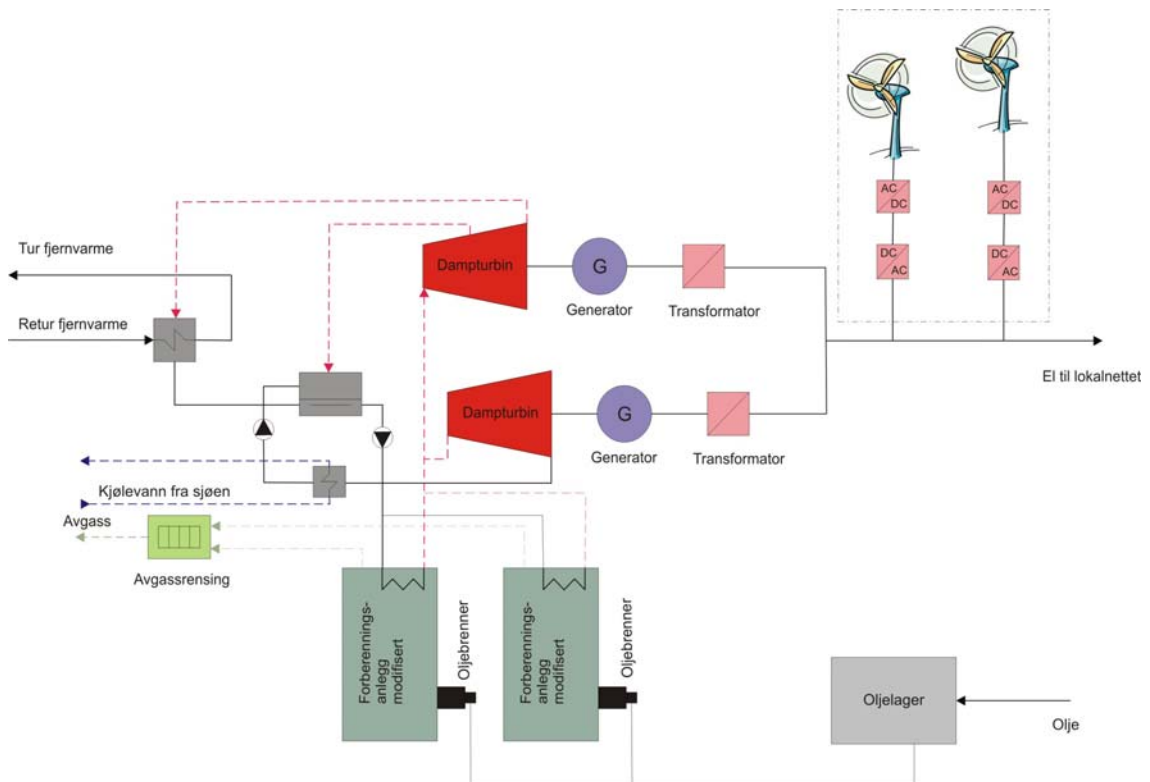


Fig. 3.2.1. Flytskjema dieselfyrte dampmaskiner.

3.2.2 Fortrinn og ulemper med systemet

Fordelen ved dette alternativet er først og fremst at investeringen i forhold til det eksisterende anlegg er beskjeden. Fra leverandører er det antydning et behov på 10-15 mill. kr. Dette betyr også at en slik ombygging kan gjennomføres relativt raskt ved for eksempel bortfall av lokale kulleveranser.

Det er for øvrig en viktig fordel at man får en betydelig enklere brenselshåndtering, slipper å håndtere aske, og at utslippene blir betydelig redusert. Det antas også at det vil bli behov for en noe redusert bemanning, uten at dette er vurdert nærmere her. Det antas at man vil bruke samme oljekvalitet som i dagens dieseldrifter. Ved

bruk av tungolje kan brenselprisen være i størrelsesorden 0,05 kr/kWh lavere. Men det vil på den annen side trolig utløse krav til rensing av avgasser.

Den største ulempen er at man i et slikt anlegg vil ha den samme relativt lave virkningsgrad som ved kulldrift, men samme brenselpris som ved motordrift. Med dagens prisforhold mellom kull og olje, vil driftskostnadene bli meget høye. Ved eventuell tilførsel av (billig) naturgass kan systemet tilpasses dette med små tilpasninger.

3.2.3 Konsekvenser for strømproduksjon og fjernvarme

Dette alternativet er helt likt med kullalternativet både m.h.p. elektrisitet og varmeproduksjon.

3.2.4 Konsekvenser for reservekraftverk, vindkraft og avfall

I og med at driften av et oljefyrt anlegg er noe enklere enn ved kullfyring, kan man anta at anlegget har noe høyere driftstid (tilgjengelighet), men uten at dette påvirker behovet for reservekapasitet. Muligheten til samdrift med vindkraft er den samme som i kullalternativet. Sambrenning med avfall blir i dette alternativet ikke aktuelt. Forbrenning av avfall må i så fall skje i et separat avfallsforbrenningsanlegg. Med varmeoverskudd i overskuelig perspektiv, må et slikt anlegg ev. dekke varmebehov der fjernvarmenettet ikke er bygget ut.

3.3 Dieselfyrt motordrift

3.3.1 Beskrivelse og av systemet

Et kogeanlegg med stempelmotorer kan benytte diesel eller naturgass (LPG, LNG) som brensel. Prinsipielt består anlegget av en motor/generatorenhet, varmeveksler for utnyttelse av varme fra avgass, kjølevann og motorolje. I tillegg kommer bygning, brensellager og skorstein. For oppdekning av spisslast for varmebehovet brukes en olje- eller gasskjel. Stempelmotorer har en betydelig lavere virkningsgrad dersom de kjøres på lavlast, vanligvis oppnår man derfor bedre økonomi når systemet består av flere motorer som kan slås på etter behovet. Dette tillater også en gradvis utbygging av anlegget, etter behov.

For å dekke effektbehovet på 10 MW_{el} i 2010, vil det være naturlig å velge et system bestående av f. eks tre motorer med en effekt på 3,5 MW. Andre kombinasjoner som f. eks. 4x2,5 MW er også mulig. Det økonomisk gunstigste alternativet må beregnes basert på varighetskurver og investeringskostnader.

