


Fra avfall til energi, en lønnsom investering?

Johannes Idsø og Torbjørn Årethun

Avdeling for samfunnsfag

Notat nr 2. 2012



TITTEL Fra avfall til energi, en lønnsom investering?	NOTATNR. 2/2012	DATO 18.9.2012
PROSJEKTTITTEL SIMAS-prosjektet	TILGJENGE Offentleg	TAL SIDER 24
FORFATTAR Johannes Idsø, Torbjørn Årethun	PROSJEKTLIAR/-ANSVARLEG Begge forfatterne	
OPPDRAKSGJEVAR SIMAS IKS	EMNEORD Forbrenningsanlegg for restavfall. Lønnsomhetsanalyse	
SAMANDRAG <p>I dag blir restavfallet fra Indre Sogn transportert til Sverige det det brukes som råvare i energiproduksjon. SIMAS betaler om lag 600 kroner tonnet for dette. Alternativet er å bygge et eget forbrenningsanlegg i Sogn og produsere varmt vann/damp eller varmt vann/damp og elektrisitet i tillegg.</p> <p>Under visse forutsetninger kan det være marginalt lønnsomt å bygge et forbrenningsanlegg for restavfall i Sogn, men det er en betydelig risiko knyttet til en slik investering. Et av problemene er at det ikke finnes store nok kunder som har behov for energi i form av varmt vann eller damp. Å basere en investering på bare en kunde innebærer en stor risiko fordi denne ene kundens behov kan endres over tid.</p>		
PRIS 0	ISSN 2 0806-1696	ANSVARLEG SIGNATUR 

Innhold

1	Lønnsomhetsberegninger	5
1.1	Innledning	5
1.2	De ulike alternativene	5
1.3	Når er et prosjekt lønnsomt?	6
1.3.1	En bedriftsøkonomisk lønnsom investering	6
1.3.2	Ulike bedriftsøkonomiske kostnader	7
1.3.3	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	8
2	Lønnsomhetsvurdering av de ulike alternativene	9
2.1	Totale kostnader og inntekter ved de ulike alternativene	9
2.1.1	Forutsetninger for beregningene	9
2.1.2	A ₀ : Våtorganisk avfall til kompost	11
2.1.3	A ₁ : Våtorganisk avfall til biogass og kompost	11
2.1.4	A ₂ : Våtorganisk avfall til varme, elektrisitet og kompost	13
2.1.5	B ₀ : Restavfall og trevirke. Samme behandling som før	14
2.1.6	B ₁ : Restavfallet brennes. Produksjon av varmt vann og damp	15
2.1.7	B ₂ : Restavfallet brennes, produksjon av elektrisitet	19
2.1.8	Returkraft AS i Kristiansand	19
2.2	Endringene i bedriftens kontantstrøm	22
2.2.1	Endringen i kontantstrømmen hvis nullalternativet velges	22
2.2.2	Endringen i kontantstrømmen med produksjon av energi	23
2.2.3	Generelt om kontantstrømmene til alternativene	23
2.3	Investering i anlegg for produksjon av energi	24

Innledning og sammendrag

SIMAS er et interkommunalt avfallsselskap i Indre Sogn. Bedriften behandler avfall fra 8 kommuner i Indre Sogn. SIMAS produserer kompostjord av matavfallet, mens papp, plast, restavfall og treavfall blir transportert bort.

SIMAS ønsker å kartlegge alternative måter for å bruke avfallet til å produsere energi. I denne rapporten har HiSF, på oppdrag fra SIMAS vurdert de økonomiske konsekvensene av følgende alternativer:

1. Ulike måter å utnytte våtorganisk avfall (V_0A):

A_0 : Våtorganisk avfall gjøres om til kompost. Det vil si en fortsetter som i dag.

A_1 : Våtorganisk avfall gjøres om til biogass og kompost. Både biogassen og komposten selges.

A_2 : Våtorganisk avfall gjøres om til biogass som igjen brukes til å produsere varmt vann og elektrisitet. Komposten som blir igjen selges.

2. Ulike måter for behandling av restavfall og trevirke:

B_0 : Restavfallet sendes til Sverige for forbrenning der. Det vil si at en fortsetter som i dag.

B_1 : Restavfallet brennes og energien brukes til å produsere varmt vann og/eller damp som selges.

B_2 : Restavfallet brennes og energien brukes til å produsere elektrisitet og varmt vann/damp.

Å foreta grundige økonomiske vurderinger på et felt som dette er svært krevende fordi innen flere av alternativene ovenfor er det lite erfaringsmateriale å bygge på. Vi har vært grundige der hvor det er lettest å få tak i informasjon angående økonomiske forhold: Alternativ B_1 : Restavfallet brennes og energien brukes til å produsere varmt vann og/eller damp og alternativ B_2 : Restavfallet brennes og energien brukes til å produsere elektrisitet og varmt vann og/eller damp.

Vi kommer til den konklusjonen at det — gitt bestemte forutsetninger — er marginalt lønnsomt å bygge eget forbrenningsanlegg og produsere energi i form av varmt vann eller damp, mens det antakelig ikke er lønnsomt å gjøre noe med det våtorganiske avfallet. Når det gjelder bruk av restavfallet som råvare for å produsere elektrisitet, så er det motstridende oppfatninger om dette: Returkraft AS i Kristiansand mener ut fra sine erfaringer at dette er lønnsomt og at det vil være umulig å oppfylle konsesjonsvilkåret om 50 prosent energiutnyttelse uten energiproduksjon. Weiss som er produsent av forbrenningsanlegg mener at dette ikke er lønnsomt.

Kapittel 1

Lønnsomhetsberegninger

1.1 Innledning

Dersom SIMAS velger å investere i et anlegg som produserer energi av avfall, vil dette ha både bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske konsekvenser. Vi vil legge hovedvekten på å beregne de bedriftsøkonomiske konsekvensene, for det er lite trolig at prosjekter som ikke kan vise til tilfredsstillende bedriftsøkonomisk lønnsomhet vil bli gjennomført.

Når en skal vurdere ulike måter å utnytte avfall på, så er det mye som er teknisk mulig, men høye kostnader knyttet til de ulike teknologiene kombinert med stramme investeringsbudsjetter innsnevrer mulighetsområdet. Problemet vi står overfor, er å konvertere avfall til energi på en slik måte at følgende betingelser er oppfylt:

1. Investering og drift av anlegget må ikke føre til at renovasjonsavgiftene øker. Det vil si at de endringene som en får i kostnadene og inntektene som følge av investeringen må balansere.
2. Anlegget må ikke føre til utslipp av skadelig stoffer og ellers tilfredsstille alle nåværende og framtidige miljøkrav.
3. Anlegget må være teknisk mulig i den forstand at det kan fungere med relativt små mengder avfall.

Det er med andre ord tre krav til anlegget. De går på økonomi, miljø og teknologi. Vi vil kun se på økonomien og forutsetter at leverandøren av anlegget har kontroll over de to andre faktorene.

1.2 De ulike alternativene

Vår oppgave er å vurdere økonomien i følgende alternativer:

1. Ulike måter å utnytte våtorganisk avfall (V_0A):

A_0 : Våtorganisk avfall gjøres om til kompost. Det vil si en fortsetter som i dag.

A_1 : Våtorganisk avfall gjøres om til biogass og kompost. Både biogassen og komposten selges.

A_2 : Våtorganisk avfall gjøres om til biogass som igjen brukes til å produsere varmt vann og elektrisitet. Komposten som blir igjen selges.

2. Ulike måter for behandling av restavfall og trevirke:

- B_0 : Restavfallet sendes til Sverige for forbrenning der. Det vil si at en fortsetter som i dag.
- B_1 : Restavfallet brennes og energien brukes til å produsere varmt vann og/eller damp som selges.
- B_2 : Restavfallet brennes og energien brukes til å produsere elektrisitet og varmt vann/damp.

1.3 Når er et prosjekt lønnsomt?

Når en skal beregne om et prosjekt er lønnsomt eller ikke, må en ha klart for seg hvilket perspektiv en bruker. Det er forskjell på bedriftsøkonomisk lønnsomhet og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Et prosjekt kan være bedriftsøkonomisk ulønnsomt, men samfunnsøkonomisk lønnsomt. Eller motsatt; prosjektet kan være bedriftsøkonomisk lønnsomt, men samfunnsøkonomisk ulønnsomt. I det hele tatt er det svært mange varianter av lønnsomhet: For eksempel kan et prosjekt være både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk ulønnsomt, men lønnsomt for eierne. Når en vurderer lønnsomhet er det derfor viktig at en presiserer hvem det er lønnsomt for. I det følgende skal vi kort gjøre greie for lønnsomhetsbegrepene.

