

EFFEKTIV PRODUKTION AV BIODRIVMEDEL



Rapport | 2008:8



EFFEKTIV PRODUKTION AV BIODRIVMEDEL

GODE HAGBERG RYDBERG RÅDBERG SÄRNHOLM

FÖRORD

Här redovisas energibalanser för ett antal bioenergikombinat i syfte att beskriva möjligheten att kombinera biodrivmedelsframställning med el- och fjärrvärmeproduktion. Studien är ett första steg i att visa hur viktigt det är att ha en systemsyn när energisystemet utvecklas. Genom integrering av biodrivmedel, el och värme kan en högre totalverkningsgrad nås och energisystemet som helhet bli mer effektivt.

Studien har genomförts och rapporten sammanställts av Jenny Gode, Linus Hagberg, Tomas Rydberg, Henrik Rådberg och Erik Särnholm vid IVL Svenska Miljöinstitutet.

Studien ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn som finansieras av Svensk Fjärrvärme och Energimyndigheten. Fjärrsyn ska stärka konkurrenskraften för fjärrvärme och fjärrkyla genom ökad kunskap om fjärrvärmens roll i klimatarbetet och för det hållbara samhället till exempel genom att bana väg för affärsmässiga lösningar och framtidens teknik. Omvärldsrådets del i detta är att analysera faktorer och aktiviteter i omvärlden som påverkar fjärrvärmens framtida utveckling.

Klas Gustafsson

Omvärldsrådet, Svensk Fjärrvärme

SAMMANFATTNING

Rapporten beskriver möjligheter och konsekvenser av så kallade bioenergikombinat och hur fjärrvärmens och kraftvärmesystemens roll kan se ut vid biodrivmedelsproduktion. Syftet med rapporten är att underlätta för berörda aktörer att få ett underlag för att bedöma energi och miljövinster av samverkan vid planering, byggande och drift av olika energianläggningar.

Ett bioenergikombinat kan se ut på olika sätt, men utgörs i princip av en biodrivmedelsfabrik och ett fjärrvärmenät (där värmen produceras i kraftvärmeverk och värmeverk) som på något sätt integrerats för att ge ett mervärde, ofta höjd totalverkningsgrad. Integreringen kan innebära utbyten på ett eller flera områden, exempelvis:

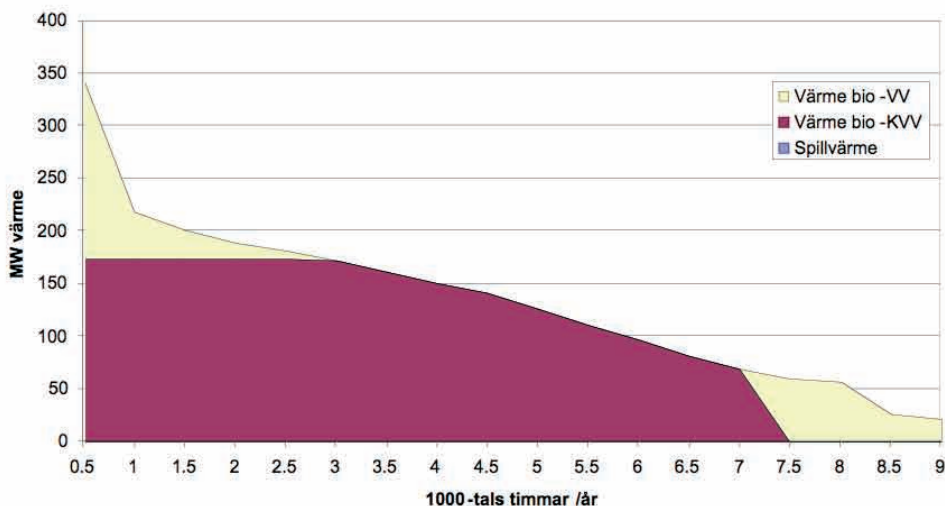
- Energiutbyte i form av ångleveranser från kraftvärmeverket till biodrivmedelsfabriken som förlänger kraftvärmeverkets drifttid eller spillvärmeleverans från biodrivmedelsfabriken till fjärrvärmenätet.
- Materialutbyte i form av omhändertagande av biprodukter från biodrivmedelsfabriken i kraftvärmeverket.
- Energi- och materialutbyte i form av spillvärmeutnyttjande för att torka kraftvärmeverkets bränsle eller råvara för pelletstillverkning.
- Användning av samma infrastruktur för exempelvis råvara, servicesystem och/eller logistik.

Rapporten fokuserar på energi- och i viss mån även materialutbyte inom kombinatet. För att göra det möjligt att peka på hur integrering kan ske beskrivs tillverkningsprocesser för ett antal biodrivmedelstekniker som används kommersiellt idag samt ett par som är under utveckling. Dessutom beskrivs energikombinat med pelletstillverkning översiktligt. Dessa beskrivningar uppehåller sig främst vid övergripande processutformning men beskriver också i förekommande fall kringliggande förutsättningar och system översiktligt. Tabell S 1 på sidan 8 sammanfattar grunderna för varje undersökt teknik och deras integreringspotential i ett bioenergikombinat.

För flera av teknikerna, såsom jäsning till etanol, FAME-tillverkning, pelletstillverkning och i viss mån även vätebehandling, förvätskning och rötning, kan kraftvärmeverkets drifttid förlängas vid integrering i och med att biodrivmedelsprocessens värme- och ångbehov ökar värmeunderlaget. Förgasningstekniken ger istället ett minskat värmeunderlag i och med att den producerar större delen av nödvändig processenergi internt samt att den spillvärme som produceras i processen ersätter en del av kraftvärmeverkets värmeunderlag.

Bild 1 åskådliggör dessa slutsatser i form av varaktighetsdiagram för dels ett hypotetiskt kombinat med etanolproduktion och dels ett hypotetiskt förgasningskombinat med produktion av syntetisk naturgas (SNG). Beräkningarna baseras på ett fjärrvärmenät där värmen produceras med ett biobränsleldat kraftvärmeverk (80 MW_{el}, 173 MW värme och 230 MW bränsle) samt ett biobränsleldat värmeverk. Normal drifttid mätt i antal ekvivalenta fullasttimmar (=utnyttjningstid) har antagits vara 4500. Fullständiga grunder för beräkningarna återfinns i systemanalysen på sidan 86. Eftersom förutsättningarna för varje enskilt kombinat ser olika ut kommer effekten av en verklig integrering att skilja sig från dessa beräkningar – men resultaten ger en bild av energikombinatets konsekvenser.

Varaktighetsdiagram med etanolproduktion



Varaktighetsdiagram inklusive SNG-produktion

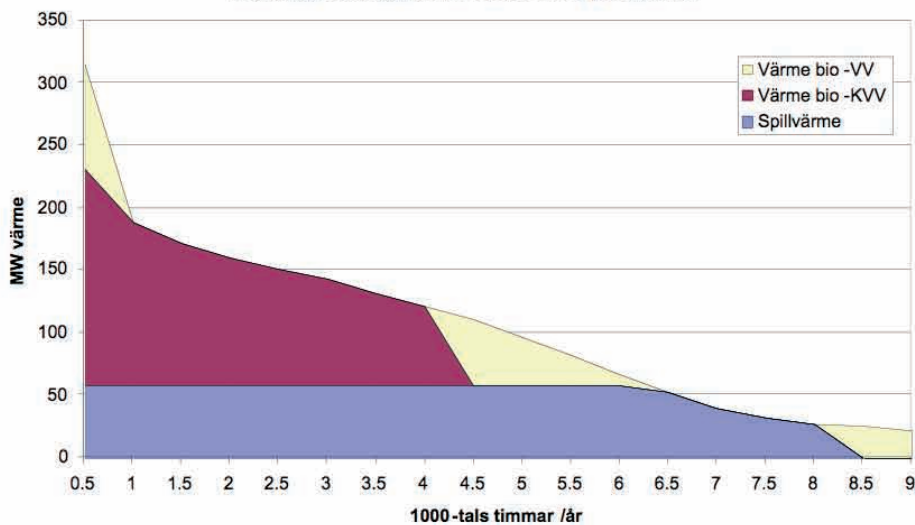


Bild 1. Varaktighetsdiagram för etanolproduktion (överst) respektive förgasning med SNG-produktion (nederst), beräknade för hypotetiska uppställningar.¹ Vid jämförelse med varaktighetsdiagrammet (Bild 25) utan biodrivmedelsproduktion ser man att etanolanläggningens värmebehov ökar kraftvärmeverkets drifttid medan SNG-produktionen² ger mycket spillvärme som ersätter delar av värmeunderlaget.

¹ Den låga upplösningen i grafen gör att det i figuren (den nedre) verkar som att hela maxeffekten i KVV inte används när så finns möjlighet under de 1000 timmar då nätet har som störst efterfrågan på värme. Självklart stämmer inte det med verkligheten, utan beror endast på den dåliga upplösningen i figuren.

² SNG-produktion ger högre totalverkningsgrad och biodrivmedelsverkningsgrad, men DME-produktion ger mindre mängd spillvärme vid produktion av samma mängd biodrivmedel vilket innebär att ett KVV inte skulle minska sin drifttid lika mycket vid DME-produktion som exemplet med SNG-produktion visar.

Flera intressanta konstellationer i form av bioenergikombinat finns redan i drift eller planeras. Nya idéer kommer säkerligen också att förverkligas framöver. Några tänkbara alternativ listas nedan:

- Etanoltillverkning, rötning/foderproduktion, kraftvärme.
- Etanolproduktion, pelletstillverkning, växthus, kraftvärme.
- Förgasning inkl. drivmedelsproduktion, fjärrvärmenät och pelletstillverkning.
- Rapsolja/produktion, RME-produktion, kraftvärme.
- NExBTL-produktion, raffinaderi, fjärrvärmenät/kraftvärme.

I de flesta fall blir totalverkningsgraden vid biodrivmedelstillverkning lägre än om biomassan används direkt till kraftvärmeproduktion som visas i systemanalysen. Detta står dock i konflikt med den ökade efterfrågan på biodrivmedel. Ett bioenergikombinat kan jämna ut skillnaden i verkningsgrad och ge både el, värme och biodrivmedel. Ett bioenergikombinat kan ge bättre totalt energiutnyttjande än om produktionen inte integreras. Om en integration är lönsam beror på värdet av de olika produkterna samt av deras alternativa produktionskostnad.

Energikombinatstanken ger möjlighet att vidga den enskilda anläggningens verksamhetsområde, men planeringsarbetet inför en etablering bör noga överväga ett flertal faktorer som i flera avseenden beror av lokala och regionala förutsättningar:

- möjligheter till ökat mottrycksunderlag för befintligt eller nytt KVV
- vilka råvaror som finns tillgängliga
- avsättning för produkter och biprodukter
- avsättning för spillvärme
- möjligheter till integrering med befintliga eller nya anläggningar
- befintlig infrastruktur

En från början genomtänkt energiintegrering kan öppna för energibesparingar även om kapitalinvesteringen blir högre. Det finns också möjlighet att planera för flexibel drift där aktuellt behov och prisläge kan avgöra vilken produkt som produktionen ska optimeras för, exempelvis el eller biodrivmedel. Exempelvis kan produktionen i ett förgasningskombinat optimeras beroende på dagspriset på el respektive drivmedel. Fjärrvärmenät och kraftvärmeproducenter kan spela en viktig roll för effektiv produktion av olika biodrivmedel. Integrering ger möjligheter till bra utnyttjande av biomassan för att möta den ökade efterfrågan på biodrivmedel samtidigt som efterfrågan på biomassa ökar inom andra sektorer.

Bildandet av bioenergikombinat, såväl i existerande som nya anläggningar, kan sammanfattningsvis vara ett framgångsrikt sätt för kraftvärmeproducenter att öka sin lönsamhet genom energieffektiviseringar och optimering av driften. De processbeskrivningar och energidata som används i rapporten kan med andra lösningar och utformning i många fall optimeras ytterligare vad gäller verkningsgrader och energiutnyttjande. Bioenergikombinat kan därmed ha ännu bättre potential än vad denna rapport visar.

Tabell S 1. Sammanställning över de viktigaste skillnaderna mellan olika biodrivmedelstekniker och dess integreringsmöjligheter.

Teknik	Insatsmaterial	Produkter/ biprodukter	Behov av processenergi	Energiflöden/ spill-värme ut	Integreringspotential i energikombinat
Rötning	Olika typer av org. material, ofta restflöden Med fördel blött material	Biogas Rötrest → biomull/ jordförbättringsmedel/ biobränsle	Lågvärdig värme (t.ex. fjärrvärme) El	–	Relativt goda möjligheter Fjärrvärme/spillvärme är tillräckligt som processenergi Ev. förbränning av rötrest Kan kombineras med etanolproduktion
Jäsning (stärkelse)	Spannmål, majs, potatis m.m.	Etanol Drank → foder/ biogas/bio-bränsle	Låg- och mellantrycks-ånga El	Smutsigt kondensat/ånga Rent kondensat Kylvatten	Mycket goda möjligheter Integrering av ång- och kondensat-system Ökar KVV:s värmeunderlag Ev. drank till förbränning Ev. rötning av drank, rötrest till förbränning
Jäsning (cellulosa)	Skogsråvara, halm, energi-grödor	Etanol Drank → biogas/ biobränsle Lignin biobränsle	Hög- och mellantrycks-ånga El	Smutsigt kondensat/ånga Rent kondensat Kylvatten	Mycket goda möjligheter Integrering av ång- och kondensat-system Ökar KVV:s värmeunderlag Förbränning av lignin och ev. drank Ev. lignin till pellets Ev. rötning av drank, rötrest till förbränning
Förgasning	Alla typer av biomassa. Fokus på pellets, GROT/flis	DME/meta-nol, SNG, FT-diesel, vätgas; även etanol kan framställas. Produkt-/restgas → el- och värmeproduktion i en integrerad mottrycksturbin eller i ett KVV	El Om produkt-/restgasen används internt kan i vissa fall anläggningen vara självförsörjande på el. Självförsörjande på ånga och värme	Lågvärdig spillvärme för fjärrvärme	Vissa möjligheter till processintegrering vid samtidig nybyggnation av KVV i de fall kraftvärmekapaciteten behöver byggas ut samt för naturgaseldade KVV. Stora möjligheter till integrering med fjärrvärmenät där spillvärmen från biodrivmedelsproduktionen kan tas tillvara. Minskar i de flesta fall värmeunderlaget för KVV. Ev. använda spillvärme för lågtemperaturtorkning/pelletsproduktion.

Teknik	Insatsmaterial	Produkter/ biprodukter	Behov av processenergi	Energiflöden/ spill-värme ut	Integreringspotential i energikombinat
Trans- esterifiering	Vegetabilisk olja (raps- olja, palmolja, sojabönsolja, tallolja m.fl.) Metanol Alkali-kataly- sator	FAME (fatty acid methyl ester) Glycerol Ev. göd- ningsmedel beroende på katalysator	Låg- och mellantrycks- ånga Lågvärdig värme El	Rent kondensat	Goda möjligheter Integrering av ång- och kondensat- system Ökar KVV:s värmeunderlag Integrering med oljepressningsan- läggning ger stor ökning av ångbe- hov
Väte-behand- ling	Vegetabilisk olja (raps- olja, palmolja, sojabönsolja, tallolja m.fl.) och/eller ani- maliska fetter Vätgas	Biodiesel Propan Andra lätta kolväten	Hög- och mellantryck- sånga Lågvärdig värme El	Ånga Rent kondensat	Relativt goda möjligheter Integreras lämpligen med befintligt raffinaderi p.g.a. behovet av vätgas, servicesystem och infrastruktur Integrering med KVV ger högre värmeunderlag samt möjlighet att förbränna biprodukter. Dock fordras höga tryck
Förvätskning (depolymerise- ring)	Restoljor (mi- neraloljor eller vegetabiliska) Plast FoU pågår kring biomas- sa i fastfas.	Dieselprodukt Lätta kolväten Kolmassa	Mellantryck- sånga El	Rent kondensat	Goda möjligheter Integrering av ång- och kondensat- system. Ökar KVV:s värmeunderlag Biprodukter kan förbrännas
Pellets-press- ning	Skogsråvara, energigröda, rester från skogsindustri	Bränslepellets	Ånga/ev. spillvärme/ rökgaser El	Kondensat/ ånga från tork	Mycket goda möjligheter Integrering av ånga/fjärrvärme/kon- densat Möjlighet till ökad driftstid och ökad elproduktion i ett KVV Tekniken kan kombineras med t.ex. etanol fr. cellulosa eller förgasning

SUMMARY

The report describes opportunities and consequences associated with biomass polygeneration plants, in particular the role that heat plants (HP) or combined heat and power plants (CHP) in district heating systems can play in the production of automotive biofuels. The aim of the report is to provide a knowledge base to stakeholders to help assess energy and environmental benefits associated with collaborative approaches in planning, constructing and operating energy plants.

Several configurations are possible for an energy polygeneration plant, but this report focuses on configurations in which a plant for automotive biofuel production and a district heating system with HPs or CHPs have been integrated in some way in order to achieve added value. The modes of integration are several, e.g.:

- Supply of process steam from the CHP to the fuel plant, by which the time of operation for the CHP can be extended
- Supply of surplus heat from the fuel plant to the district heating system
- Material exchange between the systems, by use of residue streams from the fuel plant as fuel in the HP/CHP
- Surplus heat from the fuel plant used for drying of the solid fuel to the HP/CHP or for drying of raw material for pellets production
- Co-location providing opportunities for shared infrastructure for raw material handling, service systems, utilities and/or logistics.

The report principally addresses integration options of the first three types, but describes briefly also pellets production. The starting point for the analysis of integration options is the description of technologies of interest for the production of automotive biofuels. Commercially available technologies are of prime interest, but also a couple of technologies under development are included in this part of the study. In addition to outlining the process characteristics for these processes, surrounding conditions and system requirements are briefly outlined. The results are summarized in Table S1.

Ethanol fermentation, production of fatty acid methyl ester (FAME), pellets production and in some cases treatment with hydrogen gas, catalytic depolymerisation and anaerobic digestion can increase the use of steam and heat from district heating. This new 'offset' for heat can increase operational hours for the CHP. Conversely, biomass gasification produces a greater proportion of the necessary process energy internally and the waste heat produced in the process leads to a lower load for heat production in the CHP.

Figure 1 illustrates these conclusions in the form of a diagram of heat output distribution, both for the hypothetical polygeneration plant of ethanol production and for the hypothetical biomass gasification polygeneration plant with production of synthetic natural gas (SNG). The calculations are based on a district heating network where the heat is produced from a biofuel driven CHP (89 MW electricity, 173 MW heat and 230 MW fuel) and a biofuel driven HP. Normal operational time, measured in number of full load hour equivalents is assumed to be 4500. The full grounds for the calculations can be found in the system analysis on page 81 (in Swedish). Since the prerequisites for each specific polygeneration plant are different, the effect of integrations in reality would differ from the results of these calculations – but the results give an overview of the consequences of the choice of energy polygeneration plant.

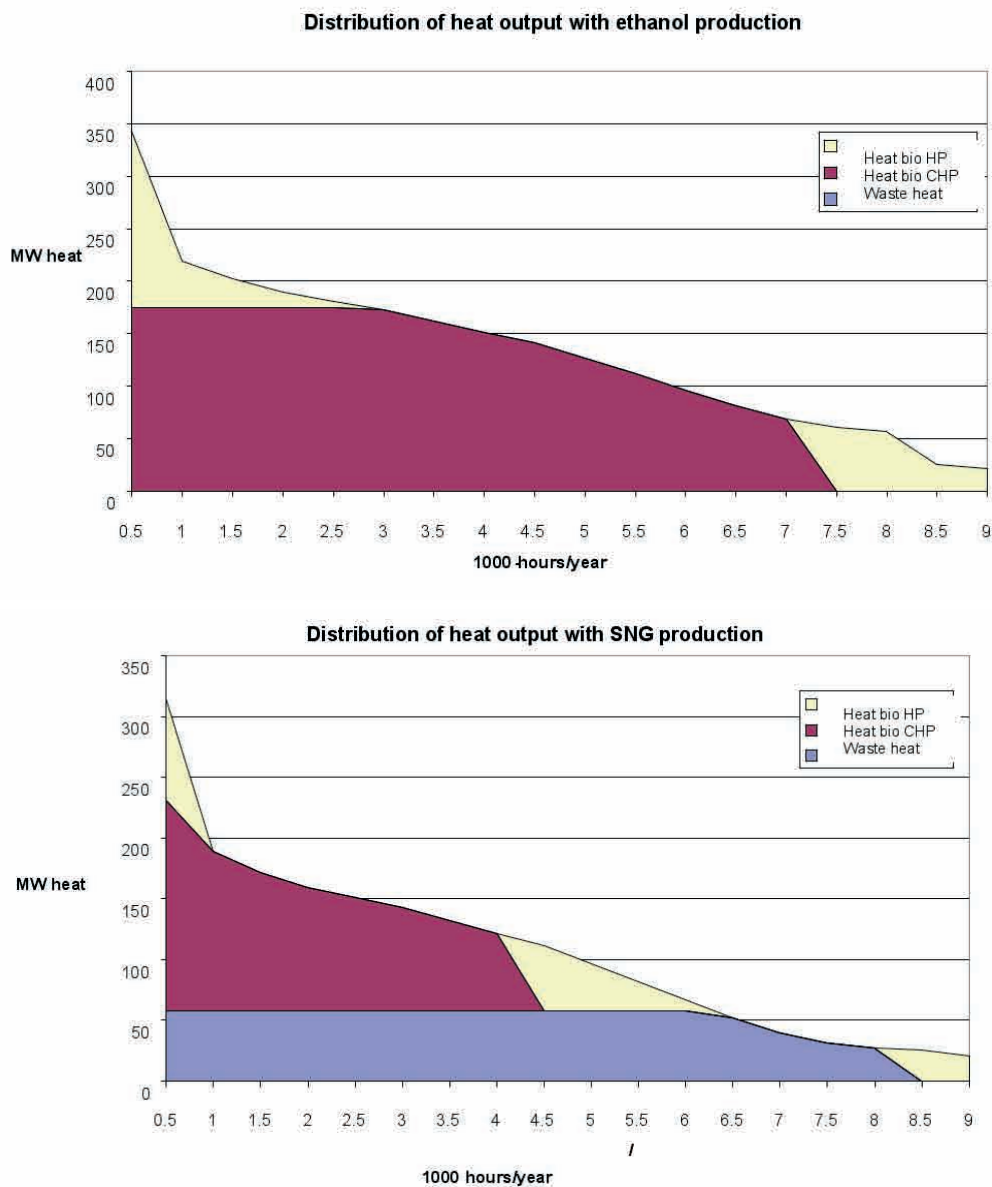


Figure 2. Diagram of the distribution of heat output from ethanol production (above) and gasification with SNG production (below), calculated for hypothetical plants.¹ In the main report, (Bild 24) it can be seen that ethanol production increases the operational hours of the CHP whilst SNG production produces waste heat which reduces the heat demand on the CHP².

¹ Due to the low resolution of the graph it appears that the full maximum effect in the CHP is not used when the demand on the system is greatest. This is not the case.

² SNG production has a higher total efficiency and biofuel efficiency but DME production creates less waste heat than biofuel production which results in the CHP's operational time being reduced as in the example of SNG production.

Several interesting combinations in the form of biofuel polygeneration plants are already in operation or in the planning stage. New ideas will also certainly be implemented in the future. Several conceivable alternatives are:

- Ethanol production, anaerobic digestion/feed production, heat and power.
- Ethanol production, pellets production, greenhouse, heat and power.
- Gasification including fuel production, district heating network and pellets production.
- Oilseed rape production, RME production, heat and power.
- NExBTL production, refinery, district heating network/heat and power.

In most cases the overall efficiency of biofuel production is lower than if biomass is used directly in heat and power production as shown in the system analysis. This is, however, in conflict with the increasing demand for biofuels. A biomass polygeneration plant can level out the difference in efficiency rates and provide electricity, heat and biofuel. A biomass polygeneration plant can give a better total energy utilisation than if production is not integrated. Whether integration is profitable or not is dependant on the value of the different products and the alternative production costs.

The energy polygeneration plant concept gives individual plants the opportunity to widen their area of operation. But it is important that the planning process carefully considers a number of factors with regard to local and regional conditions:

- The possibility of increasing the demand for heat for existing or new CHPs
- Availability of raw materials
- The market for products and by-products
- The market for waste heat
- Possibilities for integration with existing or new plants
- The existing infrastructure

A carefully prepared design for energy integration can lead to energy savings although the capital investment may be higher. There are also opportunities to plan for flexible operation so that current demands and prices can influence which product the production is optimised for, e.g. electricity or biofuel. For example, production in a polygeneration plant with biomass gasification can be optimised based on the current cost of electricity and biofuel. The district heating network and the heat and power producers can play an important role in efficient biofuel production. Integration enables possibilities for efficient use of biomass to meet the increasing demand for biofuel at the same time as the demand for biomass increases from other sectors.

In summary, the formation of a biomass polygeneration plant in an existing or new plant can be a successful way for heat and power producers to increase profitability through improved energy efficiency and process optimisation. The process descriptions and energy data used in this report can in most cases be further optimised (overall efficiency and energy efficiency) by using other solutions and design. Biomass polygeneration plants can therefore have better potential than this report presents.

Table S 2 Summary of the most important differences between the different biomass technologies and possibilities for integration.

Technique	Process input material	Products/ byproducts	Process energy requirements	Energy flow/ waste heat out	Potential for integration in a polygeneration plant
Anaerobic digestion	Different types of organic material, often waste flows. Preferably wet material.	Biogas Waste products from digestion → biomull/ soil enhancement/ biofuel	Low grade heat (e.g. district heating) Electricity	–	Relatively good possibilities District heating/waste heat is sufficient for process energy Possibility to incinerate waste products Can be combined with ethanol production
Fermentation (starch)	Cereals, maize, potatoes etc.	Ethanol Stillage → fodder/ biogas/biofuel	Low and medium pressure steam Electricity	Contaminated condensate/ steam Pure condensate Cooling water	Very good possibilities Integration of the steam and condensation system Increases the demand for heat from the CHP Possible stillage can be incinerated Possible anaerobic digestion of stillage and waste products can be incinerated
Fermentation (cellulose)	Forestry raw materials, straw, energy crops	Ethanol Stillage → biogas/ biofuel Lignine → biofuel	High and medium pressure steam Electricity	Contaminated condensate/ steam Pure condensate Cooling water	Very good possibilities Integration of the steam and condensation system Increases the demand for heat from the CHP Incineration of lignine and any stillage Possible lignine to pellets Possible anaerobic digestion of stillage and waste products can be incinerated
Gasification	All types of biomass. Focus on pellets, forestry residuals/ wood chips	DME/methanol, SNG, FT-diesel, hydrogen; ethanol can also be produced. Product/ waste gas → electricity and heat production in an integrated back pressure turbine or CHP	Electricity If the product and waste gas are used then the plants can possibly be selfsufficient in electricity. Selfsufficient in steam and heat	Low level waste heat for district heating	Some possibility to process integration when built in conjunction with a CHP in the case when the CHP capacity needs to be increased or for natural gas CHP. Good possibilities to integrate with the district heating system when waste heat from biofuel production can be taken advantage of. In most cases the demand for heat from the CHP is reduced. Any waste heat can be used for low temperature drying/pellets production.

Technique	Process input material	Products/byproducts	Process energy requirements	Energy flow/waste heat out	Potential for integration in a polygeneration plant
Trans-esterification	Vegetable oil (rapeseed oil, palm oil, soya bean oil, pine oil etc) Methanol Alkali catalyser	FAME (fatty acid methyl ester) Glycerol Depending on type of catalyser, possibly fertilizer.	Low and medium pressure steam Low level heat Electricity	Pure condensate	Good possibilities Integration of steam and condensation system. Increases the demand for heat from the CHP Integration with oil pressing plant increases steam demand significantly
Treatment with hydrogen gas	Vegetable oil (rapeseed oil, palm oil, soya bean oil, pine oil etc) And/or animal fats Hydrogen gas	Biodiesel Propane Other light hydrocarbons	High and medium pressure steam Low level heat Electricity	Steam Pure condensate	Relatively good possibilities Can reasonably be integrated into an existing refinery because of the need for hydrogen gas, service system and infrastructure Integration with CHP results in a higher heat base load and the possibility to incinerate byproducts. Requires however high pressure
Catalytic depolymerisation	Waste oils (mineral or vegetable) Plastic R&D underway regarding solid biomass R&D.	Diesel product Light hydrocarbons Solid residue	Medium pressure steam Electricity	Pure condensate	Good possibilities Integration of steam and condensation system. Increases the demand for heat from the CHP Byproducts can be incinerated
Pellets pressing	Forestry raw materials, energy crops, forestry residuals	Fuel pellets	Steam, in some cases waste heat Fumes Electricity	Condensate/steam from drying	Very good possibilities Integration of steam/district heating/condensation Possibility to increase the operational hours and electricity production of the CHP Technique can be combined with e.g. ethanol from cellulose or gasification

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1. Inledning	19
1.1. Bakgrund	19
1.2. Syfte och mål	19
1.3. Avgränsningar och definitioner	20
1.4. Målgrupp	20
1.5. Metod	21
2. Översikt – olika biodrivmedel och omvandlingstekniker	23
3. Rötning till biogas	26
3.1. Teknikbeskrivning	27
3.1.1. Råvaror	27
3.1.2. Processbeskrivning	28
3.1.3. Energiflöden/energiebehov	32
3.1.4. Biprodukter	33
3.1.5. Transport, tillgänglighet och anläggningstorlek	33
3.2. Integreringsmöjligheter	34
3.3. Sammanfattande slutsatser	36
4. Jäsning till etanol	37
4.1. Teknikbeskrivning	37
4.1.1. Råvaror	37
4.1.2. Processbeskrivning – etanol från spannmål	38
4.1.3. Energiflöden/energiebehov – etanol från spannmål	41
4.1.4. Biprodukter – etanol från spannmål	42
4.1.5. Processbeskrivning – etanol från lignocellulosa	43
4.1.6. Energiflöden/energiebehov – etanol från lignocellulosa	46
4.1.7. Biprodukter – etanol från lignocellulosa	47
4.1.8. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek	47
4.2. Integreringsmöjligheter	48
4.2.1. Etanol från spannmål	48
4.2.2. Etanol från lignocellulosa	50
4.3. Exempel på energikombinat med etanolframställning	51
4.3.1. Etanol från spannmål	51
4.3.2. Etanol från lignocellulosa	53
4.4. Sammanfattande slutsatser	54
5. Förgasning	55
5.1. Teknikbeskrivning	55
5.1.1. Råvaror	56
5.1.2. Processbeskrivning	56
5.1.3. Energiflöden/energiebehov	60
5.1.4. Biprodukter	62
5.1.5. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek	63
5.2. Integreringsmöjligheter	63
5.2.1. Energiflöden	63

5.2.2. Materialflöden	64
5.2.3. Processintegrering	65
5.2.4. Nätintegrering	66
5.3. Exempelanläggningar och verkningsgrader	66
5.3.1. Verkningsgrader i litteraturen	66
5.3.2. VVBGC	66
5.3.3. Utrikes	67
5.3.4. Värmlandsmetanol i Hagfors	67
5.3.5. Trollhättan	67
5.3.6. Biokombi Rya	67
5.4. Sammanfattande slutsatser	70
6.1. Teknikbeskrivning – oljetillverkning	71
6. Oljetillverkning och FAME-produktion	71
6.1.1. Processbeskrivning	72
6.1.2. Energiflöden/energibehov	72
6.1.3. Biprodukter	73
6.2. Teknikbeskrivning – transesterifiering	73
6.2.1. Råvaror	73
6.2.2. Processbeskrivning	73
6.2.3. Energiflöden/energibehov	74
6.2.4. Biprodukter	75
6.2.5. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek	76
6.3. Integreringsmöjligheter	76
6.4. Sammanfattande slutsatser	77
7. Vätebehandling: NExBTL	78
7.1. Teknikbeskrivning	78
7.1.1. Råvaror	78
7.1.2. Processbeskrivning	78
7.1.3. Energiflöden/energibehov	80
7.1.4. Biprodukter	81
7.1.5. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek	81
7.2. Integreringsmöjligheter	81
7.3. Sammanfattande slutsatser	82
8. Förvätskning: KDV-processen	83
8.1. Teknikbeskrivning	84
8.1.1. Råvaror	84
8.1.2. Processbeskrivning	84
8.1.3. Energiflöden	85
8.1.4. Biprodukter	86
8.1.5. Transporter, tillgänglighet, anläggningsstorlek	86
8.2. Integreringsmöjligheter	86
8.3. Sammanfattande slutsatser	87

9. Pellets	88
9.1. Teknikbeskrivning	88
9.1.1. Råvaror	88
9.1.2. Processbeskrivning	88
9.1.3. Energikombinat med pelletstillverkning	89
9.1.4. Torkning av bibränsle	91
9.2. Integreringsmöjligheter	92
9.3. Sammanfattande slutsatser	93
10. Systemanalys	94
10.1. Fjärrvärmenätet och kraftvärmeverket	95
10.2. Integrering eller inte integrering – jämförelse	99
10.2.1. Förgasning	99
10.2.2. Etanolproduktion	101
10.2.3. RME-produktion	103
11. Sammanfattande resultat	105
12. Diskussion	109
12.1. Kommentarer angående metod och faktaunderlag	109
12.2. Flexibilitet, anläggningsstorlek och utvecklingsstatus	109
12.3. Kraftvärmeverkets kapacitetsöverskott	111
12.4. Tillvaratagande av spillvärme	112
12.5. Energieffektivitet kontra ekonomisk/praktisk optimering	112
12.6. Totalverkningsgrad kontra biodrivmedelsutbyte	113
12.7. Produktionskedjans betydelse	113
12.8. Energikombinat ej kopplade till fjärrvärme	113
12.9. Klimatfrågan	113
13. Slutsatser	114
14. Referenser	116

1. INLEDNING

1.1. Bakgrund

Energiförsörjningen i Sverige och globalt har med tiden blivit en allt viktigare fråga. Stigande energipriser, knapphet på vissa energislag och en allt allvarligare syn på klimatproblematiken har på ett påtagligt sätt aktualiserat energifrågornas betydelse. Intresset för användning av biobränslen har ökat kraftigt vilket samtidigt leder till ökad konkurrens om biomassan från olika sektorer. Det aktualiserar frågan om effektivt utnyttjande av energiresurserna. Försörjningstrygghet, höga oljepriser, miljö och klimat är exempel på drivkrafter som också ökar intresset för biodrivmedel till transportsektorn. Den politiska viljan att öka biodrivmedelsanvändningen har bl.a. manifesterats i EU-direktivet om förnybara drivmedel¹ och i den svenska Oljekommissionens slutrapport². Verkningsgraden för att omvandla biomassa till biodrivmedel är betydligt lägre än vid omvandling till värme och el. Högre verkningsgrad kan dock erhållas i bioenergikombinat där biodrivmedel och/eller pellets, värme och el produceras samtidigt. Fjärrvärmenäten kan ha en viktig roll i dessa sammanhang och inhemska produktion av biodrivmedel kan innebära nya affärsmöjligheter för fjärrvärmebranschen. Att integrera el- och värmeproduktion med produktion av biodrivmedel eller pellets kan också vara ett sätt att bättre utnyttja kapaciteten och överskottsvärmen i befintliga anläggningar och därmed bidra till ett bra resursutnyttjande.

Många studier över tekniker för att producera biodrivmedel är baserade på LCA- eller WTW-metodik (Well-to-Wheels). Ett exempel är den WTW-studie, som är gjord av Concauwe, EUCAR och EU Commission Joint Research Centre³. I studier av detta slag redovisas dock sällan de totala energi- och materialbalanserna, vilket är väsentligt för att bedöma lämpligheten att kombinera biodrivmedelstillverkning med värme- och kraftvärmeproduktion.

1.2. Syfte och mål

Syftet med projektet är att ge svar på hur fjärrvärmens roll i den framtida inhemska produktionen av biodrivmedel kan komma att se ut.

Mål för projektet är att

- Presentera noggranna processbeskrivningar för de viktigaste biodrivmedelsteknikerna med energi- och materialflöden.
- Redovisa hur varje biodrivmedelsalternativ kan integreras med fjärrvärme.
- Översiktligt visa på möjligheter för energikombinat med pellets och fjärrvärme.
- Genomföra en systemanalys för de viktigaste biodrivmedelsteknikerna där fristående anläggningar jämförts med integrerade alternativ.

¹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/30/EG av den 8 maj 2003 om främjande av användningen av biodrivmedel eller andra förnybara drivmedel

² På väg mot ett oljefritt Sverige, Kommissionen mot oljeberoende, slutrapport 28 juni 2006

³ Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, Well-to-Wheels Report, Version 2b, May 2006, EU Commission JRC, EUCAR, CONCAWE

1.3. Avgränsningar och definitioner

Projektet inriktas mot biodrivmedel (och pellets) som kan kombineras i energikombinat i fjärrvärmeverken. I studien behandlas följande tekniker:

- Rötning till biogas.
- Jäsning till etanol.
- Förgasning av biomassa till syntesgas och vidareförädling till olika biodrivmedel (DME, metanol, FT-diesel, syntetisk naturgas m.m.).
- Produktion av biodiesel genom
 - o poressning och transesterifiering (FAME, fettsyrametylester).
 - o vätebehandling (NExBTL).
 - o förvätskning genom katalytisk depolymerisering.
- Torkning och pressning till pellets (behandlas översiktligt).