Elektrisk virkningsgrad for motorer i størrelsesorden 3-5 MW er på ca. 40 %. Totalvirkningsgrad for et kogeanlegg er typisk på 85-90 %. Dette forutsetter imidlertid at all varme kan avsettes. Med det temperaturnivået som i dag brukes i primærnettet i fjernvarmesystemet, vil det ikke være mulig å utnytte all varmen.,

Også motordrift vil kunne drives med tungolje med enkle tekniske tilpasninger og muligens med noen nye krav til avgassrensing.

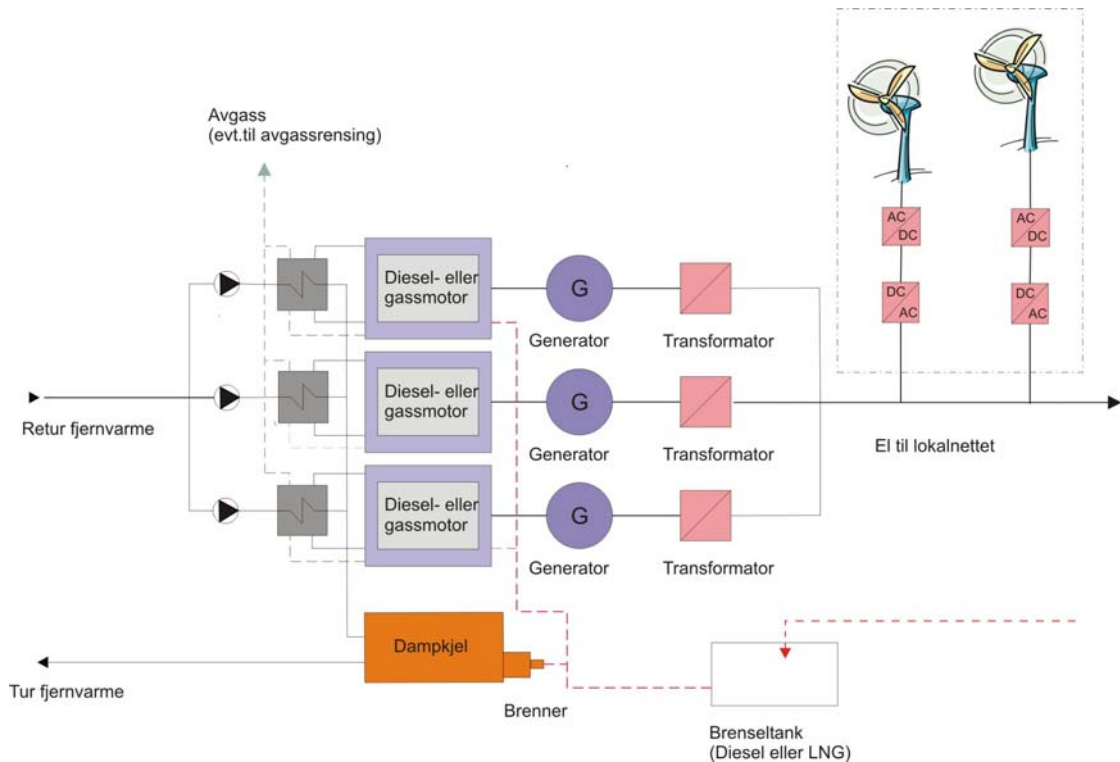


Fig. 3.3.1 Flytskjema motordrift.

3.3.2 Fortrinn og ulemper med systemet

I forhold til dagens kullkraftverk reduseres innfyrt energimengde betydelig. Beregninger utført av Oslo Energi Konsult (a) viser en reduksjon fra 210 GWh i dagens kullkraftverk til 112 GWh ved konvertering til et diesel- eller gassanlegg. I henhold til beregningene vil reduksjon i innfyrt energi være på ca. 46 %. Dette vil redusere utslippene av CO₂. I tillegg vil overgang til diesel eller gasdrift redusere utslipp av bl.a. svevestøv, svovel- og nitrogenoksider og tungmetaller. Videre fordeler er at det i dette alternativet ikke er behov for deponering av reststoffer, samt lavere personalkostnader for drift av kraftverket.

Prisen på olje og gass svinger vesentlig mer enn for kull. I tillegg utgjør brenselkostnader for diesel- eller gassfyrte kraftverk en større andel av produksjonskostnader for el og varme enn for kullfyrte kraftverk. Dette alternativet innebærer dermed en mer uforutsigbar energipris, og med større prissvingninger fra år til år enn det som er tilfelle i dag.

3.3.3 Konsekvenser for strømproduksjon og fjernvarme

Den høye el-virkningsgraden med et slikt system betyr også at det er mindre varme tilgjengelig enn med dagens anlegg. Over tid kan man derfor gå fra en situasjon med et stort overskudd på varme til perioder med knapphet. Dette kan enkelt dekkes gjennom bruk av olje-/gassbrennere, men vil synliggjøre en kostnad også for varmen. Mens det i dagens situasjon er få incentiver til å effektivisere bruken av varme, så vil dette alternativet kunne gjøre slike tiltak mer aktuelle. Den pågående oppgradering av fjernvarmesystemet vil redusere varmetapene betydelig. I tillegg vil det da bli aktuelt å vurdere tiltak som å forbedre isolasjon i bygningsmassen, nytt utstyr for avregning av faktisk varmeforbruk etc.

Motoraggregater leverer vanligvis en turtemperatur på ca. 90 °C fra kjølesystemet, denne kan om ønskelig heves opp mot 95 °C. Turtemperaturen i primærnett er i dag på 120 °C og røykgasskjel vil bli benyttet for å oppnå en så høy temperatur. Returtemperaturen i dagens fjernvarmesystem er for høy til at hele varmen fra kjølesystemet kan utnyttes, men det arbeides med å få den redusert. Dersom dieselfyrt motordrift velges må videre arbeid for å få lavere returtemperatur intensiveres for å kunne utnytte mest mulig av kjølevarmen fra motorene.

3.3.4 Konsekvenser for reservekraftverk

Med den planlagte etablering av et nytt reservekraftanlegg med kapasitet på 9 MW, vil en vesentlig del av investeringen for et fullverdig dieselanlegg være tatt. Forutsatt at dette anlegget er forberedt for varmegjenvinning og er et anlegg som er egnet også for kontinuerlig drift, vil investeringen i hovedsak bestå av to deler.