1.3.1 En bedriftsøkonomisk lønnsom investering

En investering kjennetegnes ved at en foretar en utbetaling nå mot at en får innbetalinger eller lavere kostnader i flere år framover. For å konkretisere skal vi ta et eksempel: Anta at det blir investert i et fjernvarmeanlegg til 100 millioner kroner. Anlegget genererer et netto innbetalingsoverskudd — overskudd etter betalbare driftskostnader — på 9 millioner kroner pr år i 30 år. For å finne innbetalingsoverskuddet tar en alle årets innbetalinger og trekker fra lønn, kostnader til reparasjoner og alle andre driftskostnader, men ikke avskrivningene fordi disse ikke fører til utbetalinger. Innbetalingsoverskuddet representerer derfor kontantstrømmen som investeringen skaper. Etter 30 år er anlegget nedslitt og må fornyes. Anta videre at bedriften har et rentekrav på 10 prosent. Ut fra dette kan vi beregne den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til investeringen. Vi gjør det ved å neddiskontere alle innbetalingsoverskuddene i hele prosjektets levetid (30 år) til tidspunkt null. Vi beregner med andre ord nåverdien:

$$N = -U + \sum_{t=0}^n \frac{b_t}{(1+r)^t} = -100 + \sum_{t=0}^{30} \frac{9}{(1+0,1)^t} = -15,2$$

Nåverdien er negativ. Alle netto innbetalingene som investeringen genererer neddiskontert til tidspunkt null er lavere enn investeringsbeløpet. Det betyr at investeringen er ulønnsom.

Alternativt kunne vi ha beregnet internrenta til investeringen. Internrenta er den rente som gjør nåverdien lik null:

$$100 = \sum_{t=0}^{30} \frac{9}{(1+r)^t} \Rightarrow r = 8,1\%$$

Vi ser at internrenta er 8,1 prosent. Altså; avkastningen som bedriften har på den kapitalen som er bundet i prosjektet er på 8,1 prosent. Men siden bedriften krever 10 prosent avkastning på sine investeringer, er denne investeringen ikke lønnsom ut fra de forutsetningene vi har tatt.

At bedriften bruker 10 prosent som avkastningskrav innebærer at bedriften kan finne alternative prosjekter som gir 10 prosent avkastningen. Rentekravet er dermed en alternativkostnad som bedriften selv har bestemt. I eksempelet ovenfor så tjener bedriften penger på prosjektet — avkastningen er over 8 prosent — men den tjener ikke så mye som den kunne ha gjort ved å investere i det beste alternative prosjektet.

Lønnsomhet for eierne

Ovenfor så vi på et prosjekt som er bedriftsøkonomisk ulønnsomt dersom en krever 10 prosent avkastning. La oss si at prosjektet støttes av Enova med en investeringsstøtte på 40 millioner. Fortsatt koster investeringen 100 millioner og den gir 9 millioner i innbetalingsoverskudd pr år i 30 år. Altså er det ingen endring i internrenta og bedriftsøkonomisk sett, så er prosjektet fortsatt ulønnsomt når avkastningskravet er 10 prosent. Men med denne støtten blir dette lønnsomt for eierne. Avkastningen som tilfaller eieren kan vi sette opp slik:

$$\text{Totalkapital} \cdot \text{Internrente} = \text{Fremmedkapital} \cdot \text{Rente fremmedkapital} + \text{Egenkapital} \cdot \text{Rente EK}$$

Renta som Enova krever er null siden dette er et investeringstilskudd og renta på totalkapitalen er det samme som internrenta på prosjektet. Derfor får vi:

$$8,1 \cdot 100 = 0 \cdot 40 + r \cdot 60 \Rightarrow r = 13,5$$

Prosjektet er fortsatt ulønnsomt bedriftsøkonomisk sett og et ulønnsomt prosjekt vil fortsatt være ulønnsomt uansett hvor mye støtte som gis. Men et ulønnsomt prosjekt kan ved hjelp av støtte bli lønnsomt for eierne. Her har de en avkastning på 13,5 prosent på sin egenkapital så prosjektet er lønnsomt for eierne.

La oss endre litt på forutsetningene ovenfor. Anta at prosjektet ikke får støtte fra Enova, men at bedriften kan låne til 2 prosent rente. Anta videre at bedriften låner 70 millioner. Nå blir avkastningen på egenkapitalen:

$$8,1 \cdot 100 = 2 \cdot 70 + r \cdot 30 \Rightarrow r = 22,3$$

Her ser vi at prosjektet er lønnsomt for eierne. Avkastningen til eierne kan bli svært høy dersom lånerenta er lavere enn internrenta og egenkapitalandelen i prosjektet er liten. Da har vi det som kalles høy giring.

1.3.2 Ulike bedriftsøkonomiske kostnader

Bedriftsøkonomiske kostnader kan defineres som forbruk av ressurser målt i kroner. De bedriftsøkonomiske kostnadene kan splittes i faste og variable kostnader. Hva som er faste og hva som er variable kostnader kommer i stor grad an på tidsperspektivet. I det lange løp er alle kostnader variable.

Når vi her snakker om variable kostnader, mener vi kostnader som varierer med produksjonen i det korte løp. En typisk variabel kostnad er energikostnader knyttet til kompostering. Avskrivningene på komposteringsanlegget vil derimot være uavhengig av hvor mye anlegget komposterer og dermed være faste kostnader. På kort sikt vil også lønnskostnadene være faste, men disse vil i et litt lengre perspektiv variere med produksjonen.

Noen ganger har en også behov for å skille mellom reversible og irreversible kostnader. Dersom en kostnad er reversibel, så betyr det at en kan gjøre om beslutningen og få pengene igjen.

Det kreves at det finnes et marked. Eksempel: Dersom SIMAS kjøper en gravemaskin, så kan den selges dersom endringer i produksjonsprosessen gjør maskinen overflødig. Det betyr at en får frigjort kapitalen som er bundet i maskinen. Investeringskostnadene knyttet til et komposteringsanlegg vil antakelig være irreversible. Grunnen er at en ikke vil kunne selge anlegget dersom en slutter med kompostering.

Når en kalkulerer de økonomiske konsekvensene av en omlegging av driften som innebærer at mye nåværende utstyr blir overflødig, er det viktig at en klarer å spesifisere hvilke kostnader som er reversible og hvilke som ikke er det.

1.3.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

En må skille mellom bedriftsøkonomisk lønnsomhet og samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Grunnen er at de samfunnsøkonomiske kostnadene og inntektene ofte er forskjellige fra de bedriftsøkonomiske kostnadene og inntektene.

Eksempel: Når SIMAS sender restavfall til Sverige, så fører dette til økte kostnader for samfunnet fordi det blir økt slitasje på veiene, mer støy, og flere ulykker. Dette er kostnader som er irrelevante for bedriften SIMAS i den forstand at disse kostnadene ikke tas med i bedriftens regnskap¹.

De samfunnsøkonomiske kostnadene ved bruk av arbeidskraft kan også være forskjellig fra de bedriftsøkonomiske kostnadene. Anta at en bedrift øker staben med én person og lønna som han får er kr 500.000 (inkludert alle sosiale kostnader). De bedriftsøkonomiske kostnadene er her kr 500.000. De samfunnsøkonomiske kostnadene er derimot verdien av det som denne personen ville ha produsert i den beste alternative anvendelsen — altså alternativkostnaden. I en situasjon med arbeidsledighet, er alternativet at personen ikke produserer noe. Det betyr at den samfunnsøkonomiske kostnaden er lik null.

En kan også tenke seg at det er forskjell på de bedriftsøkonomiske og de samfunnsøkonomiske inntektene. Anta at SIMAS bygger og driver et fjernvarmeanlegg i Sogndal. Dermed bygges det opp en større industrikompetanse i distriktet som kan virke positivt også for andre bedrifter. Det er her snakk om positive eksternaliteter. Slike virkninger bidrar positivt samfunnsøkonomisk sett, men det blir ikke registrert i regnskapet til SIMAS.

I denne omgang skal vi ikke gå nærmere inn på forskjellene mellom bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnader. Vi sier noen få ord om dette i konklusjonen på side 25. Her skal vi fokusere på de bedriftsøkonomiske kostnadene, fordi det er disse som SIMAS må forholde seg til ved en eventuell omlegging av driften.

¹En bedrift med samfunnsansvar vil ta hensyn til slike kostnader i sine beslutninger selv om denne typen kostnader ikke påvirker bedriftens økonomi.

Kapittel 2

Lønnsomhetsvurdering av de ulike alternativene

På side 5 ovenfor gjorde vi greie for de ulike måtene å behandle avfall på. I dette kapitlet skal vi vurdere lønnsomheten knytta til de ulike behandlingsmåtene. Det er i prinsippet to måter å gjøre dette på:

1. Vi kan beregne på de *totale* inntektene og de totale kostnadene til SIMAS knyttet til hvert av alternativene og sjekke at de årlige inntektene er større enn de årlige kostnadene.
2. Vi kan beregne hvilke *endringer* i inntektene og kostnadene som oppstår som følge av omleggingen. Deretter må vi foreta en beregning som viser om de økte inntektene eller de reduserte kostnadene rettferdiggjør investeringen.

2.1 Totale kostnader og inntekter ved de ulike alternativene

Ovenfor har vi listet opp de alternative måtene å behandle avfallet på. I dette avsnittet skal vi forsøke å beregne kostnadene og inntektene som disse alternativene vil medføre.