Svartlutsförgasning utelämnas då det främst bedöms vara en möjlighet för skogsindustrin. Det finns andra omvandlingstekniker som inte ryms i detta projekt där integreringsmöjligheterna med värmeproduktion bedömts vara låg eller där det rör sig om tekniker i ett alltför tidigt utvecklingskede. Bland dessa kan nämnas:

- Framställning av biodiesel från alger.
- Vätgasframställning genom
 - o HYVOLUTION (bakteriell framställning av vätgas genom termofil jäsning och fotofermentation).
 - o elektrolys av vatten.
- Övriga tekniker som inte varit kända för författarna.

Med fjärrvärme menas både hetvattenproduktion och kraftvärme. Biodrivmedelsproduktion i energikombinat är aktuellt främst vid lite större fjärrvärmenät, och där finns idag i allmänhet kraftvärmeanläggningar. Energikombinat med biodrivmedel och fjärrvärme kan alltså betyda biodrivmedel/värme eller biodrivmedel/värme/el. Utgångspunkten är kombinat som baseras på biobränslen.

Med pellets avses i rapporten bränslepellets från biobränslen.

Det är viktigt att betona att totalverkningsgrader och energibalanser är starkt beroende av vilka förutsättningar och systemgränser som satts upp för beräkningarna och att jämförelser ytterligare försvåras av att olika tekniker har kommit olika långt i teknisk utveckling. Vissa siffror är alltså baserade på faktiskt uppmätta data, medan andra är resultat av teoretiska beräkningar. Jämförelser mellan olika tekniker bör därför göras med stor försiktighet. Fokus i projektet är konsekvenserna av en integrering i ett bioenergikombinat för varje teknikalternativ.

Systemanalysen koncentrerar sig på att jämföra inflöde och utflöde av energi och material i ett icke-integrerat referensfall med ett integrerat jämförelsefall. Förutsättningar och avgränsningar beskrivs utförligt i kapitel 10.

1.4. Målgrupp

Projektet vänder sig till energibranschen, myndigheter och andra som har intresse av teknikalternativ för biodrivmedel och fjärrvärmens roll i denna utveckling. Projektets

resultat förväntas kunna bidra som beslutsunderlag för fjärrvärmeföretagen inför beslut om satsningar och investeringar.

1.5. Metod

Studien har genomförts huvudsakligen genom litteraturstudier, intervjuer och egna bedömningar. Intervjuer har genomförts med ägare till befintliga eller planerade kombinationsanläggningar och sakkunniga på utvecklingsprojekt som en del i att beskriva biodrivmedelsteknikerna och möjligheterna till integrering med (kraft)värmeproduktion.

Fokus har varit att utifrån tillgängliga anläggningar eller från forskning ge processbeskrivningar för de olika teknikalternativen och lyfta fram de delar från processen som är intressanta för eventuell integrering med el- och värmeproduktion. Möjligheter till integrering av processerna och fjärrvärmens roll i olika former av energikombinat har sedan analyserats med fokus på energi-, resurs- och miljöeffektivitet.

Det finns ett antal delar av produktionskedjan där integreringsmöjligheter kan förekomma mellan biodrivmedelsproduktion och el- och värmeproduktion. Dessa kan indelas i följande områden:

- Massflöden: råvara, biprodukter
- Energiflöden: processenergi, spillvärme
- Övriga samlokaliseringseffekter

Råvara

På råvarusidan kan finnas samlokaliseringseffekter. Samma eller liknande råvara kan i många fall användas för produktion av både kraftvärme och biodrivmedel och därmed kan logistik och faciliteter samköras. Vid sortering kan exempelvis renare material användas för biodrivmedelsproduktion och resten kan användas i kraftvärmeverket. Biprodukter från biodrivmedelsprocessen kan också användas som råvara i kraftvärmeverket. Det kan skapa en önskad flexibilitet och råvarutrygghet för båda produktionsspåren. För varje drivmedelsteknik beskrivs tänkbara råvaror och flexibilitet i val av råvara och en diskussion om samlokaliseringseffekter förs.

Biprodukter

Vid omvandling av biomassan till drivmedel uppkommer oftast någon form av biprodukt som det är viktigt att hitta avsättning för. Dessa kan vidareförädlas för extern försäljning eller användas för energiproduktion inom energikombinatet. Eventuella biprodukter identifieras och beskrivs för varje drivmedelsteknik och alternativ hantering och avsättning av dessa diskuteras utifrån ett energikombinatsperspektiv.

Processenergi

Vid biodrivmedelsprocessen krävs energitillförsel av olika slag (värme, el). För varje drivmedelsteknik identifieras de energikrävande delarna av processen med temperaturer, tryck och ungefärligt energibehov där så är möjligt. Utifrån detta diskuteras hur energibehovet på ett effektivt sätt kan tillgodoses utifrån ett energikombinatsperspektiv.

Spillvärme

Eventuella restströmmar från drivmedelsprocessen som innehåller värme identifieras och beskrivs med temperatur, tryck och energimängd där det är möjligt. Det kan röra sig om spillvärme i form av kylvatten eller mer högvärdig värme som överskott av ånga, kondensat från utnyttjad ångenergi eller rökvärme. Hur dessa energiströmmar kan tillvaratas i ett energikombinat diskuteras.

Övriga samlokaliseringseffekter

Det kan finnas andra fördelar/begränsningar med samlokaliserad produktion av biodrivmedel och kraftvärme. Betydelsen av transporter av råvara och produkter, anläggningsstorlek kontra värmeunderlag och energikombinatsalternativets flexibilitet och koppling till värmeverkens effektvariationer berörs också i projektet.

2. ÖVERSIKT – OLIKA BIODRIVMEDEL OCH OMVANDLINGSTEKNIKER

I detta avsnitt ges en kort översikt över de olika biodrivmedel och omvandlingstekniker som behandlas i rapporten, vilket sammanfattas i Tabell 1.

Etanol kan tillverkas genom jäsnings av organiskt material som innehåller socker, stärkelse eller lignocellulosa. Tekniken är väl etablerad för socker och stärkelse, men utvecklingsarbete kvarstår för lignocellulosa (t.ex. skogsråvara). Etanol kan låginblandas i bensin eller användas som E85 i anpassade bensinmotorer. Effektivt värmevärdet (H_1 eller LHV) är 21,4 MJ/liter (27,1 MJ/kg) (Nykomb Synergetics, 2007).

Metanol tillverkas genom termisk förgasning av biomassa. Förgasningen ger en syntesgas (CO och H_2) som sedan kan användas för produktion av en mängd olika drivmedel. Tekniken för förgasning av kol finns kommersiellt men förgasning av biomassa är än så länge i utvecklingsstadiet. Värmevärdet (LHV) är 15,8 MJ/liter (19,8 MJ/kg) (Nykomb Synergetics, 2007). Metanol är en produkt som är i vätskeform vid atmosfärstryck och kan användas låginbladad i bensin på samma sätt som etanol. De initiala distributions- och fordonskostnaderna är därför lägre för metanol än för DME. (Nyström m fl, 2007).

DME (dimetyleter) tillverkas genom förgasning och efterföljande DME-syntes. DME kan användas som drivmedel i modifierade dieselmotorer och anses på grund av mycket högt cetantal och sotfri förbränning vara ett intressant dieselbränsle. Bränslet är gasformigt vid atmosfärstryck, men kan distribueras och användas i vätskeform, på liknande sätt som gasol, vid ca 5 bars tryck. Värmevärdet (LHV) är ca 19 MJ/liter (28,4 MJ/kg) (Nykomb Synergetics, 2007). DME är idag en liten produkt på världsmarknaden, men intresset ökar successivt framförallt för inblandning i stadsgasnät och som ersättning för gasol. Dagens världsproduktion är i storleksordningen 250 000 ton/år, men ett antal projekt främst i Asien, kommer snart att öka produktionen från naturgas/kol. (Nyström m fl, 2007).

Fischer-Tropsch diesel tillverkas genom förgasning och efterföljande Fischer-Tropsch-syntes. FT-diesel består liksom konventionell diesel av kolväten, men kvaliteten är högre. Den är lätt att distribuera i befintlig infrastruktur och lämpar sig som inblandning i vanlig diesel. Det är ett rent bränsle med högt cetantal (typiskt över 70) som ger låga emissioner vid förbränning (Nykomb Synergetics, 2007). Värmevärdet (LHV) är 34 MJ/liter (41,3 MJ/kg).

Syntetisk naturgas (SNG) består liksom fossil naturgas till största delen av metan och kan tillverkas genom förgasning av biomassa. Värmevärdet (LHV) är ca 31 MJ/Nm³ (39 MJ/kg). SNG kan distribueras i naturgasnätet och användas på samma sätt som naturgas i olika tillämpningar. SNG har relativt låga distributionskostnader så länge det finns ett naturgasnät tillgängligt. I Sverige idag säljs fordonsgas motsvarande 0,2 TWh per år (varav ca hälften är biogas). Extrakostnader för tankstationer och i fordon är dock inte försumbara (Nyström m fl, 2007), men det är i det avseendet ingen skillnad mellan fossil naturgas, SNG och biogas.

Vätgas kan produceras på ett flertal olika sätt, bland annat genom förgasning som beskrivs i denna rapport. Vätgasen är fri från kol vilket innebär att koldioxidutsläpp undviks vid förbränning. Verkningsgraden är ungefär densamma som för bensin om den används i en ”vanlig” Ottomotor. Värmevärdet (LHV) är 10,8 MJ/Nm³ (120 MJ/kg). På kort sikt kan vätgas vara aktuellt i en blandning av vätgasrik gas och naturgas

(8 vol-% vätgas), vilket går under namnet hytan. Denna gasblandning kan användas som direkt ersättning till naturgas i gasdrivna bilar. (Nyström m fl, 2007).

Bränslecellfordon drivs på vätgas, och med den tekniken kan man få en högre verkningsgrad i fordonet. Vätgas som drivmedel har relativt höga distributions- och fordonskostnader, vilket minskar dess konkurrenskraft. För att bilarna ska få en rimlig räckvidd måste gasen komprimeras till ett mycket högt tryck (upp till 700 bar är aktuellt). Bränslecellsbilar är idag inte kommersiellt tillgängliga.

FAME (fettsyrametylester) är ett vanligt samlingsnamn för av biodiesel av estertyp. Den i Sverige vanliga varianten *RME (rapsmetylester)* är en typ av FAME-diesel. FAME tillverkas från vegetabiliska oljor genom pressning av oljeväxter och efterföljande transesterifieringsreaktion av oljorna med metanol. FAME och RME kan låginblandas i vanlig diesel. Värmevärdet för RME är ca 34 MJ/liter (38 MJ/kg) (Hodge, 2006).

NExBTL är en typ av biodiesel som utvecklats av Neste Oil i Finland. NExBTL kan inblandas i vanlig diesel och tillverkas genom vätebehandling av vegetabiliska och animaliska fetter. Storskalig produktion är igång sedan sommaren 2007 i Finland. Värmevärdet är 34 MJ/liter (44 MJ/kg) (Hodge, 2006).

Biogas tillverkas genom rötning av olika typer av organiskt material, med fördel blöta restflöden. Biogas som består av framförallt metan och koldioxid kan uppgraderas till fordonsgas eller SNG för användning i ombyggda ottomotorer. Tekniken är väl etablerad sedan många år. Biogasens värmevärde beror på dess sammansättning, men för användning som fordonsdrivmedel krävs kvalitet som är i nivå med SNG och fossil naturgas, dvs 31 MJ/Nm³ (39 MJ/kg).

Biodrivmedel genom förvätskning. Processer för förvätskning av olika typer av organiskt material till biodrivmedel genom termisk och/eller katalytisk depolymerisering har studerats under flera årtionden. Tyska Alphakat marknadsför en process kallad KDV vilken sägs ge antingen en syreinhållande brännolja med ett värmevärde på ca 31,5 MJ/kg eller ett dieselbränsle med ett värmevärde på ca 42,4 MJ/kg (Östman, 2007). Tekniken är än så länge i utvecklingsstadiet för biomassa men enligt uppgift finns ett antal KDV-anläggningar som gör diesel från bland annat oljerester och plaster (Krziesinski, 2007).

Tabell 1. Översikt över biodrivmedel och omvandlingstekniker. (Omarbetat från Gode m fl, 2007)

Biodrivmedel	Omvandlings-teknik	Utgångsmaterial	Drivmedels-ersättning	Teknikstatus
Etanol	Jäsning	Socket, stärkelse, lignocellulosa	Bensin, även inblandning	KOM (socket och stärkelse), FoU/DEMO (lignocellulosa)
Metanol	Förgasning	Organiskt material, stor flexibilitet	Bensin, även inblandning	FoU/DEMO
DME	Förgasning	Organiskt material, stor flexibilitet	Diesel, kräver anpassad motor	FoU/DEMO
FT-diesel	Förgasning	Organiskt material, stor flexibilitet	Diesel	FoU/DEMO
SNG	Förgasning	Organiskt material, stor flexibilitet	Gasformigt, kräver anpassad motor	FoU/DEMO
Vätgas	Förgasning	Organiskt material, stor flexibilitet	Gasformigt, kräver anpassad motor	FoU/DEMO
RME /FAME	Pressning och transesterifiering	Vegetabiliska eller animaliska oljor	Diesel, även inblandning	KOM
NExBTL	Vätgasbehandling	Vegetabiliska och animaliska fetter	Diesel	KOM/DEMO
KDV-diesel	Förvätskning (katalytisk depolymerisering)	Organiskt material, stor flexibilitet	Diesel	FoU (biomassa) KOM (oljerester, plaster mm)
Biogas	Rötning	Organiskt material, stor flexibilitet, ofta restflöden	Gasformigt, kräver anpassad motor	KOM

3. RÖTNING TILL BIOGAS

Biogasproduktion genom rötning av olika typer av organiskt material sker redan på många håll i Sverige, främst i anslutning till reningsverk. Det har främst varit ett sätt att behandla de stora mängder slam som bildas. På senare tid har syftet lika mycket varit inriktat på framställning av energi i form av biogas. Vid röttningsprocessen bryts det organiska materialet ned under syrefria (anaeroba) förhållanden med hjälp av bakterier. Då bildas metangas och koldioxid medan återstoden blir så kallad rötrest.

Beroende på produktionsförutsättningarna består biogas av 45–85 % metan (CH_4) och 15–45 % koldioxid (CO_2). Dessutom förekommer bland annat svavelväte (H_2S), ammoniak (NH_3) och kvävgas (N_2) i små mängder. Biogasen är oftast mättad med vattenånga. I Tabell 2 visas teoretisk gassammansättning för några olika substrat medan Tabell 3 visar erfarenhetsmässig sammansättning för olika typer av bioogasanläggningar. Metan framställd på syntetisk väg, till exempel ur träbränsle genom så kallad termisk förgasning, kallas ibland för biogas. Detta är också förnybar metan, men behandlas inte i detta avsnitt. Mängd eller volym biogas brukar anges i enheten normalkubikmeter (Nm^3). Med detta menas volymen gas vid 0°C och atmosfärstryck. Ren metan har ett energivärde på $9,81 \text{ kWh/Nm}^3$. Beroende på fördelningen mellan metan, koldioxid och andra gaser varierar den råa biogasens energivärde mellan 4,5 och $8,5 \text{ kWh/Nm}^3$. (Jarvis, 2004).

Tabell 2. Teoretisk sammansättning av gas för olika substrattyper (Nordberg, 2006)

Typ av substrat	Metanhalt	Koldioxidhalt	Ammoniakhalt
	volymprocent		
Fett	70	30	–
Protein	41	39	20
Kolhydrat	50	50	–
Matavfall	49	45	5
Trädgårdsavfall	50	47	3
Gräs	48	47	4
Halm	52	47	1
Svingödsel	52	42	6
Nötgödsel	54	44	2

Tabell 3. Praktisk/erfarenhetsmässig sammansättning av biogas och energiinnehåll avseende produktionssätt (Nordberg, 2006)

Ämne	Mängd biogas allmänt	Reningsverksgas	Deponigas	Samröttningsanläggningar
Metan (CH_4)	45 – 85 %	55 – 65 %	45 – 55 %	60 – 75 %
Koldioxid (CO_2)	15 – 45 %	35 – 45 %	30 – 40 %	25 – 40 %
Svavelväte, H_2S	spår	10 – 40 ppm	50 – 300 ppm	10 – 2000 ppm
Ammoniak, NH_3	spår			
Kvävgas, N_2				
Energiinnehåll	4,5 – 8,5 kWh/Nm ³			

3.1. Teknikbeskrivning

Informationen i detta avsnitt är huvudsakligen hämtad från Värmeforskrapporten Nordberg (2006) om inte andra referenser anges.

3.1.1. Råvaror

Biogasproduktion via anaerob nedbrytning är mycket flexibel utifrån ett råvaruperspektiv. De flesta typer av organiskt material kan användas inklusive organiskt avfall som saknar annan användning. Det finns också goda möjligheter till samrötning av olika typer av organiskt material, vilket kan höja gasutbytet. Beroende på råvara, så kallat substrat, krävs olika förberedande behandling.

Slam från reningsverk är det vanligaste substratet för biogasproduktion i Sverige. Det har låg torrsubstanshalt (några procent), liten partikelstorlek och kräver normalt ingen behandling före rötning.

Bioavfall från källsorterat hushållsavfall kräver ofta flera förbehandlingssteg före rötning p. g. a. varierande renhetsgrad och varierande partikelstorlek. Torrsubstanshalten ligger kring 25–35 vikt%. Bioavfall från storkök, grossist och livsmedelsbutik är renare, men någon typ av förbehandling krävs ofta. Torrsubstanshalten är mycket varierande.

Processpill från livsmedelsindustri är ofta rent men behöver normalt sönderdelas före rötning. Torrsubstanshalten är mycket varierande.

Jordbruksgrödor och skörderester har stor potential att användas för biogasproduktion. Vete och vall har förts fram som bra energigrödor för biogasproduktion men också halm och annat avrens. Vall har dock förknippats med svårigheter vid rötning och kräver ytterligare teknikutveckling. Materialet måste normalt sönderdelas och renas från jord m.m.. Torrsubstanshalten (ts-halt) varierar mellan 25–70 vikt-%.

Gödsel är också intressant för biogasproduktion. Dels för att normal hantering av gödsel medför läckage av metan, men också för att växtnäringsämnen i gödslet vid rötningen omvandlas till en mer växttillgänglig form som kan återföras genom spridning av rötresten. Fastgödsel har en ts-halt mellan 25–70 vikt% och flytgödsel ca 5–10 %.

Drank från etanolproduktion kan också rötas till biogas istället för att torkas till exempelvis djurfoder. Dranken är ren och homogen och uppfyller redan hygieniseringskravet, och kräver därför ingen förbehandling. Drank har en ts-halt på 6–30 %.

Vid deponier produceras också biogas (deponigas) som oftast används direkt för el och värmeproduktion. Normalt kan man inte samla upp mer än 50 % av den bildade biogasen och gasuppsamling pågår endast under en del av avfallsdeponins livslängd. Avfallsdeponier minskar också i Sverige i och med ny lagstiftning. I teknikbeskrivningen nedan ingår dock endast rötning under kontrollerade förhållanden i slutna system, så kallad reaktorrötning.

I Tabell 4 visas biogasutbytet för olika typer av substrat i förhållande till dess torrhalt.

Tabell 4. Gasutbyte för olika substrat (Nordberg, 2006)

Avfall/Substrat	Ts (%)	Utbyte metangas (m ³ /ton våtvikt)	Metanhalt (%)
Nötflyt	9	14	60-65
Svinflyt	8	18	62-67
Slakteriavfall			
Mag/tarminnehåll	15	45	60-65
Slam från slakteriers reningsverk	16	54	60-65
Spillblod	10	52	60-65
Mjukdelar	30	190	65-70
Källsorterat matavfall			
Hushåll	30	130	60-65
Restauranger	25	110	63-68
Grossist/handel	15	64	57-62
Jordbruksgrödor			
Vallgröda (gräs)	30	80	53-58
Socketbetor	25	95	50-55
Vete	86	320	50-55
Majs	30	95	53-58
Potatisblast	15	40	53-58
Potatisknöl	25	95	50-55

3.1.2. Processbeskrivning

Störst potential för biogasproduktion har rötning under kontrollerade förhållanden i slutna system, så kallad reaktorrötning. Bild 3 visar de översiktliga stegen vid biogasproduktion. Processen sker ofta i flera steg för att erhålla rätt mikrobiella betingelser då processen kan vara känslig för föroreningar. Viktiga driftparametrar är tillgång till vatten och näringsämnen, temperaturförhållandena, styckstorleken på det organiska materialet och pH-värdet. Ofta inleds processen med en förbehandling (sönderdelning, siktning, konditionering och hygienisering) varefter materialet tillförs rötkammarna där själva rötningen och biogasbildningen sker. Rötningstemperatur är en viktig parameter. Generellt leder en högre temperatur till snabbare nedbrytning och högre biogasproduktion. Samtidigt kräver en högre temperatur ett större energitillskott för uppvärmningen. De flesta anläggningarna drivs idag under s.k. mesofila (35–40°C) eller termofila (55–60°C) förhållanden.

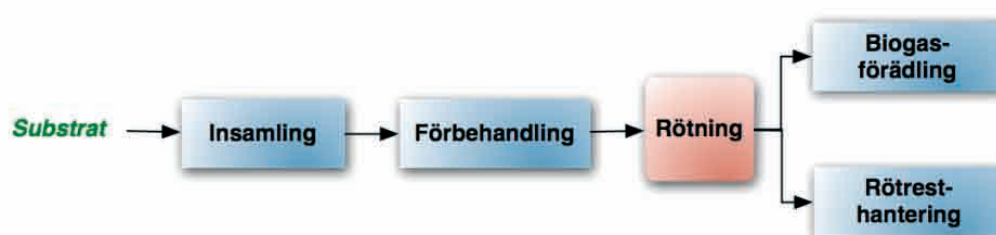


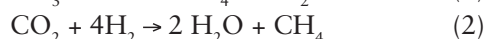
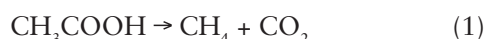
Bild 3. Schematisk bild över biogasprocessen.

3.1.2.1. Förbehandling

Förbehandlingen syftar till att höja gasutbytet och nedbrytningshastigheten, minska smittoriskerna och säkerställa hög kvalitet på biogödseln. Förbehandlingen består av sönderdelning, siktning, konditionering och hygienisering. Sönderdelning till mindre partikelstorlek sker bland annat med krossar, mal- och skäranordningar för att underlätta nedbrytningen. Önskat material såsom grus, metall och plast och lätt brännbar fraktion kan avlägsnas i siktar och magneter. Våta avfall kan separeras med skruvpress där den fasta presskakan kan förbrännas eller komposteras och den våta går till rötning. Vid konditioneringen uppnås rätt ts-halt genom att substratet spädes med vatten, processvatten eller recirkulerat rejektvatten från avvattningen av reaktorinnehållet. Hygienisering sker oftast före rötning där substratet upphettas till ca 70°C under minst en timma. Det görs för att minska riskerna för att smittospridning då biogödsel används. Därför kan hygieniseringen även ske efter rötningen. Vid hygieniseringen åtgår största mängden värmeenergi.

3.1.2.2. Rötning

Nedbrytningen sker med hjälp av ett antal olika enzymer som produceras av bakterier. Förenklat kan nedbrytningsprocessen indelas i fyra steg. Under det första steget, som kan vara det hastighetsbegränsande steget vid partikelformigt substrat, spjälkar hydrolyserande bakterier de svårslösliga organiska makromolekylerna till aminosyror, fettsyror och socker. Därefter omvandlas de lösliga organiska föreningarna till kortkedjiga organiska syror med hjälp av syrabildande (acidogena) bakterier. Genom syrabildningen sker en sänkning av pH-värdet, varför man ibland kallar den inledande hydrolysen för ”sur jäsning”. I det tredje steget omvandlas de intermediära produkterna till ättiksyra, koldioxid och vätgas av acetogena bakterier. I det sista processteget omvandlar metanogena bakterier ättiksyran samt koldioxid och vätgas till metan enligt reaktionerna



Den första reaktionen svarar för ca 2/3 av metanproduktionen. För lösta föreningar är oftast metanbildningssteget det hastighetsbegränsande p. g. a. metanogenernas långsamma tillväxt. Total omsättningstid är för mesofil rötning 10–30 dygn och kortare för termofil. Viktiga parametrar vid rötningen är god omrörning, stabilt pH (optimalt vid 6,5–7,5), stabil temperatur (optimalt vid 35–40°C resp. 55–60°C beroende på mikroflora), bra näringsbalans i materialet för bakteriernas aktivitet samt vattenhalt (mellan 60–95 %). Till skillnad mot aerob nedbrytning så måste värme tillsättas vid anaerob nedbrytning för att hålla optimal temperatur vid rötningen.

3.1.2.3. Processutformning

Det finns olika anläggningstyper med avseende på substratets fukthalt, reaktortemperatur, antal jäsningssteg och inmatningsteknik, vilket förtydligas i Tabell 5. De olika procesutformningarna har både för och nackdelar och är en avvägning mellan bland annat investeringsstorlek, produktivitet, flexibilitet, energiåtgång och styrningsmöjlighet. Det beror också på vilken typ av substrat man har och vilka krav som ställs på hygienisering m.m..

Tabell 5. Karaktärisering av biogasprocessen

Fukthalt hos substratet	Torr	Våt
Reaktortemperatur	Mesofil	Termofil
Antal jäsningssteg	Enstegs	Tvåstegs
Intervall för inmatning	Batchvis	Kontinuerligt

Torra processer (25–40 % ts) ger mindre reaktorvolym och mindre mängd vatten ska värmas upp och avvattnas medan med våt process (5–10 % ts) blir materialtransporterna lättare och ger stabilare process med bra utbyten. Torrötning är än så länge ganska ovanlig.

Mesofil nedbrytning (30–40°C) är stabilare, mindre känslig för föroreningar och temperaturvariationer och är energisnålare medan termofil process (50–60°C) innebär nära halverad uppehållstid och halverad rötkammarvolym.

Det vanligaste är att hela reaktionskedjan sker i en och samma rötkammare. Om processen delas upp i två reaktorer kan processen optimeras för hydrolys och syrabildning i den första reaktorn och metanbildningen i den andra. Det ger högre produktivitet och styrningsmöjligheter men komplexiteten och investeringskostnaden blir större.

Kontinuerliga processer ger jämn och snabb biogasproduktion med högt volymutnyttjande medan satsvis process (batch) är enklare och kan krävas när hygienisering behövs. Processen kan också vara semikontinuerlig och kan utföras i flera parallella behandlingslinjer.

3.1.2.4. Biogasförädling

Biogasens sammansättning och dess innehåll av föroreningar beror på substratet och dess renhet. Om biogasen ska användas för värmeproduktion behöver gasen normalt endast avvattnas. Vid kraftvärmeproduktion behöver gasen renas från korrosiva ämnen som svavelväte och halogener för att förlänga motorernas eller turbinernas livslängd. Ska gasen användas som fordonbränsle måste den dessutom renas från koldioxid så att metanhalten uppgår till minst 97 ± 1 % samt renas på partiklar. Biogasen komprimeras från 7 till 250 bars tryck för att kunna tankas. Då gasen ska ingå i naturgasnätet tillsätts andra gaser så att sammansättningen bli enhetlig i nätet. I Tabell 6 visas kraven för att uppnå fordonsgasstandard.

Ett par olika reningstekniker för koldioxid finns, där de vanligaste i Sverige är tryckvattenabsorption och Pressure Swing Adsorption (PSA). För svavelrening finns i princip fyra metoder vilka är reduktion med järnjoner (sker i rötkammaren), biologisk avsvavling med luft, adsorption på aktivt kol samt reaktion med metalloxid. Andra ämnen som halogener (från exempelvis deponigas) kan renas på aktivt kol. Biogasen är mättad på vattenånga (ca 5%) från rötkammaren vilken bör avskiljas för att undvika korrosion i tankar mm. Ångan kan avlägsnas med kondensation (låg temperatur och högt tryck) eller via adsorption på metalloxider.

Kryoteknik

Med kryoteknik som är under utveckling renas biogasen genom att kyla bort koldioxid och föroreningar vid ämnens respektive daggpunkter. På detta sätt fås biogasen i flytande form, LNG, vilket gör den lättare att transportera med lastbil. Även koldioxiden återfinns i flytande form och kan användas i kylanläggningar eller lagras. Med kryotekniken kan uppgraderingen ske med en och samma process och med potentiellt mindre energiförbrukning än vid konventionella uppgraderingsanläggningar. (Brolin, 2007).

Tabell 6. Standardkrav för fordonsgas (Jarvis, 2004)

Komponent	Enhet	Standard A	Standard B
Metan, CH ₄	vol%	96–98	95–99
Vattenhalt	mg/ Nm ³	< 32	< 32
Syrgas, O ₂	vol%	< 1	< 1
Totalsvavel	mg/ Nm ³	< 23	< 23

3.1.2.5. Rötresthantering

Återstoden bildar en näringsrik och energirik rötrest som kan användas som gödningsmedel, ofta i flytande form, eller komposteras och användas som jordförbättringsmedel. Rötrest från vissa typer av substrat (bl. a. avloppsslam) har ibland varit problematiskt att applicera som gödningsmedel, varför en noggrann kvalitetskontroll är viktig. Rötresten är vanligtvis mycket utspädd varför man ofta vill uppkoncentrera växtnärsämnena och minska vattenhalten. Det finns ett antal olika tekniker för detta. Det kan ske genom separering av den fasta och den flytande fraktionen genom centrifugering, filtrering eller membranteknik. Den uppkoncentrerade fasen har då ofta en ts-halt på omkring 30 %. Då växtnärsämnena till stor del finns löst i vattenfasen kombineras separeringen ofta med avdrivning av växtnärsämnen i ammoniakstripper eller jonbytesanläggning. Vätskefasen kan sedan återcirkuleras till rötningsprocessen eller via biorening gå till avlopp. Rötresten kan också avvattnas genom indunstning. Avvattningsteknikerna har ofta ett relativt stort energibehov, indunstning kräver mycket värme och membranteknik och centrifuger har stort elbehov.

3.1.2.6. Metanförluster

Eftersom metan är en betydligt starkare växthusgas än koldioxid är det viktigt att läckagen från biogasframställningen minimeras och att utnyttjandegraden av producerad biogas maximeras. Erfarenheter från svenska och danska centrala biogasanläggningar visar att 10–15 % av biogasutvinningen sker i samband med efterlagringen av rötresten. Det är därför viktigt att rötresthanteringen sker i slutna system. Vid uppgradering av biogasen kan läckage uppstå och varierar mellan motsvarande 0–2 % av metaninnehållet. (Berglund & Börjesson, 2003b).

3.1.3. Energibehov/energiflöden

I Tabell 7 anges energibehov och motsvarande primärenergibehov⁴ för en central biogasanläggning, utifrån en sammanställning från svenska centrala biogasanläggningar (Berglund & Börjesson, 2003a). Till detta kommer energiförbrukning för eventuell uppgradering av biogasen. Värmebehovet tillgodoses av fjärrvärme (eller lågtrycksånga) och uppgår till omkring 10 % av energin i den producerade biogasen. Elförbrukningen vid uppgradering av biogas uppges för en storskalig uppgraderingsanläggning motsvara ca 5 % av biogasens energiinnehåll, eller 11 % uttryckt som primärenergi. Omkring 60 % av energibehovet åtgår för rening och 40 % för komprimering. (Berglund & Börjesson, 2003a). Scandianavian Biogas anger att bruttoenergibehovet för en biogasanläggning i form av värme är 8–12 % av energin i den producerade biogasen. Men efter värmeåterföring i form av värmeväxlingar blir nettoenergiförbrukningen av värme under 5 % (Brolin, 2007).

Tabell 7. Energianvändning vid biogasanläggning. Sammanställning från Berglund & Börjesson (2003a).

Anläggning	Värmebehov % av prod. biogas		Värmebehov KWh/ton subst.bl., 10% ts		Elanvändning % av prod. biogas		Elanvändning KWh/ton subst.bl., 10% ts	
	Valt värde ¹	Intervall ²	Valt värde ¹	Intervall ²	Valt värde ¹	Intervall ²	Valt värde ¹	Intervall ²
Mesofil anl. <i>Primärenergi</i> ³	13	6–17	31	19–33	11	8–17,5	18	15–22
<i>Direkt energi</i>	10	5–13	24	15–26	5	4–8	8	7–10
Termofil anl. <i>Primärenergi</i>		13–26						

¹ Värde som Berglund & Börjesson (2003a) använder i sina energibalansberäkningar.

² Dataintervall från svenska biogasanläggningar.

³ Primärenergibehovet i biogasanläggningen tillgodoses här via förbränning av biogas, där en MJ värme antas motsvara 1,3 MJ primärenergi och 1 MJ el antas motsvara 2,2 MJ primärenergi.

Vid mesofil rötning som sker vid 37°C räcker det med en värmekälla som håller 45–50°C. I ett kombinat skulle alltså returvattnet i fjärrvärmenätet kunna användas. Om rökgaskondensering används i kraftvärmeverket skulle en sänkt returvattentemperatur ge ett ökat värmeutbyte i rökgaskondensorn.. Rötresten värmesväxlas med fördel mot ingående substrat inför röt-kammaren, för att sänka temperaturen i rötresten så att metanproduktionen upphör. Samtidigt minskar värmebehovet. (Brolin, 2007).

⁴ Primärenergibehovet i biogasanläggningen tillgodoses här via förbränning av biogas, där en MJ värme antas motsvara 1,3 MJ primärenergi och 1 MJ el antas motsvara 2,2 MJ primärenergi.

3.1.4. Biprodukter

För vissa substrat måste rötningsprocessen föregås av sortering och siktning vilket ger en mängd bortrensat avfall som går till återvinning, deponi eller kan förbrännas. Om biogasen renas till fordonsgas- eller naturgaskvalitet fås en stor mängd koldioxid som eventuellt kan utnyttjas kommersiellt eller eventuellt lagras.

Återstoden efter rötning bildar en rötrest med hög vattenhalt, som efter avvattning och kvalitetskontroll kan säljas som biomull. Även om rötning i många fall är ett sätt att behandla och bli av med organiskt avfall, kan den ansevärd mängden rötrest som kvarstår bli problematiskt att hitta användning för. Kvaliteten på rötrest från vissa typer av substrat (bland annat hushållsavfall) kan variera och för användning som biomull behöver kvaliteten därför kontrolleras noggrannare. Från rena substrat såsom gödsel, energigrödor eller drank är detta inte något problem. Rötresten kan också användas som ingrediens vid jordtillverkning. I ett energikombinat kan rötresten avvattnas eller torkas och användas som biobränsle. Denna hantering av rötresten planeras i ett energikombinat i Karlskoga där dranken från etanolproduktionen ska rötas till biogas (Stenmark, 2007). Rötresten har ett effektivt värmevärde på upp till 5 KWh/kg ts (Stenmark, 2007). Lämpligheten att förbränna rötrest beror sannolikt på ursprungsmaterialet och är föremål för forskning.

I vissa anläggningar avskiljs lösta näringsämnen såsom ammoniak från rejektvattnet och kan då säljas som växtnäring.

3.1.5. Transport, tillgänglighet och anläggningstorlek

Vid biogasproduktion är distribution av både substrat och produkter en begränsande faktor. Då både substrat och rötrest typiskt har hög fukthalt blir transportkostnaden betydande. Storskalig produktion är mer ekonomiskt men måste ställas mot större transportavstånd till avnämare av rötresten. Spridning av rötresten kan utgöra upp till 10 % av totala energianvändningen i ett biogasproduktionssystem (Börjesson & Berglund, 2003a). Det är viktigt att hitta lokal avsättning för både rötrest och producerad biogas. Biogasen måste i dagsläget användas lokalt antingen för el- och värmeproduktion eller uppgraderas till fordonsgas. Fordonsgas är kostsamt att transportera utan ett utbyggt gasnät. Med den nya kryotekniken som ger flytande biogas blir möjligheterna för vägtransport bättre.

Då rötning är en biologisk process är den känslig för störningar och måste hållas igång året runt. Om processen måste avbrytas tar det lång tid att starta upp den igen. Det betyder att tillgång på substrat, processenergi och avsättning för biogas och rötrest inte får variera för mycket över året. En mindre anläggning har dock så pass litet värmebehov att det inte påverkar fjärrvärmenätet särskilt mycket.

Biogasanläggningar kan byggas både storskaligt och småskaligt på gårdsnivå. Om biogasen ska uppgraderas till fordonsgas blir dock anläggningarna mer komplexa och då krävs i allmänhet anläggningar i större skala för att det ska bli lönsamt. De långa omsättningstiderna medför stora reaktorvolym och uppsamlingskärl för biogas och rötrest kräver också stora utrymmen. En normal anläggning i Sverige idag har en röt-kammarvolym på i storleksklassen 4000 m³. Vid biogasproduktion av dranken från en större etanolanläggning (100 000 m³ etanol/år) krävs en röt-kammarvolym uppåt 36 000 m³ (Brolin, 2007). Då handlar det om mycket stora anläggningar.