For det første vil det være nødvendig å sikre ny reservekraftkapasitet. Dette kan vanligvis oppnås gjennom én ny motor, slik at full kapasitet kan dekkes også når en av motorene er ute av drift. Veksten i kraftbehov frem til 2020 innebærer muligens behov for ytterligere en motor, men dette er avhengig av hvilken kombinasjon og størrelse som velges i utgangspunktet. For å sikre seg mot brann og lignende bør anlegget deles i to med brannskille. Med de forutsatte behov frem til 2010, vil det dermed bare være behov for en motor på f.eks. 3 MW i tillegg.

For det andre må anlegget bygges ut slik at varmen kan gjenvinnes, og det må knyttes sammen med fjernvarmenettet. I denne sammenheng må det vurderes hvordan temperaturnivået i primærnett bør være og hvilke investeringer det vil kreve.

3.3.5 Samkjøring med vindkraft

Et vindkraftverk på f.eks. Platåberget vil relativt enkelt kunne samkjøres med et diesel- eller gassdrevet energiverk. Dieselmotorene vil være godt egnet til å håndtere de svingningene i produksjon som vindkraften vil gi.

Vindkraft vil ikke redusere effektbehovet i Energiverket, men vil redusere driftskostnadene – først og fremst gjennom redusert bruk av brensel og følgelig reduserte utslipp. I og med at brenselkostnaden i dieselalternativet utgjør en høyere andel av de samlede kostnadene enn i kull-alternativet, så vil vindkraft ha høyere lønnsomhet i dette alternativet.

4 Anbefalt energisystem

I kapittel 3 er det beskrevet 3 ulike løsninger for langsiktig fremtidig drift. Til hver av alternativene er det gitt noen vurderinger av f.eks. mulighetene for samdrift med vindkraft. Vi anser ikke alternativ 2, kalt damp-diesel, som et aktuelt alternativ for langsiktig drift av økonomiske grunner. Kombinasjonen av høy brenselkostnad og relativt lav virkningsgrad gjør dette alternativet mindre interessant. Men i og med at dette alternativet kun er en beskjeden ombygging fra dagens kulldrift, så er dette en mulig midlertidig løsning. Dersom man av en eller annen grunn ikke kan drive videre med kull som brensel og trenger tid for å planlegge og bygge et nytt anlegg basert på f.eks. diesel, så kan det ligge godt til rette for å fyre dagens anlegg med olje.

I den videre drøfting vil vi derfor beskrive de to hovedalternativene:

- Kullfyring i eksisterende anlegg
- Dieselmotorer

Hovedfokus i presentasjonen er en sammenligning mellom disse to alternativene. Det er derfor lagt vekt på å legge de samme forutsetninger til grunn, der forholdene er like. I tidsperspektivet frem til 2030 er det betydelig usikkerhet knyttet til flere av faktorene. Denne usikkerheten gjelder først og fremst de samlede kostnadene og faktorene som kan påvirke disse. I sammenligningen av to alternativer vil usikkerheten være noe redusert, men fortsatt betydelig. Det må også understrekes at det ikke er gjort noen dypere analyse av forholdet mellom produksjonen av elektrisitet og varme, og utviklingen i forbruket av disse. Det er likevel vår vurdering at resultatet gir tilstrekkelig grunnlag til de valg man nå står overfor.

Følgende felles forutsetninger er lagt til grunn:

- Kalkulasjonsrente ved investeringer 6 %
- Alle verdier oppgitt i kroneverdi 2004
- Energiverket skal fornyes med tanke på drift frem til 2030
- Energiverket skal dimensjoneres etter:
 - Brutto produksjonskapasitet, elektrisitet:
2004: 8,5 MW, 2010: 10 MW, 2020: 11 MW
 - Brutto produksjonskapasitet, varme:
2004: 12,5 MW, 2010: 14 MW, 2020: 15,5 MW
 - Brutto produksjon, elektrisitet:
2004: 42 GWh, 2010: 48 GWh, 2020: 53 GWh
 - Brutto produksjon, varme:
2004: 45 GWh, 2010: 50 GWh, 2020: 55 GWh
- Det er på dette grunnlaget lagt til grunn en forbruksvekst for elektrisitet frem til 2010 på 2,3 % p.a. og 1,1 % p.a. i perioden 2011-2030.
- Det eksisterende reservekraftanlegg med en kapasitet på ca. 4 MW suppleres med ny kapasitet på 6 MW i 2005. De nye maskiner installeres med mulighet for utbygging til varmegjenvinning.
- Fra 2010 er det behov for reservekraftkapasitet på 12 MW

4.1 Alternativ 1- Kullfyring i eksisterende anlegg

4.1.1 Konkretisering av alternativet

Dette alternativet innebærer at dagens anlegg i Energiverket vedlikeholdes og fornyes med tanke på langsiktig drift. I og med at kontrollanlegget nylig er fornyet og reservekraftkapasiteten planlegges fornyet og utvidet, vil de mest presserende investeringer være på plass. Det vurderes likevel som svært viktig å få en rask avklaring av hvilket tidsperspektiv som skal legges til grunn for videre planlegging. Mest presserende i så måte er avklaring av fremtidige konsesjonsvilkår for utslipp til luft, og de investeringer dette måtte kreve. I tillegg er det slik at det stadig vil oppstå situasjoner hvor tidsperspektivet for videre drift har betydning for de løsninger som velges.

Nedenfor beskrives dette alternativet gjennom de vurderinger som er gjort knyttet til investeringer og andre typer forutsetninger:

- Renseanlegg
SFT har satt i gang arbeidet med ny konsesjon for Energiverket. Selv om det ikke er gitt noen signaler om hvilket nivå disse kravene vil ligge på i fremtiden, så er det for sammenligningen nødvendig å gjøre noen antakelser. Selv om utslippene fra Energiverket vil ha beskjeden betydning for konsentrasjoner i Svalbardmiljøet, så skal dette veies opp mot det arktiske miljøets sårbarhet og høyt prioriterte mål for miljøet på øygruppen. Ved å sammenligne dagens utslippstillatelse med det

som legges til grunn for nye anlegg på fastlandet kan man få noen indikasjoner på hva som vil bli lagt til grunn. Det er derfor vurdert hvilke krav som ville bli stilt dersom Veiledning for saksbehandlere i SFT eller Utkast til forskrift om forbrenningsanlegg ble lagt til grunn, jf. vedlegg 2. Det mest åpenbare er at det vil stilles strengere krav til rensing av støv og partikler. Dette er i tidligere utredninger (KanEnergi 2002) anslått til en kostnad på 10-15 mill. kr. Med det svovelinnholdet som kullet har (under 1 %) er det ikke klart om det vil bli stilt krav til svovelrensing. Det er heller ikke klart om det vil stilles krav til rensing av NO_x. Likeså er det mulig at det i fremtiden vil stilles andre krav til håndtering av aske. På denne bakgrunn er det i beregningene antatt en samlet investering på 20 mill. kr for å møte skjerpede miljøkrav, og at denne investeringen vil komme i 2007. Usikkerheten ved dette anslaget er stort.