2.1.1 Forutsetninger for beregningene

Siden dette dreier seg om inntekter og kostnader som framtidige beslutninger fører til, er vi nødt til å ta visse forutsetninger. Nedenfor lister vi opp disse forutsetningene:

1. Selv om det finnes andre måter å behandle avfallet på, er det bare de alternativene som vi har listet opp ovenfor vi vurderer.
2. Uansett hvilket alternativ som velges, så betaler kundene samme beløp for å levere avfall.
3. Ved vurdering av våtorganisk avfall, så forutsetter vi den samme mengden som i dag. Altså 5000 tonn pr år.
4. Ved vurdering av restavfall og trevirke, så forutsetter vi en mengde på 10.000 tonn pr år.
5. Vi forutsetter at SIMAS klarer å fylle kapasiteten enten ved leveranser fra eget distrikt eller fra andre distrikter.

6. Ved levering av varmt vann/damp forutsetter vi en pris på 50 øre pr kwt.
7. Ved levering av elektrisitet forutsetter vi spotpris og at denne ligger fast på 25 øre pr kwt.
8. Ved produksjon av elektrisitet vil en ikke få grønne sertifikater. Det er dette som er situasjonen i dag, selv om bransjeorganisasjonen Avfall Norge prøver å endre på dette.
9. Det er planlagt en ny kabel mellom Norge og Storbritania og mellom Norge og Tyskland. Begge kablene skal etter planen være ferdig før 2020. Dette fører til økt integrasjon med det europeiske energimarkedet. Vi forutsetter her at energiprisene i Norge ikke endres som følge av dette.
10. Ved beregning av alternativ B₁, brenning av restavfall og produksjon av energi i form av varmt vann/damp (se side 15), så tar vi utgangspunkt i investeringer og driftskostnader knyttet til Østfold Energi sitt anlegg i Rakkestad.
11. Ved beregning av alternativ B₂, brenning av restavfall og energiproduksjon i form av elektrisitet og varmt vann (se side 19), så tar vi utgangspunkt i investeringer og driftskostnader knyttet til Forus Energigjenvinning sitt nye anlegg i Stavanger. Dette anlegget er stort (65.000 tonn), men vi foretar en lineær nedskalering til 10.000 tonn pr år.
12. Vi forutsetter at plast, metall og glass blir behandlet som i dag. Det betyr at dette blir sortert og sendt til resirkulering. Vi kommer derfor ikke inn på kostnadene knyttet til dette.
13. Dersom en foretar investeringer som gjør dagens anlegg overflødig, så forutsetter vi at det nåværende anlegget ikke kan selges. Dette er "sunk cost" — altså irreversible kostnader. Eksempel: Anta at komposteringsanlegget er finansiert med lån som medfører 1 million kroner pr år i rente- og avdragsbetaling. Denne kostnaden vil bare bli borte dersom en klarer å selge anlegget og bruke pengene til å nedbetale lånet. Vi forutsetter at det ikke er mulig å selge anlegget.
14. Dersom en foretar investeringer som gjør dagens maskiner overflødig, så forutsetter vi at disse kan selges til bokført verdi. Eksempel: En overflødig gravemaskin kan selges.
15. Dersom en velger å fortsette virksomheten som før, må en investere 20 millioner kroner i nytt bygg. Vi forutsetter 30 års levetid på bygget og vi bruker 4 prosent rente for å beregne de årlige kostnadene.
16. Ved forbrenningsanlegg forutsetter vi at den virkelige energiproduksjonen er 42,5 prosent av den teoretiske. Bakgrunnen for dette er erfaringer fra anlegg som er i drift. Anlegget til Østfold Energi i Rakkestad har en teoretisk energiproduksjon på 30 GWh, men selv med 8050 driftstimer i 2011¹, ble energiproduksjonen i avfallsforbrenningsanlegget på bare 12,75 GWh. Rakkestadanlegget leverte 15 GWh i 2011, men 2,25 GWh (15 prosent) kom fra den oljedrevne reserveløsningen.
17. Vi forutsetter her at kundene ikke får energi produsert med noen former for reserveløsninger.

¹I ett år er det 8760 timer.

2.1.2 A₀: Våtorganisk avfall til kompost

SIMAS behandler i dag 5000 tonn våtorganisk avfall. Avfallet blir omdannet til kompost. Det er i dag ingen markedsverdi på komposten. Den legges derfor i et deponi. Kostnader og inntekter knyttet til denne virksomheten er:

Kostnadstype	Mengde	Kostnad
Diesel	9500 liter	76.000
Elektrisitet	240.000 kwt	192.000
Arbeidskraft utanlegg	2,6 stilling	1.248.000
Driftskostnader maskiner		230.000
Forsikringer		57.000
Avskrivning maskiner		829.000
Driftskostnader kompostanlegg		800.000
Avskrivning kompostanlegg		1.666.000
Flytting, planering kompost		70.000
Fra andre kommuner	1965	1.254.351
Sum kostnader		3.913.649
Kostnad pr tonn		1510 kr/tonn

Tabellen ovenfor viser ressursbruken som SIMAS i dag har på komposteringen.

2.1.3 A₁: Våtorganisk avfall til biogass og kompost

Dette krever at en investerer i et biogassanlegg. Den ledende bedriften i Norge for leveranse av slike anlegg er Cambi. Denne bedriften har levert anlegget til Ecopro i Verdal og de bygger nå et anlegg i Oslo². Cambi har også et anlegg under planlegging i Bergen. Dette anlegget vil bli bygd i Rådalen. Cambi leverer store anlegg hvor driften er automatisk og dermed kan kjøres med liten bemanning. Anlegget i Verdal med en kapasitet på 40.000 tonn har for eksempel bare fem ansatte.

Cambi har et biogass anlegg under bygging for Oslo Kommune (Romerike biogassanlegg, Esval, Nes kommune). Dette anlegget skal behandle 50.000 tonn våtorganisk avfall pr år og sluttproduktet er LNG (flytende naturgass). Anlegget vil koste 390 millioner kroner. I følge Norli vil anlegget produsere nok drivstoff til 150 busser. I tillegg produserer anlegget biogjødsel. Ved maksimal produksjon produseres det 10.800 kg flytende metan hver dag.³ Det tilsvarer 15.600 liter bensin⁴. Hvis vi setter en bensinpris på kr 15 pr liter, så betyr det at verdien av den daglige metanproduksjonen er: $15.600 \cdot 15 = 234.000$ kroner. Anlegget vil være i drift 350 dager i året. Det betyr at verdien av den årlige produksjonen er: $234.000 \cdot 350 = 81,9$ millioner kroner.

Vi skal sjekke realismen i tallene: Vi har fått opplyst at metanproduksjonen dekker behovet til 150 busser. Det betyr at kostnadene til drivstoff pr dag pr buss er: $234.000/150 = 1.560$. En buss bruker under optimale forhold 3 liter drivstoff pr mil. Det betyr en kostnad på 45 kroner pr mil. For det daglige beløpet på 1.560 kroner kan bussen dermed kjøre $1560/45 = 34$ mil pr dag.

²Informasjonen fra Cambi er gitt i telefonsamtale med Teknologidirektør Merete Norli.

³Opplysningen er gitt av Arne Jakobsen, PhD Business Development Manager LNG. W'artsil' Oil & Gas Systems AS. P.O. Box 144, 1371 Asker.

⁴Opplysningen gitt av Professor Erling Holden, NTNU.

Hvis vi antar at bussene kjører med en gjennomsnittsfart på 50 km/t, kan vi finne antall timer kjøring pr dag: $340/50 = 6,7$ timer. Dette er ikke urealistisk.

Så til økonomien i prosjektet: På grunn av manglende opplysninger om driftskostnadene kan vi ikke komme med presise beregninger, men noe kan vi si: Investeringskostnaden er beregnet til 390 millioner kroner. Forutsetter vi levetid på 30 år og 4 prosent rente, får vi årlige kostnader på kr 22,55 millioner kroner. Det betyr at det årlige innbetalingsoverskuddet — det vil si innbetalinger minus utbetalinger — må være minst 22,55 millioner kroner. Nå har vi funnet ut at de årlige innbetalingene pr år er 81,9 millioner kroner. For å forrente og avdra anlegget må de årlige kostnadene til drift (eksklusive avskrivningene) være mindre enn $81,9 - 22,55 = 59,35$ millioner kroner. På det nåværende tidspunkt og uten erfaringsmateriale er det vanskelig å si om denne betingelsen vil være oppfylt.

I følge Cambi er det helt urealistisk å tenke seg at en med 5000 tonn våtorganisk avfall pluss 1600 tonn med slam, vil kunne oppnå lønnsomhet. Til det er mengden avfall altfor liten. Cambi leverer bare store anlegg — minst 25.000 tonn pr år. Der finnes leverandører av mindre anlegg, men disse anleggene er ikke så automatiserte og har derfor i følge Cambi, høye driftskostnader.