3.2. Integreringsmöjligheter

I Bild 4 sammanfattas de viktigaste stegen i en rötningsanläggning med angivna processtemperaturer och alternativa slutprodukter. Som insatsmaterial kan användas i stort sett alla typer av organiskt material, och samrötning av olika substrat kan vara en fördel för ökat biogasutbyte. Då rötningsprocessen sker i utspädd lösning lämpar sig blöta substrat som vid annan användning skulle kräva någon form av torkning. Ett exempel på detta är avloppsslam eller drank från etanolproduktion. För torrare substrat kan en torrrottningsprocess bli intressant, något som är under utveckling bland annat i Tyskland. Det kräver mindre vatten i processen och därmed minskad energiförbrukning och mer koncentrerad rötrest (Eriksson & Önnermalm, 2005). När det gäller torrare substrat som hushållsavfall och energigrödor anses direktförbränning i ett kraftvärmeverk av många vara mer energi- och kostnadseffektivt än att gå ”omvägen” via rötning. Argumenten är att det kräver stora investeringar och att man tappar i verkningsgrad samtidigt som man får en svårhanterlig rötrest (Johnsson, 2007; Johansson, 2007). Men om syftet är att producera just biodrivmedel kan dessa torrare substrat vara ett sätt att öka råvarubasen.

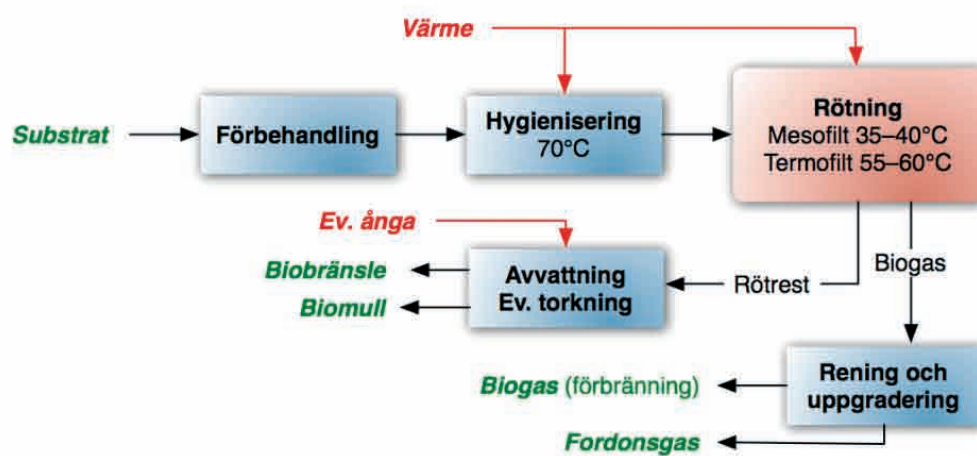


Bild 4. Sammanfattning av rötningsprocessen.

Värme behöver tillsättas för värmning av röt-kamrarna och vid eventuell hygienisering. För detta räcker det med fjärrvärme eller annan typ av spillvärme, något som bland annat görs vid Gryaab's biogasanläggning i Göteborg (Ions, 2007). Där värms röt-kamrarna genom värmeväxling mot fjärrvärme som håller lägst 78°C. Detta skapar goda förutsättningar för energikombinat med kraftvärmeproduktion där biogasproduktionen dessutom utgör ett ökat värmeunderlag för kraftvärmeverket. En intressant lösning vore att värma röt-kamrarna med returvattnet i fjärrvärmenätet. Möjligheter finns också att utnyttja energin i utgående rötrest, som håller ca 37°C, genom värmeväxling mot ingående substrat, eller till hetvattenproduktion genom värmepumpar. Hetvattnet kan då värma röt-kamrarna. Detta tittar man också på på Gryaab (Bjelke, 2007) och på Scandinavian Biogas (Brolin, 2007).

För att få fordonsgas krävs ett antal reningssteg och kompression till 250 bar. En uppgradering till naturgas- eller fordonsgaskvalitet kräver en viss storskalighet, även om mindre mobila uppgraderingsanläggningar är under utveckling. I ett energikombinat kan man tänka sig en kombination, där en del av biogasen utnyttjas för värme- och elproduktion och överskottet uppgraderas till fordonsgas.

För enbart värmeproduktion kan biogasen förbrännas direkt med minimal rening i naturgaspannor. Biogasen kan också användas i kraftvärmeverk för el- och värmeproduktion genom dieselmotorer, gasturbiner eller sterlingmotorer. För detta krävs normalt någon form av rening av biogasen. I Sverige används vanligen mindre generatordrivande Ottomotorer där gasen komprimeras med hjälp av cylinderkolvar för att sedan antändas med tändstift. Fördelningen mellan bildad el och värme beror på anläggningens utformning, men normalvärden är cirka 35 % el och 65 % värme baserat på en total verkningsgrad, det vill säga andel nyttiggjord energi i förhållande till tillförd energi, på cirka 90 % (Jarvis, 2004). För kombikraftverk och storskaliga anläggningar blir elverkningsgraden högre. På Gryaab i Göteborg producerade man tidigare el av biogasen via gasmotorer där kylvattnet från motorerna användes för att värma rötkastrarna. Nu skickas den till en uppgraderingsanläggning för att distribueras i naturgasnätet.

Om biogasen används för värmeproduktion uppstår lätt överproduktion under sommarhalvåret eftersom värmebehovet normalt varierar över året medan biogasproduktion är mer jämt fördelad. Då kan stora mängder biogas behöva facklas bort. Vid elproduktion är problematiken den samma men årsvariationerna inte lika tydliga. Ett sätt att få maximal nyttjandegrad av biogasen är att istället uppgradera den till naturgaskvalitet där det finns naturgasnät, eller till fordonsgas för lokal användning.

Rötresten avvattnas normalt till ca 30 % ts, vanligen med centrifuger, och används som jordförbättringsmedel eller gödningsmedel. Även om rötresten uppfyller kvalitetskraven för biomull är matproducenterna ibland tveksamma till att den används som gödningsmedel (Bjelke, 2007). För rena substrat torde detta inte vara ett problem. I ett energikombinat kan det istället bli aktuellt att använda den energirika rötresten som biobränsle. Rötresten har ett effektivt värmevärde på upp till 5 kWh/kg ts (Stenmark, 2007). Med bättre avvattningsteknik torde en ts-halt på ca 40 % kunna uppnås, exempelvis med skruvpress (Stenmark, 2007). Denna torrhalt borde vara tillräcklig för att förbränna rötresten i ett kraftvärmeverk. Man kan också tänka sig att torra rötresten i en ångtork, eller via indunstning, för att uppnå en högre torrhalt, över 60 % ts, då rötresten blir mer lätthanterlig utan att klibba. Då måste dock en hel del ytterligare ångvärme tillföras. Lågtemperatortorkning av rötresten med fjärrvärme som värmekälla kan då vara en energieffektiv lösning, se även avsnitt 9.1.4.

En intressant kombinationslösning är att kombinera etanolproduktion och biogasproduktion. Genom att röta dranken (biprodukt från etanolprocessen) kan högre biobränselutbyte uppnås och energiförbrukningen för torkning av dranken minskar kraftigt. Dranken är redan uppvärmd och har bra fukthalt, och spillvärme från etanolprocessen används för att värma rötkastrarna. Rötresten kan sedan avvattnas eller torkas för intern el- och värmeproduktion, en betydligt mindre volym att hantera än dranken. Mer om kombinat med etanol- och biogasproduktion behandlas i kapitel 4.

3.3. Sammanfattande slutsatser

- Rötning är en enkel och energisnål process som kan användas för biogasproduktion från alla typer av organsist material, med fördel blöta restflöden
- För att driva processen räcker det med el och lågvärdig värme i form av hetvatten, och här lämpar sig spillvärme från andra processer eller fjärrvärme.
- Det kan vara svårt att få avsättning för rötresten vid storskalig produktion. Den kan avsättas som biomull eller jordförbättrare, men kan leda till stora transportkostnader. I ett energikombinat finns möjligheter att hitta effektiva lösningar för att avvattna/torka rötresten till bibränsle för el- och värmeproduktion.
- Rötning av dranken från etanolproduktion kan vara ett energieffektivt sätt att behandla dranken och samtidigt höja biodrivmedelsutbytet (etanol + biogas).
- Flexibiliteten på råvaror är stor, men processen är känslig för störningar och måste hållas igång året runt.
- Kräver lokal avsättning för biogasen i avsaknad av naturgasnät.

4. JÄSNING TILL ETANOL¹

4.1. Teknikbeskrivning

Jäsning är den dominerande tekniken för att framställa etanol ur biomassa. Etanol kan även framställas syntetiskt genom förgasningsteknik, men det behandlas inte här. Etanol kan produceras av allt biologiskt material som är uppbyggt av socker, stärkelse och cellulosa. Grundprincipen är att först bryta ner biomassan till fria sockermolekyler som sedan jäses av mikroorganismer till etanol. Etanolen avskiljs och uppkoncentreras sedan genom destillation. Tekniken för att framställa etanol från sockerråvara och från stärkelserika råvaror är väl etablerad medan teknologin för lignocellulosa är under utveckling. Tillverkningsprocessen kan uppdelas i huvudstegen: förbehandling, fermentering, destillation och dehydrering samt hantering av biprodukter. Processen skiljer sig för olika råvaror framförallt avseende förbehandlingssteget och i vilka biprodukter som uppstår. I Bild 5 visas en schematisk bild över möjliga råvaror, produkter och biprodukter vid framställning av etanol från biomassa.

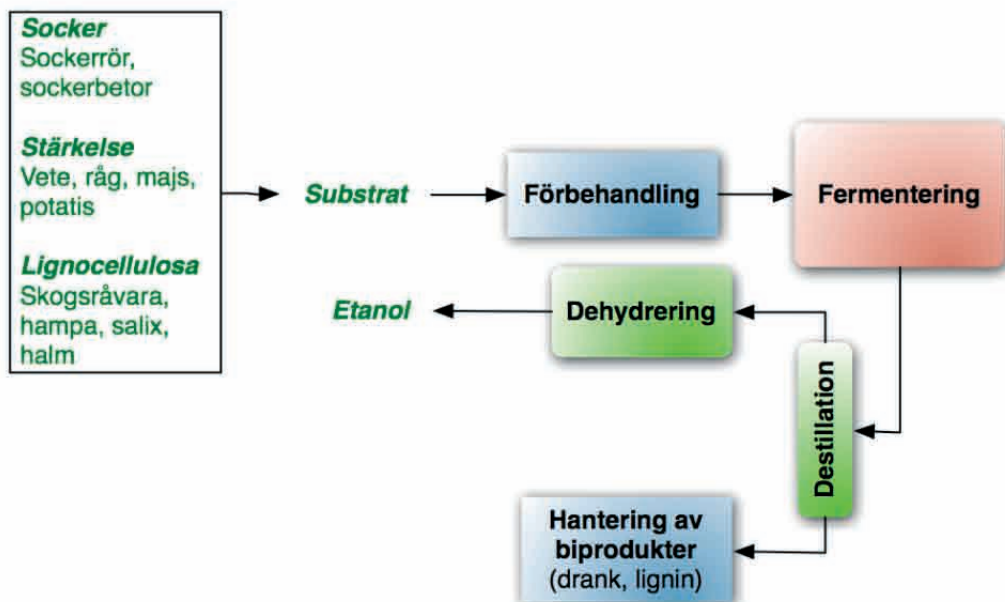


Bild 5. Schematisk bild över etanolproduktion genom jäsning

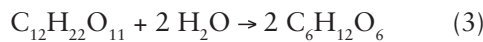
4.1.1. Råvaror

4.1.1.1. Sockerråvara

De råvaror som innehåller tillräckligt hög sockerhalt (17–18 %) för att det ska vara lönsamt att framställa etanol är sockerbetor och sockerrör. För Sveriges del kan sockerbetor till viss mån komma att bli intressant för etanolframställning, men odlingen begränsar sig till de allra sydligaste delarna av Sverige. Sveriges betodlares centralförening (SBC) menar att det på sikt finns en potential på ca 1 TWh etanol i Sverige. Fördelen med sockerråvaror är att processen för att få fram jäsbart socker är enkel och kostnads-

¹ Sammanställningen i detta kapitel är till stor del hämtat från Hagberg (2007. in prep.)

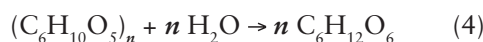
effektiv. Sackarosen i råvaran extraheras i varmvatten och hydrolyseras sedan till lika delar jäsbart glukos och fruktos enligt reaktionen



Nackdelar med etanolframställning från sockerbetor är att etanolutbytet är lågt, eftersom man behöver ca 10 kg betor för att få 1,0 liter etanol. En annan nackdel är att betorna inte är lagringsbara, och att man därför inte har tillgång på betor året runt. Fortsättningsvis behandlas etanolframställning endast från stärkelse- och cellulosaaktiga råvaror, men likheterna är många då sockerbetor används. (Nilsson, 2006).

4.1.1.2. Stärkelserråvara

Exempel på stärkelsrika råvaror är spannmål, majs och potatis. Spannmål består till 60–70 % av stärkelse. Stärkelse är en polysackarid uppbyggd av en blandning av grenade och ogrenade kedjor av upp till flera tusen enheter glukos. För att få jäsbart socker, glukos, måste stärkelsen hydrolyseras enligt



Detta görs med varmvattenbehandling och enzymer. Som biprodukt fås en proteinrik drank som oftast används som djurfoder.

4.1.1.3. Cellulosaråvara

Exempel på biomassa som består av lignocellulosa, d. v. s. både cellulosa och lignin, är skogsprodukter, energigrödor (salix, hampa) och restprodukter från jordbruket (halm). Barrved som är en framtida intressant råvara i Sverige består till ca 40 % av cellulosa, 25 % av hemicellulosa och 28 % lignin. Hemicellulosa byggs upp av både pentoser och hexoser. Exempel på pentoser är xylos och arabinos och hexoser är bl a glukos, mannos, galaktos. Hexoserna kan jäsas med konventionell jäst, medan pentoserna kräver annan typ av jäst som håller på att utvecklas. För lövved och halm som innehåller mycket hemicellulosa är det avgörande med pentosjäsende jäst för att få ett bra etanolutbyte. Cellulosafibrer är uppbyggda av glukosmolekyler men dess kristallina natur gör dem mycket hållfasta och olösliga i vatten. Detta gör att det är svårare att hydrolysera cellulosa till jäsbara sockermolekyler. Därför krävs kraftig förbehandling vid hög temperatur med syra och/eller enzym. För barrved är det teoretiska etanolutbytet omkring 510 liter etanol per ton ts om både pentoser och hexoser kan jäsas (Söderström, 2004). Lignin kan inte jäsas till etanol eftersom det inte är uppbyggt av sockerarter. Det blir en energirik biprodukt som måste avskiljas vid etanolprocessen.

4.1.2. Processbeskrivning – etanol från spannmål

Framställning av etanol från stärkelsehaltiga råvaror som spannmål kan grovt indelas i följande huvudsteg:

- Råvaruberedning
- Förvätskning och försockring
- Fermentering
- Destillation (rening och uppkoncentrering av etanolen)
- Hantering av restprodukt (indunstning/torkning/rötning)

Råvaruberedningen syftar till att bryta upp stärkelsestrukturen genom att först mala spannmålen till mjöl, blanda med vatten och tillsätta värme så att stärkelsen ”kokar”, förvätskas. Samtidigt spjälkas de långa kolvätekedjorna i stärkelsen till kortare med hjälp av enzymer. Vid försockringen bryts alla kolväten ned till jäsbart envärt socker, glukos, med hjälp av andra enzymer. Vid fermenteringen får jästsvampar jäsa sockret till koldioxid och etanol. För att avskilja etanolen destillerar man etanolblandningen i flera steg så att föroreningar och restprodukter kan skiljas bort. För att uppnå en ren etanol måste etanolen dessutom dehydreras (avskiljas på vatten). Destillationssteget är det mest energikrävande momentet i själva etanolprocessen. Förutom etanol får man en destillationsrest som kallas för drank. Bra hantering och god avsättning för dranken är väsentlig för att få ekonomi i etanolframställningen. Vanligtvis avvattnas den genom indunstning och torkning och säljs som djurfoder, en process som kräver stor energiåtgång. Ur energikombinatsperspektiv kan det bli intressant attistället röta dranken till biogas, något som är under utveckling.

De huvudsakliga processstegen och betingelserna är likartade vid etanolproduktion från olika stärkelsesrika råvaror men hur processen designas varierar lite beroende på tillverkare. Man kan ha en satsvis (batch), kaskad eller kontinuerlig process som den nedan. Antal tankar varierar och återcirkuleringar av sekundärånga, destillationsrest och kondensat kan lösas på olika sätt, men är en viktig del för god effektivitet vad gäller både energiåtgång och ekonomi. Den process som beskrivs nedan är i huvudsak hämtad från Chematur (2007a-b) och bygger på deras Biostil® process. En schematisk bild över etanoltillverkning från spannmål visas i Bild 7.

4.1.2.1. Råvaruberedning och mixning

Först måste spannmålet rensas från skräp och sten. Sedan mals det i en hammarkvarn till mjöl för att minska partikelstorleken så att förvätskningen av stärkelsen underlättas. Mjölet blandas sedan med vatten och recirkulerat processvatten som förvärmats till 80°C. Blandningen består till ca 33 % av vetemjöl.

4.1.2.2. Förvätskning och försockring

Förvätskningen syftar till att gelatinisera stärkelsen genom värmebehandling och börja bryta ned den till kortare polymerer med hjälp av enzymet α -amylas. Vid försockringen omvandlas slutligen all stärkelse till jäsbart socker, glukos, av enzymet glukoamylas. Enzymer står för ca 10–20 % av etanolens produktionskostnad.

Förvätskning sker i två tankar med omrörning som är kopplade i serie. Temperaturen höjs till 90°C genom ånginjicering i första tanken vilket får stärkelsen att gelatiniseras och stärkelsestrukturen att brytas upp. Ett enzym, α -amylas, tillsätts som sköter förvätskningen av stärkelsen. Stärkelsen börjar då hydrolyseras till kortare polymerer. pH hålls vid 6–6.5 med hjälp av NaOH. Uppehållstiden i varje tank är ca 2 h.

Mäskan kyls sedan till 60°C och förs till tre försockringstankar kopplade i serie. Ett andra enzym, glukoamylas, tillsätts för att bryta ner den förvätskade stärkelsen till jäsbart socker. Ett tredje enzym tillsätts också för att sänka viksositeten på sockerlösningen. pH kontrolleras till omkring 4 med H_2SO_4 för att undvika kontaminerande bakterietillväxt (DDGS, 2007; Ibsen m fl, 2005). Upphållstid är 7–8 timmar i vardera tank.

4.1.2.3. Fermentering

Vid fermenteringen jäser jästsvampar glukosen till lika delar koldioxid och etanol enligt



Koldioxiden kan omhädertas och säljas eller släppas ut till atmosfären. Den vanligaste jästsvampen är *Saccharomyces cerevisiae*. Vid satsvisa processer avbryts jäsningen normalt då etanolkoncentrationen i mäsken är 9–10 vikt-%. I den kontinuerliga Biostilprocessen omsätts sockret omedelbart till etanol och koldioxid och etanolkoncentrationen i fermentorn hålls konstant vid 6–6.5 % vikt genom kontinuerligt uttag av etanol. Ungefär 95 % av sockret omvandlas till etanol, 1 % till celltillväxt i jästen och resterande 4 % till biprodukter som glycerol (DDGS, 2007). Jäsningen sker vid 30–33°C och överskottsvärme kyls bort via externa värmeväxlare. Utgaserna som består av koldioxid, etanol och flyktiga ämnen kan renas i en vattenskrubber för att ta tillvara ytterligare etanol. Skrubbevattnet kan sedan användas som processvatten i förvätskningen. Mäsken förs sedan till destillationen, oftast via ett jästsepareringssteg där jästen skiljs av och återcirkuleras.

4.1.2.4. Destillering

För att avskilja etanolen från mäsken använder man destillation. Destillation är en separationsmetod för vätskeblandningar där den ånga som står i jämvikt med vätskan har en annan sammansättning än vätskan. Om vätskeblandningen förångas och ångan (destillatet) sedan kondenseras, sker en anrikning av någon av komponenterna i vätskeblandningen (NE, 2007). Denna princip utnyttjas stegvis i olika kolonner för att avskilja etanolen från mäsken och föroreningar. För att minimera energiåtgång och vattenåtgång recirkuleras ofta delar av destillationsresten till tidigare processteg. Destillationskolonnerna (mäskkolonn och rektifieringskolonn) drivs av ånga och genom att arbeta vid olika tryck kan mäskkolonnen drivas med sekundärånga från rektifieringskolonnen. I mäskkolonnen skiljs etanolen av från mäsken samtidigt som flyktiga ämnen som acetaldehyd drivs av. Etanolen kondenseras sedan och uppkoncentreras därefter i rektifieringskolonnen till omkring 95 % etanol. Högre alkoholer, så kallade finkeloljor, avskiljs också här. Bottenströmmen, luttevattnet, återcirkuleras inom processen.

4.1.2.5. Dehydrering

Den rektifierade etanolen avskiljs på återstående vatten till ren etanol (> 99,8 %) i en av två molekylsiktar, medan den andra regenereras. Vattnet återförs till rektifieringskolonnen.

4.1.2.6. Hantering av dranken

Återstoden från destillationen, så kallad drank, har normalt en torrsubstanshalt på mindre än 6–7 % (Chematur, 2007a). I de flesta etanolanläggningar används större delen av dranken till att göra torrfoder. Då separeras först fiberfraktionen i dranken från vätskefraktionen, drankvattnet, i en centrifug. Fiberfraktionen, som kallas våtkaka, har då en torrhalt på 33–35 % (Stavklint, pers komm; Ibsen m fl, 2005). Våtkakan kan säljas om våtfoder, men torkas oftast till torrfoder. Drankvattnet recirkuleras delvis till

förvätsknings- och fermenteringsstegen, medan resten avvattnas genom indunstning i flera steg till trögflytande sirap med ca 50–55 % ts (Stavklint, 2007; Ibsen m fl, 2005). Sirapen kan säljas direkt som foderprodukt.

För att få ett torrfoder med över 90 % ts (DDGS) måste våtkakan och eventuellt sirapen torkas. Det finns många olika utformningar på torkar, men mest aktuellt för energikombinat är antagligen någon form av ångtork, med varm vattenånga som torkmedium. Antingen torkas sirapen och våtkakan tillsammans för att sedan pelleteras, eller så torkas våtkakan enbart och blandas sedan med sirap vid pelleteringen. Sirapen ger nämligen bra stadga i pelletsen. Omkring hälften av ångbehovet vid etanoltillverkning åtgår ofta vid torkningen (Stavklint, 2007).

I Biostil processen har dranken 25–30 % ts direkt efter destillationen. Den kan då säljas direkt som flytande djurfoder eller torkas i en ångtork till torrt djurfoder. I den processen behövs alltså ingen separering med centrifug eller avvattning genom indunstning, vilket kraftigt minskar energiåtgången (Chematur, 2007b).

Ett lovande alternativ som förts fram är att använda den blöta dranken för rötning till biogas. Då undviks de energikrävande indunstnings- och torkningsstegen och samtidigt produceras biogas. Av materialet i dranken kvarstår i rötresten efter rötningen då endast ca 1/3 (Stenmark, 2007).

4.1.3. Energibehov/energiflöden – etanol från spannmål

4.1.3.1. Ånga

Ånga behövs vid uppvärmning av mäsken under förbehandlingen och vid destillationen. Ånga åtgår också vid indunstning och torkning av dranken till foderpellets, eller för torkning av rötresten till biobränsle då dranken rötas till biogas. I Tabell 8 visas material- och energibalans för två olika anläggningstyper. I Agroetanols anläggning i Norrköping från 2001 som är av mer konventionell typ där dranken indunstas och torkas till foderpellets används totalt 3,1 MWh ånga per ton producerad etanol. Av detta används ca 7 % före destillation, 45 % vid destillering och dehydrering och resterande 48 % vid torkning av dranken (Bernesson, 2004). Ångan levereras vid 16 bar som är den högsta ångdata som används i processen, men så hög ångdata är inte nödvändig i alla delar av processen. För en anläggning som bygger på Biostil och där dranken används för biogasproduktion anges ångbehovet till totalt motsvarande ca 2,1 MWh per ton etanol plus 0,5 MWh om rötresten torkas till biobränsle istället för att avsättas som gödningsmedel (Stenmark, 2007). Processen är optimerad för 7 bars ånga men kan designas för ånga ner till 2,8 bar. Om dranken istället torkas till foderpellets i ångtork blir ångbehovet ungefär det dubbla (Nilsson, 2007).

4.1.3.2. El

El behövs vid många delar av etanolprocessen, bland annat vid malning, dehydrering, dekantering och för pumpar. Som visas i Tabell 8 är elförbrukningen vid Agroetanols anläggning ca 0,42 MWh per ton etanol, varav ca 30 % åtgår före destilleringssteget, 20 % vid destillering och dehydrering och 50 % vid avvattning av dranken (Bernesson, 2004). För Biostil med efterföljande rötning anges elförbrukningen till motsvarande 0,45 MWh per ton etanol (Stenmark, 2007).

Tabell 8 Material- och energibalans för två olika vetebaserade etanolanläggningar. Per ton producerad etanol. Baserat på effektiva värmevärden (LHV).

MWh/ton etanol	Vete	Elbehov	Ångbehov	Etanol (1 ton)	Biprodukter	Kyl-vatten (<40fflC)	Kondensat ³
Agroetanol ¹	13,7	0,42	3,1 (16 bar)	7,5	foderpellets 5,4	i.u.	0,46
Biostil + Scangas ²	13,7	0,45	2,6 (7 bar)	7,5	metan 3,4 biobränsle 2,0	2,9	0,58

¹ Agroetanols anläggning i Norrköping. Dranken torkas till foderpellets (1,1 ton DDGS, 91 % ts, 5 kWh/kg (Kindblom, 2007). Beräknat från Bernesson (2004).

² Utifrån beräkningar för planerad anläggning av Chematur och Scandinavian Biogas (Stenmark, 2007). Dranken rötas till biogas (0,25 ton metan). Rötresten torkas till biobränsle (60 % ts).

³ Egna beräkningar från information i avsnitt 4.1.3.3. Antaget att 90 % av ångan kan återföras som kondensat,

4.1.3.3. Spillvärme

Större delen av energin som tillförs som ånga blir spillvärme vid olika temperaturnivåer. I processen finns ett kylbehov som producerar en mängd lågvärdig spillvärme, som beroende på ingående kylvattentemperatur håller ca 20–40°C. I Biostil processen anges ett kylvattenbehov på ca 135 m³ per ton etanol där kylvattnet värms upp ca 17°C, vilket innebär att ca 2,9 MWh behöver kylas bort per ton etanol. Denna energi är svår att hitta användning för eftersom den håller så pass låg temperatur, men kan rent tekniskt t.ex. upparbetas till fjärrvärme med hjälp av värmepump. Vanligast är att kyla bort värmen i kyltorn.

Större delen av ångan som används i processen kondenseras och kan återföras till kraftvärmeverket. Agroetanol skickar kondensat tillbaka till E.ONs kraftvärmeverk där det utnyttjas till fjärrvärme. Kondensatet har då en temperatur på ca 110°C och ett tryck på 4,5 bar (Stavklint, 2007). För en Biostilanläggning som planeras i Karlskoga kommer ca 90 % av ångan att kondenseras och skickas till kraftvärmeverkets matarvattentank. Den har då samma tryck som vid ångleveransen, 7 bar, och en temperatur kring 165°C (motsvarar kondensationstemperatur vid 7 bar). Resterande del av ångan, ca 10 %, injiceras direkt in i mäsken vid förvätskningen och måste därför ersättas med samma mängd spädvatten i matarvattentanken (Stenmark, 2007). Man kan i ett energikombinat tänka sig annan användning för kondensatet före retur till kraftvärmeverket, såsom förvärmning av biobränsle eller som torkmedium i pelletstorkar.

4.1.4. Biprodukter – etanol från spannmål

Vid fermenteringen bildas stora mängder koldioxid som kan renas och säljas om det finns avsättning för det. Eventuellt kan det i framtiden bli aktuellt att lagra koldioxiden. Dessutom bildas i processen även ett antal biprodukter såsom andra alkoholer och aldehyder. Destilleringsstegen efter mäskkolonnen kan designas så att dessa kan avskiljas och säljas (Stavklint, 2007; Chematur, 2007). Den viktigaste biprodukten är dock de stora mängder drank som uppstår.

Dranken består av protein, icke-jäst socker, fibrer och näringsämnen och har ett effektivt värmevärde på knappt 5,5 kWh/kg ts (Stenmark, 2007; Kindblom, 2007). Som

behandlats ovan kan den säljas som vått eller torkat djurfoder, vilket görs vid de flesta anläggningar. Dranken kan i ett energikombinat också rötas till biogas. För varje ton etanol fås 3,86 ton drank (28 % ts) som efter rötning blir 1.34 ton rötrest (30 % ts) enligt beräkningar av Stenmark på Chematur. Rötresten har ett effektivt värmevärde på ca 5 KWh/ kg ts (Stenmark, 2007). En annan möjlighet är att förbränna dranken för värme- och elproduktion, efter avvattning och/eller torkning.

4.1.5. Processbeskrivning – etanol från lignocellulosa

För framställning av etanol från lignocellulosa finns två dominerande processer, den något mer etablerade svagsyrprocessen och den nyare lovande enzymatiska processen. En tredje etablerad process är starksyraprocessen som ger ett högt utbyte, men den har man gått ifrån mer och mer beroende på problem som uppstår då stora mängder starka syror används. Tillverkningsprocessen kan indelas i följande huvudsteg:

- Råvaruberedning
- Förbehandling/hydrolys
- Fermentering
- Destillering
- Hantering av biprodukter

Från fermentering och framåt är processen i stort sätt samma som för spannmålsetanol med den skillnaden att förutom drank fås lignin som måste hanteras. Svagsyrametoden och den enzymatiska metoden har stora likheter. I de utvecklingsarbeten som utförs vid etanolpiloten i Örnsköldsvik testas båda metoderna. Den enzymatiska processen med två stegs förbehandling och svagsyrprocessen har då alla steg lika utom ett extra tredje hydrolyssteg med enzymer.

Processbeskrivningen nedan bygger i huvudsak på information från de utvecklingsarbeten som genomförts på Lunds Tekniska Högskola och vid etanolpiloten i Örnsköldsvik (Fransson m fl, 2006; Franzén, 2006; Vallander m fl, 2006; Wingren, 2005).

Vid förbehandlingen frigörs cellulosa-fibrerna från veden mekaniskt och kemiskt med hjälp av högtrycksånga och svavelsyra eller SO_2 . Vid hydrolyssteg bryts cellulosan och hemicellulosan ner till jäsbart socker med hjälp av syra eller enzymer. Sockerlösningen (mäskan) får sedan jäsas till etanol och koldioxid av jästsvampar. Ligninet avskiljs normalt före jäsningen och torkas till bränsleprodukt. Vid enzymatisk process sker ofta hydrolys och jäsning samtidigt. Då avskiljs ligninresten först efter jäsningen, vilket försvårar jäståtervinning. Etanolen renas från mäskan genom destillation i flera steg och dehydreras slutligen i exempelvis molekylsiktare för att få ren etanol. Dranken som fås som destillationsrest indunstas och torkas till bränsleprodukt eller rötas till biogas. En skiss över tillverkningsprocessen visas i Bild 6.

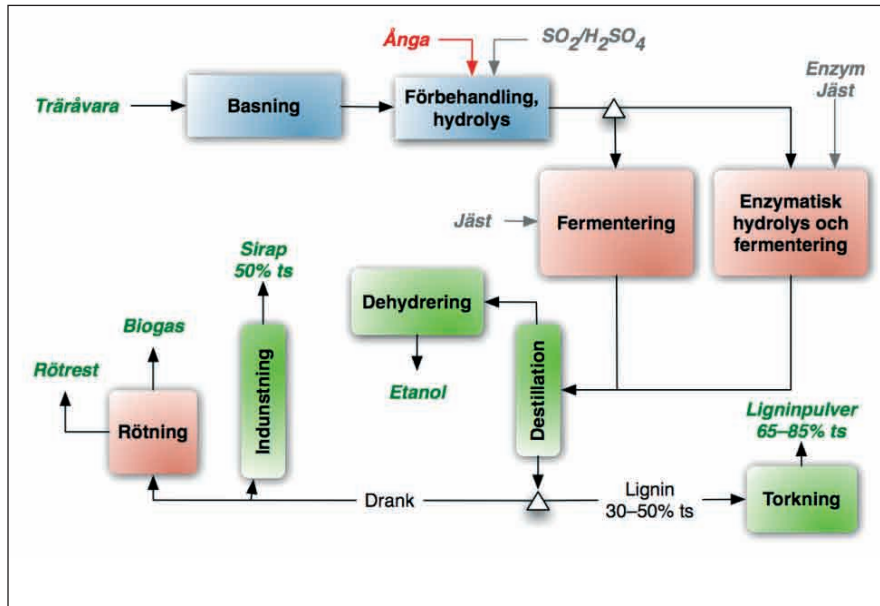


Bild 6. Principskiss över lignocellulosabasesad tillverkning av etanol med svagsyrametoden respektive enzymatiska metoden

4.1.5.1. Råvaruberedning

Efter att råvaran har rensats från sand och sten och eventuellt krossats till lämplig storlek genomgår den ofta ett basningssteg (förvärmning).

4.1.5.2. Förbehandling

Förbehandling med svagsyrametoden sker i två hydrolyssteg. Syftet med första stegets hydrolys är att bryta ner hemicellulosan som omger cellulosastrukturer och att börja luckra upp cellulosastrukturen. Nästan all hemicellulosa och en liten del av cellulosan bryts ner till monomeriskt socker i detta steg. Hemicellulosans utlösta socker kan vid för hårda betingelser vid hydrolysen degraderas vidare till bl. a. svaga alkoholer och furfuraler vilket både sänker etanolutbytet och stör fermenteringen. Därför används två stegs hydrolys där det första steget har mildare betingelser. Därefter tvättas sockerlösningen ut och går till fermentering medan den fasta återstoden (cellulosa och lignin) går till nästa hydrolyssteg med hårdare betingelser.

Vid första stegets hydrolys impregneras veden med SO₂ eller H₂SO₄ som katalysator och behandlas sedan med direktinsprutad högtrycksånga (ca 10–15 bar) vid ca 180–190°C under några minuter. Trycket sänks sedan hastigt genom att materialet kylflashas till 100°C, vilket får vedstrukturen expandera kraftigt och ”explodera”. Större delen av hemicellulosans socker löses ut och separeras av från den fasta olösliga återstoden (cellulosa och lignin). Sockerlösningen går till fermenteringen. Den fasta återstoden tvättas, impregneras på nytt och går till andra stegets hydrolys.

Andra förbehandlingssteget är optimerat för hydrolys av cellulosan genom att behandlingen vid första steget upprepas vid högre temperatur, ca 200–220°C. Det kräver ånga vid ca 22–30 bars tryck. Här bryts cellulosan ner till jäsbart glukos.

Sockerutbytena med svagsyrametoden är dock fortfarande låga. Vid svagsyrahydrolys av barrved i två steg uppnås i labbskala utbyten av hemicelulosans socker på 70–98 %, medan endast ca 50 % för glukos (Söderström, 2004). Upp till 70 % glukosutbyte kan uppnås endast vid mycket utspädda sockerlösningar (Hamelinck m fl, 2004). För att uppnå bättre utbyten av glukosen i cellulosan kan förbehandlingen följas av ett steg med enzymatisk hydrolys. Vid enzymmetoden förbehandlas veden antingen i två steg som ovan eller bara i ett steg vid ca 215°C.

4.1.5.3. Enzymatisk hydrolys

Vid enzymatisk hydrolys spjälkas cellulosan till glukosmolekyler med hjälp av enzymer, cellulaser. Antingen sker det i ett separat steg, eller så sker det samtidigt som fermenteringen, så kallad SSF (Simultaneous Sacharification and Fermentation), vilket ger något bättre etanolutbyten. Fördelen med den enzymatiska metoden är högt etanolutbyte, p. g. a. den effektiva omvandlingen av cellulosa till glukos, och att reaktionen sker vid lägre temperatur. Dessutom är degraderingen av bildat socker till inhibitorer låg. Nackdelar är den långsamma reaktionstiden och de höga enzymkostnaderna (Alriks-son, 2006). Nya effektivare enzymer är under utveckling. SSF sker vid ca 37°C med en omsättningstid på ca 48 timmar. pH hålls vid ca 5 genom tillsatts av NaOH. Försök med enzymmetoden och SSF har vid Lunds Tekniska Högskola gett ett totalt etanolutbyte på 81 % av det teoretiska (357 liter etanol per ton granflis).