- **Brenselsforsyning**
Det er lagt til grunn at kull-leveransene fra SNSG vil fortsette som i dag. Dette er basert på SNSGs uttalelser om langsiktigheten i Gruve 7 og forutsetter at SSD og SNSG på dette grunnlaget kan forlenge den nåværende avtalen. Forutsatt en slik avtale er det ikke nødvendig for SSD å investere i mottaksanlegg for kull fra skip, slik det tidligere har vært vurdert. Med tanke på den kortsiktige forsyningssikkerhet kan det imidlertid være fornuftig å etablere et utendørs beredskapslager i tilfelle leveringsstans fra gruve. Det er derfor forutsatt et slikt lager, til en antatt kostnad av 5 mill. kr. Dersom driften i Gruve 7 avvikles, vil det i dette alternativet være nødvendig med ytterligere investeringer i mottaksanlegg for kull.
- **Avsetninger for reinvesteringer**
Langsiktig drift vil forutsette et program for å ivareta behov for fornyelse. Dette kommer i tillegg til det ordinære vedlikehold og planlagte revisjoner. Innholdet og omfanget av reinvesteringene vil måtte vurderes når tidene nærmer seg, men i KanEnergi (2002) ble ut fra erfaringer i andre kull-anlegg anbefalt å sette av 25 mill. kr til reinvestering i 2012, 10 mill. kr i 2017 og 5 mill. kr i 2022 for å legge til rette for drift frem mot 2030. Den samme investeringsprofilen er lagt til grunn her.
- **Drift og vedlikehold**
Det forutsettes at dagens driftssituasjon er nødvendig og tilstrekkelig også på lang sikt. Budsjett-tallene for 2004 er derfor lagt til grunn, inkl. avsetning til periodiske revisjoner av turbiner og kjele.
- **Utvidet reservekraft**
Det er forutsatt at det eksisterende anlegget i 2005 blir supplert med to nye maskiner á 3 MW, slik at den samlede reelle kapasitet blir 10 MW. For å møte kravet til utvidet reservekraftkapasitet i 2010 og behovet for fornyelse av de maskinene som i dag er i drift, forutsettes det installert ny kapasitet med to nye maskiner á 3 MW til en kostnad av 20 mill. kr.

Det er for øvrig lagt følgende forutsetninger til grunn for vurderingen av dette alternativet:

- Energiinnholdet i kull: 8,1 kWh/kg
- Kullpris: 400 kr/tonn, ingen økning i prisen
- CO₂-utslipp: 3 kg CO₂ pr. kg kull

4.1.2 Kalkyler for investering og drift

Det er ikke beregnet kapitalkostnader på det eksisterende anlegget. Den energikostnaden som oppgis blir derfor en merkostnad og et grunnlag for sammenligning med et annet alternativ, og ikke et uttrykk for den samlede energikostnad i Energiverket og enda mindre levert i byen. Med de forutsetningene

som er lagt er det beregnet at denne kostnaden, fordelt pr. produsert energienhet vil ligge i intervallet 0,29 - 0,34 kr/kWh.

Selv om man forutsetter en økt investering i renseutstyr på 30 mill. kr (i alt 50 mill. kr), så vil den sammenlignbare kostnaden på det høyeste være 0,34 kr/kWh. Likeså vil en økning i brenselprisen på 10 % bare påvirke denne kostnaden med 0,01-0,02 kr/kWh.

4.2 Alternativ 2 – Dieselfyrt motordrift

4.2.1 Konkretisering av alternativet

I dieselalternativet forutsettes dagens anlegg drevet frem til 2010. Det innebærer videreføring av dagens driftssituasjon inkludert vedlikeholdsprogram, men uten at det gjøres de omfattende fornyelses tiltakene som er forutsatt i kull-alternativet. Det må også vurderes om programmet for turbinrevisjoner kan stanses/reduceres.

Nedenfor beskrives dette alternativet gjennom de vurderinger som er gjort knyttet til investeringer og andre typer forutsetninger:

- **Renseanlegg**
Med etablering av et nytt anlegg basert på motordrift, vil renseutrustningen tilpasses de krav som blir satt. Utslippene vil, nesten uansett, være betydelig lavere enn dagens situasjon og lavere enn de mest realistiske løsningene i kull-alternativet. Det er forutsatt at det nye anlegget tilpasses de krav som normalt stilles for anlegg på fastlandet.
- **Brenselsforsyning**
Det er allerede infrastruktur for diesel i Longyearbyen. Men med et beregnet årsforbruk på 12 – 13 000 m³, forutsettes det at det er behov for utvidet lagerkapasitet i forhold til det som er i byen. Det er derfor forutsatt at det bygges en ny oljetank på 5000 m³, til en samlet antatt kostnad av ca. 7,5 mill. kr. Brenselsforsyningen kan alternativt sikres gjennom en langsiktig avtale med brenselleverandør som har egen lagerkapasitet.
- **Avsetninger for reinvesteringer**
Det er forutsatt at motorene underlegges et normalt program for vedlikehold og fornyelse. Det er derfor satt av midler til reinvesteringer etter 5 og 10 års drift, henholdsvis 5 og 10 mill. kr.
- **Drift og vedlikehold**
Det er forutsatt at vedlikeholdskostnader blir redusert med 50 % og at personalkostnadene reduseres med 65 %.
- **Hovedanlegg og reserveanlegg**
På samme måte som i kullalternativet, blir det eksisterende reservekraftanlegget i 2005 supplert med to nye maskiner, slik at den samlede reelle kapasitet blir 10 MW. De gamle motorene forutsettes i 2010 å bli faset ut pga. alder og driftstid. I dieselalternativet forutsettes reservekapasiteten å kunne dekkes gjennom å ha en maskin i tillegg til det som er nødvendig for å dekke full kapasitet. For å ivareta brannsikkerhet, forutsettes det dessuten at det bygges brannsikring slik at ikke hele anlegget kan settes ut av spill samtidig. Anlegget antas dermed i 2010 å bestå av 5 maskiner, hvorav 4 dekker maksimal kapasitet både i 2010 og 2020, hhv. 11 og 12 MW. Kostnaden for 3 nye motorer, tilknytning til eksisterende elektrisitetsnett og fjernvarmenett, og nytt brannsikret bygg antas å komme på ca. 31 mill. kr.