Siden Cambi ikke leverer anlegg med så liten kapasitet som det SIMAS har behov for, tok vi kontakt med bedriften BioWaz. BioWaz leverer komplette biogassanlegg basert på prefabrikkerte moduler og komponenter. Teknologien er utviklet og testet i Norge og Sverige og er tilpasset et nordisk klima. Anlegget ble opprinnelig laget for flytende gjødsel og annet organisk gårdsavfall, men i 2011 lanserte BioWaz en ny type anlegg med forbedret teknikk, flere tankstørrelser og funksjoner som muliggjør bruk av omtrent alle typer organisk substrat. Ved henvendelse til BioWaz sier direktør Jens Måge følgende:

Vi tror det er interessante muligheter for mindre kommuner å etablere eget biogassanlegg. Vi har vurdert dette og er positive til å bidra som leverandør i et slikt prosjekt.

Siden vi har jobbet mest inn mot landbruk vil vi trekke inn underleverandører på behandling av kildesortert matavfall, siden slikt matavfall har spesielle utfordringer. Vi vil uansett kunne tilby en totalpakke på dette også. Vi tror også det kan være fornuftig å koble inn lokale landbruksaktører med tanke på deltakelse i et prosjekt, men det kan vi vurdere underveis.

Vår tilnærming vil være å bidra i prosjektet fra A til Å, noe som innebærer et forprosjekt hvor vi bidrar med å skrive søknad til Enova om investeringsstøtte, forprosjektering anlegg, finansiering osv — frem til hovedprosjekt hvor vi er leverandør og bygger anlegget. Vi vil også tilby driftsstøtte, serviceprogrammer etc ved igangsetting og senere drift av anlegget.

Vedlagt er et utkast til modell for forprosjekt som jeg vil be deg se på og gi en foreløpig tilbakemelding på. (Utkastet ligger som vedlegg). Deretter kan vi lage et formelt tilbud.

Situasjonen er dermed den at Cambi ikke leverer så små anlegg som det SIMAS har behov for, mens en bedrift som BioWaz ikke kan eller vil si noe om investeringskostnadene uten at de har foretatt en konkret vurdering av prosjektet. En slik vurdering vil innebære kartlegging av:

1. Kapitalkostnader knyttet til investering i nytt biogassanlegg, inklusive anlegg som konsentrerer gassen.
2. Driftskostnader knyttet til mating og drift av biogassanlegget.
3. Inntekter ved salg av biogassen.

Nærmere enn dette har vi ikke kommet når gjelder å kartlegge små biogassanlegg.

2.1.4 A₂: Våtorganisk avfall til varme, elektrisitet og kompost

Dette krever at en investerer i et biogassanlegg samt et anlegg som kan konvertere gassen til elektrisitet og i tillegg et fjernvarmeanlegg som sørger for at restvarmen blir utnyttet. Eksempel på et slikt anlegg er Ecopro AS i Verdal kommune.

Om Ecopro i Verdal kommune

Ecopro ble etablert i 2002 for å behandle kildesortert matavfall og slam på en hygienisk og miljømessig forsvarlig måte. Kildesortering, energi/materialgjenvinning og kretsløpstankegang var grunnleggende elementer ved etableringen. Anlegget er lukket og har derfor minimal ekstern luktpåvirkning. Driften av anlegget startet i 2008.

Ecopro eies av 51 kommuner i Midt-Norge. Disse kommunene har inngått et samarbeid med Statkraft Varme AS. Eierstrukturen gir anlegget enerett til å ta i mot avfall fra eierkommunene. Totalt behandler man 30.000 tonn kildesortert matavfall og slam. I tillegg kommer avfall fra slakterier og fiskeribedrifter slik at en totalt behandler 40.000 tonn avfall per år. Totalt produserer anlegget 30 GWh pr år. Anleggets årlige produksjon er:

1. 12,6 GWh elektrisitet.
2. 17,4 GWh energi i form av varmt vann.
3. 12.000 tonn kompostjord og biogjødsel-produkter.

Anlegget i Verdal er levert av Cambi. De totale investeringene i anlegget beløper seg til 180 millioner kroner. Ecopro fikk støtte fra Enova på 5 millioner kroner. Støtten ble gitt til gassgeneratorene som produserer strøm. I 2011 hadde anlegget 6,7 millioner kroner i overskudd på driften, mens ordinært resultat var 2,0 millioner kroner i minus. Grunnen til at man gikk med overskudd på driften er at renovasjonsavgiften i kommunene ble hevet⁵.

Produksjonen av elektrisitet for salg har vært dårlig butikk fra første dag. Det skyldes at en kun får spotpris ved salg — ingen grønne sertifikater — og at det er svært høye drifts og vedlikeholdskostnader på gassgeneratorene. Når det gjelder produksjon av elektrisitet til eget bruk, så er dette muligens lønnsomt. Selve prosessen i anlegget krever en del energi og det er en fordel at en slipper å kjøpe den.

Siden produksjon av elektrisitet for salg er så lite lønnsom, vil Ecopro høsten 2012 sette i gang et prosjekt for å bedre lønnsomheten. I prosjektet vil en se på måter å rense og komprimere gassen slik at den kan selges i stedet for å brukes til elproduksjon. I følge Ecopro er det ideelle at en har en kunde i nærheten som kan ta i mot energien i form av varmt vann. Det har ikke Ecopro så derfor må selskapet se seg om etter andre løsninger.

Konklusjon

Hvis en tar utgangspunkt i erfaringene til Ecopro i Verdal, så er bruk av våtorganisk avfall til produksjon av varme, elektrisitet og kompost ikke lønnsomt. Det er mulig at dette vil endre seg dersom investeringsstøtten fra Enova blir langt større enn det Ecopro fikk og dersom en får grønne sertifikater for elproduksjonen — og sertifikatprisen blir høy. Men slik situasjonen er i dag, er dette ikke lønnsomt.

⁵Opplysningene er gitt av Tore Fløyen, Ecopro.

2.1.5 B₀: Restavfall og trevirke. Samme behandling som før

SIMAS behandlet i 2011 7092 tonn restavfall. Avfallet kjøres til Sverige hvor det blir brent. Kostnadene knyttet til denne virksomheten er:

Kostnadstype	Mengde	Kostnad nå	Kostnad ved 10.000 tonn
Annuiserte kostn. nytt bygg	20 mill.	1.156.602	1.156.602
Diesel	16.612 liter	132.896	187.383
Elektrisitet	10.000 kwt	8.000	11.280
Arbeidskraft utanlegg	1,25 stilling	600.000	846.000
Driftskostnader maskiner		140.000	197.400
Forsikringer		22.941	32.347
Avskrivninger maskiner		637.000	898.170
Driftskostnader dep område		268.200	378.162
Avskrivning deponi		847.128	1.194.450
Leveranse til Sverige	7092 tonn	4.681.000	6.600.210
Grovt restavfall, Tenden	800 tonn	680.000	958.800
Sum kostnader		9.173.767	12.460.805
Kostnad pr tonn		1294 kr/tonn	1266 kr/tonn

Tabellen ovenfor viser ressursbruken som SIMAS har i dag (inkludert nybygg) på å bli kvitt restavfallet. Den første linjen i tabellen viser de årlige kostnadene knyttet til byggingen av et nytt bygg til 20 millioner kroner. De årlige kostnadene knyttet til restavfall og trevirke beløper seg til 12,5 millioner kroner dersom vi forutsetter en avfallsmengde på 10.000 tonn. Ved sammenlikning med andre alternativer, er det dagens avfallsmengde som er relevant. Ressursbruken nå (inkludert nytt bygg) er på 9,2 millioner kroner pr år. Det er disse kostnadene som vil falle bort dersom SIMAS velger å bygge eget forbrenningsanlegg og produsere energi.

Vi ser av tabellen at SIMAS har betydelige kostnader knyttet til å kjøre restavfallet til Sverige. Prisen pr tonn for denne leveransen er kr 660 og totalt betaler SIMAS i dag 4,7 millioner kroner for dette. Før finanskrisen, var denne prisen adskillig høyere: (800–900 kroner pr tonn). Men finanskrisen førte til redusert avfallsmengde i Sverige og dermed ledig kapasitet i forbrenningsanleggene. Det er stor usikkerhet knyttet til dagens pris på kr 660 pr tonn:

1. Det kreves eksporttillatelse for å sende avfall til Sverige. Med ledig kapasitet i norske forbrenningsanlegg kan det tenkes at det kommer regelendringer som forbyr eksporten.
2. Det kan tenkes at Sverige vil innføre importforbud mot norsk avfall fordi en heller vil bruke den ledige kapasiteten til å brenne avfall som i dag deponeres i Øst- og Syd-Europa.
3. Svært mye av avfallet i Øst- og Syd-Europa havner i dag i deponier. I Bulgaria legges nesten alt i deponi. EU vil om få år innføre deponi-forbud. Det betyr større konkurranse om den ledigeforbrenningskapasiteten i Sverige. Dette kan føre til en betydelig stigning i kostnadene med å sende avfall fra Norge til Sverige.

Merk at i kostnadene for alternativene A₀ og B₀. Er det ikke beregnet rente av den kapitalen som er bundet. Men vi antar at avskrivningen dekker kapitalkostnadene.

2.1.6 B₁: Restavfallet brennes. Produksjon av varmt vann og damp

I dette avsnittet skal vi se nærmere på investeringskostnadene og driftskostnadene knyttet til dette alternativet. Vi starter med en drøfting av investeringskostnadene.

Drøfting av investeringskostnadene

Dersom SIMAS velger dette alternativet, så innebærer det følgende investeringer.