4.1.5.4. Fermentering

Mäsken från de två hydrolysstegen förs sedan till fermentorn. I allmänhet behövs först ett detoxifieringssteg där mäsken renas från störande ämnen som bildas vid den hårda förbehandlingen. Vid fermenteringen jäser mikroorganismer sockermolekylerna till etanol och koldioxid enligt reaktionerna



Teoretisk maximalt utbyte blir per kg socker är 0,51 kg etanol och 0,49 kg koldioxid. Jäsningen sker vid en temperatur på 30–37°C med vanlig bagerijäst, men den klarar inte av att jäsa pentoser vilket är viktigt om man vill använda annan råvara än barrved. Jäst som kan jäsa både pentoser och hexoser är under utveckling. Då kan etanolutbytet av årsgrödor och lövved öka från ca 18 % till 25 %. Utbytet för barrved kan bli ca 23 % (Fransson m fl, 2006).

4.1.5.5. Destillering och dehydrering

Etanolen avskiljs från mäsken genom destillering och dehydreras till ren etanol i molekylsiktat på samma sätt som för spannmålsetanol. Se avsnitt 4.1.2.4 och 4.1.2.5.

4.1.5.6. Hantering av biprodukter

Ligninresten avskiljs normalt före fermenteringen. Med enzymmetoden då fermentering och enzymatisk hydrolys sker samtidigt (SSF) avskiljs ligninet först efter destillationen, som visas i Bild 6. Ligninet avvattnas i centrifug eller kammarfilterpress och kan då nå

en torrsbstanshalt på 40–50 % (Lindstedt, 2007). Det är tillräckligt för att förbrännas direkt i ett kraftvärmeverk. Alternativt torkas ligninet i en lignintork till pellets (ca 90 % ts). Då åtgår en stor mängd processånga. På samma sätt som vid etanolframställning från spannmål fås också drank som vid etanopiloten i Örnköldsvik indunstas till sirap med 50–65 % ts. Den kan då förbrännas i ett kraftvärmeverk. Numer tror man mest på rötning av dranken till biogas, vilket är mer energieffektivt (Lindstedt, 2007).

4.1.6. Energibehov/energiflöden – etanol från lignocellulosa

4.1.6.1. El och ånga

Eftersom det inte finns några fullskaliga anläggningar för etanol från lignocellulosa, blir energibehovet en uppskattning utifrån utvecklingsarbeten och simuleringar som gjorts. Dessa siffror är under ständig revidering och svåra att få tag på. Behovet av processenergi beror på processdesign och på vilken metod som används, svagsyrametoden eller den antaget mer effektiva enzymmetoden. Energiåtgången beror dessutom till stor del på hur man hanterar biprodukterna. På samma sätt som vid etanoltillverkning från spannmål finns olika sätt att öka energiutbytet i energikombinatet. Det blir en avvägning mellan investering, energieffektivitet och produktion av el och värme.

Tabell 9 summerar energibehov och energi i slutprodukter för etanoltillverkning från barrved. Data är hämtat och omräknat från en simulerad svagsyraanläggning (Franzén, 2006) och två simulerade enzymanläggningar (Franzén, 2006 respektive Wingren, 2005). I svagsyraanläggningen avvattnas ligninet till 40 % ts och dranken indunstas till sirap med 65 % ts. I enzymanläggningarna torkas ligninet från 30 % ts till 85 % ts i en ångtork och dranken indunstas till sirap med 50 % ts. Ångbehovet är i storleksordningen 5–8 MWh/ton producerad etanol, där det högre värdet gäller för svagsyrametoden. Omkring 40 % av ångbehovet består av högtrycksånga (15–30 bar). Om dranken används för biogasproduktion minskar ångförbrukningen med ca 35–40 % eftersom en stor del av torkningen utgår. Elbehovet beräknas i Wingren (2005) vara omkring 0,9 MWh/ton för en enzymanläggning, antagligen något högre för en svagsyraanläggning.

4.1.6.2. Spillvärme

Vi etanolframställningen fås i stort sätt samma energimängd som tillsätts i form av processånga ut som spillvärme vid olika temperaturnivåer. Det är dels kylvatten som håller en temperatur på 30–35°C. Omkring 2–4 MWh måste kylas bort per ton etanol (Franzén, 2006). En möjlighet är att med hjälp av värmepumpar upparbeta spillvärmen till fjärrvärmetemperatur. Det är dock tveksamt om det är aktuellt med rådande elpriser.

Större delen av ångan från de olika delarna av processen kondenseras och kan föras tillbaka till ångpannan som kondensat eller användas till fjärrvärme. Vid förbehandlingen direktinsprutas ångan som därför blir förorenad och måste ersättas med lika mängd spädvatten. I ett energikombinat kan man tänka sig andra användningsområden för kondensatet såsom förtorkning av biobränsle eller pelletstork. Tryck och temperatur på kondensatet beror på processutformningen men håller i allmänhet temperaturer över 100°C. I svagsyraanläggningen ovan fås rent kondensat vid 3 bar motsvarande 1,5 MWh/ton etanol. Dessutom tillkommer smutsig ånga och kondensat från bland annat förbehandlingen och indunstning vars energi torde kunna återvinnas genom värmeväxlingssystem.

Tabell 9. Ungefärlig energibalans för etanolframställning från barrved. MWh per ton etanol.

MWh/ton etanol	Träflis	Ångbehov	Elbehov	Etanol (1 ton)	Biprodukter	Konden-sat	Kyl-vatten (<40ffC)
Svagsyra-anläggning ¹	32,8	8,5 (3-30 bar)	iu	7,5	Lignin 13,1 Sirap 3,8 Bark mm 3,8	1,5 (3 bar)	2-4
Enzym-anläggning ²	19,9 ⁴	5,2 (4-25 bar)	iu	7,5	Lignin 8,2 Sirap 3,6	iu	2-4
Enzym-anläggning ³	24,1 ⁴	5,9 (3-22 bar)	0,9	7,5	Lignin 9,5 Sirap 3,6	iu	iu

¹ Förslag till utvecklingsanläggning från Etek Etanolteknik AB. Uträknat från Franzén (2006). Råvara inkluderar grot och bark. Bark m.m. utsorteras och förbränns. Eff. värmevärde för ligninrest motsvarar 6,4 KWh/kg ts och för sirap 5,3 KWh/kg ts.

² Uträknat från en simulerad enzymanläggning från Franzén (2006). Eff. värmevärde för ligninrest motsvarar 6,2 KWh/kg ts och för sirap 5,6 KWh/kg ts.

³ Uträknat från en simulerad anläggning från Wingren (2005). Produktion: 6,9 m³ etanol/h, elbehov: 4,7 MW, ångbehov: 32 MW. Eff. värmevärde för ligninrest motsvarar 6,2 KWh/kg ts och för sirap 5,6 KWh/kg ts.

⁴ Antaget eff. värmevärde är 5,3 kWh/kg ts för flis och grot (Strömberg, 2004).

4.1.7. Biprodukter – etanol från lignocellulosa

Vid etanolframställning från lignocellulosa uppstår ett antal biprodukter som är viktiga att hitta optimal avsättning för. Vid jäsningen bildas lika vikt etanol och koldioxid. Koldioxiden kan renas och säljas för kommersiellt bruk om det finns avsättning för det. I ett planerat energikombinat i Sveg ska exempelvis koldioxiden utnyttjas i ett växthus. Ligninresten utgör upp till 40 % av träråvarans energiinnehåll och är med sitt höga energivärde utmärkt för förbränning i ett kraftvärmeverk. Dess goda bindningsegenskaper gör den också lämplig för pelletstillverkning. Den kan torkas till ligninpulver, men numer uppnår man dock 40–50 % ts på ligninresten efter avvattning i kammarfilterpress vilket gör att den kan förbrännas direkt i ett kraftvärmeverk (Lindstedt, 2007). Den icke jäsbara sockerresten och askan som återfinns i dranken har också ett förhållandevis högt energivärde och kan förbrännas. Man tittar nu alltmer på möjligheten att istället röta dranken till biogas, vilket höjer biodrivmedelsutbytet (i form av etanol och biogas) och minskar energiåtgången för indunstning. Det gäller dock att få avsättning för rötresten som gödningsmedel, alternativt kan den avvattas och förbrännas.

Av Tabell 9 framgår att mer än hälften av energin i råvaran återfinns i biprodukterna som i ett energikombinat kan användas för el- och värmeproduktion. Ligninresten har ett värmevärde på 5,4–7,2 MWh/ton ts och sirapen 4,2–4,9 MWh/ton (Franzén, 2006; Forsling, 2006; Goldschmidt, 2005).

4.1.8. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek

De stora investeringarna det handlar om gör att etanolanläggningarna kräver storskalighet. Existerande och planerade etanolanläggningar ligger i storleksordningen

40–150 000 m³/år för spannmål och för skogsråvara talar man om anläggningar större än 60 000 m³/år. Etanolproduktionen bör hållas igång så gott som året runt för god lönsamhet, varför en etanolanläggning i ett kombinat kommer att utgöra en jämn baslast för ett KVV hela året. Det innebär att etanolkombinat i allmänhet kräver stora fjärrvärmenät och hög kapacitet på kraftvärmeverket.

Med storskaligheten ökar också upptagningsområdet för råvaror och avståndet till mottagare av biprodukter, med ökade transporter som följd. I flera planerade etanolanläggningar för spannmål kommer merparten av spannmålet behöva importeras (t.ex. Karlshamn och Härnösand). Energibesparing i tillverkningen kan göras genom att sälja vått foder istället för torrt eller genom att röta dranken till biogas. Men transportererna blir då omfattande om stora volymer våt drank eller rötrest ska distribueras. Alternativet är att förbränna biprodukterna i kraftvärmeverket.

Vid rötning av dranken till biogas blir komplexiteten i anläggningen större och röttningsprocessen måste hållas igång året runt utan avbrott. Biogasen måste dessutom avsättas lokalt.

I ett energikombinat kan samtliga biprodukter användas internt för el- och värmeproduktion vilket minskar transportbehovet. Det gäller särskilt för skogsråvara som förutom drank ger en energirik ligninrest.

4.2. Integreringsmöjligheter

4.2.1. Etanol från spannmål

Bild 7 visar en schematisk sammanfattning över etanolprocessens viktigaste delar med alternativ hantering av dranken, tänkbara biprodukter liksom relevanta processenergi-strömmar.

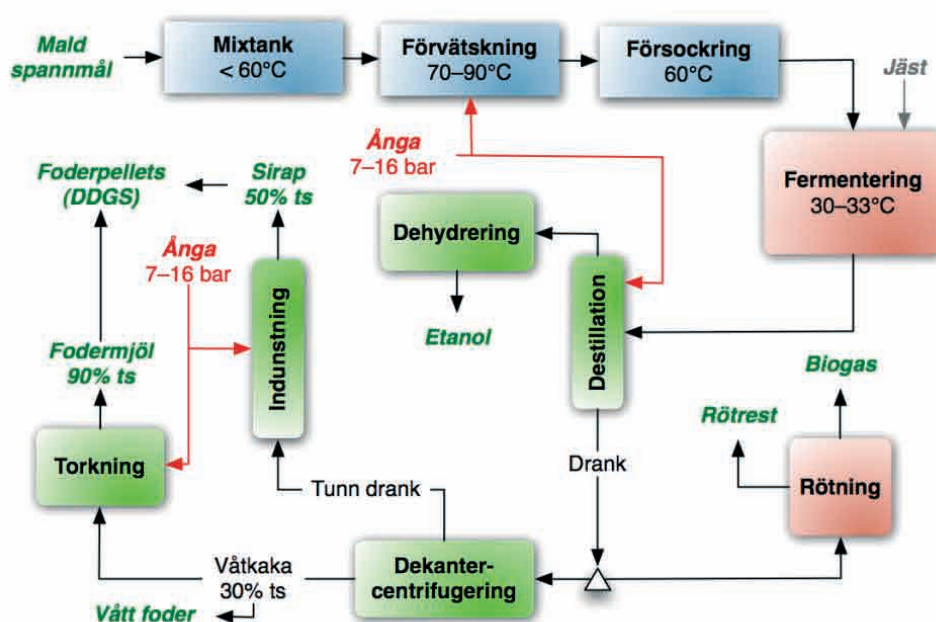


Bild 7. Schematisk bild över etanoltillverkning från spannmål med processenergi-flöden, alternativ hantering av dranken och möjliga biprodukter.

När det gäller processenergi är ett energikombinat en fördel. Etanolprocessen kräver en hel del energi i form av ånga och el som kan produceras både billigare och effektivare i ett kraftvärmeverk. Ångbehovet kan till stora delar tillgodoses med ånga från ett kraftvärmeverk vid relativt låga tryck, omkring 7 bar, men Agroetanol använder i sin anläggning 16 bars ånga. Som riktvärde är ångförbrukningen fram till och med destillering 1,6–2 MWh/ton etanol. Om dranken sedan används för produktion av foderpellets genom indunstning och/eller torkning blir totala ångförbrukningen ungefär det dubbla.

En etanolanläggning producerar stora mängder spillvärme vid olika temperaturnivåer och det är viktigt för energibalansen att hitta användning för den. Stora delar av ångan kondenseras och kan skickas tillbaka till kraftvärmeverket. Beroende på hur anläggningen designas finns möjligheter att utnyttja värmeenergin i kondensatet till andra ändamål, såsom lågtemperatortorkning av biobränsle. Hur stort energibehovet är eller vilken ångdata som krävs beror på hur processen utformats och hur man väljer att hantera restprodukterna. Det finns stora möjligheter för återcirkuleringar av varmt processvatten och återanvändning av sekundärånga från en del av processen till en annan. Genom att använda flera steg i serie vid exempelvis destillation och indunstning där efterföljande steg drivs av sekundärånga från det första, kan energiförbrukningen minskas markant. Men samtidigt ökar investeringskostnaden. Det innebär också en större temperaturdifferens mellan ånga in och kondensat ut. För kraftvärmeverket innebär det då en minskad potential för elproduktion eftersom ånga då måste levereras vid högre tryck och temperatur till etanolanläggningen. Det blir från fall till fall en ekonomisk optimering.

När det gäller biprodukterna finns också stora vinster att göra i ett väl integrerat energikombinat. Det vanligaste vid etanolframställning från spannmål är att indunsta och torka dranken till foderpellets som kan lagras och säljas året runt. Denna marknad kan dock snabbt mättas med sänkta priser som följd, vilket varit fallet i USA. Vått foder å sin sida är en färskvara som det finns begränsad avsättning för, varför det i de flesta fall bara kan bli en delprodukt. Om dranken istället rötas till biogas kan ångförbrukningen halveras genom att indunstning och delar av torkningen undviks. Biogasproduktion av dranken är än så länge en ny och obeprövad teknologi i de stora volymer det handlar om. Men det finns ett antal planerade energikombinat där dranken från etanoltillverkningen skall rötas och där biogasen används inom kominatet för el- och värmeproduktion eller för uppgradering till fordonsgas. Bland annat har Scandinavian Biogas tillsammans med Chematur Engineering utvecklat ett sådant koncept. Det kan i vissa fall bli svårt att få avsättning för så stora volymer rötslam i form av gödningsmedel inom rimliga transportavstånd. Därför kan det bli aktuellt i ett energikombinat att avvattna eller torka slammet till biobränsle för förbränning i kraftvärmeverket, men med större ångbehov som följd.

Dranken – som är energirik – kan i ett energikombinat även utnyttjas som biobränsle för el- och värmeproduktion. Förbränningsmöjligheterna av drank eller eventuell rötrest är föremål för forskning. Sirapen har visat sig kunna ge vissa driftsproblem vid förbränning i vanliga pannor, men det borde kunna lösas i framtiden. Fiberfraktionen, våtkakan, har efter torkning till ca 90 % ts vid försök visat sig gå bra att förbränna i samförbränningspannor (Stenmark, 2007). Eftersom de flesta biobränsleldade kraft-

värmeverk är optimerade för en hög fukthalt på bibränslet (upp mot 50 %) borde drank med en torrhalt över 30 % ts kunna förbrännas direkt i en samförbränningspanna, och värmen i vattenången kan sedan utnyttjas via rökgaskondensering. Med bra avvattningsteknik i kombination med återcirkuleringar av processvatten borde tillräckligt hög torrhalt kunna uppnås på dranken utan de energikrävande indunstnings- och torkningsstegen.

Vad som är optimal utformning av ett energikombinat styrs av lokala förutsättningar såsom värmeunderlag och kapacitet i värmeverket, avsättningsmöjligheter för biprodukter och vad som är huvudmålet med energikombinatet.

4.2.2. Etanol från lignocellulosa

Energiekombinat i någon form är en förutsättning vid etanoltillverkning från lignocellulosa. Det finns många delar där integrering är möjlig med el- och värmeproduktion. I ett energikombinat räcker energin i biprodukterna för att driva etanolprocessen och samtidigt producera el och värme för extern försäljning. Genom integrering med en pelletsfabrik kan ligninet dessutom på ett energieffektivt sätt användas för pelletsproduktion. I Bild 8 visas en förenklad bild över etanolprocessen med de viktigaste energiströmmarna och möjliga slutprodukter.

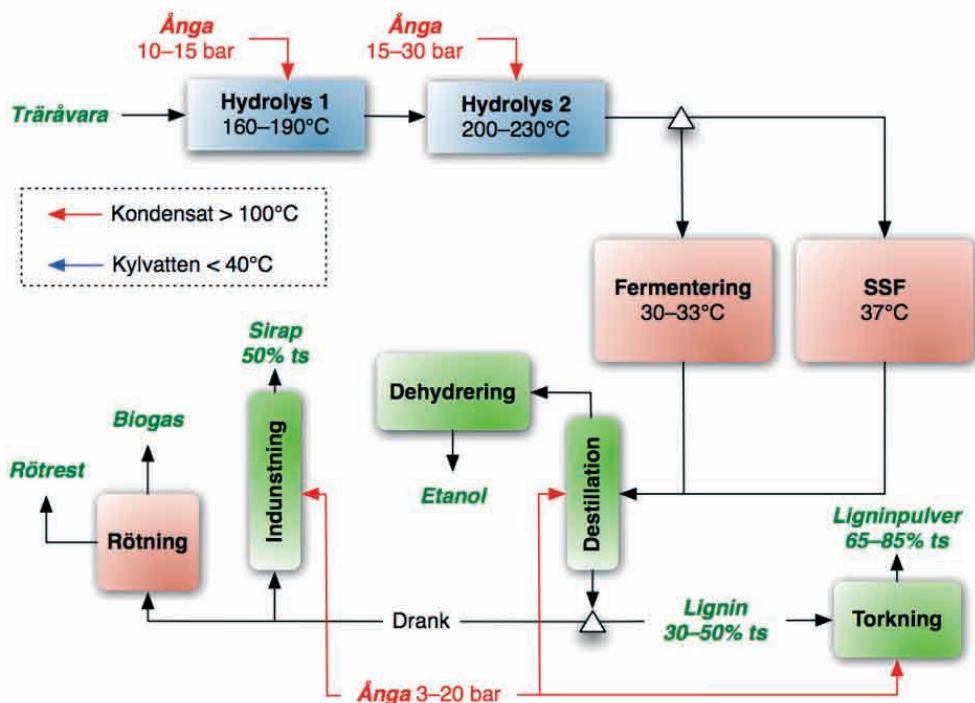


Bild 8. Förenklad bild över etanoltillverkning från lignocellulosa med viktiga procesströmmar och möjliga slutprodukter.

Eftersom skogsråvara används till både etanolproduktion och vid ett biobrännleddat kraftvärmeverk finns många synergieffekter vid integrering. Det gäller bland annat logistik och hantering av råvaran. Det finns en flexibilitet i valet av råvara för etanol-

tillverkningen och sorteringen kan optimeras utifrån lokala förutsättningar. Bark och annat avrens kan t. ex. förbrännas medan veden går till etanolproduktion.

Processenergibehovet tillgodoses med fördel från ett kraftvärmeverk. Högtrycksånga behövs vid förbehandlingen medan låg- och mellantrycksånga räcker för destillering och torkning av biprodukterna. Genom optimala ångavtappningar vid olika trycknivåer kan ångan generera maximalt med el före leverans till etanolanläggningen. En liten del av ångenergin finns kvar i form av kondensat och kan utnyttjas till fjärrvärme eller till lågtemperatortorkning av biprodukterna. Spillvärme i form av kylvatten kan eventuellt utnyttjas till fjärrvärme med värmepump, men det är förmodligen inte lönsamt vid så låga temperaturer (under 40°C). I det planerade kombinatet i Sveg finns planer på att utnyttja spillvärme från etanolprocessen för uppvärmning av växthus (Taflin, 2007). En etanolanläggning kan utgöra ett positivt extra mottrycksunderlag för ett kraftvärmeverk med överkapacitet, vars driftstid då kan förlängas under sommarhalvåret. Genom att pannan utnyttjas bättre under sommarhalvåret finns möjligheter till ökad elproduktion med oförändrat värmeunderlag i övrigt. Under vinterhalvåret när fjärrvärmebehovet är stort bör det istället innebära en minskning av elproduktionen. Då kan etanolanläggningens stora ångbehov vara svårt att tillgodoses från befintliga kraftvärmeverk. I allmänhet behövs ny pannkapacitet som optimeras för kombinatet. Det borde finnas möjligheter att bygga om de flesta kraftvärmeverk för de ångavtappningar som behövs, men för de stora ångflödena handlar det om för att en etanolanläggning ska bli lönsam så blir det i många fall nödvändigt att bygga ny pannkapacitet och eventuell turbin som anpassas efter etanolanläggningens behov.

I ett energikombinat kan biprodukterna utnyttjas på bästa sätt. Lignin och sirap (om dranken indunstas) kan förbrännas direkt i kraftvärmeverket. Lignin är också ett bra bindemedel för pelletsproduktion ensamt eller i blandning med annan träråvara. Etanolanläggningens energibehov kan täckas av dess biprodukter och överskottet kan säljas externt som el, värme och pellets. Som behandlas i kapitel 5 kan biobränsle torkas effektivt genom att utnyttja lågvärdig värme, vilket skulle kunna utnyttjas i ett etanolkombinat. Dranken kan också rötas till biogas för intern el- och värmeproduktion eller för uppgradering till fordonsgas. Det är en energieffektiv lösning som är under utveckling och planeras i ett antal kommande energikombinat i Sverige.

På SEKAB räknar man med verkningsgrader på ca 75 % i ett etanolkombinat från skogsråvara till nyttig energi i form av etanol, värme och el (Lindstedt, 2007).

4.3. Exempel på energikombinat med etanolframställning

4.3.1. Etanol från spannmål

Än så länge är Agroetanols anläggning i Norrköping Sveriges enda storskaliga etanolanläggning. På olika håll i Sverige finns varierande långt gångna planer på ett antal spannmålsbaserade etanolanläggningar, bland annat i Sala, Karlshamn, Härnösand och Karlskoga. En del av dessa finns beskrivna i Värmeforskrapporten Gode m fl (2007). Nedan beskrivs kortfattat Agroetanols befintliga anläggning och ett planerat energikombinatsprojekt i Karlskoga.

4.3.1.1. Agroetanol i Norrköping

Det är ett energikombinat där processången levereras vid 16 bar från E.ONs intilliggande kraftvärmeverk som får tillbaks ångkondensat vid 110°C (4,5 bar) som sedan huvudsakligen används som matarvatten och en liten del till fjärrvärme. Av dranken produceras foderpellets, men en liten del rötas till biogas i en försöksanläggning. Den nuvarande kapaciteten på ca 50 000 m³ etanol/år kommer år 2008 utökas med ytterligare ca 150 000 m³/år (Stavklint, 2007). Den nya anläggningen kommer att ha liknande upplägg men med förbättrade energidata (Granstedt, 2007). Vid E.ON kommer man att bygga ny pannkapacitet och investera i en turbin för elproduktion av ångan före leverans till etanolanläggningen.

4.3.1.2. Karlskoga

Karlskoga Biofuel planerar ett energikombinat som ska producera 100 000 m³ etanol per år. Dranken ska rötas till biogas, där 70 % används för el- och värmeproduktion i kraftvärmeverket för att täcka etanolanläggningens energibehov. Resten uppgraderas till fordonsgas. Rötresten avsätts som gödningsmedel eller torkas för förbränning i kraftvärmeverket. En översikt över energikombinatet visas i Bild 3. Etanol- och rötningprocessen är utvecklad av Chematur och Scandinavian Biogas. El och processånga på 7 bar levereras från kraftvärmeverket till en total effekt av 4,5 MW_e respektive 20,3 MW_{th}. Spillvärme i form av ångkondensat vid 165°C och 7 bar från etanolanläggningen återförs till kraftvärmeverkets matarvattentank. Genom energikombinatlösningen anges att 80 % av energin i vetet blir till biodrivmedel (55 % etanol och 25 % biogas). Ytterligare ca 13 % av energin återfinns i rötresten. Energiåtgången uppgår till ca 18 % av energin i råvaran, varav 15 % ånga och 3 % el. (Stenmark, 2007).

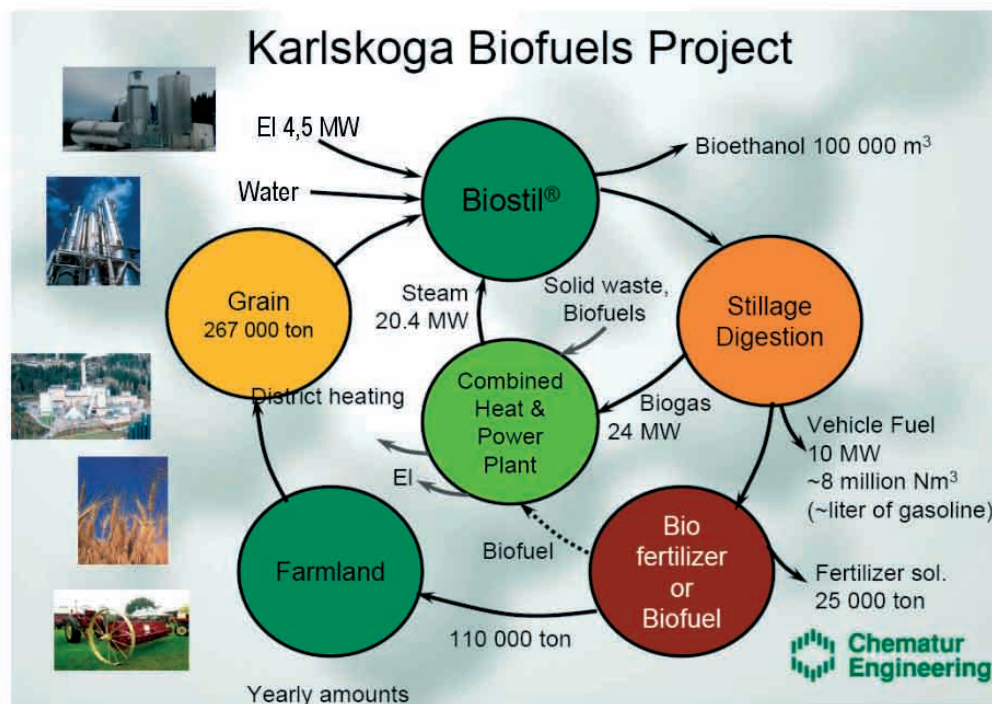


Bild 9. Det planerade energikombinatet i Karlskoga. Från Stenmark (2007).

4.3.2. Etanol från lignocellulosa

Ännu är tekniken för etanolproduktion från lignocellulosa inte färdigutvecklad, och storskalig produktion saknas i Sverige. En pilotanläggning finns i Örnsköldsvik och ett par fullskaleanläggningar i energikombinat planeras inom de närmaste åren. Närmare beskrivning av energikombinatsprojekten nedan finns i Gode m fl (2007).

4.3.2.1. Etanolpiloten i Örnsköldsvik

I Domsjö i Örnsköldsvik finns ett löst energikombinat där SEKAB tillverkar 17 000 m³ etanol per år från sulfitlut från en sulfitfabrik. AGA har utvinning av koldioxiden från etanoltillverkningen. Här byggs också ett kraftvärmeverk. Hela domsjöområdet har gemensam försörjning av vatten, ånga, el och biorening (Assarsson & Blomqvist, 2005). Sedan 2004 finns en pilotanläggning med kapacitet på 300–400 liter etanol/dygn, där den enzymatiska metoden och svagsyrametoden testas och utvecklas (SEKAB, 2007). Till år 2010 projekteras en industriell utvecklingsanläggning (6000 m³/år) intill etanolpiloten. Där kommer båda processerna att utvecklas för industriell skala, parallellt som utvecklingsarbetet fortsätter i etanolpiloten. (Lindstedt, 2007).

En förstudie pågår om att bygga ett demokombinat med en kapacitet på 60 000 m³/år som är väl integrerat med ett kraftvärmeverk. Var det ska placeras och hur det ska se ut är inte fastlagt. Man räknar på SEKAB med att tekniken för etanol från lignocellulosa är klar för kommersialisering kring år 2014–2015 (Lindstedt, 2007).

För närmare information om utvecklingsarbetena i piloten och vid Lunds Tekniska Högskola, se bl. a. Fransson m fl (2006) och Vallander m fl (2006)

4.3.2.2. Energikombinatet i Sveg

I Sveg projekteras för ett större bioenergi-kombinat som ska producera etanol, pellets, briketter, el och fjärrvärme. Anläggningen som beräknas kosta omkring 2 miljarder kronor ska enligt planerna stå klar under 2009. I det nya bioenergi-kombinatet ska en befintlig pellets- och brikettfabrik kompletteras med en etanolanläggning med skogsråvara (gran och tall) som råvara, och integreras med ett nytt kraftvärmeverk på ca 50 MW_{th}. En växthusanläggning på 40 000 m² ska värmas med en stor del av spillvärmerna, där man också får avsättning för koldioxiden som bildas vid fermenteringen. En skiss över energikombinatet visas i Bild 10. I ett första skede byggs en pilotanläggning där den än så länge kommersiellt obeprövade tekniken ska testas och utvecklas. Därefter bygger man en fullstor anläggning med en kapacitet på 75 000 m³ etanol per år. Dranken från destillationssteget kommer att indunstas till ca 50 % ts och brännas i kraftvärmeverket, och ligninet pelleteras. I framtiden har man planer på att istället röta dranken till biogas för elproduktion, för att öka totalverkningsgraden i kombinatet ytterligare. Barken förbränns i kraftvärmeverket som kommer att vara självförsörjande på restprodukter från etanoltillverkningen. Man räknar med att 90 % av tillförd energi i råvaran utnyttjas i kombinatet, förutsatt att spillvärmerna (< 100°C) kan tas till vara i växthusen. (Taflin, 2007; Ny Teknik, 2006; Nordiska industriprojekt, 2006).

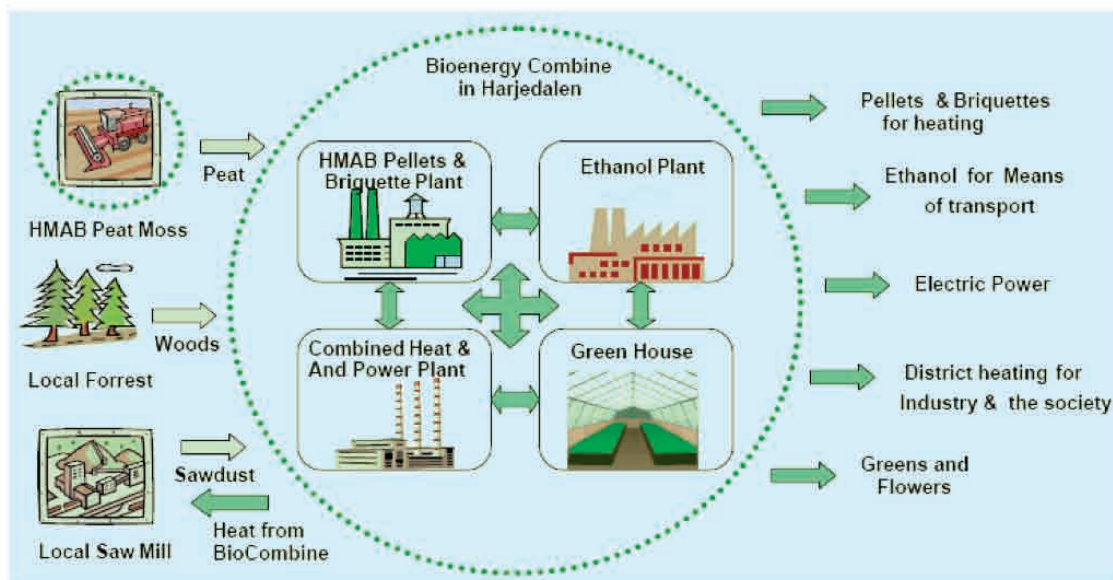


Bild 10. Energikombinatet i Sveg (Taflin, 2007).

4.4. Sammanfattande slutsatser

- Jäsning till etanol av socker- och stärkelserika råvaror är en etablerad teknik medan tekniken för etanol från lignocellulosa ännu inte är färdigutvecklad för kommersiell skala.
- Integrering i ett energikombinat är nästan en förutsättning för att uppnå höga verkningsgrader och god ekonomi i tillverkningen.
- Etanolprocessen kräver ånga; för förbehandlingen vid etanoltillverkning från lignocellulosa krävs ånga med tryck upp emot 30 bar, men för övriga processer räcker det med låg- och mellantrycksånga under 15 bar.
- Processånga och kondensatsystem bör integreras med ett kraftvärmeverk. Processångan kan då först utnyttjas för elproduktion i kraftvärmeverket och spillvärmen från etanolprocessen kan sedan utnyttjas till fjärrvärme eller lågtemperaturtorkning av biobränsle.
- Dranken kan torkas till biobränsle eller eventuellt rötas till biogas, vilket lyfts fram som ett energieffektivt alternativ. Dranken från spannmål är också ett utmärkt foder. Ligninresten från lignocellulosa är ett energirikt biobränsle som även kan användas i pellets.

5. FÖRGASNING

5.1. Teknikbeskrivning

Förgasning har använts i mer än hundra år i vissa speciella applikationer. I Tyskland fanns några stora statliga förgasningsanläggningar under andra världskriget och i Sydafrika satsades det också på förgasning under handelsbojkotten på 1960-talet. Dessa satsningar ledde till snabba framsteg för tekniken, men därefter skedde ingen påtaglig expansion för rån under de senaste femton åren, då växande oljeberoende och miljöproblem har krävt nytänkande (Modig, 2005). Idag finns förutom i Sydafrika även stora förgasningsanläggningar i bland annat Qatar (Fabricius, 2004) för produktion av FT-diesel¹.

Även om förgasning är en konventionell teknik finns den med i många forskningsprojekt och pilotanläggningar som pågår runt om i världen. Det finns flera anledningar till det: tillgången på fasta bränslen är större än tillgången på olja och naturgas, användningsområdena för fasta bränslen är mer begränsade än för flytande och gasformiga bränslen, och delvis p.g.a. dessa anledningar är priset på fasta bränslen (åtminstone kol) lägre än för flytande och gasformiga bränslen. Förgasning är en process för att omvandla fasta och gasformiga bränslen till syntesgas (gasformigt bränsle) som sedan, om så önskas, kan omvandlas till flytande bränsle. Även om förgasningstekniken har haft svårt att konkurrera med etablerad och väl fungerande förbränningsteknik är flera länder strategiskt intresserade av förgasning för att utnyttja främst koltillgångarna för bränsle- och kemikalieframställning (Modig, 2005).

De flesta förgasningsanläggningar som finns för forskning och i pilotanläggningar är inriktade på att försöka höja elverkningsgraden för kolanläggningar. Elproduktion i kolkondensanläggningar är internationellt mycket betydelsefullt och därmed är det viktigt att försöka höja elverkningsgraden på kolanläggningar. Nykomb Synergetics (2007) har gjort en lista över storskaliga IGCC-projekt där förgasning används. Dessa anläggningar skulle även kunna underlätta att avskilja och lagra koldioxid².

Förgasning är även en lovande teknik för att framställa drivmedel. Som nämnts ovan finns sådana anläggningar redan i Sydafrika där FT-diesel produceras från kol och i Qatar där FT-diesel produceras från naturgas och fler anläggningar är under uppförande i andra delar av världen (Sasol, 2005). Denna typ av anläggningar kommer antagligen att bli vanligare i takt med att oljepriset ökar. Utsläppen av koldioxid är dock betydande från detta sätt att producera drivmedel från fossila källor om inte koldioxiden avskiljs och lagras, vilket dock underlättas genom förgasningen (dock är det fortfarande en extra kostnad). Förgasningsteknik kan även användas för att förgasa andra bränslen så som avfall och biobränslen. I detta kapitel fokuseras på produktion av drivmedel från biobränslen genom förgasning.

I detta projekt behandlas inte förgasning av svartlut eftersom fokus för projektet är integrering mellan biodrivmedelsproduktion och fjärrvärmeföretag. Svartlutförgasning sker bara vid massabruk, men teknikerna påminner om varandra.

¹ Naturgas används vanligen som råvara vid metanolproduktion. Även i FT-diesel-anläggningarna i Qatar används naturgas som råvara. I Sydafrika är det däremot framförallt kol som är råvaran för FT-diesel.

² Förgasning av kol är ett sätt att öka elverkningsgraden och arbeta med avskiljning av koldioxid för lagring. Det är dock inte den enda tekniken under utveckling. På medellång sikt anser man inom EU (EC, 2007) att det är troligare att man använder konventionell kolkraftsteknik som förbättras ytterligare även för avskiljning och lagring.