Det er for øvrig lagt følgende forutsetninger til grunn for vurderingen av dette alternativet:

- Energiinnholdet i diesel: 9,88 kWh/liter
- Dieselpriis: 2,00 kr/liter, 1,5 % prisvekst p.a.
- CO₂-utslipp: 3,18 kg CO₂ pr. kg diesel

4.2.2 Kalkyler for investering og drift

Det er ikke beregnet kapitalkostnader på det eksisterende anlegget, og heller ikke på fornyelsen av reservekraftanlegget. Den energikostnaden som oppgis blir derfor en **merkostnad** og et grunnlag for sammenligning med et annet alternativ, og ikke et uttrykk for den samlede energikostnad i byen.

Med de forutsetningene som er lagt er det beregnet at denne kostnaden, fordelt pr. produsert energienhet (elektrisitet og varme) vil ligge i intervallet 0,41 - 0,48 kr/kWh.

Brenselskostnaden er en vesentlig del av denne kostnaden (68 %). Usikkerhet om fremtidig prisutvikling for diesel er derfor en risikofaktor i dette alternativet. Dersom dieselpriisen stiger 10 % utover det forutsatte, vil kostnadsintervallet øke til med ca. 0,03 kr/kWh.

Dersom man i stedet for diesel baserer seg på tungolje, og forutsetter en pris på 1,40-1,50 kr/liter, og at det vil utløse renseanlegg til 40 mill. kr, så vil det redusere årskostnaden i 2011 med 0,03-0,05 kr/kWh og redusere forskjellen mellom kull- og diesel-alternativene.

4.2.3 Introduksjon av vindkraft

Muligheten for utnyttelse av vindkraft er beskrevet i kap. 2.5. Det er fortsatt betydelig usikkerhet knyttet til kostnadene for vindkraft og muligheten til å finne en egnet lokalisering på Platåberget. I tillegg foreligger ikke de endelige måleresultatene av vindklimaet. Basert på foreliggende informasjon kan det likevel være interessant å vurdere vindkraft videre i dieselalternativet.

I det eksempelet som er beskrevet, 3 MW vindkraftkapasitet, vil investeringene være i størrelsesorden 30 mill. kr, og samlet kostnad, inkl. driftskostnader pr. produsert energienhet, ca. 0,40 kr/kWh. Med en elektrisk virkningsgrad i dieselanlegget på 40 % vil verdien av vindkraft være ca. 0,50 kr/kWh dersom den kan føre til redusert drift av dieselgeneratorene. I de situasjoner hvor vindkraftens andel er stor, kan det oppstå et varmeunderskudd. Dette må dekkes gjennom oljefyring i kjel og tilsvarende redusere verdien av vindkraft. I så fall kan vindkraft, gjennom en elektrokjel, være et alternativ til å brenne olje. Det vil likevel være behov for mer omfattende analyse av kostnader og inntekter knyttet til samspillet mellom varmebehov og vindkraftproduksjon.

I dieselmotor-alternativet er det forutsatt overgang til dieseldrift først i 2010. Det er dermed god tid til å gjennomføre de utredningene som er nødvendig for å ta stilling til systemverdien av vindkraft. Med til denne vurderingen hører også i hvilken grad vindkraft kan redusere behovet for sesonglagring av diesel og dermed redusere investeringene knyttet til tankanlegg, eventuelt om vindkraft kan gjøre det lettere å tilfredsstille strenge utslippskrav og i hvilken grad økt effektivitet på brukersiden kan redusere etterspørselen etter varme. I et slikt langsiktig tidsperspektiv er det dessuten to andre utviklingstrekk som kan påvirke situasjonen, begge deler i favør av vindkraft.

For det første skjer det fortsatt en teknologisk utvikling som fører til reduserte kostnader for vindkraftanlegg. Frem til 2010 kan dette antas å være en signifikant størrelse. For det andre er det mye som peker mot at internasjonale klimaavtaler vil føre til at CO₂-utslipp vil få en kostnad. Dersom man verdsetter utslippene til 70 kr pr. tonn (KanEnergi 2002, fortsatt ansett som et realistisk fremtidsbilde), vil utslipp av 32 000 tonn CO₂ (jf. kap. 4.3.1) bety en kostnad på vel 2,2 mill. kr, tilsvarende en økning av kostnadene i dieselalternativet på ca. 0,02 kr/kWh. Bruk av vindkraft kan redusere dette utslippet og den mulige fremtidige kostnaden.

4.3 Sammenligning

4.3.1 Miljøeffekter for de aktuelle systemene

Det må antas at miljøhensyn vil bli tillagt stor vekt i valg av fremtidig energisystem. De aktuelle alternativene må derfor sammenlignes også i så henseende. Innledningsvis er det likevel verdt å peke på at begge alternativene, med de forutsetninger som her er gitt, vil innebære en vesentlig forbedring i forhold til dagens utslippssituasjon.

Vi vil nedenfor presentere og vurdere de miljøaspektene som synes relevante.

- **Utslipp til luft**

Det er de forurensende utslippene til luft som har den største oppmerksomhet, og som kan ha størst betydning i valget mellom de to alternativene. Noen av utslippene vil ha en direkte kostnad for SSD i form av renseskostnad, avgift e.l. Men utslippene kan også ha effekter og dermed kostnader, som går utover dette.