1. Investering i/leie av tomt i nærheten av et industriområde slik at energien som produseres kan selges.
2. Investering i kvern, forbrenningsovn, varmeveksler, akkumulatortank, rørgate, renseanlegg for røyk samt montering av anlegget. Det anlegget som vi her vurderer forutsettes å ha en kapasitet på 10.000 tonn pr år.

Det finnes ikke mange leverandører av slike anlegg. Vi har kommet over tre leverandører til norske anlegg. Det er Energos (England), Weiss (Danmark) og Babcock & Wilcox Vølund A/S (Danmark). Energos og Babcock & Wilcox Vølund A/S leverer store anlegg, mens Weiss har spesialisert seg på små anlegg. Anlegget til Østfold Energi i Rakkestad er levert av Weiss. Siden dette anlegget fungerer svært godt og har passe størrelse, så har vi valgt å bruke det som utgangspunkt for vurdering av investeringskostnadene til et tilsvarende anlegget SIMAS sitt eie.

Anlegget i Rakkestad ble bygd i 2004, og investeringskostnaden dengang var på 45 millioner kroner for bygg pluss innmat. I tillegg kommer akkumulatortank, opparbeiding av uteområde med parkeringsplasser og rørgate for fjernvarmeanlegget.⁶ Totalt kostet dette 25 millioner hvorav 4 millioner var støtte fra Enova. Inkludert i dette var tilknytning til 17 kunder. De totale investeringene kom derfor på 70 millioner.

Siden Rakkestadanlegget er noen år gammelt tok vi kontakt med Weiss i Danmark for å høre om prisene har endret seg mye siden den gang. I følge Bo Johansen, Weiss,⁷ så koster et fullstendig anlegg, tilsvarende anlegget i Rakkestad, 40 millioner kroner. Denne summen inkluderer ikke selve bygget og kontorfløyen, men hele innmaten. Summen inkluderer også akkumulatortanken, men ikke rørgata til kundene. Legger vi til 20 millioner kroner for bygget, kommer vi opp i 60 millioner kroner for bygning, akkumulatortank og et anlegg med kapasitet på 10.000 tonn pr år.

Rørgata til Rakkestadanlegget er på drøye 2 km. Om et tilsvarende anlegg ble bygd i Sogn, så er realistisk å tro at rørgata vil være av samme lengde. Når det gjelder kostnaden ved å anlegge rørgate, så fikk vi opplyst fra anlegget på Forus at kostnaden er mellom fem og ti tusen kroner pr meter. Hvis vi forutsetter kr 10.000 pr meter, så vil ei rørgate på 2,5 km koste 25 millioner kroner. Summerer vi alle investeringskostnadene får vi en kostnad på 85 millioner kroner.

Vi vil nå forutsette at SIMAS bygger et tilsvarende anlegg. Vi forutsetter at anlegget har en levetid på 30 år og at anlegget finansieres med et lån med 30 års nedbetalingstid. Den nominelle rentesatsen som SIMAS i dag betaler er på ca 2,5 prosent. Det er ingen ting som tyder på at rentene vil øke i nærmeste framtid, men vi setter renten lik hhv tre, fire og seks prosent. Når det gjelder investeringskostnadene, så har vi satt opp ulike alternativer fra 75 til 100 millioner kroner. Tabellen nedenfor viser hva SIMAS må ut med i rente og avdrag for ulike investeringsalternativer.

⁶Lengde på rørgata er 2,5 km og kostnaden var 6 tusen kroner pr meter.

⁷Bo Johansen fra Weiss opplyser at han ofte er i Norge og at han gjerne kan komme til Sogndal for å presentere den typen anlegg som de leverer.

Investering (mill)	Rente 3%	Rente 4%	Rente 6%
75	3,8	4,3	5,4
85	4,3	4,9	6,2
100	5,1	5,6	7,3

Dersom vi forutsetter at levetida på anlegget er identisk med nedbetalingstida på lånet (30 år), betyr det at tabellen ovenfor representerer kapitalkostnadene ved anlegget. Det vil si rentekostnad og avskrivning.

De årlige kapitalkostnadene (rente og avskrivning) knyttet til et slikt anlegg, under forutsetning av at anlegget og rørgata kostar 85 millioner kroner, blir dermed 4,9 millioner kroner (forutsetter 4 prosent rente).

Vurdering av driftskostnadene

I tillegg til disse kostnadene kommer lønnskostnader og andre driftskostnader. Når det gjelder lønnskostnadene, så drives Rakkestadanlegget med tre ansatte, men driftslederen — Gard Hyllestad — har svært mye overtid. I tillegg til disse tre, overvåkes anlegget i helgedager av Østfold Energi sitt kontrollrom på Borregaard febrikker i Sarpsborg. Vi forutsetter at et slikt anlegg i Sogn vil ha en bemanning på fem personer. Lønnskostnader, med alle sosiale kostnader inkludert, estimerer vi til fire millioner kroner.

Slik som anlegget i Rakkestad er bygd, så er det ikke nødvendig med maskiner til å flytte avfallet. Renovasjonsbilene tipper avfallet direkte i siloen. Ved hjelp av en grabb, blir avfallet matet inn i kverna. Det kvernedede avfallet mates så inn i forbrenningsovn.

Kostnadene ved kjøring av restavfall til Sverige, eller andre steder, vil falle bort. Men alt blir ikke borte ved forbrenning. Forbrenningen gir 15 vektprosent aske og i tillegg må en samle opp flyvestøv fra røyken. Begge disse komponentene må behandles videre i spesialanlegg. Kostnaden ved å kjøre bort aske er for Rakkestadanlegget kr 180 pr tonn. Når det gjelder andre driftskostnader, så har vi fått oppgitt totalkostnaden fra Rakkestadanlegget. I 2011 hadde de 4,5 millioner i andre driftskostnader. Andre driftskostnader er kostnader knyttet til rutinemessig vedlikehold pluss reparasjoner av mer uforutsett art. I dette ligger:

- Rutinemessig vedlikehold som skifting av rister og rengjøring.
- Alle reservedeler.
- Innleide konsulenter/reparatører fra Danmark.
- Bortkjøring av aske og flyvestøv.

Vi vil sette dette til samme beløp som i Rakkestad, men justert opp med 5 prosent fordi vi her ser på anlegg hvor en utnytter hele kapasiteten på 10 tusen tonn. I Rakkestad bruker en også 2 millioner kroner til strøm pr år samt 2,8 millioner kroner til den oljedrevne reserveløsningen. Kundens gode kontrakter gjør det nødvendig med en dyr reserveløsning. Vi forutsetter at SIMAS ikke inngår en kontrakt som gjør det nødvendig med denne typen reserveløsning. De øvrige kostnadene i Rakkestadanlegget justeres opp med 5 prosent siden de ikke utnytter hele kapasiteten. Ut fra disse vurderingene vil et anlegg i Sogn ha følgende utbetalinger pr år:

Kostnadstype	Beløp i mill	Merknad
Kapitalkostnad	4,9	Invest. 85 Rente 4%.
Lønnskostnad	4	Fem tilsatte på drift
Vedlikehold og andre driftskostnader	4,7	Usikkert
Strøm	2,1	Usikkert
Sum kostnader	15,7	

Vurdering av inntektene

Når det gjelder inntektene, så kommer de fra tre kilder. Vi drøfter størrelsen på disse inntektene nedenfor:

1. **Mottak av avfall:** Rakkestadanleggets inntekter ved mottak av avfall er kr 500 pr tonn. La oss anta at SIMAS mottar 3000 tonn avfall fra andre distrikter og får kr 300 pr tonn. Dette gir en årlig inntekt på kr 900.000.
2. **Salg av energi:** Under forutsetningene på side 10 nevnte vi at anlegget i Rakkestad bare produserer 42,5 prosent av den teoretiske kapasiteten. Siden anlegget i Rakkestad er veldrevet og ikke har noen tekniske problemer, vil vi anta at et forbrenningsanlegg som drives av SIMAS vil produsere like mye. Det betyr at et anlegg som tar i mot 9500 tusen tonn restavfall vil produsere en energimengde tilsvarende 12,75 GWh. Justerer vi opp dette tallet til 10 tusen tonn, vil energimengden bli 13,4 GWh.

Å brenne olje for å produsere elektrisitet er dårlig økonomi, så vi forutsetter at denne reserveløsningen ikke blir installert. Kundene må selv sørge for reserveløsning.

Alternativet til varmt vann for kundene er å bruke elektrisitet. Prisen er her spottpris pluss nettleie. Spottprisen på elektrisitet varierer mye. I juli 2012 har den vært under 10 øre pr kwt, men det er svært lavt i historisk sammenheng. Vi vil sette en spotpris på 25 øre pr kwt for ikke å ta for hardt i.

Når det gjelder nettleien, så består den av et fastledd pluss en variabel del. Fastleddet er ca 1800 kroner pr år for næringslivet. Fastleddet er irrelevant for oss fordi det må bedriftene betale uansett så lenge de benytter strøm til f.eks. belysning. Det som betyr noe er den variable komponenten. Sogn og Fjordane Energi oppgir i august 2012 at den variable delen av nettleien til næringslivskunder er ca 41 øre pr kwt. Det betyr at marginalkostnaden pr kwt elektrisitet til næringslivet er 66 øre pr kwt.