5.1.1. Råvaror

Enligt ovan är kol och naturgas de vanligaste råvarorna vid förgasning, men alla bränslen som innehåller kol och väte kan användas. I detta projekt fokuseras på biobränslen. Det finns inga specifika begränsningar med avseende på vilka biobränslen som kan användas, men bränslet måste vara relativt torrt, 10–15 % fukthalt (personlig kommunikation Lindman, 2007; Ingman m fl, 2006a). Pellets är ett förädlad bränsle som har rätt fuktighet medan GROT och flis ofta har en fukthalt på ca 50 % och behöver torkas för att kunna användas i en förgasningsanläggning.

5.1.2. Processbeskrivning

Processutformningen är beroende av syftet med förgasningen och vilka slutprodukter som ska produceras. Syftet kan vara att producera en syntesgas som direkt kan blandas med naturgas och användas i ett naturgaseldat KVV. Syftet kan också vara att producera drivmedel (FT-diesel och DME/metanol), vätgas eller syntetisk naturgas (SNG)¹. En process kan utformas för att maximera utbytet av drivmedel (eller SNG), el, värme eller för att få så hög totalverkningsgrad som möjligt. Fokus i detta projekt är produktion av biodrivmedel, vätgas och SNG.

Processerna för hur DME/metanol, FT-diesel, SNG och vätgas produceras är relativt lika, men skiljer sig på några punkter. I vilken ordning de olika delstegen i processen sker kan variera och beroende på vilken produkt som ska produceras är olika ordning optimal. Dessutom är det vissa delsteg som skiljer sig åt beroende på vilken produkt som ska produceras. De största skillnaderna är:

- att vid SNG-produktion omvandlas inte metanet genom krackern/reformern till H_2 och CO som för de andra processerna. Metan är den slutprodukt som SNG består av. Krackern/reformern kan därmed ha en enklare design
- att skiftningen av förhållandet mellan H_2 och CO går olika långt för de olika processerna. Förhållandet mellan H_2 och CO behöver vara större för SNG än för DME/metanol och FT-diesel. För vätgasproduktion drivs skiftningen så långt som möjligt.
- att sista steget där själva produkten skapas från H_2/CO syntesen självklart skiljer för de olika produkterna

I Bild 11 och Bild 12 nedan ges två översiktliga processbeskrivningar för produktion av DME/metanol² respektive SNG som exempel på olika processbeskrivningar och hur de kan skilja sig åt. Skillnaderna får konsekvenser på vilka ångtryck och ångtemperaturer överskottsenergi avges vid och var energi i form av el och ånga behöver tillföras. De presenterade processbeskrivningarna är förslag på processutformningar gjorda i Bio-kombi Rya-projektet (Ingman m fl, 2006a).

¹ SNG har samma kvalitet som naturgas och kan levereras till ett naturgasnät. Det kan därmed användas både som drivmedel och som bränsle i ett naturgaseldat KVV.

² Produktionen av DME och metanol är snarlika och resultaten för DME i denna rapport är generaliserbara på metanol. Produktion av DME ger något högre investeringskostnad samtidigt som utbytet är något högre. Metanol är ett bra bränsle för ottomotorer och skulle kunna blandas i bensen, men oljebolagen är skeptiska till användning av metanol. (Ingman m fl, 2006)

Nedan processbeskrivningarna återfinns förklaringar av de olika processtegen och förtydliganden av vad som kan variera mellan de olika produktionsprocesserna. Förtydligandena är långtifrån uttömmande utan visar endast på de största skillnaderna. Förklaringarna stämmer inte helt överens med processchemana eftersom turordningen skiljer sig något åt i de olika fallen.

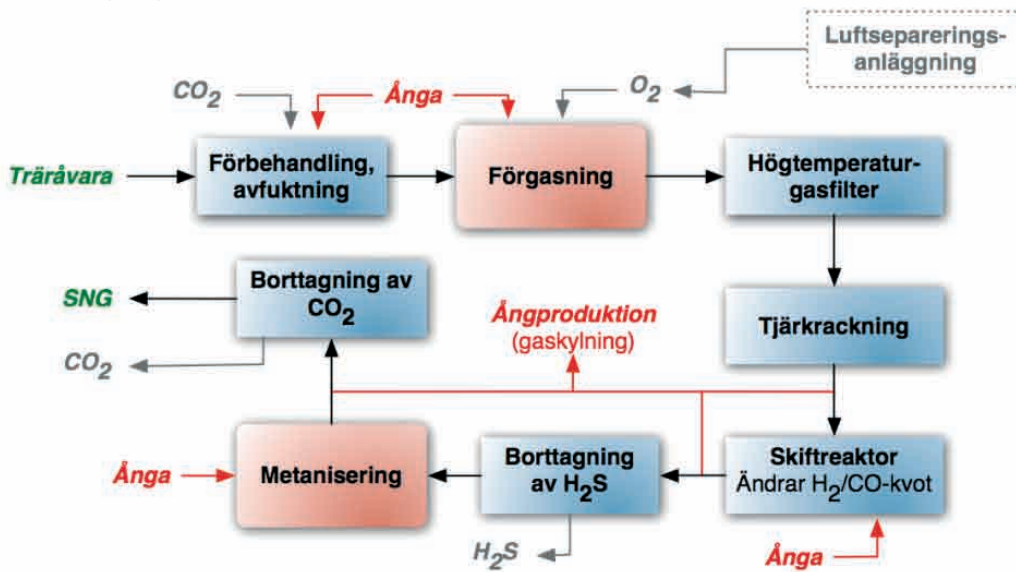


Bild 11. Schematisk bild över SNG-produktion. Se text nedan för förklaringar av respektive steg.

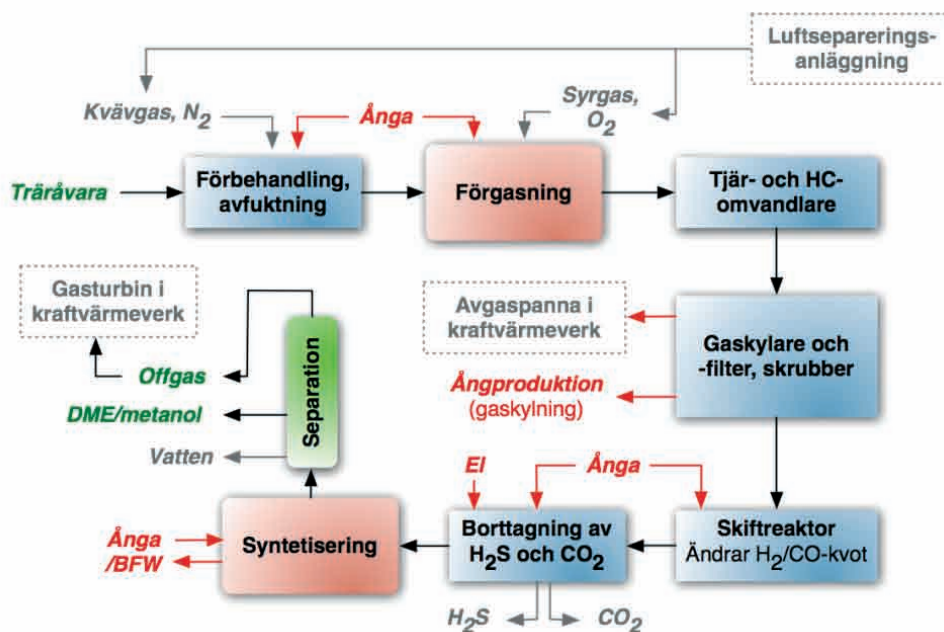


Bild 12. Schematisk bild över DME-produktion med ångtorkning av bränslet. Se text nedan för förklaringar av respektive steg.

5.1.2.1. Bränslebearbetning, torkning och inmatning

Är biobränslet fuktigt (mer än 10–15 % fukthalt) behöver det torkas. Torkning kräver en del energi, men å andra sidan fås ett biobränsle med högre energivärde (mätt som effektivt värmevärde, LHV). I de exempel som tagits fram inom ramen för forskningsprojektet Biokombi Rya (Ingman m fl, 2006a) ökar energiinnehållet för GROT/flis från 242 MW till 274 MW vid torkning från 50 % till 10 %. Torkning av biomassan innebär dock att elförbrukningen ökar och att den interna elproduktionen minskar eftersom ångan som åtgår vid torkningen annars används för elproduktion. Torkning av biobränsle diskuteras även i kapitel 9. I princip är torkningsprocessen en avvägning mellan att använda mindre energimängd men av bättre kvalitet (ånga med medeltryck och temperatur) än att använda något mer energi men av sämre kvalitet (spillvärme) och som är mer utrymmeskrävande.

5.1.2.2. Förgasningen

I förgasningssteget tillförs en del syre så att processen genererar tillräckligt med energi för att försörja sig själv. Dock tillförs inte mer syre än att förbränningen fortfarande är långt ifrån fullständig. Målet med förgasningssteget är att få fram en energirik gas som framförallt innehåller CO och H₂, s.k. syntesgas.

Förgasningen kan ske antingen vid atmosfärstryck och med luft som oxidationsmedel eller ske trycksatt med syrgas som oxidationsmedel (Ingman m fl, 2006a). Valet av förgasningsprocess beror till stor del på vilka egenskaper man vill att syntesgasen ska ha och vilka slutprodukter som ska produceras. Valet av förgasningsprocess påverkar verkningsgraden och relationerna mellan produkterna (SNG/DME/metanol/FT-diesel/vätgas, el och värme).

5.1.2.3. Gasfilter, kracker och reformer

Beroende på vad syntesgasen ska användas till används olika processteg och processtegen kan ske i olika ordning. Partiklar tas bort i ett filter (ett högtemperaturfilter om gasen ändå inte ska kylas ner innan) och tjära omvandlas till metan och syntesgas (H₂ och CO) i en kracker eller reformer. I de fall där inte SNG är slutprodukten omvandlas även metanet till syntesgas genom en reformer. (Ingman m fl, 2006a; Goldschmidt, 2005)

Gasen kyls efter detta processteg (om den inte kylts tidigare) från ca 900°C till ca 350°C varvid högtrycksånga (mättad 90 bars ånga) produceras. Högtrycksångan används efter överhettning framförallt till elproduktion, men även till andra interna processer som behöver ånga (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)).

I DME/metanolprocessen finns efter reformern en möjlighet att avleda en del av produktgasen till exempelvis till en gasturbin i ett naturgaseldat KVV.

5.1.2.4. Skiftreaktorn

I skiftreaktorn justeras H₂/CO-kvoten från en kvot på ca 1,2 till den erforderliga för respektive slutprodukt (Knutsson, 2007) genom reaktionen i ekvation 8.



En lägre temperatur förskjuter reaktionen åt höger vilket innebär att gasen kyls innan skiftreaktorn (om den inte redan kylts för processteg innan). Kvoten mellan H₂

och CO enligt nedanstående definition av kvoten i ekvation 9 ska för SNG-metaniseringen vara minst 3 (Ingman m fl, 2006a) och för DME/metanol-syntesen ska kvoten nedan vara strax över 2 (Ingman m fl, 2006a). För FT-diesel ändras kvoten från strax under 1 till ca 2 vid skiftningen (Goldschmidt, 2005). Vid produktion av vätgas drivs skiftningen så långt som möjligt eftersom det är H₂ som i slutändan ska produceras (Nyström m fl, 2007)

$$K = \frac{[H_2] - [O_2]}{[O_2] + [O]} \quad (10)$$

Beroende på vilken kvot som önskas går olika stor del av gasen genom skiftreaktorn. I SNG-fallet där kvoten ska vara högre går en större del av gasen genom skiftreaktorn än i DME/metanol-fallet, i vätgasfallet går i princip all gas genom skiftreaktorn.

Skiften mot H₂ är exoterm och efter skift kyls gasen från ca 470°C till 50°C. Värmen utnyttjas bl.a. till matarvattenförvärmning. (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)).

5.1.2.5. Gasrening

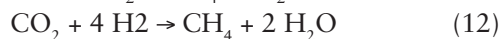
Svavel är skadligt för metaniseringsprocessen vilket innebär att den avskiljs före metaniseringen, även för DME/metanol-processen avskiljs svavlet innan syntetiseringen. För att få rätt produkttegenskaper hos slutprodukten avskiljs även CO₂ och H₂O. Det sker antingen före eller efter metaniseringen/syntetiseringen. Gasreningen från dessa ämnen sker troligen även vid produktion av FT-diesel och vätgas.

5.1.2.6. Slutprocessen vid biodrivmedelsproduktionen

Vid metaniseringen respektive syntetiseringen (eller motsvarande steg) omvandlas syntesgasen (H₂ och CO i det förhållande som justerats i skiftreaktorn) till respektive slutprodukt, SNG, DME/metanol, FT-diesel och vätgas.

5.1.2.6.1. Metanisering (SNG-fallet)

Metaniseringen sker genom reaktionen:



Reaktionen sker över en nickeltkatalysator vid ca 250–450°C och högt tryck. Reaktionen är kraftigt exoterm och kräver omfattande kylning. (Ingman m fl, 2006a).

Metaniseringen görs i två steg med kylning emellan. Temperaturen tillåts nå 450°C respektive 325°C i första respektive andra steget. Den energi som avges från kylningen producerar 40 bars-ånga och bidrar till förvärmning av matarvattnet. (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)).

5.1.2.6.2. Syntetisering

Vid syntetiseringen för produktion av DME/Metanol bildas en restgas som motsvarar ca 4 % av bränsletillförseln, se Tabell 11. Denna gas kan tas om hand i exempelvis ett naturgaseldat kraftvärmeverk eller i en ångpanna.

5.1.2.6.3. FT-processen

I FT-reaktorn omvandlas produktgasen (syntesgasen) till FT-diesel med en verkningsgrad på 58% utifrån syntesgasens energiinnehåll. Efter att dieselfractionen har skilts ifrån produktgasen recirkuleras gasen för att öka utbytet. Bara en liten del produktgas tappas av, för att inte ansamlingen av inerta komponenter och katalysatorgifter ska bli för hög i FT-steget. Den avtappade gasen går till en gasturbin. Mängden el som produceras här motsvarar 5 % av energin i syntesgasen, och räcker till för att täcka anläggningens interna elbehov. Resterande 36 % av energin i syntesgasen blir värme, varav 10 procentenheter utgörs av högtemperaturånga (> 1000°C) från krackern och kan användas för ytterligare elproduktion. (Goldschmidt, 2005)

5.1.2.6.4. Vätgasprocessen

Vid vätgasproduktion finns tre olika tekniker:

- Konventionell teknik, vilket innebär att vätgasen avskiljs i en adsorptionsanläggning. Denna typ av anläggning används idag inom industrin.
- Membranteknik, vilket innebär att både omvandling och avskiljning av vätgas sker i en membranreaktor. Detta innebär lägre investeringskostnader och högre verkningsgrad (och mindre andel restgas). Tekniken är under utveckling.
- Konventionell teknik för produktion av hytan (dvs. vätgasrik gas för inblandning i naturgasnätet). Vätgasen behöver då inte vara lika ren.

Vid alla vätgasteknikerna bildas en restgas motsvarande ca 10 % av bränsletillförseln som kan användas till förbränning i exempelvis ett naturgaseldat KVV (Nyström m fl, 2007).

5.1.3. Energiflöden/energibehov

Förgasningsprocessen genererar ånga vid olika tryck och temperaturer (se Bild 13), men har också ett behov av el och ånga. Processen kan optimeras utifrån att producera så mycket ånga, drivmedel (eller vätgas eller SNG) eller värme som möjligt. Vid optimering mot DME/metanol, FT-diesel, SNG eller vätgas täcker den interngenererade ångan det interna behovet av ånga och värme och det bildas ett överskott av värme som kan användas till fjärrvärme. Ångan räcker även till att internt generera el, dock produceras inte lika mycket el som förbrukas, möjligtvis med undantag av FT-dieselprocessen.

Vilket drivmedel/SNG/vätgas som produceras och vilken förgasningsteknik som används ger vid optimering mot drivmedelsproduktion/vätgas/SNG olika förhållanden mellan produktionen av drivmedel/spillvärme och behov av el.

Om processen inte optimeras mot drivmedel/vätgas/SNG kan el respektive värmeproduktionen ökas (Börjesson, 2007; Goldschmidt, 2005).

Inom processen produceras mättad ånga genom gaskylning där så är möjligt, samtidigt som förvärmning av matarvatten och condensat ska tillgodoses. Den mättade ångan som ska expandera i ångturbinen överhettas genom att en del av gasen efter rening förbränns i en separat överhettare (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)). Upphettning görs med produktgas/syntesgas som motsvarar ca 5 % av den tillförda energin (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)).

I Tabell 10 ges exempel på tryck och temperaturer på ånga som används i en för-gasningsprocess för produktion av SNG (exempel från Biokombi Rya, Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)).

Tabell 10. Ångtryck och -temperaturer som används i Biokombi Ryas exempel för SNG-pro-duktion (Ingman m fl, 2006a; Knutsson, 2007). Beräkning av temperatur för de mättade ångtrycken samt entalpinivåerna har beräknats m.h.a. Wester (1998).

Benämning	Tryck	Temperatur	Entalpi (kJ/kg ånga)
HP	90 bar	490, överhettad	3361
HP	90 bar	303 fflC, mättad	2743
IP	40 bar	350, överhettad	3091
MP	15 bar	200, knappt överhet-tad	2796
LP	5,5 bar	156 fflC, mättad	2752
	1,1 bar	102 fflC, mättad	2678

Ångprocessschemat för samma process återfinns i Bild 13. Ångan används i första hand för att tillgodose det ångbehov som finns inom processen och i andra hand till att producera så mycket el som möjligt. För att kunna producera el används en del av processgasen till att överhetta ångan¹. För att inte förstöra turbinerna kan inte ångan vara mättad när den går genom turbinerna. Det är alltså nödvändigt att värma den mät-tade ångan innan den används i turbinerna. Överbliven värme blir spillvärme som kan användas i ett fjärrvärmenät.

I de fall där fuktigt biobränsle används behöver den torkas och det görs i Biokombi Ryas exempel med mellantrycksånga (15 bar) (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)). Som diskuteras i kapitlet om pelletsproduktion (kapitel 9) finns det även andra system för

¹ Det är möjligt att det går att använda annat bränsle för att överhetta ångan och därmed öka utbytet. Det framgår dock inte av Ingman m fl (2006a (bilaga 6)) och det är oklart om det är praktiskt genomförbart.

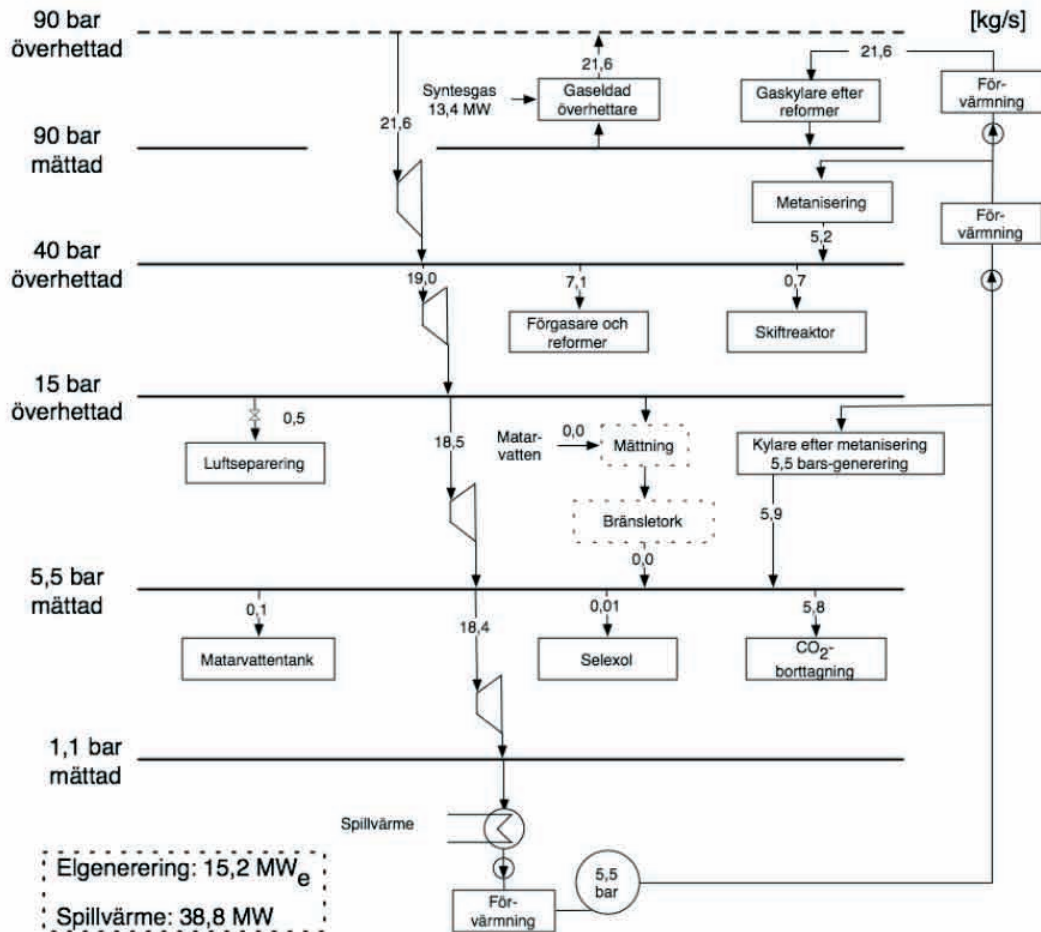


Bild 13. Ångprocessschema för SNG-processen med pellets som bränsle (Ingman m fl, 2006a (bilaga 6)). Det innebär alltså att torkningen inte inkluderas. Torkningen finns dock med i figuren, men har ingen ingående ånga. Om torkningen används innebär det att de 18,4 kg ånga/s som går genom turbinen mellan 15 bar och 5,5 bars tryck skulle reduceras kraftigt eftersom den ångan istället skulle användas i torkprocessen.

torkning. Om pellets används behöver inte mellantrycksångan användas till torkning utan kan användas till elproduktion istället (det är detta som åskådliggörs i ångprocessschemat som visas i Bild 13).

5.1.4. Biprodukter

En del av produktgasen (ca 5 % av bränsletillförseln) används för överhettning av den mättade 90-barsångan för att möjliggöra elproduktion vilket beskrivits ovan. Vid vissa av förgasningsprocesserna kan det finnas fördel att avleda ytterligare produktgas för användning i t.ex. ett naturgaseldat KVV. I de processer som Biokombi Rya har undersökt så är det aktuellt i DME/metanol och vätgas fallen (Ingman m fl, 2006a). Det verkar även vara fallet för FT-diesel.

I DME/metanol-fallet utgör den avledda produktgasen ca 4 % av bränsleinsatsen (se Tabell 11). I vätgasfallet bildas även en restgas i slutsteget vilket innebär att procentsatsen är högre för vätgasfallet (Nyström m fl, 2007).

En förgasningsprocess kan även designas så att syntesgasen med mycket lägre grad av bearbetning (rening/krackning/skiftning) direkt används i ett naturgaseldat KVV. En sådan anläggning skulle bli mycket billigare än en anläggning som producerar DME/metanol/SNG eller vätgas, men skulle i alla fall för Rya KVV innebära en viss ombyggnad för att kunna ta emot denna mängd syntesgas som inte har samma egenskaper som naturgas. (Ingman m fl, 2006a).

5.1.5. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek

Förgasningsanläggningar har betydande stordriftsfördelar. För att få tillräckligt låga produktionskostnader krävs anläggningsstorlekar på över 200 MW bränsletillförsel. Spillvärmeproduktionen som skulle kunna levereras till ett fjärrvärmenät uppgår enligt tabellen ovan till minst 20 MW, vissa fall betydligt mer. Möjligheterna till avsättning för fjärrvärmen kan få stor betydelse för projektekonomi. Den stora mängden producerad fjärrvärme kan bara tas emot av de större fjärrvärmenäten i Sverige¹, vilket begränsar placeringsmöjligheterna för förgasningsanläggningar. I vissa fjärrvärmenät som är stora så som Göteborgs finns begränsning i att spillvärmeleveranserna redan är stora och behov av extra spillvärme är inte stort.

Det som talar emot förgasningsanläggningar nära de större städerna är de stora transportererna av bränsle som är nödvändiga.

VärmlandsMetanols initiativ att försöka lägga en metanolanläggning i Hagfors pekar dock på att ett större fjärrvärmenät inte alltid är nödvändigt. De kan uppväga den nackdelen genom att istället ha närmare till skogsråvara.

5.2. Integreringsmöjligheter

5.2.1. Energiflöden

Förgasningsprocessen har inget behov av extern energi förutom av el (Ingman m fl, 2006a; Waldheim, 2007; Börjesson, 2007) och det finns därför ingen självklar fördel med att integrera en förgasningsanläggning med ett KVV. Även om ångbehovet i förgasningsprocessen kan tillgodoses med intern ånga kan det dock finnas vissa möjligheter att höja verkningsgraden genom att leverera högtrycksånga till ett KVV (med större och effektivare turbiner) som sedan levererar tillbaka ånga vid de ångnivåer som behövs i processen (se ovan i ångprocessschemat i Bild 13 vilka ångtryck och temperaturer som levereras och som förbrukas). Därmed skulle även produktgas som används för överhettning kunna frigöras för effektivare användning.

Viss verkningsgradshöjning borde på så sätt kunna genomföras, men vinsten är sannolikt relativt liten eftersom förgasningsanläggningarna är stora och har därmed också effektiva turbiner. Utbyte av ånga kräver också att ett angränsande KVV kan ta emot

¹ Även något mindre nät kan utnyttjas, men då blir det nödvändigt att "spilla" en del värme på sommaren, alternativt kan spillvärmen användas till absorptionskyla.

och leverera ånga vid de ångnivåer som gäller i förgasningsanläggningen. I Rya KVV finns inte de möjligheterna (Ingman m fl, 2006a). Enligt Johnsson (2007) kan man bygga ett nytt KVV samtidigt som förgasningsanläggningen om det finns tillräckligt värmeunderlag för ytterligare kraftvärme. Ett sådant KVV skulle kunna dimensioneras så att ångleveranserna till förgasningsanläggningen skulle räcka för att driva KVV på dellast. Därmed kan kraftvärmeverket vara igång samma driftstider som förgasningsanläggningen. I detta specialfall kan totalverkningsgraden troligen pressas något uppåt.

Enligt Waldheim (personlig kommunikation, 2007) kan en förgasningsprocess som optimeras för drivmedelsproduktion i princip beskrivas som en industrianläggning för produktion av drivmedel som har ett visst elbehov och som avger en betydande mängd spillvärme. Han ser alltså inte någon större vinstpotential med en integrering av ångflödena. Behovet av el kräver inte någon integrering med ett KVV utan el kan lika väl levereras genom elnätet. FT-dieselprocessen klarar även av att producera sitt interna elbehov, delvis beror det sannolikt på att produktgas till större del används för internproduktion av el, men kan även bero på något lägre elbehov.

Förutom ånga produceras en ansenlig mängd spillvärme från förgasningsanläggningen. Den spillvärmerna tas bäst om hand i ett fjärrvärmenät där den ersätter annan spillvärme/värmeproduktion.

Bränsletorkningen är en process som skulle kunna använda både ånga och spillvärme beroende på tillgång av dessa energislag och vilken yta som finns tillgänglig för torkningsprocessen. Både lämplig ånga respektive spillvärme finns tillgänglig från förgasningsprocessen. Behöver ånga användas sjunker dock elproduktionen vid förgasningsanläggningen något. Se vidare kapitel 9 för effektiva torkningsprocesser.

5.2.2. Materialflöden

Produktgasen (i princip samma sak som syntesgasen) som produceras i förgasningsprocessen optimeras i de exempel som återgivits här för att till så stor del som möjligt bli drivmedel/SNG/vätgas. I vissa fall finns det dock fördelar att använda produktgasen till annat än att producera slutprodukten. I exemplen ovan är det exempelvis bättre att använda produktgas motsvarande ca 5 % av bränsletillförseln för att överhetta ånga. I DME/metanol- och vätgasfallen kan det även finnas fördel att vid en integrering med ett KVV avleda ytterligare en del av produktgasen (det har dock inte gjorts i fallen redovisade ovan). I dessa fall bildas även restgas (ca 4 % av bränsleinsatsen för DME/metanol och 10 % för vätgas) som på fördelaktigt sätt kan utnyttjas i naturgaseldade KVV (Ingman m fl, 2006; Nyström m fl, 2007). Avledd restgas kan även utnyttjas i ångpannor för överhettning av ånga (Johnsson, 2007).

Om processen inte optimeras utifrån optimal drivmedelsproduktion finns möjligheter att avleda ytterligare produktgas till ett naturgaseldat KVV. I Biokombi Rya projektet skulle dock Rya KVV behöva byggas om för att kunna ta emot större andel produktgas. Även om ombyggnad sker bedömer Nyström m fl (2007) att totalverkningsgraden inte ökar även om flexibiliteten ökar.

I Biokombi Rya undersöktes även förgasningsfall där inte drivmedel/SNG eller vätgas framställdes utan endast en produktgas som skulle kunna blandas med naturgasen

vid eldning i ett KVV. Det innebär en enklare förgasningsprocess, men kräver å andra sidan att Rya KVV byggs om (Ingman m fl, 2006a).

Vid produktion av SNG är det möjligt att leverera produkten direkt till ett närbeläget naturgasnät. Det förutsätter dock att kvaliteten på SNG uppfyller de krav som gäller på det aktuella naturgasnätet. Ett naturgaseldat KVV som är anslutet på samma naturgasnät skulle därmed kunna använda den SNG som produceras i förgasningsanläggningen.

Svavel avskiljs i processen och det är teoretiskt möjligt att koncentrera den tillräckligt mycket för att de ska kunna säljas, men volymerna är så små att det inte är troligt att det skulle vara ekonomiskt realistiskt

Koldioxid avskiljs också i processen. Försäljning av koldioxiden skulle vara möjlig om den är väldigt ren, men troligtvis släpps den ut i luften. I framtiden kan det vara möjligt att lagra denna koldioxid under mark i exempelvis saltvattenakvifärer. Eftersom biobränsle används i processen skulle avskiljning och lagring av denna koldioxid innebära att förgasningsprocessen resulterade i en nettominskning av koldioxidutsläppen.

En stor kvantitet kondensatvatten produceras som i vissa fall är nedsmutsat och måste renas. Framförallt bildas kondensatet vid torkningsprocessen och vid borttagning av vatten från slutprodukten.

5.2.3. Processintegrering

Enligt Nyström m fl (2007) är integreringsvinsterna vid en placering av en förgasningsanläggning för DME/metanol-anläggning vid Rya KVV små, men inte försumbara. Inom Biokombi Rya-projektet har inte Nyström m fl (2007) heller kunnat identifiera någon processlösning för ombyggnad av Rya KVV, som skulle ge tydliga integreringsvinster.

Integrering av ånga eller syntesgas mellan en förgasningsanläggning och ett KVV skulle innebära att processerna integrerades med varandra. En nära integrering där processerna integreras med varandra innebär att den ena verksamheten mer eller mindre blir beroende av den andra anläggningen. En integrering mellan ett KVV och en förgasningsanläggning innebär inte att KVV får längre driftsäsong utan snarare en kortare (än ett KVV vid ett fjärrvärmenät utan biodrivmedelsproduktion från förgasning) eftersom en betydande mängd spillvärme produceras vid förgasningsanläggningen.

Ett KVV används sällan mer än ca 6 000 ekvivalenta fullasttimmar per år eftersom fjärrvärmeunderlaget är lågt under sommaren. I ett fjärrvärmenät som Göteborgs är drifttiden ofta betydligt lägre eftersom de har tillgång till stor mängd spillvärme, dels från avfallsförbränning och dels från raffinaderier (Nyström m fl, 2007). En nära integrering mellan en förgasningsanläggning och ett KVV skulle i det fallet innebära få drifttimmar för energikombinatet och en stor investering i en förgasningsanläggning för drivmedel/SNG/vätgas skulle inte kunna försvaras. Flexibiliteten att välja den billigaste värmekällan vid varje enskild tidpunkt skulle också minska genom beroendet av att KVV körs så mycket som möjligt för att maximera drivmedel-/SNG-/vätgas-produktionen.

DME/metanol- och vätgasfallen ovan behöver inte innebära en nära integrering trots att syntesgas/produktgas motsvarande 4 % (ca 10 % för vätgasfallet) av bränsleinsatsen bedöms kunna levereras till ett KVV. I exemplen redovisade i Ingman m fl (2006a) och Nyström m fl (2007) visas att denna gas levereras till kraftvärmeverket när så är möjligt

(när det är i gång) och annars används internt för elproduktion (men då med något lägre verkningsgrad än vad som skulle vara möjligt i kraftvärmeverket). Flexibiliteten avseende på hur syntesgasen/produktgasen kan användas innebär att höga verkningsgraden kan uppnås utan en nära integrering.

5.2.4. Nätintegrering

Ett alternativ till att integrera processerna skulle vara att utnyttja fjärrvärmenätet och naturgasnätet för att ändå integrera energi- och materialflödena. En sådan integrering skulle inte ge lika stora vinster i förbättrad el- och totalverkningsgrad, men skulle ge en större flexibilitet för respektive anläggning. Det skulle innebära att förgasningsanläggningen inte skulle vara beroende av kraftvärmeverkets driftförutsättningar utan den skulle kunna användas i princip året runt (över 8000 h per år).

Flexibiliteten och den längre drifttiden per år för en lösare integrering överväger enligt projektet Biokombi Rya (Nyström m fl, 2007) de något högre el- och totalverkningsgraderna som möjligtvis skulle kunna uppnås vid en processintegrering. Vid SNG-produktion innebär den lösare integreringen att det inte endast är spillvärmerna från förgasningsanläggningen som kan integreras utan att även SNG kan levereras till det angränsande naturgasnätet. SNG kan sedan antingen användas i KVV eller som drivmedel i bussar, lastbilar och personbilar.

5.3. Exempelanläggningar och verkningsgrader

5.3.1. Verkningsgrader i litteraturen

Börjesson (2007) har gjort en litteraturgenomgång av verkningsgrader för drivmedelsframställning. För FT-diesel anges ett nettoutbyte mellan 30–45 % av insatt energi, medan totalverkningsgraden anges till 45–50 % när också potentiell samproduktion av el och värme inkluderas (Goldschmidt, 2005; Concawe m fl, 2006). Vid fokusering på drivmedelsproduktion blir både drivmedelsutbytet och totalverkningsgraden 45 %. Höga utbyten av FT-diesel bygger på att biprodukten nafta reformeras till FT-diesel. Börjesson (2007) anger drivmedelsutbytet för DME/metanolproduktion till 25–60 % beroende på hur mycket el och värme som produceras samtidigt. Concawe m fl (2006) anger DME-/metanolutbytet till mellan 46 och 59 % vid prioritering av drivmedelsproduktion. Den externa energiinsatsen vid förgasning utgörs här endast av el då värmebehovet tillgodoses internt av vedråvaran. Utbytet av biometan (SNG) beräknas vara 55–70 % (Linné m fl, 2005; Karlsson & Malm, 2005).

5.3.2. VVBGC

VVBGC (Växjö Värnamo Biomass Gasification Centre) har en förgasningsanläggning sedan många år tillbaka som klarar av en bränsletillförsel på 18 MW (VVBGC, 2007-08-15). Den byggdes för att testa elproduktion genom förgasning av biomassa. Anläggningen användes inte på ett antal år, men nu har intresset väckts för anläggningen igen. Nu är det istället drivmedelsproduktion som är intressant. Enligt Sune Bengtsson (personlig kommunikation, 2007) som arbetar för VVBGC kommer totalverkningsgraden för deras förgasningsanläggningar vara 50–60 % från biomassa till biodrivmedel (DME/metanol) utan integrering och 70–75 % vid integrering med ett KVV (som är

designat för optimal integrering). Dessa beräkningar är dock endast gjorda översiktligt. De arbetar med mer noggranna beräkningar, men de beräknas inte vara klara förrän om 1–2 år. Den förgasningsanläggning som finns i Värnamo har hittills endast testats för förgasning med påföljande elproduktion. Drivmedelsproduktion har inte undersökts utan kommer att testas i framtiden.

5.3.3. Utrikes

CHOREN (ett tyskt företag) har en mindre förgasningsdemoanläggning för biobränslen i drift sedan 1998. En förgasningsanläggning på 45 MW är planerad att byggas 2007. År 2009 räknar CHOREN med att en första storskalig anläggning motsvarande 200 000 ton biobaserad FT-diesel/år ska stå färdig. Shell är delägare i CHOREN och bidrar med kunskap om FT-teknologi. Anläggningen får en bränsleanvändning på över 550 MW¹. (Lindman, 2007).

I Finland undersöks också möjligheten att genom förgasning producera biodrivmedel.