Grenseverdiene for noen av komponentene er satt av hensyn til menneskelig helse. På Svalbard er dette lite relevant utenom de helt lokale forhold i Longyearbyen. Dette hensynet antas å bli tatt godt vare på gjennom de ordinære krav som stilles til slike anlegg. I tillegg bør det på Svalbard vurderes om utslippene kan ha effekter i naturmiljøet som har betydning, enten fordi det arktiske miljøet er ekstra sårbart eller fordi det er ønskelig å bevare miljøet mest mulig upåvirket.

Utslippet av klimagassen CO₂ er i dag ikke underlagt restriksjoner eller kostnader. I det tidsperspektivet som utredes her, er det mulig at det vil komme reguleringer på dette området, mest sannsynlig i form av en kostnad knyttet til utslipp av CO₂. I dieselmotor-alternativet er det beregnet et utslipp i 2011 på 32 000 tonn CO₂. Tilsvarende er det i kullalternativet beregnet et utslipp på 86 000 tonn. Med en antatt CO₂-pris på 70 kr pr. tonn, vil disse utslippene innebære en kostnad på henholdsvis 2,2 mill. kr og 6,0 mill. kr. Forskjellen mellom de to alternativene skyldes at dieselalternativet har en betydelig bedre totalvirkningsgrad og at det er lavere spesifikke utslipp av CO₂ for olje enn for kull. En slik kostnad vil redusere forskjellen mellom kull- og dieselalternativene med ca. 0,04 kr/kWh i favør av diesel.

Utslippet av støv og partikler antas å bli regulert i en fremtidig konsesjon for langsiktig drift i kullalternativet. Miljøeffekten av disse utslippene er først og fremst helseeffekter på mennesker.

Utslippet av nitrogenoksider (NO_x) har effekter både på mennesker og en forurensende effekt i miljøet. Også denne komponenten antas å bli regulert i konsesjon, men det er ikke opplagt at det vil utløse spesielle renserebehov.

Utslippet av svovel har først og fremst betydning for miljøet gjennom forurensing. Med svovelinnholdet i dagens kullkilde vil det trolig ikke være behov for rensing for å tilfredsstille sannsynlige krav.

Karbonmonoksyd er ofte også gjenstand for regulering, først og fremst som en indikator på god forbrenning og dermed lave utslipp av en del andre komponenter.

Dersom det skulle bli aktuelt å brenne blandet avfall, enten i kullanlegget eller et dedikert avfallsforbrenningsanlegg, vil det trolig utløse omfattende rensekraft for å redusere utslippene av tungmetaller, dioksiner m.m. Med de krav som i dag stilles til slike anlegg på fastlandet anses dette vanligvis ikke som noe problem i forhold til helse og miljø. Konsentrasjonene ville også på Svalbard bli meget lave. Dette må likevel vurderes i forhold til mulige effekter i et naturmiljø som det er ønskelig å beholde med lavest mulig menneskelig påvirkning.

Dersom man velger å supplere med vindkraft, vil det redusere utslippene til luft i samme grad som produksjonen erstatter bruken av fossilt brensel. På samme måte som brenselsinnsparingen vil være avhengig av last- og driftssituasjonen for anlegget, så vil også utslippsreduksjonen være det. Vindkraft vil dermed være en effektiv måte å redusere utslippene på.

I tabellen nedenfor vises en beregning av de samlede utslipp for noen sentrale komponenter i de to alternativene. Utslipp fra tilleggsfyring med oljekjel er ikke beregnet i noen av alternativene.

	Kullkraft	Dieselmotorer	Dieselmotorer
		Høyt anslag	Lavt anslag
Levert (GWh el)	48	44.5	44.5
Innfyrt (GWh)	232	111	111
El-virkningsgrad	0.21	0.4	0.4
Utslipp			
CO ₂ (tonn/år)	85883	29481	29481
NO _x (tonn/år)	176	686	256 / 128 / 64
SO ₂ (tonn/år)	541	<19	<19
Støv (tonn/år)	<3.2	34	2.5

Tabell 4.3.1 Beregnede utslipp fra elproduksjon, 2010

- **Utslipp til vann**

Energiverket vil ikke ha andre utslipp til vann enn de effektene kjølevann har gjennom økning av temperaturen i sjøen. I dagens anlegg og i alternativet videre drift av dette, er det betydelige mengder energi som kjøles av i havet. Det er ikke kjent at det er påvist uheldige effekter av dette i det marine miljø.

- **Arealbruk**

Arealbruk og estetiske hensyn bør også tillegges vekt ved sammenligningen av flere energisystemer. Videre drift med kull vil ikke medføre behov for nye bygg eller installasjoner utover det planlagte nye reservekraftanlegget. Av sikkerhetshensyn planlegges dette bygget på Energiverkets areal, og forventes ikke å ha noen negative effekter. Det er forutsatt etablert et beredskapslager for kull. Dette vil oppta noe areal, men kan dekkes til. Det antas at slikt areal vil være

tilgjengelig et sted mellom Energiverket og Hotellneset, og at det kan etableres uten at det skaper ulemper.

I dieselmotor-alternativet vil det, mest sannsynlig, bygges et noe større bygg der det planlegges nytt reservekraftanlegg. Dagens bygning vil i så fall frigjøres. Dersom man i dette alternativet vil supplere med vindkraft, vil det reises større spørsmål om landskapspåvirkning, effekter på fugleliv og effekter for Svalsats etablerte virksomhet på Platåberget. Disse forholdene er ikke ferdig utredet.

4.3.2 Energikostnad

Figur 4.3.2 viser energikostnadens følsomhet for variasjoner i kullpris og dieselpris. Som det framgår vil en prisøkning på 50 % av kullprisen (400 til 600 kr/tonn) medføre en økning i energikostnaden fra 32 øre/kWh til 38 øre/kWh (ca. 19%), mens en tilsvarende økning av dieselprisen (fra 2 til 3 kr/l) vil øke energikostnaden fra 38 øre/kWh til 51 øre/kWh (ca. 34%). Dette betyr at kullalternativet er mindre følsomt for prisendringer enn dieselalternativet.