Det er urealistisk å forutsette at SIMAS oppnår en like høy pris på energi levert som varmt vann fordi denne typen energi er mindre fleksibel enn energi levert som elektrisk kraft. Elektrisitet har flere anvendelsesområder, som for eksempel belysning og oppladning av maskiner og utstyr. Eidsiva som leverer varme i Hamarområdet har en kontrakt som ligger 10 prosent lavere enn alternativ energipris. Ut fra våre forutsetninger blir det en pris på 59 øre pr kwt. Vi synes dette er noe høyt, så vi vil anta at prisen på energi er 50 øre pr kwt. Med en total leveranse på 13,4 GWh og en pris på 50 øre pr kwt får vi kr 6,7 millioner i inntekt fra salg av energi.

3. **Investeringsstøtte fra Enova** og eventuelt salg av grønne sertifikater. I klimameldingen (Stortingsmelding 21. 2011–2012) står det: *"Enova gir investeringstilskudd til utbygging av infrastruktur og tilhørende fornybar energiproduksjon. Tilskuddsordningene skal bidra*

til både utbygging av fjernvarmenett og til etablering av ny produksjonskapasitet basert på fornybar energi og spillvarme. Enova har fram til og med 2011 støttet fjernvarmeprosjekter som til sammen vil gi 4 TWh fjernvarmeleveranser basert på fornybar energi, spillvarme og varmepumper”.

I følge Enova, så har alle fjernvarmeanlegg mottatt støtte. Men med henvisning til bedriftshemmeligheter, ville ikke Enova si noe om størrelsen på støtten. Rakkestadanlegget fikk 4 millioner fra Enova ved bygging av fjernvarmeanlegget og Ecopro sitt anlegg i Verdal fikk 5 millioner til gassgeneratorene. Ut fra disse tallene kan en kanskje anta at støtten vil ligge på samme nivå. Vi antar derfor at investeringsstøtten fra Enova er 5 millioner kroner. Dersom vi annuierer dette beløpet over 30 år med 4 prosent rente får vi kr 290 tusen pr år.

De totale inntektene ved mottak av avfall fra andre distrikt, salg av energi og Enova-støtte summerer seg dermed til 7,89 millioner kroner. Dette er økningen i inntektene som følge av investeringen. De årlige kostnadene knyttet til dette alternativet er 15,7 millioner. Netto kostnadene blir dermed 7,81 millioner kroner. Dette er det årlige underskuddet for forbrenningsanlegget før vi tar hensyn til innsparingen ved en redusert aktivitet i Festingedalen.

Konklusjon

Hvis vi nå sammenligner med nullalternativet, får vi:

Alternativ	Netto kostnad (i mill)
Nullalternativet (B_0)	9,2
Brenning av restavfall, energiproduksjon (B_1)	7,81
Bedring i resultat ved energiproduksjon	1,39

Vi ser at bygging av eget forbrenningsanlegg og produksjon av energi i form av varmt vann/damp er lønnsomt. Merk at vi her ikke har tatt med kostnader knytta til salg av energi som er produsert med olje (reserveløsning ved driftstans). Dersom en er nødt til å ta denne kostnaden, vil resultatet ovenfor bli redusert med 2,5–3 millioner kroner. Det vil gjøre investeringen ulønnsom.

Grunnen til at vi får lønnsomhet ved investering i eget forbrenningsanlegg skyldes i hovedsak tre forhold. Det er:

1. En må ha kunder som er villige til å kjøpe all energi i form av varmt vann/damp til en pris på 50 øre pr kwt. Det er usikkerhet knyttet til dette, men mye av usikkerheten kan fjernes ved å inngå langsiktige kontrakter. Dersom en har bare én eller to kunder, er det også usikkerhet knyttet til at kundene kan gå konkurs eller legge ned virksomheten. Det er også sannsynlig at energiprisene vil stige når det norske energimarkedet blir mer integrert med det europeiske. Det trekker i retning av bedre lønnsomhet knyttet til bygging av et forbrenningsanlegg.
2. Dersom en bygger et eget forbrenningsanlegg, vil kostnadene knyttet til transport av avfall til Sverige falle bort. Det betyr 4,7 millioner kroner i lavere kostnader pr år. Vi har forutsatt at denne kostnaden holder seg konstant. Men med økende konkurranse om avfallet, kan det tenkes at prisen en betaler for å bli kvitt avfallet vil gå ned. Det vil trekke i retning av lavere lønnsomhet ved bygging av forbrenningsanlegg.

3. Dersom en bygger eget anlegg trenger en ikke å investere i nytt bygg til 20 millioner kroner. Annuisert over 30 år med 4 prosent rente blir dette 1,2 millioner pr år. Dersom byggekostnadene blir høyere, vil det føre til høyere kostnader knyttet til null-alternativet. Det vil trekke i retning av bedre lønnsomhet ved bygging av forbrenningsanlegg.

2.1.7 B₂: Restavfallet brennes, produksjon av elektrisitet

I dette tilfellet brukes energien fra forbrenningen til produksjon av damp som igjen driver en turbin som igjen driver en generator.

I følge Weiss, så er dette fullt mulig å få til og Weiss kan levere slike anlegg dersom kunden ønsker det. Problemet med slike anlegg er lav virkningsgrad og derfor dårlig lønnsomhet. Uansett, så kan det gjøres på to måter:

1. Produsere damp uten å øke trykket på den. Ulempen er at en får svært lav virkningsgrad — bare 12 prosent. Fordelen er at investeringskostnadene ut over basisanlegget (slik det er bygget i Rakkestad) ikke er så store.
2. Øke trykket på dampen for å øke virkningsgraden. På denne måten kan en øke virkningsgraden til 24 prosent. Ulempene er at tilleggsinvesteringen blir svært høy.

Når effekten er så lav, må en ha et fjernvarmeanlegg i tillegg for å utnytte spillvarmen. Det fordyrer også investeringen.

I følge Weiss, så får de ofte spørsmål fra kunder og potensielle kunder om produksjon av elektrisitet og de har på forespørsel foretatt lønnsomhetsberegninger av dette ca én gang pr måned. Så langt har beregningene vist at dette er dårlig butikk.

Til tross for dette, så har bedriften Forus Gjenvinning sommeren 2012 satt i drift et anlegg på Forus i Stavanger. Forventet kapasitet på anlegget er 65.000 tonn pr år. De totale investeringskostnadene — ikke inkludert rørgate til kundene — er 420 millioner kroner. Dampproduksjonen vil være på cirka 22 MW i ordinær drift hvilket tilsvarer cirka 180 GWh på årsbasis⁸. Dampen produseres med et trykk på 40 bar og en temperatur på 400 grader. Av dette produseres cirka 4.2 MW (33 GWh per år) strøm via en dampturbin.⁹

2.1.8 Returkraft AS i Kristiansand

Returkraft AS i Kristiansand eies av en rekke kommuner på Sørlandet. Avfallet hentes inn fra alle kommunene fra Risør i øst til Lindesnes i vest. Aksjene er fordelt mellom kommunene i forhold til folketallet. Tidligere var Agder Energi inne på eiersiden, men dette samarbeidet er nå brutt. Det betyr at kommunene nå er de eneste eierne.

Returkraft AS har bygd et hypermoderne anlegg på Langemyr, ca 5 km nord for Kristiansand. Totalt er det investert ca 1,5 milliarder kroner. I følge direktør Odd Terje Døvik skyldes ca 200 millioner kroner uheldig timing med hensyn til byggingen. Kapasiteten i byggebransjen var sprengt og dette drev opp kostnadene. I tillegg er det brukt ca 100 millioner kroner på en lukket tømmehall som en strengt tatt kunne ha klart seg uten. Under byggingen hadde man følgende krav:

⁸Effekten — evnen til å omdanne energi fra én form til en annen — måles i Watt. Energimengden er den mengden som blir produsert i løpet av et år.

⁹Anlegget på Forus er levert av Babcock & Wilcox Vølund A/S. Danmark. Man vurderte også anlegg fra Weiss, men denne leverandøren kunne ikke levere så store anlegg.

1. Anlegget skulle være vakkert å se på. Det vil si man ville ikke ha en stor betongflate ut mot riksveien. I stedet ble bygget utstyrt med store glassflater som er opplyste om kvelden.
2. Når det gjelder det tekniske, satset man på den best tilgjengelige teknologien. Å redusere kravene til kvalitet for å spare penger var aldri noe spørsmål.