5.3.4. Värmlandsmetanol i Hagfors

Värmlandsmetanol planerar att bygga en metanolfabrik i Hagfors. Från början var planerna att bygga en fabrik på 23 MW_{th}, men utan stöd blev produktionskostnaden per liter metanol för en sådan pilotfabrik för dyr. Istället har en konceptuell förundersökning för en större anläggning genomförts (Nykomb Synergetics, 2007) och Värmlandsmetanol har bestämt sig för att försöka bygga en anläggning motsvarande 200–500 MW_{th}. Det innebär att metanol kan produceras till en kostnad av ca 4 kr/liter bensinekvivalent². För att förverkliga planerna söker företaget industriella samarbeten och siktar på börsintroduktion (Gillberg, 2007; Ny teknik, 2007). Det är dock oklart vilken förgasningsteknik som ska användas och hur processen ska utformas.

5.3.5. Trollhättan

I Trollhättan har förutsättningar för storskalig förgasningsanläggning med DME-/metanolproduktion undersökts i flera etapper, delvis finansierade av EU. 2003 försökte man samla investerare att satsa på en sådan anläggning, men än så länge har det inte blivit något. BioMeeT II (2003) är en ingående beskrivning av hur processen skulle gå till och hur de lokala förutsättningarna ser ut i Trollhättan.

5.3.6. Biokombi Rya

Biokombi Rya är ett flerårigt projekt som undersökt olika förgasningsmöjligheter för Göteborgsregionen. Projektet är den mest grundliga och genomgående analysen av möjliga förgasningsprocesser som gjorts på senare år i Sverige. Det är även därför som beskrivningen ovan till stor del vilar på de resultat som framkommit i det projektet.

¹ Med antagandet att energivärdet för produkten är 10 MWh per ton, att anläggningen används 8000 h per år och att verkningsgraden för produktion av FT-diesel är 45 % (Börjesson, 2007).

² Volym metanol som motsvarar en liter bensin

Inom projektet Biokombi Rya (Nyström m fl, 2007) har olika förgasningslösningar undersökts. I Tabell 11 visas siffror för några av de förgasningsprocesser som redovisats i det projektet. Processerna är designade som fristående anläggningar (ej processintegrering med Rya KVV) för SNG- respektive DME-produktion.

Produktion av vätgas kan med förgasning från biobränsle ske med samma verkningsgrader som för DME ovan. Om den nya membrantekniken används kan verkningsgraden bli ca 5 %-enheter högre. Integreringsmöjligheterna med ett naturgaseldat KVV är större eftersom restgasen motsvarar 10 % av bränsletillförseln (4 % i DME-/metanol-fallet). Integrering med fjärrvärmenät är viktigt eftersom spillvärmens står för ca 15–20 % av använt biobränsle.

Produktion av SNG kan göras med hög verkningsgrad och med stor leverans av fjärrvärme. Totalverkningsgraden är imponerande hög. Är det möjligt att effektivisera torkningsprocessen ytterligare ökar inte heller elimportbehovet lika kraftigt vid användandet av fuktig biomassa.

SNG har något högre verkningsgrad än DME med avseende på produktion av huvudprodukt samtidigt som utbytet av spillvärme är större. DME-produktion avger ungefär hälften så mycket spillvärme som SNG-produktion vilket kan indikera att det skulle vara lättare att integrera en DME-anläggning vid ett mindre fjärrvärmenät som inte klarar av att hantera den stora kvantitet spillvärme som SNG-produktion ger upphov till. Den högre verkningsgraden från biomassa till biodrivmedel innebär dock att totalverkningsgraden för SNG-produktion skulle vara något högre än DME-produktionen även om över hälften av spillvärmens inte kan nyttiggöras.

Om SNG producerat i förgasningsprocessen enligt ovan används vid KVV-produktion i Rya KVV blir elverkningsgraden från biobränsle endast ca 26 % vilket är betydligt lägre än vad som är möjligt att uppnå med ett biobränsleeldat KVV (Nyström m fl, 2007). I ett biobränsleeldat KVV är dessutom totalverkningsgraden hela 110 % (inkl. rökgaskondensering och räknat på effektivt värmevärde). Däremot kan SNG-produkten stor flexibilitet och kan även användas som drivmedel vilket är svårare att ersätta med biobränslen.

Tabell 11. Jämförelse mellan SNG- och DME -produktion från torrt bibränsle (pellets) istället för fuktigt bibränsle (GROT/flis) (Ingman m fl, 2006a)¹

	SNG, pellets	SNG, GROT/flis	DME, pellets	DME, GROT/flis
<i>Biobränsle till anläggningen</i>				
Fukthalt	10 %	50 %	10 %	50 %
Effekt (LHV), MW	274	242 ¹	274	242 ¹
<i>Biobränsle till förgasaren</i>				
Fukthalt	10 %	10 %	10 %	10 %
Effekt (LHV), MW	270	270	270	270
<i>Syrgasförbrukning</i>				
Flöde, ton/h	19	19	i.u.	i.u.
<i>Elförsörjning, effekt, MW_e</i>				
Intern elförbrukning	20	22	24	26
Intern elproduktion (mottrycksturbin)	15	12	17	12
Elimport	4,5	10	7	14
<i>SNG-produktion</i>				
Effekt (LHV), MW	173	173	11 ²	11 ²
<i>DME-produktion</i>				
Effekt (LHV), MW	–	–	158	158
<i>Verkningsgrad biobränsle till SNG</i>				
SNG/biobränsle	63 %	71 %	4 % ²	4 % ²
SNG/biobr. med internprod. av all el ³	60 %	63 %	4 % ²	4 % ²
<i>Verkningsgrad biobränsle till DME</i>				
DME/biobränsle	–	–	58 %	65 %
DME/biobränsle med internprod. av all el ³	–	–	53 %	55 %
<i>Fjärrvärmeproduktion</i>				
Effekt, MW	64	58	25	27
<i>Verkningsgrad biobr. till fjärrvärme</i>				
Fj.v./biobränsle	23 %	24 %	9 %	11 %
Fj.v./biobr. med internprod. av all el ³	22 %	21 %	8 %	9 %
<i>Totalverkningsgrad biobränsle till SNG/DME + fj.v.</i>				
SNG/DME+fj.v./biobränsle	86 %	95 %	71 % ⁴	81 % ⁴
SNG/DME+fj.v/biobr. med internprod. av all el ³	82 %	84 %	65 % ⁴	68 % ⁴

¹ Observera att det blöta bränslet har lägre energivärde än det torkade bränslet. Det beror på att det effektiva värmevärdet anges vilket inkluderar den energi som behövs för att förångas den ingående vattenångan.

² Bränslegasleverans (syntesgas/produktgas) till ett kraftvärmeverk, men inte av SNG-kvalitet.

³ Processens elunderskott antas produceras med 30 % verkningsgrad från biobränsle.

⁴ Dessa siffror inkluderar 4%-enheter bränslegas (syntesgas/produktgas)

5.4. Sammanfattande slutsatser

- Förgasningsprocessen ger ett högt utbyte av drivmedel. I de flesta fall är även totalverkningsgraden relativt hög. Totalverkningsgraden är dock beroende av möjligheterna att ta tillvara spillvärmen i ett fjärrvärmenät.
- Integreringsmöjligheterna med ett KVV är relativt små även om de inte är försumbara (Nyström m fl, 2007). Flexibiliteten att förgasningsanläggningen och kraftvärmeverket inte är processberoende av varandra överväger troligen de små fördelarna med en nära integrering. Waldheim (personlig kommunikation, 2007) uttrycker det som att man i princip kan betrakta en förgasningsanläggning som en industrianläggning med visst nettobehov av el och som levererar spillvärme. Johnsson (personlig kommunikation, 2007) anser dock att optimal integrering i vissa fall överväger nackdelarna med integrering.
- Möjligheten att leverera SNG till ett naturgasnät ger stor flexibilitet var man vill använda detta bibränsle. Dels finns möjligheter att använda det vid el- och värmeproduktion i ett KVV om de ekonomiska styrmedlen gör det lönsamt, dels finns möjlighet att använda SNG som drivmedel ifall de ekonomiska styrmedlen gör det mer förmånligt.
- DME/metanol har något lägre verkningsgrad än SNG och har även lägre totalverkningsgrad. I ett systemperspektiv kan DME/metanol dock mycket väl vara ett alternativ. DME har högre verkningsgrad i motorerna än vad SNG har och metanol kan blandas i bensin på motsvarande sätt som etanol vilket innebär att distributions- och fordonskostnaderna för metanol är lägre.
- I de fall där det finns begränsad avsättning för fjärrvärmen behöver det inte vara något problem att totalverkningsgraden för DME/metanol är lägre. Det innebär att vid mindre fjärrvärmenät så kan inte SNG-produktion utnyttja sina fördelar i form av stor spillvärmeproduktion utan DME/metanol är ett lika gott alternativ. Nackdelen med DME-produktion är att det än så länge finns väldigt få fordon anpassade för DME. DME kan dock blandas med LPG/gasol och där det finns sådan infrastruktur kan den även användas för DME (Johnsson, 2007)
- Användning av SNG som drivmedel kan vara försvarbart eftersom det är svårt att framställa biodrivmedel effektivt. Men att använda SNG i ett KVV är inte försvarbart systemanalytiskt eftersom el- och totalverkningsgraden blir avsevärt lägre än vad den skulle ha blivit om bibränslet använts direkt i ett bibränsleledat KVV.

6. OLJETILLVERKNING OCH FAME-PRODUKTION

Tillverkning av biodiesel via transesterifiering av triglycerider och metanol är en mogen process som utförs i stor skala runt om i världen. I EU och framförallt Tyskland är det en av de största processerna för biodrivmedelstillverkning, medan USA än så länge har övervägande etanolproduktion.

Det färdiga biodieselbränslet benämns FAME, fettsyrametylester. Om rapsolja används som råvara fås rapsmetylester, RME, den absolut vanligaste biodieselprocessen i Sverige. Bränsle är förnyelsebart till ca 90 %, med något lägre kvalitet än mineraldiesel.

Exempel på storskaliga, existerande anläggningar i Sverige:

- Lantmännen Ecobränsle, Karlshamn, 45 000 m³/år, planer på 130 000 m³/år¹.
- Perstorp Oxo, Stenungsund, 60 000 m³/år, planer på 170 000 m³/år².

Exempel på storskaliga, planerade anläggningar i Sverige:

- ScanOil/Sweden Bioenergy, Norrköping, tal om 330 000 m³/år³.
- SunPine, Piteå, tal om 100 000 m³/år med tallolja som råvara⁴.

Den vanligaste tillverkningsmetoden för biodiesel är idag baskatalyserad transesterifiering av triglycerider med metanol. Metoden är beprövad och hyfsat enkel, många lantbrukare gör egen FAME-diesel i tankar på gården. För stora anläggningar krävs dock att produkten når upp till standardnormen för biodiesel, EN 14214. RME-fabriker i Stenungsund och Karlshamn använder transesterifieringsreaktionen, liksom företaget Ageratec i Norrköping, som tillverkar små, medelstora och stora anläggningar för FAME-produktion.

6.1. Teknikbeskrivning – oljetillverkning

Detta avsnitt fokuserar på rapsoljetillverkning eftersom denna olja är helt dominerande som råvara till biodiesel i Sverige idag. Principerna är i hög grad tillämplig för många andra vegetabiliska oljor.

Rapsolja utgör huvudråvara vid tillverkning av rapsmetylester (RME). Rapsoljan utvinns genom pressning och extraktion av rapsfrön. En hektar jordbruksmark ger ungefär 3,2 ton rapsfrö som pressas och extraheras till drygt 1,3 ton rapsolja som processas till ungefär 1,5 m³ RME. I Sverige idag odlas runt 90 000 ha raps, men odlingen förväntas fördubblas till åtminstone 200 000 ha, vilket anses vara den maximala yta som kan användas med hänsyn till att raps bara kan odlas vart 4–7 år. I dagsläget används drygt en fjärdedel av svensk raps till energiändamål (Svensk raps, ATL).

Sveriges största anläggning för rapsfröpressning ligger i Karlshamn och ägs av AarhusKarlshamn AB. Här produceras sedan länge rapsolja för livsmedelsändamål, men numera även som råvara till den intilliggande RME-fabriken som ägs av Lantmännen Ecobränsle AB. Råvarorna kommer från såväl Sverige som Danmark och andra länder. Pressningen och extraktionen kräver en hel del energi i form av ånga, ca 0,26

¹ Jordbruksaktuellt, 2005

² Perstorp, 2005

³ Land Lantbruk, 2007

⁴ SR Norrbotten, 2007

MWh/ton rapsfrö (Cederberg m fl, 2000). I mitten av juli 2007 tillkännagav AAK och Lantmännen att de avser bilda ett samägt bolag för att investera i utökad kapacitet för Karlshamnsfabriken. Anläggningen kommer att leverera rapsolja till såväl livsmedelsindustrin som den intilliggande RME-fabriken (AAK, 2007).

6.1.1. Processbeskrivning

Bild 14 visar hur rapsolja framställs i en modern anläggning. Rapsfröna rensas först mekaniskt, därefter konditioneras de med direktång för att spricka upp något innan valsningen. Massan upphettas sedan i pannor till runt 85°C innan de pressas. Pressningen ger ungefär två tredjedelar av fröets olja och denna olja används för livsmedelsindustrin. För att utvinna resterande olja skickas pressresten, kallad rapskaka, till extraktionsenheten. Med hjälp av lösningsmedlet hexan utvinns i stort sett all resterande olja. Det kvarvarande fasta materialet torkas (toastas) med värme och ånga till så kallat rapsmjöl som används för produktion av djurfoder av god kvalitet. Hexan-oljeblandningen separeras genom två indunstningar och ett destillationsteg vid vakuum, vilka bedöms som relativt enkla separationer. Extraktoljan används sedan för energiändamål eller exporteras, även om den inte skiljer sig i kvalitet från pressoljan (Gylling, 2007).

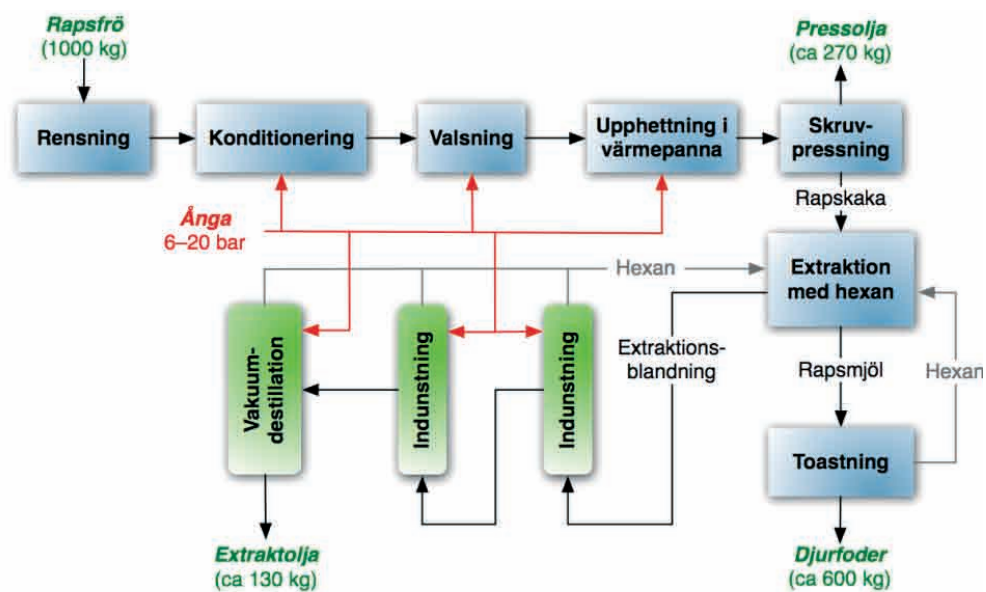


Bild 14. Schematisk bild över rapsoljetillverkning. Press- och extraktolja är egentligen samma produkt men pressoljan går till livsmedelsproduktion medan extraktoljan exporteras eller används för energiändamål, exempelvis RME-produktion.

6.1.2. Energiflöden/energibehov

Processens ångbehov består av både låg- och mellantrycksånga och flera av processteget kräver tillskott av färskånga som förorenas och förbrukas i processen, exempelvis konditioneringen av rapsfröna. Anläggningen i Karlshamn har en egen ångpanna med mottrycksturbin som även används för intern elproduktion då elpriset är högt och lasten medger det. Ånga levereras vid 36, 20 och 6 bar, men dessa tryck justeras till

lämpliga nivåer i de olika processtegen. Konditionering, valsning, upphettning av frömassan, toastning, indunstning och destillation kräver alla ånga på mellan 6 och 20 bar (Holmström, 2007; Gylling, 2007).

Fler detaljer kring energibehov och integreringsmöjligheter återfinns i avsnitt 6.3.

6.1.3. Biprodukter

Utöver rapsoljan produceras rapsmjöl som vidareförädlas till djurfoder. I Karlshamnsfabriken kallas fodret för ExPro sedan det blandats med andra tillsatser. Rapsmjölet skulle eventuellt kunna förbrännas, men dess höga innehåll av protein och fett gör det lämpligt som djurfoder (Herland, 1996).

Energiinnehåll i rapsmjölet återfinns i Tabell 12 på sidan 69.

6.2. Teknikbeskrivning – transesterifiering

6.2.1. Råvaror

I Sverige är RME från nyutvunnen rapsolja den helt dominerande biodieseln men utomlands förekommer även FAME-produktion från soja-, solros- och palmolja, animaliska fetter samt återvunna matlagningssoljor. I framförallt Indien satsas det stort på en gröda kallad *Jatropha curcas* och idag finns ett flertal biodieselanläggningar som använder jatrophaolja som råvara. En fördel med jatrophaolja är att den inte kan användas av livsmedelsindustrin och därmed inte konkurrerar på den arenan. Utbytet per hektar är också högre jämfört med raps (Technology Review, 2006).

Om råvaran är av dålig kvalitet behöver den förbehandlas innan reaktorn. Beroende på vad som vill åstadkommas finns olika förfaringssätt, se separat avsnitt om fettrening (sidan 71). Förutom oljan krävs också metanol (andra alkoholer kan också användas, men metanol är vanligast) samt en katalysator, vanligen en stark bas såsom kaliumhydroxid, KOH, eller natriumhydroxid, NaOH. Metanolen tillverkas av syntesgas (kolmonoxid och vätgas i blandning) med hjälp av katalysator. Den är dock sällan framställd av förnyelsebara råvaror eftersom den tekniken ännu inte är tillgänglig i kommersiell skala (se avsnitt 5.1.2 om förgasning av biomassa).

6.2.2. Processbeskrivning

Rapsolja består liksom många andra fetter av tre fettsyramolekyler som är esterbundna till en glycerolmolekyl. Genom att byta ut glycerolen mot tre metanolmolekyler fås ett ogränt dieselliknande bränsle med goda förbränningsegenskaper och en förnybar andel av 90 % räknat på vikt.

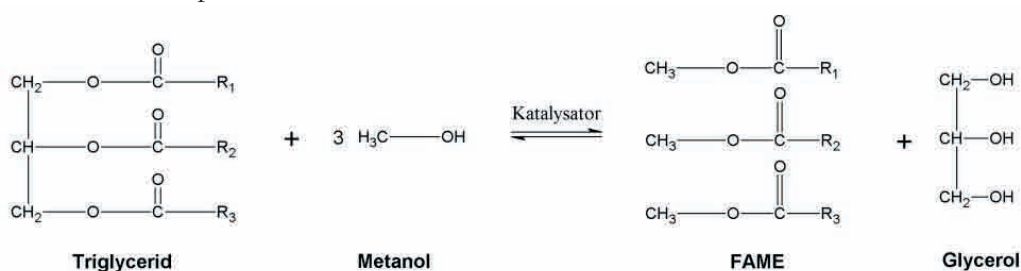


Bild 15. Kemisk representation av transesterifieringsjämvikten (Zhang, 2003).

Rapsolja värms till 60–65°C innan den förs in i reaktorn och blandas med metanol och katalysator. I den baskatalyserade reaktionen – som är den industriellt dominerande – används natrium- eller kaliumhydroxid som katalysator. Ofta blandas katalysatorn med metanolen innan den förs in i reaktorn, men även heterogena varianter med fastbäddsreaktorer förekommer. Fördelen med den senare är att katalysatorn inte behöver separeras från produktströmmen i senare processteg.

Själva esterreaktionen är en jämvikt – för att uppnå maximal reaktionsgrad och -hastighet måste betingelserna vara gynnsamma för att få så mycket som möjligt av den önskade fettsyraestern. Reaktionen görs därför i två steg med stort metanolöverskott, vanligen sex gånger oljemängden (Zhang, 2003). Mellan reaktionsstegen drivs först metanolen av för att undvika förluster då glycerolen separeras från produktströmmen – vilket enkelt görs tack vare dess högre densitet (van Gerpen, 2004). Genom att på detta vis styra esterjämvikten kan reaktionen genomföras till 100 %, d.v.s. all rapsolja reagerar med metanol och bildar RME. Detta förenklar efterföljande separationer så att ingen rapsolja behöver föras tillbaka till reaktorn. Eftersom all rapsolja bildar produkt och metanolåtervinningen fungerar mycket bra är utbytet när 100 % räknat från satsad rapsolja. Man bör dock notera att en liten mängd olja stannar kvar i rapskakan i extraktionssteget, men den kan nyttiggöras i djurfodret (rapsmjölet).

Bild 16 visar en möjlig processuppställning; det ska dock noteras att processtegen kan genomföras i annan ordning.

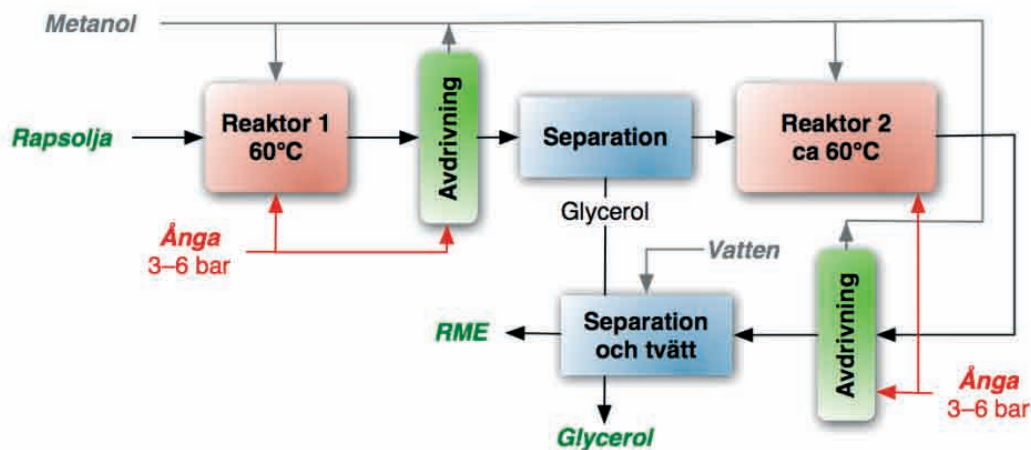


Bild 16. Schematisk beskrivning av FAME-produktion genom transesterifiering. (Chemstations, 2007; Chemical Engineering, 2004; Zhang, 2003).

6.2.3. Energiflöden/energibehov

Well-to-wheels-studier från Concawe/Eucar/JCR visar att RME-produktion är betydligt energieffektivare än exempelvis etanolproduktion vid samma växthusgasemissioner. Detta beror till stor del på det högre reaktionsutbytet och att fermentationen till etanol också producerar koldioxid.

Oljetillverkningen (beskrivs i avsnitt 6.1) är det mest energikrävande steget. Konditionering, valsning, upphettning av frömassan, toastning, indunstning och destillation

är alla steg som förbrukar låg- eller mellantrycksånga (6–20 bar). I flera av processtegen används direktånga som då förorenas och inte kan återcirkuleras som kondensat. Ett alternativ vore att skapa ett slutet ångsystem där ångan från pannan används för produktion av direktånga via värmeväxlare. På så sätt kan spillvärme och kondensat tillvaratas och recirkuleras till pannan och den använda direktångan eventuellt renas och användas på nytt.

När det gäller FAME-produktionen är energiförbrukningen relativt låg. Den inkommande reaktantströmmen förvärms till den för reaktionen optimala temperaturen 60°C. Detta kan göras med värmewäxling av produktströmmar. Glycerolen separeras med hjälp av gravitation på grund av skillnaden i densitet, medan den oreagerade metanolen avskiljs i flera avdrivningssteg där ånga används för att driva kokarna. Temperaturen får inte överstiga 150°C för att inte glycerolen ska brytas ned, vilket innebär att lågtrycksånga används. Det sista steget görs vanligtvis som flashförångning vid undertryck för att få bort all kvarvarande metanol. Mängden högvärdig spillvärme är liten och endast små mängder kan användas för fjärrvärme, främst matarvattenförvärmning. Detta eftersom olika ångtryck används i de olika processtegen. Spillvärmemetemperaturen ligger på 60-80 grader (Erlandsson, 2007; Karlsson, 2007). Däremot finns ett kylningsbehov för att klara metanolkondenseringen. En översiktlig material- och energibalans återfinns i Tabell 12.

Tabell 12. Ungefärligt energi- och materialflöde per ton producerad RME (DESS, 2003; Jordbruksverket, 2006; Patzer, 2007; Cederberg, 2000; Lurgi, 2007).

Per ton RME	Rapsfrö	Metanol	El	Ånga	RME	Biprodukter
Vikt (kg)	2 500	105			1 000	Rapsmjöl 1 500 Glycerol 102
Energi (MWh)	Ca 16	0,65	0,012	1,3 (Olja 0,9 + RME 0,40 ²)	10,7	Rapsmjöl 5,0 ¹ Glycerol 0,42

¹ Omsättbar energi

² Enligt Lurgi (2007). Erlandsson (2007) anger 0,10 MWh för RME-produktion.

6.2.4. Biprodukter

Den bildade glycerolen säljs vanligtvis oraffinerad för vidare behandling till kosmetika- eller farmabranschen eller förbränns. En studie gjord vid Agricultural Utilization Research Institute i Minnesota visar att förbränning av glycerol medför höga omkostnader pga. koksning i pannan och avråder från glycerolförbränning (Patzner, 2007). Den kraftiga ökningen av glycerol på marknaden i samband med utökad FAME-produktion har dock satt igång forskning för att få fram alternativa användningsområden. Bland idéerna märks vätgasproduktion, bränsletillsats och citronsyraproduktion (The glycerol challenge, 2007).

Om NaOH eller KOH använts som katalysator i homogen reaktion utförs ofta en fällningsreaktion med sulfat eller fosfat för att få bort katalysatorns katjon ur reaktionsblandningen. I denna fällning bildas natriumfosfat (Na₃PO₄) eller kaliumsulfat

(K₂SO₄) vilka kan användas som gödningsmedel. Inga av dessa ämnen härrör dock ursprungligen från oljeråvaran, varför det inte är fråga om något kretsloppstänkande. Anläggningen i Stenungsund använder en fastfaskatalysator varför ingen fällning behöver göras, det vill säga denna biprodukt undviks.

6.2.5. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek

Större delen av den svenska RME-produktionen används till inblandning i vanlig minediesel varför närhet till dieseldepåer är att föredra. Dessa återfinns framförallt längs kusterna. Till Karlshamns oljetillverkningsanläggning fraktas rapsfrö från Götaland och Svealand framförallt med lastbil. RME-fabriken i Stenungsund importerar rapsolja från Danmark med båt. I båda fallen används hela råvaran till produkter varför inget onyttigt material behöver transporteras.

Anläggningar kan designas som storskaliga industrianläggningar (30 000–200 000 ton/år) för kontinuerlig drift eller som mindre lokala anläggningar för att producera satsvis för gårdsbehov.

6.3. Integreringsmöjligheter

I och med att utvinning av rapsolja är en ångintensiv process finns ett stort underlag för leveranser från ett kraftvärmeverk. Processerna använder ånga på mellan 6 och 20 bar varav en del används som direktånga som förorenas och idag går till avlopp. Ångsystemet bör kunna designas så att maximal mängd spillvärme kan tillvaratas och kondensatet returneras. Oljetillverkningen ger spillvärme vid nära 100°C. En sådan design kan dock medföra ökade kapitalkostnader vid en ny-/ombyggnad. Det ska dock sägas att antalet oljetillverkningsanläggningar är begränsat – Karlshamnsfabriken, ägd av AarhusKarlshamn, är den överlägset största i Sverige och har en kapacitet på nära dubbla rapsfröskörden i Sverige som den ser ut idag. Rapsodlingen väntas dock öka och Lantmännen och AarhusKarlshamn har aviserat en utbyggnad av kapaciteten både i oljetillverkningen och i RME-anläggningen.

Karlshamnsfabrikens lösning innebär idag intern produktion av ånga. Vid minskad last och högt elpris produceras även el för internt behov. Lösningen fungerar tillfredsställande, men ett helhetsgrepp där ett kraftbolag undersökte möjligheterna för kombinatsdrift skulle förmodligen ge uppslag till intressanta investeringar, exempelvis en ökad elproduktion genom optimering av ångsystemet och bättre utnyttjande av kondensat och spillvärme från processen, vilket håller en temperatur på strax under 100°C.

När det gäller RME-produktionen finns det ett behov av extern lågtrycksånga. RME-fabriken drivs kontinuerligt under året vilket innebär att det alltid finns en viss baslast för ett kraftvärmeverk. Det ideala förfaller därför vara ett kombinat bestående av kraftvärmeverk med fjärrvärmenät, oljetillverkning och RME-produktion. En sådan konstellation ger god baslast för kraftvärmeverket, möjlighet att tillvarata spillvärme från oljetillverkningen och ökad potential för elproduktion. Om inte rapsmjölet används som djurfoder finns också möjligheten att förbränna det i kraftvärmeverket.

6.4. Sammanfattande slutsatser

- Baskatalyserad transesterifiering av triglycerider med metanol är välbeprövad och enkel och fungerar väl i industriella anläggningar.
- Processen kräver inga höga temperaturer, 60–150°C, och produktseparationerna är relativt enkla, liksom kapitalinvesteringen.
- Utvinningen av vegetabilisk olja, exempelvis rapsolja, kräver såväl processånga som direktånga vid tryck mellan 6–20 bar.
- Den svenska rapsodlingen förväntas öka till följd av ökad efterfrågan på rapsolja. Olje- och RME-tillverkare har i princip redan in-tecknat den förväntade ökade rapsfrötillgången.
- Ett bioenergikombinat bestående av kraftvärmeverk med fjärrvärmesystem, olje-utvinningsanläggning och RME-fabrik skulle förmodligen ge ett bra värmeunderlag, goda elproduktionsmöjligheter och tillfälle att nyttiggöra spillvärme.
- Med planering kan ett sådant kombinat öka värmeunderlaget genom ökad oljeutvinning då lasten i övrigt är liten.

7. VÄTEBEHANDLING: NExBTL

En teknik som undersöks mer och mer är vätebehandling (hydrotreatment) av fetter och oljor. Sedan tidigare används liknande processer för att förädla svavel- och aromatinnehållande petroleumfraktioner till bensin och diesel inom raffinaderinäringen (Cheresources, 2007; Jefferson, 2006; Monnier, 2007). Tekniken ger en biodiesel med högre cetantal (hör ihop med dieseln's tändvillighet och förbränningsegenskaper) än konventionell diesel och är lämplig för inblandning. Ofta är andelen förnybart innehåll i bränslet runt 98 %, där de resterande två procenten utgörs av väte.

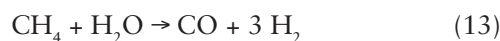
Inga anläggningar finns i Sverige, men Neste Oil startar under sommaren 2007 en anläggning i Finland för tillverkning av sin biodiesel NExBTL. Huvudråvaran är densamma som vid transesterifiering; vegetabiliska och animaliska fetter; men i övrigt är NExBTL-processen (Neste next generation biomass-to-liquid) mycket mer komplex och påminner i stora drag om existerande raffinaderiprocesser som hydrokracking, hydrogenering och isomerisering. En fabrik med kapacitet för över 200 000 m³ är under uppstart (sommaren 2007) i Borgå strax öster om Helsingfors och ytterligare kapacitet är under byggnation och beräknas bli klar i slutet av 2008. Båda anläggningarna ligger i direkt anslutning till Neste Oils befintliga oljeraffinaderi (S Grönkvist, 2007).

7.1. Teknikbeskrivning

7.1.1. Råvaror

Vegetabiliska fetter eller en flexibel blandning av animaliska och vegetabiliska fetter utgör huvudråvara. Även begagnade matlagningsoljor kan användas. Vid anläggningen i Borgå används importerad palmolja och regionalt slakteriavfallsfett. Kvaliteten på fettråvaran avgör hur omfattande rening som behövs.

Vidare behövs vätgas motsvarande två till tre viktprocent av oljemängden. Vid samlokalisering med ett raffinaderi finns redan en vätgasproduktion i närheten, där nafta ångreformas till vätgas via metan, eventuellt kan naturgasreforming också förekomma. Grundreaktionen är i båda fallen



Vätgasen renas sedan i exempelvis en PSA-anläggning (Pressure Swing Adsorption). I framtiden kan man tänka sig att alternativa vätgasproduktionstekniker blir kommersiellt tillgängliga, exempelvis vätgas från syntesgas producerad genom förgasning och senare även vätgas från konstgjord fotosyntes.

7.1.2. Processbeskrivning

De obearbetade fetterna tas in i anläggningen och upphettas för lagring i flytande form (ca 70°C). Lagringen sker i kvävgasatmosfär för att undvika oxidation och härskning. I efterföljande reningssteg (beskrivs i avsnitt 7.1.2.1) avlägsnas partiklar, fria fettsyror och föroreningar.

7.1.2.1. Fettrening

Oraffinerade eller begagnade fetter, vegetabiliska eller animaliska utgör råvara. Beroende på kvaliteten på fettets kan olika behandlingar sättas in. Dessa metoder används även flitigt inom livsmedelsindustrin.

- **Fasta partiklar avlägsnas** genom filtrering, sedimentering eller centrifugering. Detta kräver elenergi.
- **Degummering:** gummiämnen, t.ex. lecitiner, avlägsnas med hjälp av någon syra, vanligtvis citronsyra, fosforsyra eller oxalsyra.
- **Neutralisering:** fria fettsyror avskiljs genom tvättning i svag bas.
- **Deodorisering:** smak- och luktämnen avlägsnas genom att oljan genomblåses med direktånga vid undertryck och förhöjd temperatur, ca 200°C.

7.1.2.2. Dieselsyntes

I motsats till transesterifieringsreaktionen som används vid FAME-tillverkning bryts esterbindningen permanent i NExBTL-processen. Biprodukt blir propan, dessutom avgår vatten, kolmonoxid och koldioxid. Principer för processen framgår av Bild 17.

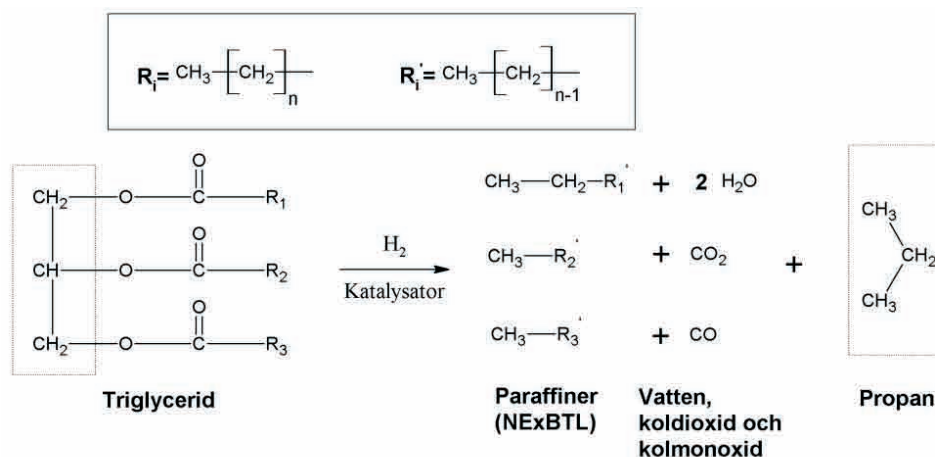


Bild 17. Reaktionsprinciper för NExBTL-processen (Neste Oil, 2007).

Den inkommande strömmen av flytande fett hettas upp till drygt 300°C under tryck (runt 30 bar) innan den leds in i den första katalytiska reaktorn där även vätgas leds in. Reaktionerna utgör ett mellanting mellan hydrocracking och hydrogenering; esterbindningen bryts upp, alkoholdelen bildar en lätt alkan (vanligen propan) och fettmolekylen dehydreras och mättas med väte. Kvar blir raka kolvätekedjor, propan, koloxid, koldioxid och vattenånga. De långa, raka kolvätekedjorna har dock en alltför hög klarpunkt¹ (runt +20°C) för att kunna användas som bränsle.

I ett andra reaktionssteg sker en katalytisk isomerisering till grenade kolväten. Denna typ av reaktion brukar genomföras vid tryck kring 5 bar och cirka 200°C. Isomeriseringen gör att klarpunkten sjunker betydligt och beroende på var i världen bränslet ska användas kan lämplig klarpunkt ned till under -20°C erhållas. Genom destillation kan sedan för korta och för långa paraffiner avskiljas och återföras till processen eller till någon av raffinaderiets andra delar (J Grönqvist, Ny teknik, Wikipedia).