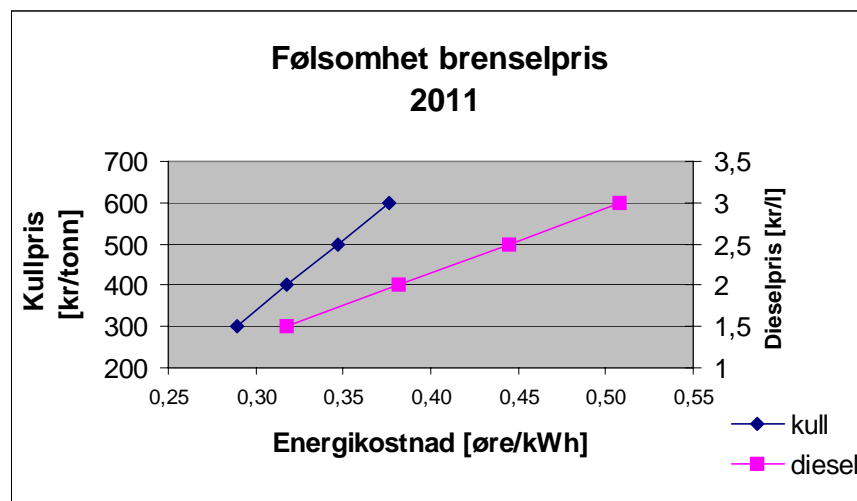


Fig. 4.3.2, Følsomhet brenselpris

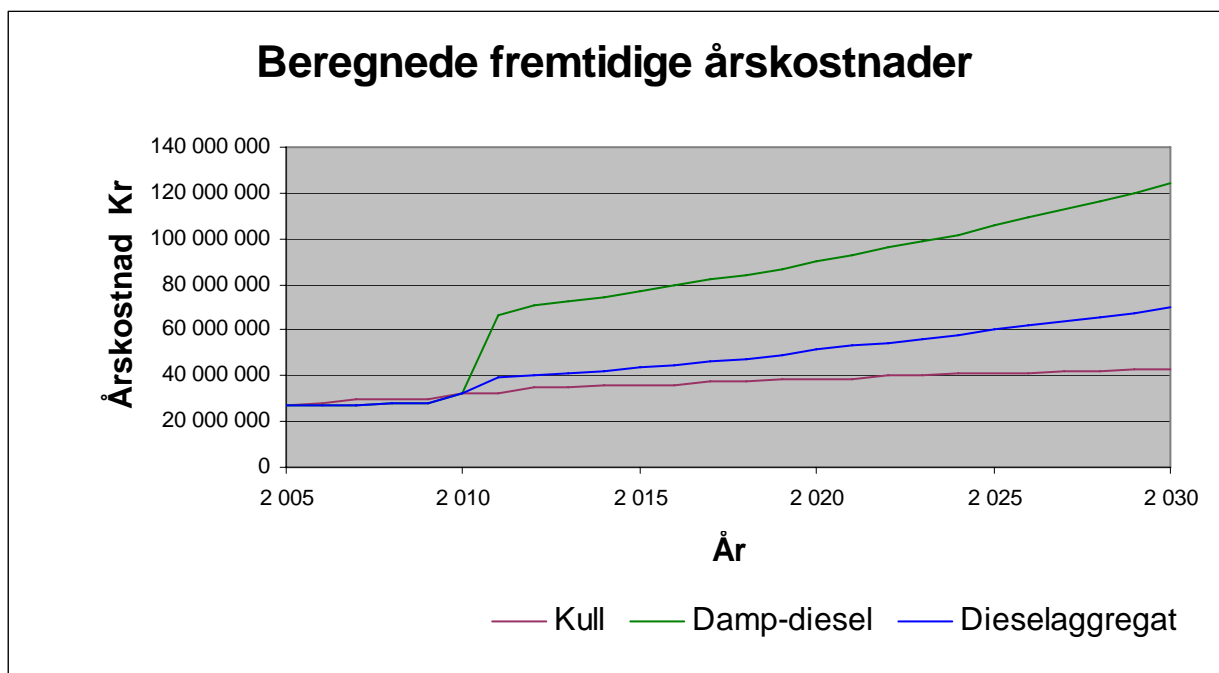
4.4 Anbefaling

4.4.1 Anbefalt energibærer/energisystem

Ut fra det som er presentert foran i denne rapporten blir problematikken å velge mellom to alternativer, nemlig å fortsette og fyre eksisterende kraftverk med kull eller skifte over til dieselfyrt motordrift. Det er argumenter for begge alternativer:

- Kull er billigere enn diesel, kull gir laveste driftskostnader.
- Eksisterende kullkraftverk er i god stand, og har en restlevetid som med normalt vedlikehold gjør det mulig å drive videre til 2030 uten å redusere sikkerheten i systemet noe særlig.
- Totalvirkningsgraden i det kullfyrte kraftverket er betydelig lavere enn for en dieselløsning. Dette igjen medfører en større mengde innfyrt brensel og betydelig større utslipp.
- Utslipp av CO₂, SO₂ og støv er større fra et kullfyrte kraftverk enn fra et dieselbasert. Hvis miljøkostnaden ved CO₂-utslipp settes til kr 70 pr. tonn vil "besparelsen" ved overgang til dieseldrift være i størrelsesorden kr 4 millioner i 2011 (tilsvarende 0,03 kr/kWh).

- Diesel er en verdensvare som det vil være et stabilt marked for, kull er forutsatt levert lokalt og leveransen kan på sikt være usikker. En ulykke, politiske føringer, avvikling osv kan gjøre at man må importere kull fra verdensmarkedet. Dette kan være et argument for overgang til dieseldrift.
- Ved en økning i kullprisen på ca. 50% og en stabil dieselpriis vil totalkostnadene ved dieselalternativet og kullalternativet bli tilnærmet like.
- Det kreves mindre bemanning ved et dieselkraftverk enn ved dagens kullfyrte. Vi forutsetter at 10-12 arbeidsplasser i Longyearbyen har positiv verdi.
- Kullkraftverket har en velprøvd, robust konstruksjon som bortsett fra turbinene vedlikeholdes av de ansatte på Energiverket. Moderne dieselmotorer vil ha behov for innleid personell til en større del av arbeidet for å opprettholde fabrikkgarantier.
- Fjernvarmenettet i Longyearbyen har for høy returtemperatur, slik at det blir vanskelig å utnytte all spillvarmen fra et dieselkraftverk. Det pågår arbeid for å senke returtemperaturen, og det ansees som realistisk at denne kan holdes på ca. 80 °C om noen år.
- Vindkraft kan benyttes i tilknytning til begge systemene, men vil ha størst økonomisk berettigelse der den erstatter diesel.
- Alle kostnader medtatt gir laveste kostnader for fortsatt drift av kullkraftverket. Gjør igjen oppmerksom på at kostnadene som presenteres er tatt fram for å sammenligne alternativene, og ikke komplette kalkyler.
- Figur 4.4.1 viser grafisk forholdet mellom alternativene. Tallmateriellet som ligger til grunn for figuren finnes i vedlegg 3.