Her er en liste med egenskaper ved anlegget:

1. Anlegget har undertrykk i bygningene er derfor helt luktfritt.
2. Anlegget er rent og fint både ute og inne. Hele anlegget er laget slik at det skal kunne spyles ned med vann. Etter 1,5 års drift var det nesten ikke støv å se.
3. Anlegget har en egen liten kinosal og klasserom hvor skoleklasser kan få undervisning. I tillegg er det et stort og topp moderne trimrom med alle mulige treningsapparater. Rommet er åpent for ansatte og deres familie. Det er 30 ansatte og anlegget har egen kantine med svært billig mat. Sykefravær: ca 2 prosent.
4. Ca 2500 personer besøker anlegget hvert år. Det er mest skoleklasser men også politikere og enkeltpersoner kommer på besøk.
5. Alle komponenter som avgir støy er satt i egne rom.
6. Alle gangbroer er ekstra breie slik at det er lett å få inn reservedeler ved reparasjoner.
7. Det er satt inn luker i alle gulv og kranbaner er konstruert slik at det er enkelt å heise opp tunge komponenter dersom en trenger utskifting. Anlegget er skrudd sammen på en slik måte at uansett hva som måtte oppstå av problemer, så slipper man å lage hull i vegger for å få ut ting.
8. Anlegget kan kjøres helt uten elektrisitet fra nettet. Ved stans i elforsyningen, starter egen generator innen ett sekund.
9. Det er dobbelt opp av mange vitale komponenter slik at en unngår driftsstans ved havari.
10. En har fullt fokus på personsikkerhet. Under byggeprosessen var den mest alvorlige skaden en skadd fingertupp. I driftsperioden har man til nå ikke hatt noen uhell eller ulykker som har medført personskader.

Anlegget er levert av flere leverandører, hvilket betyr at man ikke kjøpte et nøkkelferdig anlegg. Ulempen og utfordringen med dette er grensesnittet mellom de ulike komponentene. Man har opplevd at leverandøren av rensenanlegget for røyken skylder på ovnen og at forbrenningen ikke er som den skal. I tillegg har hver leverandør sine opplegg for ledninger. Grunnen til at man valgte denne løsningen var at man ville ha det beste utstyret som fantes på de forskjellige områdene. Det har i praksis vist seg at det har man fått. I Juli 2012 hadde anlegget de foregående 366 døgn gått i 8337 timer, noe som tilsvarer en driftsstabilitet på 95 prosent. Man har praktisk talt ingen ukontrollerte stans.

Om produksjonen til Returkraft

Anlegget har en kapasitet på 130.000 tonn restavfall pr år. Den totale energiproduksjonen er på 360 GWh, hvorav 90 GWh er elektrisitet og resten — 270 GWh — er varmt vann. Av strømproduksjonen brukes 14 GWh internt slik at 76 GWh er det som selges pr år.

Elektrisiteten produseres ved hjelp av en damp turbin. Dampen har et trykk på 50 bar og holder 425 grader. Med et såpass høyt trykk får man opp effekten. Andelen strøm av total produksjon er på 23 prosent.

I følge direktør Døvik er det helt nødvendig å ha en generator for å produsere strøm. Grunnen er at en ellers ikke ville klart å oppfylle konsesjonsvilkåret om 50 prosent energiutnyttelse. Ved bare leveranse av damp/varmt vann vil også anlegget gjøre seg avhengig av bestemte kunder. Det kan få uheldige konsekvenser dersom kunden går konkurs eller legger ned driften. I følge Døvik har forbrenningsanlegget på Hurum stengt fordi kunden har gått konkurs. Dermed får ikke anlegget konsesjon til videre drift.

Returkraft har lagt vannrør helt ned til sentrum av Kristiansand (7 km), men om sommeren må de sende mesteparten av energien ut i lufta, fordi det er få som har behov for energi i form av varmt vann. Det betyr at energiutnyttelsen går ned og uten generatoren ville man ikke klart kravet på 50 prosent.

Døvik mente også at det ikke var så dårlig økonomi med en generator. Rett nok får de ikke grønne sertifikater, men ved å inngå langsiktige avtaler med store kunder, slipper de elavgifta på 11 øre pr kwt. Det betyr at denne avgifta deles mellom Returkraft og kunden. Nå var delingsforholdet slik at kunden får 1 øre mens Returkraft tar resten.

Ekstrakostnaden knyttet til generatoren var 60 millioner kroner, i tillegg til at kjelen og rør måtte forsterkes. Dette kostet også 20 millioner kroner. Enova ga et tilskudd på 35 millioner kroner. Nettoinvesteringskostnaden ble dermed 45 millioner kroner.

Ut fra de opplysningene som er gitt av Returkraft, så er produksjon av elektrisitet lønnsomt. En nettoinvestering på 45 millioner kroner gir et salg på 76 GWh pr år. Setter vi en pris på 35 øre pr kwt¹⁰ og et rentekrav på 5 prosent samt en levetid på 30 år og variable driftskostnader på 1 million kroner pr år, får vi en nåverdi på kr 348,5 millioner kroner. Altså er det lønnsomt å investere i en generator. Merk at en forutsetning her er at energien ikke har en alternativ anvendelse. Alternativet er at en ikke kan selge den samme energimengden i form av varmt vann eller damp. Nåverdien vi kom fram til reflekterer lønnsomheten under forutsetning av at en allerede har bygd et forbrenningsanlegg og så installerer en generator i tillegg¹¹. Beregningen viser at dersom en har bygd et forbrenningsanlegg som er lønnsomt eller marginalt lønnsomt, så blir ikke lønnsomheten dårligere om det blir installert en generator i anlegget.

Dersom SIMAS ønsker å bygge et tilsvarende eller men mindre anlegg, bør selskapet forhøre seg med Returkraft for å få greie på hvordan prosjektstyringen under byggeprosessen ble utført. Prosjektet ble gjennomført uten nevneverdige avvik, både når det gjaldt økonomi eller tid.

Konklusjon

I følge Weiss er det ikke lønnsomt for kundene å bruke energien til produksjon av elektrisitet. Årsaken er:

¹⁰Spotpris på 25 øre plus 10 øre for elavgifta som man ikke trenger å betale når en har store faste kunder.

¹¹Vi ser på tilleggsinvesteringen og tilleggsinntektene.

1. **Lav strømpris:** Slik som situasjonen er i dag, så får man ikke grønne sertifikater for denne produksjonen. Dessuten må kunden betale både fast og variabel nettleie. Det fører til at en ikke kan forvente å få mer enn spotpris for elektrisiteten. Vi har ovenfor forutsatt en spotpris på 25 øre pr kwt. Det er mulig at denne prisen vil øke som følge av bygging av nye kabler til Tyskland og England, men hvor mye prisen vil øke er usikkert.
2. **Store ekstrainvesteringer og lav virkningsgrad:** Når en skal produsere elektrisitet ved brenning av avfall, vil en få store ekstrainvesteringer fordi trykket må heves for å bedre effekten på turbinene. I tillegg løses ikke problemet med lav virkningsgrad. Begge deler bidrar til å redusere lønnsomheten.

Påstanden til Weiss stemmer ikke med de erfaringene som en har gjort ved Returkraft i Kristiansand. Her mener man at produksjon av elektrisitet er lønnsomt. Det er mulig at dette har med dimensjonen på anlegget å gjøre, men ut fra de opplysningene vi har, er det ikke mulig å trekke noen entydig konklusjon når det gjelder lønnsomhet.

En annen sak er at uten en stor kunde som tar i mot det meste av energien i form av varmt vann eller damp, så vil en ha problemer med å oppfylle konsesjonsvilkårene. Og dersom det eksisterer en slik kunde, så innebærer det en kilde til usikkerhet for en vet ikke om kunden også vil eksistere i framtida. Dermed har en ikke noe valg. Et forbrenningsanlegg må ha en generator og produsere elektrisitet.

2.2 Endringene i bedriftens kontantstrøm

I den daglige driften opplever SIMAS mange inn- og utbetalinger hver eneste dag. Hvis vi nå tar alle innbetalingene minus alle utbetalingene, får vi bedriftens netto kontantstrøm. Dersom SIMAS foretar en investering, for eksempel i et nytt forbrenningsanlegg, vil de daglige inn- og utbetalingene til bedriften også endres. Det vil si at netto kontantstrømmen vil endres.

Et alternativ til å beregne lønnsomheten ved hjelp av endringer i årlige inntekter og utgifter, slik vi har gjort i avsnitt 2.1 er å se om endringen i netto kontantstrømmen rettfærdiggjør investeringen. Vi har lønnsomhet når nåverdien av netto kontantstrømmen som investeringen genererer er større enn investeringen. Selv om SIMAS fortsetter som i dag, velger B_0 alternativet, vil selskapet oppleve endringer. Av den grunn må vi kunne svare på følgende to spørsmål:

1. Hvilken endring i kontantstrømmen vil en få dersom en velger nullalternativet?
2. Hvilken endring i kontantstrømmen vil de andre alternativene føre til?

2.2.1 Endringen i kontantstrømmen hvis nullalternativet velges

Anta SIMAS beslutter å fortsette driften nøyaktig som i dag. Dette vil føre til at det må investeres i nytt bygg til 20 millioner. Anta videre at hele investeringskostnaden blir lånefinansiert med et annuitetslån over 30 år til 4 prosent rente. Vi forutsetter videre at lånerenten er konstant i hele perioden. Med dette som utgangspunkt finner vi at SIMAS må betale kr 1,157 mill. kroner i rente og avdrag hvert år i 30 år.