¹ Klarpunkt är den temperatur där exempelvis en olja börjar grumla innan den stelnar då temperaturen sänks. Kallas cloud point på engelska.

Enligt Nestes egna uppgifter ligger utbytet av produkt nära teoretiskt maximum. Anläggningen i Borgå producerar 170 000 ton (218 000 m³) biodiesel från 200 000 ton råvara (DTI, 2006). En studie på ett liknande vätebehandlat biodieselbränsle utförd i Kanada gav utbyten på mellan 70 och 80 viktprocent beroende på råvara (CETC, 2007). En schematisk bild över processen återfinns i Bild 18.

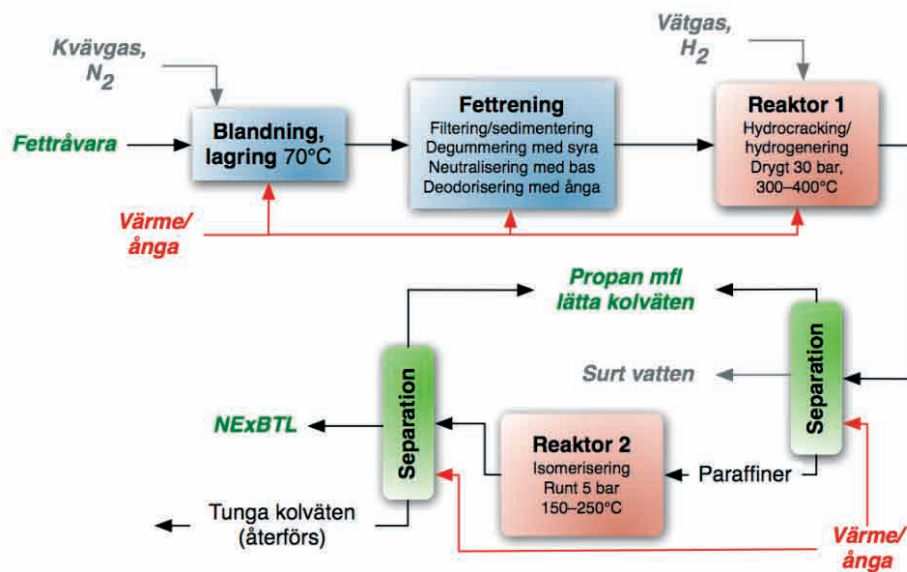


Bild 18. Schematisk processbeskrivning av NExBTL-processen utifrån tillgänglig information och jämförelser med vanliga oljeraffinaderiprocesser.

7.1.3. Energiflöden/energibehov

Jämfört med andra biodrivmedelstekniker är NExBTL-processen betydligt mer avancerad och kräver också höga tryck och temperaturer. Detta ställer krav på processutformning inkl. servicesystem, och anläggningen blir gärna stor för att minska den relativa kapitalinvesteringen.

Tillverkningen av NExBTL är avancerad och kräver ett flertal stora processutrustningar. Jämfört med FAME som kan tillverkas med hyfsad kvalitet i en enkel mobil anläggning är bedömningen att NExBTL-produktion kräver stora volymer för att bli ekonomiskt bärkraftig.

Lagringen av fettråvaran sker vid 70°C vilket kan tillgodoses via fjärrvärmenätet eller med spillvärme från processen. I det efterföljande reningssteget krävs en del direktånga (ca 200°C) om deodorisering är nödvändig. Råvaran upphettas sedan till över 300°C, vilket kan göras genom värmeväxling med varma produktströmmar när processen väl kommit igång. I en uppstartsfas och då internvärmeväxlingen inte räcker behövs extern värme.

Separationsstegen kräver ånga för kokarna som opererar runt 200°C. Energibalansmässigt är processen självförsörjande. De reaktioner som sker är starkt exoterma varför kylning stundtals är nödvändig. Reaktionsbädden kan kylas med kvävgas och de varma strömmarna med kalla strömmar och kylvatten. Rent generellt kan sägas att oljeraffina-

derier i allmänhet har överskott på lågtrycksånga och spillvärme (J Grönqvist, 2007). En uppskattad energi- och materialbalans återfinns i Tabell 13.

Tabell 13. Uppskattad energi- och materialbalans för tillverkning av 1 ton NExBTL (Hodge, 2006; Neste Oil 2007, Mörtstedt, 2003).

Per ton NExBTL	Fettråvara	Vätgas	El	Ånga	NExBTL	Biprodukter
Vikt (kg)	1 180	35			1 000	Propan 60
Energi (MWh)	12,11	1,2	Ingen uppgift		12,2	Propan 0,85

¹ Beräknat på råvara med energivärde 37 MJ/kg

7.1.4. Biprodukter

Under fettreningen avskiljs partiklar, lukt- och smakämnen vilka sedan hanteras som avfall. I det första reaktionssteget bildas propan av fettmolekylernas glyceroldel samt lätta kolväten då vissa paraffiner sönderfaller. Dessa kan användas till förbränning inom anläggningen för att täcka värmebehov alternativt förädlas och säljas eller användas i ett energikombinat. Esterbindningen ger också upphov till vatten som måste renas innan det går till avlopp eller återanvänds inom anläggningen – exempelvis för kylning. I stabiliseringssteget kan paraffiner med felaktiga egenskaper (exempelvis längd och kokpunkt) avskiljas och återförs till processen eller andra delar av oljeraffinaderiet.

7.1.5. Transport, tillgänglighet och anläggningsstorlek

Liksom för övriga biodrivmedelstekniker är det väsentligt att råvaran finns i fabriken närhet alternativt kan importeras billigt. Fabriken i Borgå använder regionalt slakteriavfall samt importerad palmolja som kommer med båt. Vätgasen produceras i befintlig anläggning i det angränsande oljeraffinaderiet. Den färdiga produkten kan också direkt blandas med mineraldiesel eller exporteras för försäljning/inblandning någon annanstans. Svenska OKQ8 kommer med start i oktober 2007 att börja sälja Diesel Eco 20 på stationer i utvalda områden. Diesel Eco 20 är en diesel där NExBTL blandats med mineraldiesel i förhållandet 1:4 (OKQ8).

Som redan nämnts medför processens komplexitet och investeringskostnad att produktionsvolymen behöver vara stor (över 100 000 ton/år) och anläggningen körs kontinuerligt

7.2. Integreringsmöjligheter

NExBTL är en av de mest avancerade biodrivmedelsteknikerna och kräver också högt tryck och temperaturer. Detta ställer krav på processutformning och servicesystem. Den stora produktionsvolymen gör förstås att varje möjlighet till energi- eller materialbesparing snabbt återbetalar sig.

Flera steg i processen är energislukande vilket nämns i avsnitt 7.1.3. Beroende på processutformning och behov eller överskott i intilliggande anläggningar, kan dock mängden värme som behöver tas utifrån variera. Varmhållningen av råvaran kan tillgodoses av fjärr- eller spillvärme vid ca 70°C. Fettrenings- och produktseparationsproces-

serna kräver ånga av hög temperatur, 200–350°C. Eftersom reaktionerna är exoterma frigörs energi som kan användas för att hålla processen igång. Detta minskar också behovet av extern värme. Den bildade propangasen samt de lätta kolvätena kan tas om hand om och användas för förbränning eller produkter.

Anläggningen i Borgå har givetvis stor nytta av det befintliga oljeraffinaderiet. Logistik, servicesystem (såsom ånga, kyla, el och kvävgas) samt vätgashantering finns redan på plats och spillvärme kan användas för exempelvis lagringstankar. Ett raffinaderi som inte har avsättning för all spillvärme kan dra nytta av att koppla på en ytterligare anläggning, men idealt är även ett fjärrvärmenät mottagare av spillvärmerna.

Hur stora fördelar som skulle nås vid integrering av ett kraftvärmeverk med fjärrvärmenät, ett raffinaderi och en NExBTL-anläggning är svårt att ange exakt eftersom externt värmebehov ej är känt. Beroende på hur det existerande raffinaderiets spillvärmemetillgång ser ut kan utformningen bli väldigt olika, men med tanke på anläggningens storlek bör en förhållandevis hög baslast för kraftvärmeverket i form av ånga till renings- och separationssteg kunna uppnås. Dock fås mycket spillvärme från raffinaderiet och NExBTL-anläggningen. Att bara kombinera ett kraftvärmeverk med en NExBTL-anläggning är naturligtvis möjligt men då måste vätgasförsörjningen och egna servicesystem ordnas.

Som en framtida biodrivmedelsanläggning kan man tänka sig ett kombinat bestående av fjärrvärmenät, förgasning och NExBTL-tillverkning.

7.3. Sammanfattande slutsatser

- Processen är avancerad och bygger på klassiska raffinaderitekniker såsom hydrogenering, hydrocracking och isomerisering. Temperaturerna ligger på mellan 200–400°C och trycket på 5–30 bar och ännu högre.
- Eftersom vätgas krävs i processen sker en integrering med fördel där en sådan produktion redan sker. Behov av servicesystem och teknisk kunskap gör att samlokalisering med existerande raffinaderi ser ut som lämpligaste alternativet.
- Såväl NExBTL-processen som raffinaderier i övrigt har överskott på lågvärdig värme varför en integrering med fjärrvärmesystem är samhällsekonomiskt lönsam.

8. FÖRVÄTSKNING: KDV-PROCESSEN

Konvertering av avfall till värdefulla produkter såsom fordonsbränsle har länge varit ett forskningsområde och rapporter om genombrott har kommit då och då. Metoderna varierar och sedan 1980-talet har termisk och/eller katalytisk depolymerisering av något slag ofta nämnts i debatten.

Ett flertal patent har tagits genom åren (Koch, 2005) men ännu har inte tekniken fått något storskaligt genombrott. Det australiska företaget Ozmotech påstår sig ha en fungerande metod kallad ThermoFuel för omvandling av plastavfall till biodiesel och företaget Changing World Technologies marknadsför en kommersiell metod för termisk depolymerisering av biomassaavfall till bland annat biodiesel. När det gäller små- och medelstora anläggningar säger det tyska företaget Alphakat att deras teknik KDV (katalytisk icke trycksatt förvätskning) kan användas för att producera dieselprodukt från restoljor och andra råvaror. Energimyndigheten har nyligen presenterat en teoretisk bedömning av processen gjord av Kemiinformation AB (Östman, 2007).

Fachhögskolan Giessen Friedberg har utfört studier av termokatalytisk depolymerisering av avloppsslam (Giessen Friedberg, 2003). Studien innefattade en anaerob reaktor vid atmosfärstryck och temperatur mellan 320°C och 400°C. Avloppsslammet omvandlades till kolmassa, vatten, oljeprodukt och icke kondenserbara gaser såsom koldioxid. Bild 19 sammanfattar material- och energiutbyten för studien. Den största delen av materialet blir till kolmassa (nära 60 %) och vatten (drygt 20 %) medan bara 8 % blir till energirik olja. Råvarans sammansättning avgör till stor del slutresultatet då kolhydrater bildar kolmassa och vatten medan fetter omvandlas till oljeprodukt och koldioxid.

De största problemen för tekniken är svårighet att få lönsamhet samt processtekniska bekymmer såsom vatten- och syreinhållande produkt och heterogena reaktionsbetingelser, det vill säga att råvaran befinner sig i fast fas, exempelvis om hushålls- eller skogsavfall ska användas.

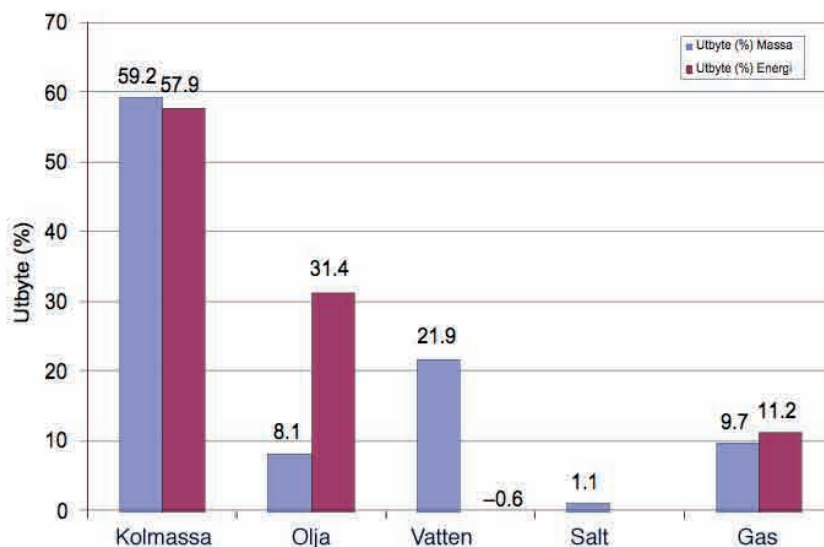


Bild 19. Material- och energiutbyten vid termokatalytisk depolymerisering av avloppsslam. (Giessen Friedberg, 2003).

8.1. Teknikbeskrivning

Eftersom teknikerna ännu är under utveckling och exempel från storskaliga anläggningar saknas är det inte möjligt att i detalj beskriva dem här. Det är dock troligt att tekniken kommer spela en roll framöver och ett stigande oljepris kommer sannolikt att driva på en kommersialisering av robusta förvätskningsprocesser. En principskiss av KDV-processen återfinns i Bild 20 och den fortsatta beskrivningen koncentrerar sig på denna teknik som ägs av Alphakat i Tyskland och marknads förs i Sverige av AVBP – A Very Beautiful Place.

Det ska dock noteras att debatten om huruvida KDV och katalytisk depolymerisering är ett fungerande och ekonomiskt alternativ fortfarande pågår och att Alphakats grundare Christian Koch lär ha lämnat Tyskland efter flera misslyckanden och nu marknadsför processen i USA via företaget Green Power (BioDieselNow, 2006; Seattle Times, 2006). Planer finns på att göra en demonstrationsanläggning av en existerande KDV-facilitet i Bulgarien (Krezesinski, 2007).

8.1.1. Råvaror

Alphakat anger att i princip allt organiskt avfall kan användas i processen och ger exempel på råvaror som rest- och spilloljor, plastavfall, kadavermjöl, skogsavfall, halm, hushållssopor, bildäck och avloppsslam.

Katalysatorn består av natrium-aluminium-silikat (zeolit) och sägs åtgå i en mängd av 1–6 % av inflödet. Dessutom används mindre mängder av exempelvis kalk för neutralisation av föroreningar och regenerering av katalysatorn (Alphakat, 2007).

8.1.2. Processbeskrivning

Bild 20 beskriver schematiskt processutformningen. Råvaran förbehandlas först genom rensning där oorganiska partiklar avlägsnas. Därefter mals det fasta materialet ned till ca 1 mm storlek. Flytande råvaror som oljor renas om nödvändigt genom centrifugering, sedimentering eller filtrering (Krezesinski, 2007).

Råvaran slurryfieras tillsammans med en högkokande oljefraktion för att skapa stor kontakt mellan faserna och underlätta transport i reaktorn. Katalysator tillsätts och slurryn upphettas sedan till ca 290°C och förs in i reaktortanken. Depolymeriseringen är exoterm varför temperaturen ökar i reaktorn, upp till 350°C. Reaktionsblandningen rörs om av ett pumpsystem som pumpar ut en liten del av slurryn på ena sidan reaktorn och för in den igen på andra sidan. Omrörningen är viktig för att undvika koksning (Koch, 2005). Bildad produkt förs vidare till en destillationskolonn där bildade produkter, små mängder CO och CO₂, lättare kolväten och vattenånga separeras. Kvar i reaktorn finns kolmassan, utfällda salter och resterande reaktionsblandning. Kolmassan och salter kan matas ut kontinuerligt eller tömmas då anläggningen stannas (Alphakat, 2007).

Kemiinformation AB har på uppdrag av Energimyndigheten gjort en bedömning av energi- och materialbalans samt kostnadsuppskattningar för KDV-processen vid användning av skogsavfall som råvara. Bland slutsatserna märks problem med att få ihop mass- och energibalans med givna produktanalyser, exempelvis om bildad oljeprodukt är syrefri eller inte. Bedömningen är att kvaliteten antingen är en syrenehållande

brännolja med ett energivärde på ca 31,5 MJ/kg och ett utbyte på 39 % eller en bensin-dieselprodukt med ett energivärde på ca 42,4 MJ/kg som kan fås i utbytet om 29 % (Östman, 2007).

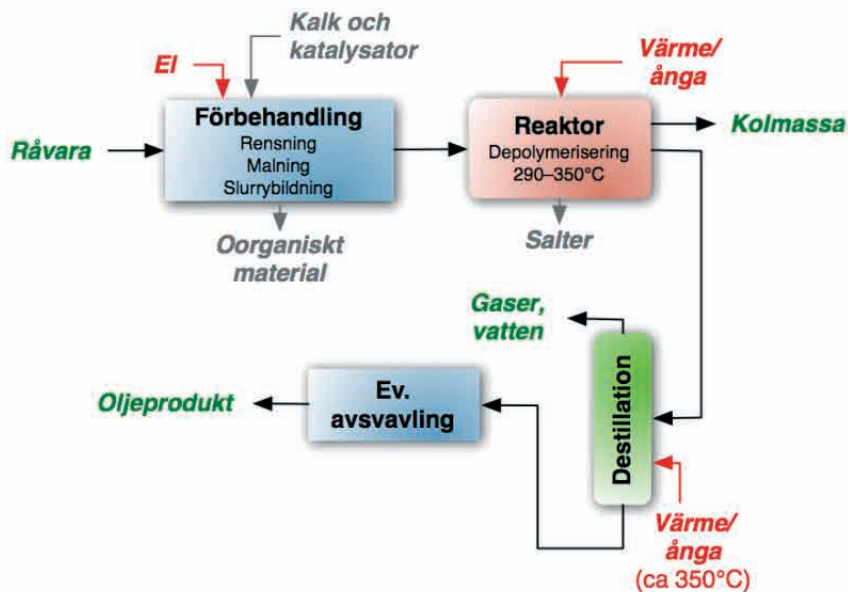


Bild 20. Schematisk översikt för katalytisk depolymerisering av biomassa enligt KDV-metoden. Ett resonemang om oljeproduktens kvalitet förs i slutet av avsnitt 8.1.2 (Alphakat 2007; AVBP, 2006; Krzesinski, 2007).

8.1.3. Energiflöden

Om begagnade oljor används som råvara åtgår elektrisk energi för centrifugering eller sedimentation. Fasta material rensas mekaniskt från oorganiska föreningar såsom metaller och mals sedan vilket också kräver el. Efter slurrybildningen upphettas blandningen till 290°C. Idag sker detta med elvärmare på de demoanläggningar som förekommer, men för en storskalig anläggning är detta knappast ekonomisk hållbart. Även pumpsystemet i reaktorn drivs med el. Efter reaktorn leds bildad produkt till destillationskolonnen som har en temperatur på ca 360°C i botten. Den utgående produktströmmens energiinnehåll kan lämpligen användas för förvärmning av råvaruslurryn. Teoretiskt beräknad material- och energibalans vid användning av skogsavfall som råvara återfinns i Tabell 14.

Tabell 14. Teoretiska data för KDV-processen beräknade utifrån av leverantören givna data samt Energimyndighetens bedömning. Processen antas antingen ge en brännolja-produkt (alt. 1) eller en dieselprodukt (alt. 2). Dessutom fås kolmassa av den fasta återstoden (AVBP, 2007; Alphakat, 2007; Östman, 2007).

Per ton produkt		Skogsavfall	Processenergi (värme+el)	Oljeprodukt	Biprodukt (kolmassa)
Alt 1. Brännolja- produkt	Vikt (kg)	2560		1000	180
	Energi (MWh)	13,6 ¹	1,0	10,3	1,2 ²
Alt 2. Diesel- produkt	Vikt (kg)	3450		1000	240
	Energi (MWh)	18,3 ¹	1,2	11,9	1,6 ²

¹ Baserat på ett effektivt värmevärde om 5,3 kWh/kg (Strömberg, 2004).

² Baserat på ett effektivt värmevärde om 6,7 kWh/kg (Östman, 2007).

8.1.4. Biprodukter

Bildade biprodukter är vattenånga, framförallt beroende på fukthalten i råvaran men också bildad under depolymeriseringen, lätta kolväten som exempelvis propan, samt klor- och fluorinnehållande salter om råvaran är exempelvis plast. Vidare bildas en viss mängd kolmassa beroende på råvara.

Propangasen och andra lätta kolväten kan förbrännas för att täcka processens el- och värmebehov. Kolmassan kan pressas till pellets.

Vissa källor gör gällande att ofullständiga reaktioner, katalysatorinaktivering och heterogen, partikelinnehållande dieselprodukt ställer till stora problem i processen och vidare att processen ännu inte fungerar kontinuerligt och i stor skala (BioDieselNow, 2006).

8.1.5. Transporter, tillgänglighet, anläggningsstorlek

KDV-processen marknadsförs framförallt som en avfall-till-bränsle-process. Anläggningen kan lokaliseras med kort avstånd till den avsedda råvaran och med lokal avsättning för produkten. Anläggningen sägs kunna drivas kontinuerligt men uppehåll för genomgång av anläggningen måste genomföras regelbundet. Alphakat levererar anläggningar av varierande storlek, från 4 000 m³/år till 40 000 m³/år, motsvarande en drivmedelsproduktion om 20–400 GWh/år.

8.2. Integreringsmöjligheter

I de demonstrationsanläggningar som förekommit, ofta mobila, har processenergin tillförts med elvärmare. I en storskalig anläggning är det knappast en ekonomiskt bärkraftigt lösning, varför ånga vid temperaturen av 290–350°C utgör ett behov för en storskalig KDV-anläggning, liksom elenergi för pumpsystemet. Vid integrering med ett kraftvärmeverk kan dessa behov tillgodoses och samtidigt ge ett ökat värmeunderlag för kraftvärmeverket. Tillverkaren anger att runt 10% av bildad oljefraktion behövs för att täcka el- och värmebehov i processen.

Biprodukter i form av propan kan förbrännas tillsammans med övriga lätta kolvätebiprodukter, liksom den bildade kolmassan. Den senare kan även pelleteras och torkas och sedan säljas – det är dock osäkert vilken kvalitet den håller om exempelvis råvaran är förorenad. En sådan integreringslösning skulle ge ytterligare värmeunderlag för kraftvärmeverket då energin till såväl pelletering som torkning kan tas därifrån. Mer detaljer kring pelletstillverkning och kombinat finns i kapitel 9.

8.3. Sammanfattande slutsatser

- Förvätskning av biomassa är en mycket intressant teknik som är mycket enklare än förgasning och FT-syntes.
- Tekniken är ännu inte verifierad med trä som råvara i stor skala.
- Väl utvecklad erbjuder processen vissa fördelar ur ett kombinatperspektiv. Värmeunderlaget kan ökas – behov finns vid temperaturer kring 300°C. Biprodukten propan kan förbrännas i kraftvärmeverket. Bildad kolmassa bör också kunna förbrännas i ett KVV eller torkas och pelleteras vilket ytterligare ökar värmeunderlaget.

9. PELLETS

Efterfrågan på bränslepellets växer för varje år samtidigt som den inhemska produktionen ökar med nya anläggningar. År 2004 eldades 1.25 miljoner ton pellets i Sverige, vilket motsvarar 6 TWh. Av detta importerar ca 25 % (European Pellet Centre, 2007). Pellets har haft en stabil prisökning de senaste åren, priserna har ökat med ca 45 % från 1997 till 2006, jämfört med fjärrvärmepriserna som stigit med 23% under samma period (Energimyndigheten, 2006). Det finns stor potential till effektiva kombinatlösningar med pelletstillverkning kopplat till el- och värmeproduktion. Genom att utnyttja värmeöverskottet i kraftvärmeverk under sommarhalvåret till att torka och förädla bio-bränsle till pellets kan driftstiden i anläggningen förlängas och ge möjlighet till större elproduktion och höga verkningsgrader.

I detta avsnitt ges en översikt över bränslepelletstillverkning och möjligheter till kombinat med el- och värmeproduktion analyseras, bland annat genom att beskriva några exempel på befintliga eller planerade pelletskombinat.

9.1. Teknikbeskrivning

9.1.1. Råvaror

Bränslepellets tillverkas i Sverige idag främst av råvarorna sågspån och kutter, samt en liten del bark. Med ökad efterfrågan och stigande pelletspriser blir andra biobränslen alltmer intressanta för pelletering. Andra potentiella råvaror är bland annat energiskogsflis, GROT, klenstammar och rörfen. Avgörande egenskaper hos råvarorna är tillgängliga och potentiella mängder, pris, dess pelleterbarhet (hållfasthet, slitage på pressar mm), bränsleegenskaper och råvarans fukthalt. Med dagens teknik krävs relativt stora volymer för att uppnå rimliga torkningskostnader (Näslund m fl, 2003).

De flesta av ovan nämnda råvaror har hög fukthalt, vanligtvis 45–55 % (oftast högre för bark), och kräver torkning före pelletering. Kutter och rörfen har redan tillräcklig torrhalt för pelletering. Pellets från sågspån, kutter, klenstammar och i vissa fall energiskogsflis kan produceras till kvalitetsklass Grupp 1 (enl. SS18 71 20), medan de övriga normalt har för hög askhalt och/eller för lågt energivärde (t.ex. rörfen). Bark medför större slitage på utrustningen och större energiförbrukning. Rörfen har visat sig ge sämre produktionskapacitet och något sämre hållfasthet än sågspåns pellets. Olika råvaror kan också blandas för att öka råvarubasen och uppnå bättre egenskaper. (Näslund m fl, 2003).

Även torv (särskilt minestyckestorv) har visat sig bra för pelletering ensamt eller i blandning med vedråvara, vilket sänker fukthalten och minskar askrelaterade problem vid förbränning (Torvproducenterna, 2007).

9.1.2. Processbeskrivning

Bild 21 visar de huvudsakliga stegen vid pelletstillverkning. Grov råvara såsom GROT och klenved flisas först. Råvaran torkas till ca 10–15 % fukthalt, vanligtvis med heta rökgaser eller överhettad ånga i roterande trumtork. Därefter mals råvaran till mindre fraktioner, oftast < 3 mm, i en hammarkvarn. För bättre hållfasthet görs träpulvret mjukt genom konditionering med ånga. Alternativt kan man tillsätta ämnen med bindningsegenskaper såsom lignin. Pelletering sker oftast i pressar med roterande ringmatris, men planmatris- och kolvpressar förekommer. Principen för all pelletering

är att råvaran under tryck pressas genom en avsmalnande kanal. Trycket uppnås genom en presskraft och friktionsmotståndet i kanalen. Genom friktionen stiger temperaturen. Under tiden som materialet uppehåller sig i kanalen, med rådande tryck och temperatur, sker ombildningar i materialet och pellets bildas. Efter pelletering kyls pelleten och siktas slutligen på damm och finfraktioner. Det material som siktas bort kan återföras som råvara eller brännas i pannan (Näslund m fl, 2003).

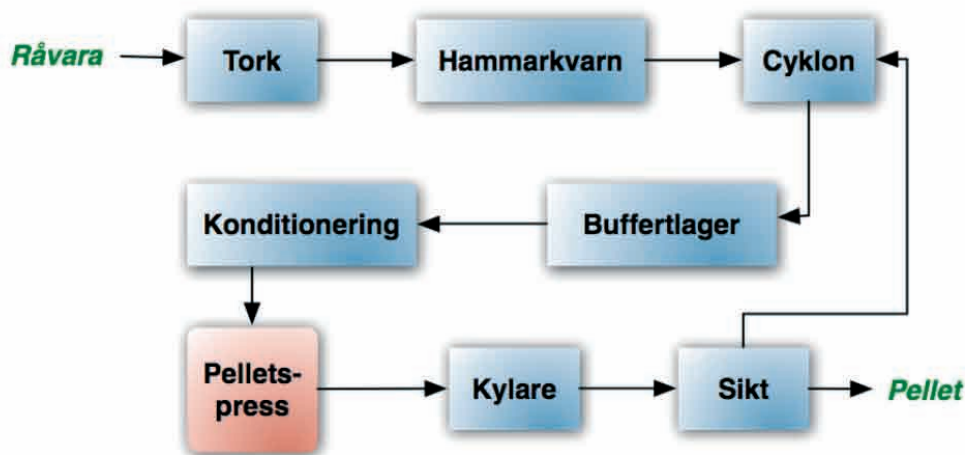


Bild 21. Processteg vid pelletstillverkning (Näslund m fl, 2003).

9.1.3. Energikombinat med pelletstillverkning

9.1.3.1. Skellefteå

Skellefteåkraft har sedan 1997 med framgång drivit ett kombinat i Skellefteå där en torkanläggning och pelletsfabrik integrerats med ett sedan tidigare befintligt kraftvärmeverk. Kraftvärmeverket eldas till största delen med sågspån men även bark, torv och GROT används. Bränsleförbrukningen är ca 200 000 ton per år vilket motsvarar ca 450 GWh. Verkets effekt är 98 MW_{th} fördelat på 34 MW el och 64 MW fjärrvärme. Vid anslutning till pelletsfabriken bedömdes elproduktionen kunna ökas med 40–50 % per år, det vill säga från 134 GWh till cirka 175 GWh med oförändrat fjärrvärmeunderlag för kraftvärmeverket. (Atterhem, 2001; Gode m fl, 2007).

Pelletsproduktionen sker främst från sågspån och pelletsfabriken kan uppnå en produktion på ca 130 000 ton/år. Torkningen sker med en ångtork där fukthalten i biobränslet sänks från 50 % till 13 %. Torkanläggningen har en elförbrukning mellan 0,5 och 3,9 MW beroende på produktion. Efter torkningen mals biobränslet med hammarkvarnar till ett grovt pulver (max 3 mm diameter) och pressas till pellets med en diameter på 8 mm. Elförbrukningen vid själva pelletstillverkningen ligger runt 100 kWh per producerat ton pellets. (Atterhem, 2001; Gode m fl, 2007).

Ångpanna och turbin har konstruerats med en möjlighet till överlast om 10 %. Denna överkapacitet avtappas efter kraftvärmeverkets högtrycksturbin. Den avtappade ångan vid 26 bar används i en värmeväxlare för att överhetta torkmediet, avdriven smutsig ånga från torken som går i en sluten loop. Primärången förorenas därför inte utan kondensatet kan föras tillbaka till pannan. Efter torken omvandlas därefter kon-

densatvärmen i en ångomformare till lågtrycksånga med hjälp av energin i den smutsiga avdunstningsångan som genereras i torken. Den nygenererade processångan används i en lågtrycksturbin för att generera mer el och till fjärrvärme. På så sätt återvinns 80–90 % av tillförd torkenergi. Specifik bruttoenergiförbrukning ligger runt 750 kWh/ton avdunstad ånga, men vid utnyttjande av energin i avdunstad ånga blir nettoförbrukningen endast cirka 150 kWh/ton (Bioenergi, 2007). Extra elkraft produceras alltså i torkprocessens turbin, utan att fjärrvärmeunderlaget behöver ökas. Utan denna koppling skulle kraftvärmeverket följa fjärrvärmenätets effektvariation över året vilket begränsar elutbytet. Möjlighet ges istället att nyttiggöra kraftvärmeverkets produktionskapacitet när denna inte fullt ut behövs för fjärrvärmeproduktion, det vill säga inom dellastområdet och därigenom även under längre tid, eftersom en högre produktion på ångpannan på så sätt kan upprätthållas. (Atterhem, 2001; Gode m fl, 2007).

9.1.3.2. Storuman

Skellefteåkraft uppför ytterligare ett energikombinat i Storuman under 2007 som ska torka och förädla biobränsle till pellets, el och värme. Råvara till anläggningen blir sågspån, kutterspån, gallringsvirke, avverkningsrester och ratad massaved. Konceptet är en vidareutveckling av det system som används i kombinatet i Skellefteå och bygger på att det finns en stor lokal/regional tillgång på bioråvara samtidigt som värmeunderlaget är begränsat. Tre pelletspressar kommer att kunna producera 80 000 ton/år. Pannan har en effekt på 28 MW och eldas med träpulver som tillverkas i anläggningen. Ångan som genereras vid torkningen utnyttjas effektivt genom optimerad elproduktion och därefter värmeproduktion, se avsnitt 9.1.3.1. Fördelen med detta koncept är att totalverkningsgraden blir mycket hög samtidigt som värmeöverskottet blir litet. I Tabell 15 visas den uppskattade energibalansen för kombinatet. Den totala verkningsgraden uppgår till hela 98 %, fördelat på cirka 83 % pellets, 8 % el respektive 7 % värme. (Bioenergi, 2006; Börjesson, 2007).

Tabell 15 Uppskattad energibalans för pelletskombinatet i Storuman (Börjesson, 2007).

Förbrukning av biobränsle (GWh/år)	Produktion av energibärare för extern användning			Totalverkningsgrad (%)
	Pellets (GWh/år)	El (GWh/år)	Värme (GWh/år)	
600	500	48	40	98

9.1.3.3. Vansbro

I Vansbro driver Västerdala Bioenergi sedan augusti 2006 ett energikombinat som förutom värme och el har kapacitet att producera 50 000 ton pellets per år. Anläggningen är förberedd för en tredje pelletspress vilket ökar kapaciteten till 70 000 ton/år (Svensk Rökgasenergi, 2007). I dag ansvarar Västerdala Bioenergi för Vansbros fjärrvärmenät, som är under utbyggnad från 17 GWh/år till 21 GWh.

Man ville ha ett flexibelt system för att torka olika typer av biobränsle, främst rundved och sågspån, på ett energieffektivt sätt även då värmeunderlaget var lågt. Tillsammans med Torkapparater AB och Svensk Rökgasenergi utvecklades ett system med en tvåstegs indirekt torkning i tubulära trumtorkor som visas i Bild 22. Sluttorkningen sker

i en högtemperaturtork som drivs med 16 bars ånga från det bibränsleldade kraftvärmeverket. Ventilationsgaserna kondenseras ned till hetvatten som driver en lågtemperaturtork för förtorkning av spånet. På så sätt återvinns större delen av torkenergin. Spånet torkas från en torrhalt på ca 45 vikt% till 90 vikt%. (Torkapparater, 2007).

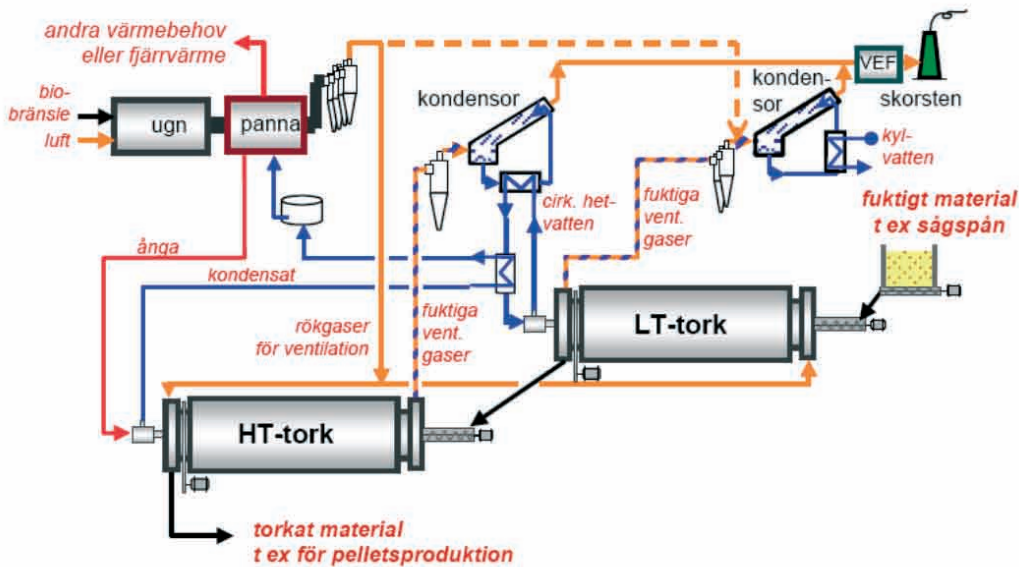


Bild 22. Torksystemet i pelletskombinatet i Vansbro (Torkapparater, 2007).

9.1.4. Torkning av bibränsle

Torkningen av bibränsle för t.ex. pelletering kan göras i direkttorkar, där bränslet står i direkt kontakt med torkmediet, eller i indirekta torkar. I energikombinat finns möjligheter att göra torkningsprocessen effektiv via återvinning av torkenergin för fjärrvärme och i vissa fall även ytterligare elproduktion som ges exempel på i avsnitt 9.1.3.1.

I en studie gjord av Värmeforsk (Münter m fl, 1999) jämfördes en direkt torkteknik med rökgaser som torkmedium (Ulricehamn) och en indirekt torkteknik med ånga som torkmedium (Borås). Den direkta tekniken där rökgas från träpulverbrännare direktinjiceras användes för att torka spån (45 % ts), grot och bark (50 % ts) till 90 % ts respektive 95 % ts. Rökgaserna med avdriven fukt släpps därefter ut genom skorstenen, utan rökgaskondensering. I den indirekta tekniken består bibränsletorke av en fluidiserande bädd med den avdrivna ångan som torkmedium. Som värmande medium används processånga från pannan via värmväxlare mitt i torke. Energin i den avdrivna ångan återvinns via värmväxlersystem kopplat till fjärrvärmenätet och matarvattentanken. I den indirekta torke torkades grot, lövved och bark från ca 50 % ts till 85 % ts. Resultaten från studien visar att energibehovet inklusive elbehov per kg avdunstat vatten var ca 1,1 MWh/kg för den direkta tekniken mot ca 1,4 MWh/kg för den indirekta. Då hänsyn tagits till återvinning av tillförd torkenergi blir energibehovet för den indirekta tekniken bara ca 0,3 MWh/kg. Detta motsvarar ca 30 % av bränslets energiinnehåll för den direkta tekniken jämfört med ca 5 % för den indirekta.