Figur 4.4.1, Beregnede framtidige årskostnader.

Dette betyr at vi vil anbefale at eksisterende kullfyrte kraftverk drives videre i overskuelig framtid, i utgangspunktet til år 2030. Dette gir den laveste totale kostnaden, og følgelig grunnlag for den laveste energiprisen for innbyggere og næringsliv i Longyearbyen. Hvis det mot formodning blir vesentlige endringer i prisforhold mellom kull og olje eller tilgjengelighet av kull, vil man forholdsvis enkelt

kunne konvertere eksisterende kraftverk til dieseldrift noen år mens man vurderer/bygger nytt kraftverk. Det er en forutsetning at reservekraftanlegget suppleres med kapasitet slik at dette har tilstrekkelig kapasitet.

Dette er den samme konklusjon som tidligere utredninger har kommet til, bortsett fra at det da ble antatt at kulldriften i Longyearbyen ville opphøre innen få år. Når nå alt taler for at kulldriften i Gruve 7 vil fortsette i overskuelig framtid faller de viktigste argumentene mot kullkraft.

Hvis SFTs utslippskrav blir vesentlig strengere enn antatt, kan det medføre at konklusjonen endres, og at det bør gås over til dieseldrift. Uansett er det forutsatt at eksisterende kullkraftverk drives til 2010.

5 Veien videre

5.1 Behandling i SSDs styre, Longyearbyen Lokalstyre, Justisdepartementet. Saksgang og framdrift

Denne rapport forutsettes behandlet av styret i SSD den 16/2-04. Den blir videresendt til Lokalstyret til deres AU-møte 15/3-04 og til behandling i Lokalstyret på deres møte 29/3-04.

Når Lokalstyret har tatt sin beslutning må de ta saken videre til Justisdepartementet for å få en endelig klarhet i valg av framtidig energibærer/energisystem, og finansiering av dette, i april/mai 2004.

Det er mulig at Lokalstyret finner denne saken så omfattende at de har behov for mer tid, i så fall vil søknaden til SFT måtte forskyves.

5.2 Søknad om utslippstillatelse til Statens forurensningstilsyn SFT

SFT har gitt utsettelse med søknad om utslippstillatelse til 1/7-04, hvis tidsplanen i forrige punkt ikke kan holdes må det vurderes om det skal søkes SFT om ytterligere utsettelse, eller om utslippssøknad skal utarbeides for den løsning SSDs styre/Lokalstyret anbefaler.

5.3 Utbyggingsplan

Hvis det blir besluttet å fortsette driften av det kullfyrte anlegget, kan følgende milepæler antydes:

- 2004, august. Revisjon av plan for nødvendige kortsiktige og langsiktige investeringer i kraftverket. Finansiering. Det som er forutsatt nå er medtatt i vedlegg 3, kullalternativet.
- 2004/05. Opplegging av kullager til ca. et halvt års forbruk.
- 2005. Installering av ny reservekraft. Separat prosjekt som ikke behandles i denne utredning.
- 2005. Bygging av askedeponi.
- 2005. Revidert utslippstillatelse foreligger fra SFT.
- 2006, mars. Plan for oppfyllelse av utslippstillatelse.
- 2006, august. Prosjektering av eventuelle installasjoner som følge av utslippstillatelse.
- 2007. Bygging av eventuelle installasjoner som følge av utslippstillatelse.
- 2010-2012. Undersøkelse av restlevetid, grunnlag for beslutning av større vedlikeholdsarbeider som må utføres. Undersøkelsen bør muligens gjøres i 2006 slik at konsekvenser av eventuelle pålegg fra SFT kan innarbeides.
- 2020. Ny vurdering av framtidig energiverk fra 2030.

Vedlegg

Vedlegg 1 – Litteraturhenvisninger.....	40
Vedlegg 2 - Kjelforeningen Norsk Energi; Vurdering av utslippskrav og behov for rensing av utslipp til luft.	41
Vedlegg 3 - KanEnergi; Rekneark for beregning av energikostnader.	45
Vedlegg 4 - KanEnergi; orientering om bruk av naturgass.	47

Vedlegg 1

Litteraturhenvisninger

- a) Oslo Energi Konsult AS, Viken Energinett AS, Sycon Energikonsult AB, 8.7.1999: Svalbard Samfunnsdrift AS. Energianalyse for Longyearbyen.
- b) Det Norske Veritas, rapport nr. 99-3522. Revisjon 2, 11.april 2000: Svalbard Samfunnsdrift AS. Måling av utslipp til luft, beregning av luftforurensning i omgivelsene.
- c) Oslo Energi Konsult AS. 23.02.2001: Svalbard Samfunnsdrift AS. Longyearbyen, Vurdering av reinvesteringsbehovet i energiforsyningen.
- d) KanEnergi AS, Prosjekt Nr. 01/46, revisjon nr. 01, 17.10.2001: Nærings og Handelsdepartementet. Vurdering av investeringer i energiforsyningen i Longyearbyen.
- e) KanEnergi AS, Prosjekt Nr. 01/53, revisjon nr. 01, 10.01.2002: Justisdepartementet. Investeringsbehovet i kraftforsyning og varmedistribusjon i Longyearbyen.
- f) NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk, Rapportnummer 2002:17, 20.12.2002: Store Norske Spitsbergen Kullkompani og Svalbard Samfunnsdrift AS. Forundersøkelser for å studere reduksjon av støv- og svoveldioksidutslipp fra Longyearbyen Kraftstasjon ved bruk av nyutviklet filter.
- g) KanEnergi AS, 07.04.2003: Svalbard Samfunnsdrift AS. Energiforsyningen i Longyearbyen, Fremtidig organisering. Sammenfatningsdokument og Grunnlagsdokument.
- h) Longyearbyen Lokalstyre, september 2003: Samfunns- og næringsutvikling på Svalbard 1989-2002.