Dersom SIMAS ikke foretar noen investering i det hele tatt, vil bedriften få en økt utbetaling på 1,157 millioner kroner pr år i 30 år. Siden SIMAS ikke er i skatteposisjon, ser vi bort fra skatt. Nåverdien av disse utbetalingene er naturligvis lik lånebeløpet på 20 millioner kroner.

I tillegg til dette, kan det komme økte utbetalinger til vedlikehold og strøm, samt endringer i andre kostnader. Eksempel på det siste kan være endringer i den interne transporten som medfører endringer i forbruket av diesel. Dette vil samlet sett bli mindre beløp og vi velger her å sette disse lik null.

2.2.2 Endringen i kontantstrømmen med produksjon av energi

Når vi har klarlagt nettoendringen i kontantstrømmen til SIMAS for nullalternativet, må vi kartlegge endringene i kontantstrømmene som hvert av de andre alternativene medfører. Kontantstrømmen til hvert av alternativene vil ha ulik profil. Nullalternativet vil for eksempel ikke medføre økte innbetalinger, mens investering i forbrenningsanlegg og salg av energi vil føre til endringer i innbetalingene. For å kunne sammenligne alternativene når kontantstrømmene har ulik profil, må vi beregne nåverdien til alternativene. Det beste alternativet har størst nåverdi.

2.2.3 Generelt om kontantstrømmene til alternativene

Vi vil starte med noen generelle tanker om hva som skal være med når vi skal beregne kontantstrømmene til de ulike alternativene. Nullalternativet er det enkleste siden det her er snakk om få endringer. Men for de andre alternativene kan det være mer komplisert. Vi lister opp en del momenter:

1. Investering i nytt anlegg for produksjon av energi. Dette medfører:
 - (a) Økte utbetalinger til rente og avdrag. Renteutbetalingene må korrigeres for skatteeffekten.
 - (b) Økte avskrivninger som fører til reduserte skattebetalinger.
 - (c) Økte utbetalinger til vedlikehold.
 - (d) Økte utbetalinger til drift (inkludert personal og energi).
2. Innbetaling fra Enova, i form av investeringsstøtte.
3. Utbetaling til investering fra egenkapital.
4. Innbetaling for salg av anlegg/utstyr som ikke lenger er i bruk.
5. Reduserte utbetalinger fordi avfall ikke sendes til Sverige.
6. Reduserte utbetalinger fordi komposteringsanlegget stenges. Her får vi:
 - (a) Personalkostnadene faller bort.
 - (b) Energikostnadene faller bort.
 - (c) Vedlikeholdskostnadene faller bort.
7. Inntekter fra salg av energi.

Når en foretar en investering, så er det de resulterende *endringene* i innbetalingene og utbetalingene som er relevante ved vurdering av lønnsomheten.

Ut fra oversikten ovenfor, må en forsøke å beregne endringen i det årlige netto innbetalingsoverskuddet som tilfaller eieren. Deretter må en bestemme seg for et avkastningskrav (også kalt diskonteringsrente eller kapitalkostnad) og beregne nåverdien.

La oss anta at SIMAS investerer i et forbrenningsanlegg som produserer energi — B₁-alternativet. Dette fører til at inntektene (innbetalingene) øker med Δi mens utbetalingene (alle betalbare kostnader, det vil si ikke avskrivninger) øker med Δk . Vi har da:

$$\text{Innbetalingsoverskudd} = \text{Økte innbetalinger} - \text{Økte utbetalinger} = b_i = \Delta i - \Delta k$$

Her er b_i innbetalingsoverskuddet som investeringen skaper i år i .

Anta at anlegget har en investeringsutbetaling på U , en levetid på n år og at diskonteringsrenta er r . Verdien av et slikt anlegg (nåverdien) blir dermed:

$$N = -U + \sum_{t=0}^n \frac{b_i}{(1+r)^t}$$

Nåverdien N er positiv dersom investeringen er lønnsom og negativ dersom investeringen ikke er lønnsom. I forbindelse med nåverdiberegningen er det to utfordringer:

1. Beregning av det årlige netto innbetalingsoverskuddet b_i . I teorien er dette enkelt, men i praksis er det svært vanskelig å si noe sikkert om inn- og utbetalinger som ligger mer enn ti år fram i tid. Som følge av denne usikkerheten lager en gjerne ulike scenarier hvor en for eksempel setter opp et worst case og best et case scenario.
2. Valg av diskonteringsrente. Her er utviklet teoretiske metoder for å løse dette problemet. Kapitalverdimodellen og varianter av denne er mye brukt i slike sammenhenger.

2.3 Investering i anlegg for produksjon av energi

Vi skal her beregne nåverdien av et anlegg som produserer energi og selger denne i form av varmt vann og/eller damp. Vi skal med andre ord finne nåverdien (N) av følgende uttrykk:

$$N = -U + \sum_{t=0}^n \frac{b_i}{(1+r)^t}$$

Vi skal her gå igjennom de tallene som vi må sette inn i uttrykket ovenfor for å kunne beregne nåverdien:

1. **Investeringsutbetalingen U :** Investeringskostnadene drøftet vi på side 15 og kom fram til 85 millioner kroner. På side 18 drøftet vi investeringsstøtten og satte den til 5 millioner kroner. La oss videre anta at SIMAS finansierer hele investeringen ved hjelp av lån. Altså 85 millioner kroner blir lånt. Hvis vi så forutsetter at investeringsstøtten fra Enova blir utbetalt, vil SIMAS oppleve en innbetaling på 5 millioner på tidspunkt null. Vi får dermed at $U = +5$ millioner kroner.
2. **Endringen i Det årlige innbetalingsoverskuddet (b_i):** Vi har at $b_i = \Delta i - \Delta k$. Vi må derfor først finne endringene i innbetalinger Δi og endringene i utbetalinger Δk .

- (a) Når det gjelder endringene i inntektene er det punkt 1 og 2 på side 17, som er relevant for oss. Altså inntekter ved mottak av avfall fra kommuner som ikke er eiere i SIMAS og inntekter ved salg av energi. Ut fra dette setter vi $\Delta i = 6,7 + 0,9 = 7,6$ millioner kroner.
- (b) Når det gjelder endringene i utbetalingene, så vil alle kostnadene i tabellen på side 14 unntatt annuiserte kostnader nytt bygg, samt avskrivninger være relevante for oss. Det betyr at SIMAS vil få 6,5 millioner kroner i reduserte utbetalinger fordi B₀-alternativet velges vekk. På den annen side vil SIMAS få økte utbetalinger som følge av investeringen i forbrenningsanlegget. Disse kostnadene er det gjort greie for på side 17. Dette gir økte årlige utbetalinger på kr 15,7 millioner kroner. Netto årlig innbetalingsoverskudd blir dermed: $7,6 - (15,7 - 6,5) = -1,6$. La oss videre som før anta at levetida er 30 år.

3. Diskonteringsfaktor. Vi velger her en lav diskonteringsfaktor på fem prosent.

Dermed kan vi beregne nåverdien:

$$N = -U + \sum_{t=0}^n \frac{b_t}{(1+r)^t} = 5 + \sum_{t=0}^{30} \frac{-1,6}{(1+0,05)^t} = -19,6$$

Nullalternativet har en negativ nåverdi på 20 millioner, mens investering i forbrenningsanlegg har en negativ nåverdi på 19,6 millioner. Altså er investeringsalternativet lønnsomt i forhold til nullalternativet.

Konklusjon

Ovenfor har vi brukt nåverdimetoden for å sammenlikne nullalternativet med bygging av et forbrenningsanlegg og salg av energi. Beregningene som framkommer med nåverdimetoden er i samsvar med det vi kom fram til på side 18: Det er lønnsomt, men ikke svært lønnsomt.

Når det gjelder den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, så har vi ikke forsøkt å tallfeste dette men konklusjonen her er klarere. Når en ikke lenger transporterer avfallet til Sverige, unngår en de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til den økte biltrafikken. Trolig er reduksjonen i de samfunnsøkonomiske kostnadene høyere enn Enova-støtten som vi har satt til fem millioner kroner. Det betyr at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er bedre enn den bedriftsøkonomiske.

En skal merke seg at beregningene er gjort på grunnlag av en rekke forutsetninger som kan vise seg å være altfor gunstige når vi kommer i den posisjon at vi kan observere utfallet. Investeringskostnadene kan bli høyere enn 85 millioner kroner. Det er ikke sikkert at det finnes kunder som er villig til å betale 50 øre pr kwt for energi levert i form av varmt vann eller damp. Det kan være enkelt å selge denne energien om vinteren, men om sommeren er det få som har bruk for denne typen energi. Driftskostnadene knyttet til et nytt anlegg kan også bli høyere enn vi har forutsatt. Når det gjelder de framtidige kostnadene knyttet til å transportere vekk restavfallet så kan det teoretisk tenkes at prisen i framtida blir kan bli lavere enn kr 660 pr tonn. Med innføring av deponiforbud i EU, så kan det tenkes at denne prisen øker kraftig. Kort sagt, så er det ikke så mye som skal gå galt før investering i et forbrenningsanlegg blir ulønnsomt. Men det finnes også faktorer som peker i retning bedre lønnsomhet. De viktigste er høyere energipriser i framtida og høyere priser knyttet til å transportere avfallet til andre forbrenningsanlegg.