9.1.4.1. Lågtemperaturtorkning med spillvärme som värmekälla

För pelletsproduktion, men även vid exempelvis biodrivmedelsproduktion genom förgasning, måste bibränslet som vanligtvis har fukthalter kring 50 % först torkas till 10–15 % fukthalt. Ur kombinatperspektiv vore det bra att då kunna använda så lågvärdig värme som möjligt för att möjliggöra större elproduktion och/eller för att kunna ta tillvara på spillvärme. Vid spillvärmestorkning begränsas möjligheterna av värmekällans låga temperatur vilket medför att den drivande kraften för värmeöverföring, temperaturskillnaden, är relativt låg. Detta innebär i sin tur att torktiden för en partikel blir relativt lång. Principen är dessutom att ju lägre temperatur hos värmekällan, desto större anläggningsyta.

I Värmeforskrapporten Johansson m fl (2004) har tillgängliga tekniker för torkning av bibränslen studerats och utvärderats utifrån dess tillämplighet med spillvärme som värmekälla. Strömtorkar, rotertorkar och fluidbäddtorkar har olika fördelar men kräver oftast höggradig värmekälla såsom rökgaser eller högtrycksånga. Den torkteknik som bedömdes som lämpligast för att begagna spillvärme vid temperaturer under 100°C (t.ex. hetvatten) är bäddtork.

Bäddtorkar finns kommersiellt tillgängliga, har låg elförbrukning och är enkla och robusta. En nackdel är att den kräver stor yta. Det finns ett antal leverantörer av bäddtorkar som kan användas för torkning av olika typer av bibränslen ned till åtminstone 10 % fukthalt. Bland dessa finns Mabarex, Andritz, SwissCombi och Bruks Klöckner. Principen för bäddtorkar är konvektionstorkning där varmluft som flödar genom torken med hjälp av en fläkt tar med sig fukten från torkgodset. Torkgodset fördelas vanligtvis på en bädd som transporteras långsamt genom torken. Varmluften värms i värmeväxlare från spillvärmekällor såsom hetvatten eller lågtrycksånga till temperaturer mellan 30–120°C (Johansson m fl, 2004).

Verkningsgraden för lågtemperaturtorkar blir dock sämre ju lägre fukthalt som skall uppnås. Bäst verkningsgrader torde kunna uppnås om den används som förtork, där sluttorkningen görs i en högtemperaturtork. Det blir en fråga om tillgång på spillvärme kontra högvärdig värme. Konceptet med en förtork (dock ej bäddtork) som drivs med kondensatvärme från en högtemperaturtork tillämpas exempelvis i pelletskombinatet i Vansbro, se avsnitt 9.1.3.3.

9.2. Integreringsmöjligheter

Pelletsproduktion i kombinat med el- och värmeproduktion har stora fördelar, något som utnyttjas i kombinaten i Vansbro, Skellefteå och Storuman som beskrivs ovan. Genom integrering med ett kraftvärmeverk och ett effektivt torksysteem kan totalverkningsgraden bli mycket hög, upp till 98 % nyttig energi i form av pellets, el och värme. Högtrycksånga från pannan kan först generera el genom en högtrycksturbin för att sedan användas som värmekälla till bränsletorken. Med indirekta torksysteem kan torkenergin lätt återvinnas genom kondensation direkt till fjärrvärme, eller utnyttjas i en återkokare/ångomformare där den genererade lågtrycksångan används för ytterligare elproduktion i en lågtrycksturbin och sedan fjärrvärme. Processångan som används som värmende medium kommer då inte i kontakt med torkgodset och kan därför återföras till pannan. Detta koncept används både i Skellefteå och i

Storuman, där elproduktionen och alfavärdena blir betydligt högre i kombinatet trots bibehållet värmeunderlag.

Det finns också möjlighet att utnyttja värmeöverskott i form av hetvatten, t ex kondensat eller fjärrvärme, för att driva lågtemperaturtorkar för att torka biobränslet. Baddtorkar bedöms som lämpliga för sådan tillämpning. En tillämpning som med framgång används i Vansbro är att använda kondensatvärmens från en högtemperaturtork till att driva en lågtemperaturtork för att förtorka biobränslet. På så sätt minskar behovet av höggradig ånga och torkningsprocessen blir effektiv med oförändrat värmeunderlag (efterfrågan på fjärrvärme). Lågtemperaturtorkning av biobränslet på detta sätt kan också vara intressant för en förgasningsanläggning som behöver biobränsle med hög torrhalt och som har ett värmeöverskott. Pelletstillverkning är en relativt enkelt process och pellets är lätt att lagra och transportera. Ett kombinat med pelletstillverkning kan därför vara ett utmärkt sätt för ett kraftvärmeverk med ett litet värmeunderlag att förlänga driftstiden och kunna utnyttjas bättre under sitt dellastområde (sommarhalvåret), med möjligheter till högre elproduktion och högre totalverkningsgrader. Pelletsproduktion kan också ingå i ett kombinat med exempelvis etanolproduktion från lignocellulosa, vilket planeras i Sveg (se avsnitt 4.3.2.2). Lignin och eventuellt drank kan då blandas in i pelleten och kombinatet får genom pelletsfabriken avsättning för värme som annars skulle kräva stora fjärrvärmenät.

9.3. Sammanfattande slutsatser

- Torkning och pressning av biobränsle till pellets kan på ett energieffektivt sätt göras i ett energikombinat. Mycket höga totalverkningsgrader kan uppnås.
- Torksystemen kan designas för ånga vid olika tryck och med indirekt torkteknik kan torkenergin återvinnas för att driva en förtork eller till fjärrvärme. Goda möjligheter finns att delar av (eller hela) torkningen kan ske med lågtemperaturtorkning genom att utnyttja spillvärme från andra processer eller fjärrvärme.
- I ett energikombinat ger pelletsproduktion möjlighet till ökad elproduktion och förlängd drifttid för kraftvärmeverket, med oförändrad efterfrågan på fjärrvärme. Pelletsproduktionen kan vid behov varieras över året.
- Pelletsproduktion kan kombineras med andra processer med värmeöverskott såsom etanolproduktion från lignocellulosa.

10. SYSTEMANALYS

I projektet har studerats vilka effekter integrering ger med avseende på olika energiflöden och energieffektivitet för de studerade drivmedelsproduktionsteknikerna. Den principiella jämförelsen blir alltså mellan integrerade system och separata system (Bild 23 och Bild 24).

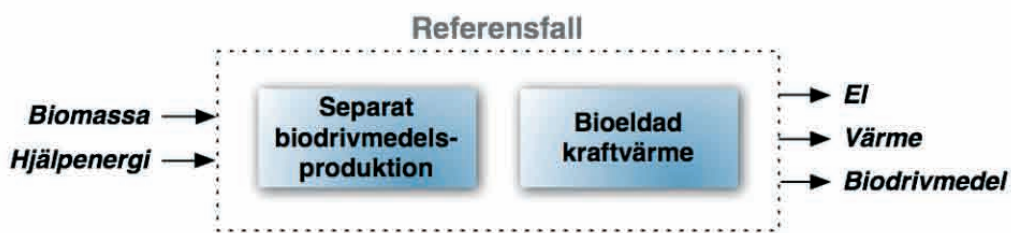


Bild 23 Systemanalysens referensfall; ingen integrering av drivmedelsproduktion och kraftvärmeproduktion



Bild 24. Systemanalysens jämförelsefall; produktion av biodrivmedel integrerat med produktion av kraftvärme

Systemanalysen av integreringen av biodrivmedelsproduktion med annan energiproduktion får olika konsekvenser beroende på biodrivmedelproduktionsteknik. Teknikerna kan delas upp i två kategorier utifrån om de har ett nettobehov av ånga och fjärrvärme eller om de har nettoöverskott av dessa energiformer. Som exempel ger produktion av SNG ett överskott av spillvärme som kan användas i ett fjärrvärmenät och minskar därmed driften för ett kraftvärmeverk (KVV) eftersom mottrycks-/värmeunderlaget minskar. Etanolproduktion genom jäsnings har istället ett behov av ånga vilket ger ett ökat mottrycks-/värmeunderlag för ett KVV¹.

DME-produktion genom förgasning liknar SNG-produktionen, men ger en mindre mängd spillvärme och får därför inte lika stor samordningseffekt som fallet blir vid SNG-produktion.

RME-produktionen påminner om etanolproduktionen, men förbrukar mindre mängd ånga och samordningseffekten blir därmed mindre omfattande.

De lokala förutsättningarna för varje enskilt kombinat varierar vilket påverkar resultatet av en integrering. De systemanalyser som genomförs i detta projekt ger en

¹ Etanolproduktionen har ett behov av ånga, men levererar även spillvärme som kan användas i fjärrvärmenätet (temperatur över 90 grader). Ångenergibehovet är dock betydligt större än leveranserna av spillvärme.

principiell bild av vilka konsekvenser en integrering får, men är starkt beroende av antaganden avseende framförallt fjärrvärmenätet och dess produktionsanläggningar. Andra förutsättningar i fjärrvärmenätet ger andra resultat även om de övergripande principerna i de systemanalyser som genomförs här även är giltiga för dessa integreringar.

10.1. Fjärrvärmenätet och kraftvärmeverket

I systemanalysen har utgångspunkten varit ett fjärrvärmenät där värmen produceras med ett bio-KVV (biobränsleeldat kraftvärmeverk) och ett bio-VV (biobränsleeldat värmeverk). Kraftvärmeverket som används i systemanalysen är hämtat från en studie gjord av Elforsk (2003). Detta KVV har specifikationerna 80 MW el, 173 MW värme och 230 MW bränsle. Verkningsgraden är alltså 35 % för el, 75 % för värme och totalverkningsgraden är 110 %². Normal drifttid (mätt i antalet ekvivalenta fullasttimmar = utnyttjningstid) antas enligt Elforsk (2003) till 4500 timmar. Årsproduktionen för detta KVV blir alltså ca 780 GWh värme och 360 GWh el utifrån drygt 1000 GWh GROT/flis per år.

Vidare har antagits att ett bio-KVV dimensioneras till att producera 55 % av den maximalt efterfrågade värmeeffekten vid ett fjärrvärmenät och att KVV som lägst kan vara i drift vid 35 % av maxeffekten. Med dessa antaganden är den maximala värmeeffekten vid det hypotetiska fjärrvärmenätet som används i denna systemanalys ca 315 MW värme. Den värme som inte produceras av kraftvärmeverket produceras istället av ett bio-VV. Varaktighetsdiagrammet för detta hypotetiska fjärrvärmenät och fördelningen mellan de olika värmeproduktionsenheterna visas i Bild 25. Varaktighetsdiagrammets utseende har hämtats från Larsson (2005) och har sedan kalibrerats efter den maxeffekt som används i detta projekt.

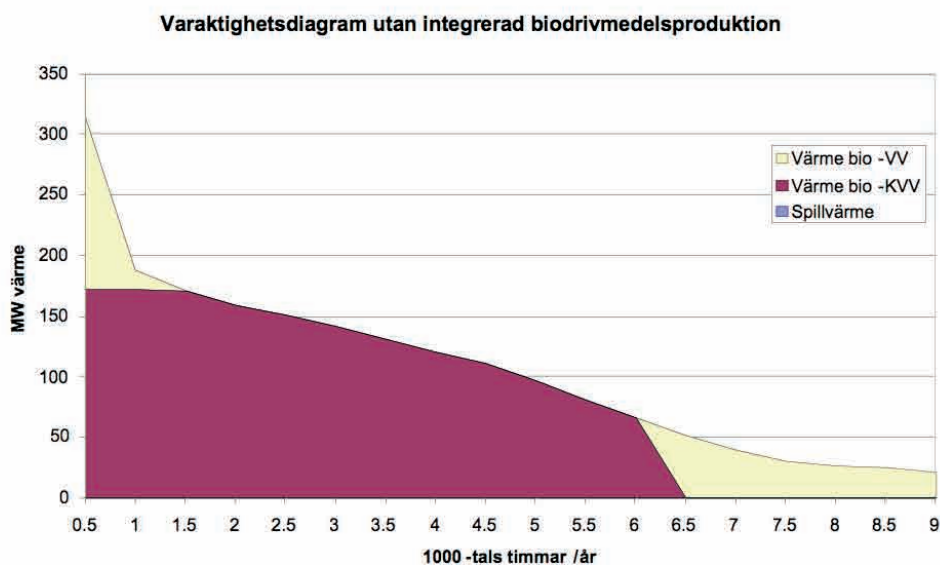


Bild 25. Varaktighetsdiagram för ett hypotetiskt fjärrvärmenät med ett bio-KVV och ett bio-VV.

² Denna siffra är möjlig tack vare rökgaskondensering i kombination med att effektivt värmevärde (där eventuellt vatten i bränslet ej ingår) använts vid beräkningen. I systemanalysen i denna rapport antas rökgaskondenseringen vara ständigt inkopplad.

När en förgasningsprocess för produktion av SNG (242 MW bränsle) som är igång 8000 h per år (uppehåll på sommaren) integreras med detta fjärrvärmenät minskar mottrycks-/värmeunderlaget för kraftvärmeverket. Värme som tidigare producerats av kraftvärmeverket ersätts av spillvärme från förgasningsprocessen. Även en del av värmeverkets produktion ersätts av spillvärme. Varaktighetsdiagrammet med de olika produktionsenheterna av värme visas i Bild 26. Antagandena för SNG-produktionen grundar sig på kapitel 5 och återges igen i Tabell 16.

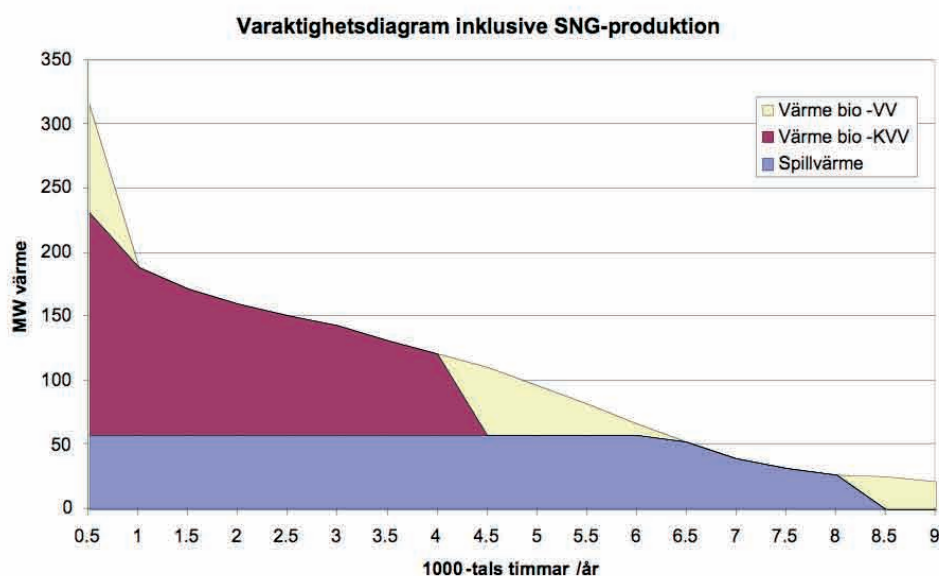


Bild 26. Varaktighetsdiagram för samma hypotetiska fjärrvärmenät som ovan, men där SNG-produktion genom förgasning har integrerats. KVV:s värmeunderlag minskar eftersom värme som tidigare producerats av KVV ersätts av spillvärme från förgasningsprocessen. Jämför med bilden för varaktighetsdiagrammet utan integration (Bild 25) för att förstå skillnaden som uppkommer vid energikombinat med SNG-produktion.¹

Vid etanolproduktion finns vid integrering med ett fjärrvärmenät och dess produktionsanläggningar möjlighet att avleda en del av ångan till etanolprocessen och sedan leverera tillbaka kondensat som till viss del kan användas för fjärrvärme.

Vid integrering mellan en etanolanläggning och fjärrvärmenätet har antagits att etanolanläggningen är dimensionerad för att producera 110 000 m³ etanol (650 GWh/år) (2 ggr nuvarande anläggningen som finns i Norrköping). Vidare har antagits att ångan som används är 15 bars ånga med en temperatur på 200 grader och att ångkonsumtionen är 3,1 MWh per ton etanol². Ångbehovet beräknas till 34 MW. Utifrån entalpi-

¹ De låga upplösningen i grafen gör att det i figuren (den nedre) verkar som att hela maxeffekten i KVV inte används när så finns möjlighet under de 1000 timmar då nätet har som störst efterfrågan på värme. Självklart stämmer inte det med verkligheten, utan beror endast på den dåliga upplösningen i figuren.

² Detta är ett ångtryck och en temperatur som används i förgasningsprocessen och dess entalpi anges i Tabell 10. Trycket avviker något från det som angivits ovan i etanolkapitlet och temperaturen är antagen.

värdena i Tabell 10 motsvarar entalpifallet i ångan innan den kondenseras ca 1,4 MW. Denna energi antas annars ha kunnat användas för elproduktion, vilket innebär att elverkningsgraden för KVV antas minska från 34,8 % till ca 34,2 %. Det kondensat som levereras tillbaka har en effekt motsvarande ca 5 MW vilket innebär att mottrycks-/värmeunderlaget totalt ökar med 29 MW när etanolanläggningen integreras med ett fjärrvärmenät. Effekten blir att kraftvärmeverket kan användas en längre del av året, att VV får användas mer på vintern men mindre på sommaren. Etanolanläggningen antas vara i drift 8000 h per år, dvs. med uppehåll på sommaren på samma sätt som för kraftvärmeverket.

Varaktighetsdiagrammets utseende inklusive den extra värmefterfrågan vid etanolproduktion framgår av Bild 27. Antagande för etanolproduktionen baseras på kapitel 4 och sammanfattas i Tabell 16.

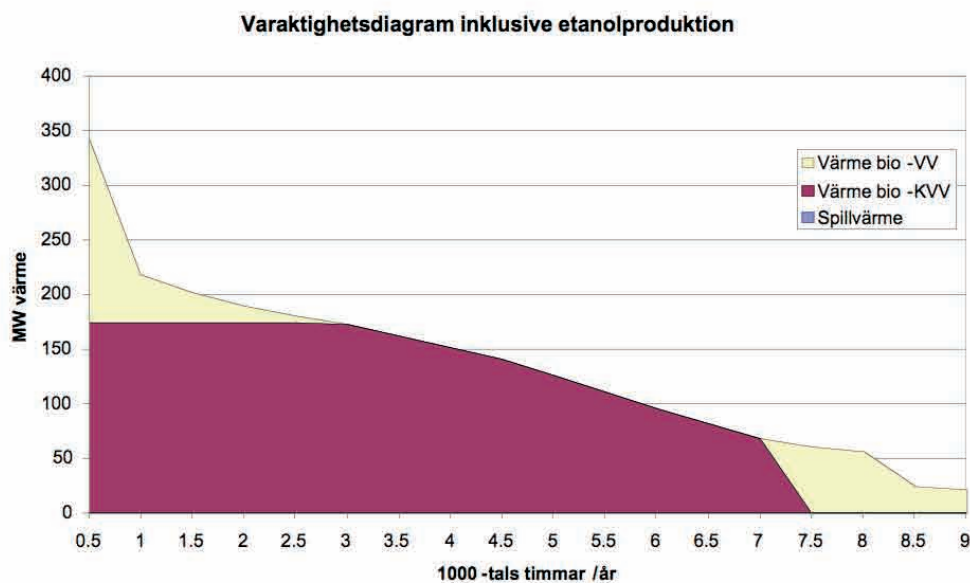


Bild 27. Varaktighetsdiagram för samma hypotetiska fjärrvärmenät som ovan, men med etanolproduktion integrerad. Mottrycks-/värmeunderlaget ökar med integrering mellan etanolproduktion och ett fjärrvärmenät. Jämför med bilden för varaktighetsdiagrammet utan integration (Bild 25) för att förstå skillnaden som uppkommer vid energikombinat med etanolproduktion.

Vid integrering mellan RME-produktion och ett fjärrvärmenät och dess produktionsanläggningar finns möjlighet att avleda en del av ångan till RME-processen. I RME-processen används större delen av ångan direkt i processen och endast en liten del skulle kunna föras tillbaka till fjärrvärmenätet som kondensat. I denna systemanalys antas att inget kondensat eller annan spillvärme kan tas tillvara i fjärrvärmenätet, se Tabell 16.

RME-anläggningen som integreras med fjärrvärmenätet är dimensionerad för att producera 90 000 m³ RME per år (knappt 860 GWh/år) (ca 2 ggr nuvarande anläggningen som finns i Karlshamn). Vidare har antagits att ångan som används är 15 bars ånga med en temperatur på 200 grader och att ångkonsumtionen är 1,3 MWh per ton

RME. Detta är ett ångtryck och en temperatur som används i förgasningsprocessen och dess entalpi anges i Tabell 10. Trycket som används i RME-processen varierar, men det antagna trycket kan ses som ett medeltryck. Ångbehovet beräknas till 13 MW. Utifrån entalpivärdena i Tabell 10 motsvarar entalpifallet i ångan innan den kondenseras ca 0,55 MW. Denna energi antas annars ha kunnat användas för elproduktion, vilket innebär att elverkningsgraden för KVV antas minska från 34,8 % till ca 34,5 %. Mottrycks-/värmeunderlaget ökar med 13 MW när RME-anläggningen integreras med ett fjärrvärmenät. Effekten blir att kraftvärmeverket kan användas en längre del av året, att VV får användas mer på vintern men mindre på sommaren. RME-anläggningen antas vara i drift 8000 h per år, dvs. med uppehåll på sommaren på samma sätt som för kraftvärmeverket.

Varaktighetsdiagrammets utseende inklusive den extra värmeefterfrågan vid RME-produktion framgår av Bild 27. Antagande för RME-produktionen baseras på kapitel 6 och sammanfattas i Tabell 16.

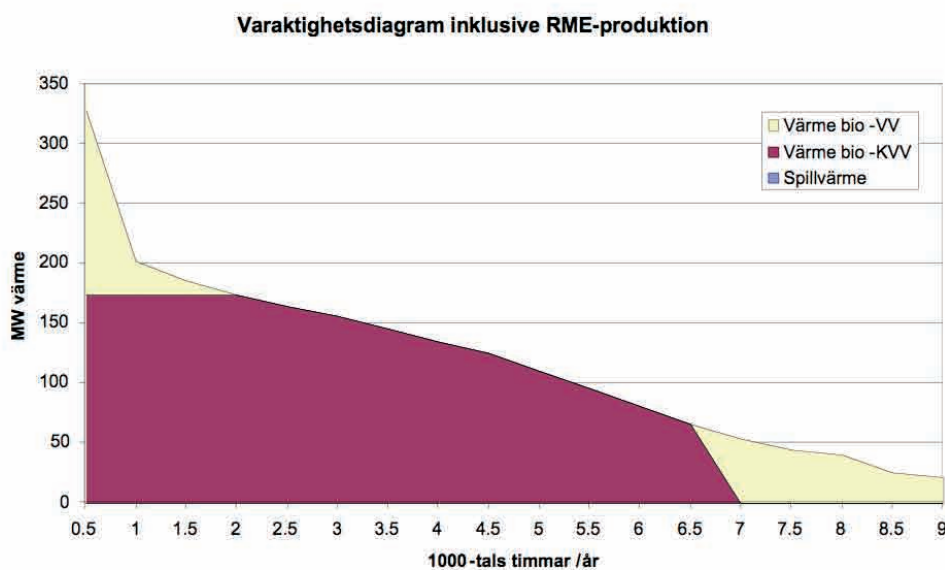


Bild 28. Varaktighetsdiagram för samma hypotetiska fjärrvärmenät som ovan, men med RME-produktion integrerad. Mottrycks-/värmeunderlaget ökar med integrering mellan RME-produktion och ett fjärrvärmenät. Jämför med bilden för varaktighetsdiagrammet utan integration (Bild 25) för att förstå skillnaden som uppkommer vid energikombinat med RME-produktion.

Tabell 16. Antaganden för de olika biodrivmedelsprocesserna som används i systemanalysberäkningarna.

	Storlek på biodrivmedelsanläggning	Ånga för drivmedelsprocessen	Kondensat tillbaka till KVV	Övrig spillvärme från drivmedelsprocessen över 90 grader	Fjärrvärme till drivmedelsprocessen	Påverkan på effekten i KVV
Etanolproduktion	Vete-kärnor: 1200 GWh/år, Etanolproduktion: 650 GWh/år	3,1 MWh/ton etanol. Efterfrågat ångtryck varierar, här antas 15 bars ånga, 200 grader.	Här antas att 90% av kondensatet återförs till KVV, 110 graders temperatur. 0,46 kWh / ton etanol.	Stora mängder spillvärme vid temperaturer på 30-40 grader, men inget lämpligt för fjärrvärme.	Nej	Effekten minskar med 1,8% vid det storleksförhållande mellan KVV och etanolproduktion som används i denna rapport.
SNGproduktion	GROT/flis: 1900 GWh/år, SNGproduktion: 1400 GWh/år	Produceras internt i drivmedelsprocessen.	Ej aktuellt	Ja, ca 24% av tillfört bränsle	Nej	Nej, men totala elproduktionen minskar p.g.a. att spillvärmen ersätter värmeunderlag för KVV.
RMEproduktion	Rapsfrö: 1300 GWh/år, RMEproduktion: 860 GWh/år	1,3 MWh/ton RME. Efterfrågat ångtryck varierar, här antas 15 bars ånga, 200 grader.	Största delen av ångan används i processen. Här antas att inget kondensat går tillbaka i processen.	Relativt stora mängder spillvärme under 90 grader bildas. Antar här att ingen spillvärme över 90 grader avges från processen.	Nej	Effekten minskar med 0,7% vid det storleksförhållande mellan KVV och RMEproduktion som används i denna rapport

10.2. Integrering eller inte integrering – jämförelse

10.2.1. Förgasning

Fristående SNG-produktion har betydligt lägre verkningsgrad än ett fristående KVV även då biprodukterna räknas med (stapel 1 och 2 i Bild 29). Adderas de fristående anläggningarna med varandra blir verkningsgraden högre (stapel 3 i Bild 29) eftersom KVV har en totalverkningsgrad på 110 %. Vid integrering mellan SNG-produktion och det hypotetiska fjärrvärmenätet skapas avsättningsmöjlighet för spillvärmen från SNG-produktionen och totalverkningsgraden ökar. Användningen av GROT/flis minskar eftersom kraftvärmeverket används mindre till följd av minskat mottrycksunderlag för kraftvärmeverket när spillvärmeleveranserna ökar. Nettoelproduktionen minskar ca 170 GWh/år (från 280 till ca 110 GWh/år). Dessa effekter går att utläsa ur Bild 29 men med låg noggrannhet. I Bild 30 redovisas istället förändringarna mellan summan av de två fristående anläggningarna och den integrerade anläggningen. Där framgår ovanstående effekter tydligare.

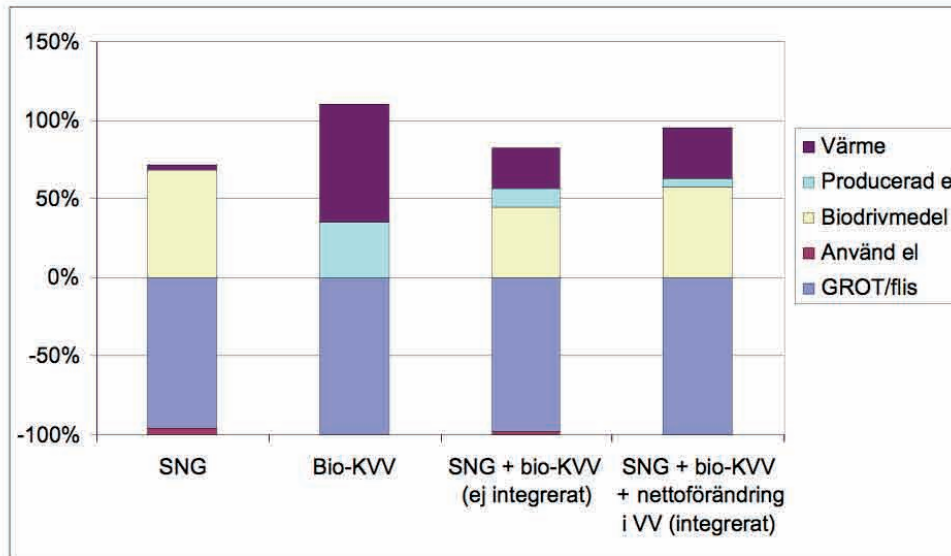


Bild 29. Verkningsgrader för SNG-anläggning och KVV integrerat (stapel 4) och ej integrerat (stapel 1-3). Figuren visar dels behovet av råvaror och olika former av energi (negativ verkningsgrad) och dels produktion av olika produkter så som el, värme och biodrivmedel. Alla siffror är uttryckta som procent av det totala behovet av råvaror och energi. Mängden råvaror, energi och produkter varierar dock, exempelvis är stapel 3 summan av stapel 1 och stapel 2. Stapel 4 har ca 20 % mindre behov av råvaror och energi än stapel 3. Fristående SNG-produktion (stapel 1) har betydligt lägre verkningsgrad än ett KVV (stapel 2). En integrering av SNG-produktion med ett KVV ändrar råvaruförsörjningen (el ersätts med GROT/flis) och verkningsgraden ökar eftersom spillvärme kan tas tillvara (stapel 4) jämfört med summan av de två fristående anläggningarna (stapel 3).

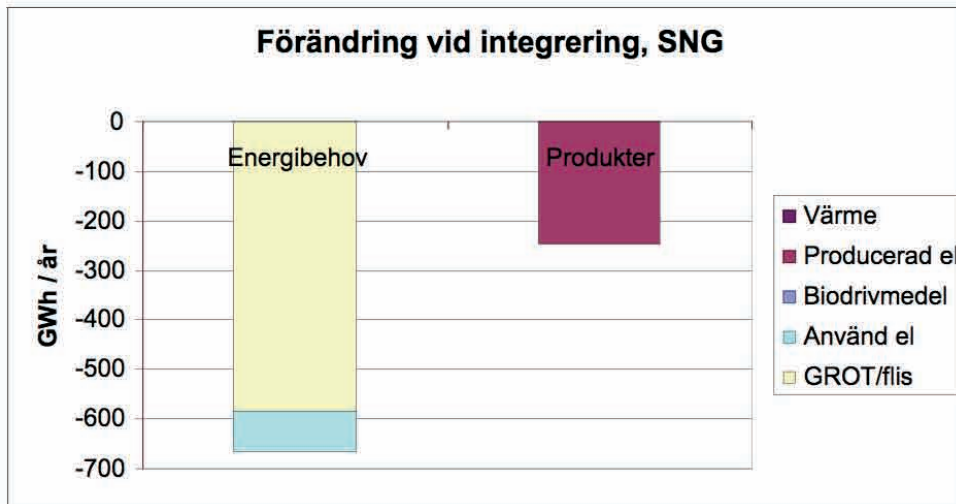


Bild 30. Figuren visar förändringen i råvarutörsörjningen samt förändringen i produkter vid en integrering. Användningen av GROT/flis och el minskar. Samtidigt minskar även produktionen av el eftersom mottrycksunderlag för KVV ersätts med spillvärme från SNG-produktionen. Eftersom minskningen av användningen av GROT/flis och el är större än minskningen i produktion av el ökar verkningsgraden. Det åskådliggörs även i Bild 29.

10.2.2. Etanolproduktion

Fristående etanolproduktion har betydligt lägre verkningsgrad än ett fristående KVV även då biprodukterna räknas med (stapel 1 och 2 i Bild 31). Adderas de fristående anläggningarna med varandra blir verkningsgraden relativt hög (stapel 3 i Bild 31) eftersom KVV har en totalverkningsgrad på 110 %. Vid integrering mellan etanolproduktion och det hypotetiska fjärrvärmenätet minskar behovet av extern el och ånga och totalverkningsgraden ökar något (stapel 4 i Bild 31). Användningen av GROT/flis ökar eftersom kraftvärmeverket används mer och det ger även ökad elproduktion även om elverkningsgraden för KVV sjunker något vid integreringen. Nettoelproduktionen ökar ca 100 GWh/år (från 320 till 420 GWh/år). Dessa effekter är relativt små i relation till anläggningarnas storlek vilket gör att det är svårt att utläsa dessa effekter i Bild 31. I Bild 32 redovisas istället förändringarna mellan summan av de två fristående anläggningarna och den integrerade anläggningen. Där framgår ovanstående effekter tydligare.

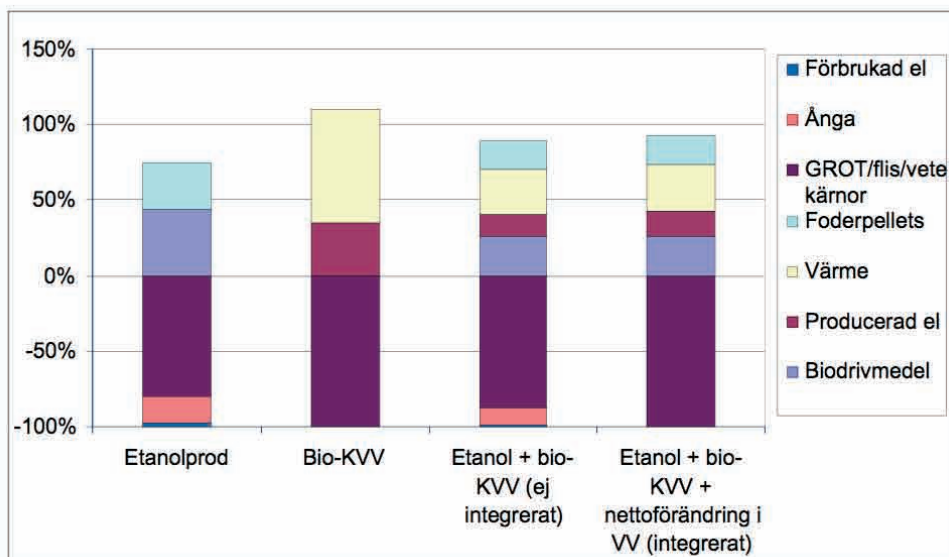


Bild 31. Verkningsgrader för etanolanläggning och KVV integrerat (stapel 4) och ej integrerat (stapel 1-3). Figuren visar dels behovet av råvaror och olika former av energi (negativ verkningsgrad) och dels produktion av olika produkter så som el, värme och biodrivmedel. Alla siffror är uttryckta som procent av det totala behovet av råvaror och energi. Mängden råvaror, energi och produkter varierar dock, exempelvis är stapel 3 summan av stapel 1 och stapel 2. Stapel 4 (integrerade anläggningar) har ungefär samma behov av råvaror och energi som stapel 3. Fristående etanolproduktion (stapel 1) har betydligt lägre verkningsgrad än ett KVV (stapel 2). En integrering av etanolproduktion med ett KVV ändrar råvaruförsörjningen (el och ångbehov ersätts med GROT/flis) och verkningsgraden ökar något (stapel 4) jämfört med summan av de två fristående anläggningarna (stapel 3).

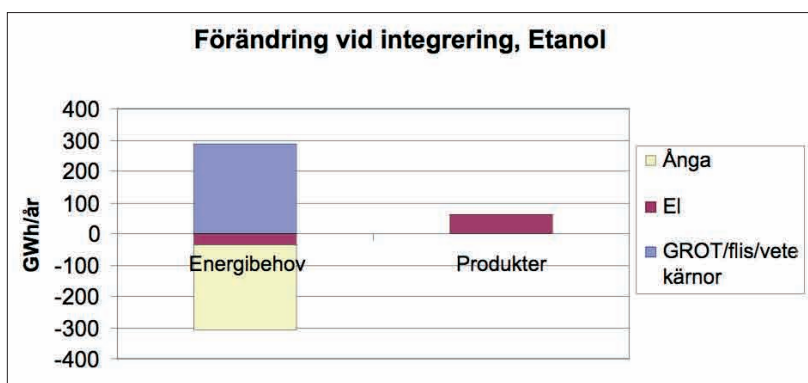


Bild 32. Figuren visar förändringen i råvaruförsörjningen samt förändringen i produkter vid en integrering. Användningen av GROT/flis ökar och ersätter behovet av ånga och el som finns i de fristående anläggningarna. Samtidigt ökar produktionen av el, medan produktionen av resterande produkter (biodrivmedel, värme¹ och foderpellets) är konstant.

¹ Värmeproduktionen i KVV förändras något, men det kompenseras av förändrad produktion i VV. Eftersom nettoförändringen av VV inkluderas blir värmeproduktionen konstant.

10.2.3. RME-produktion

Fristående RME-produktion har lägre verkningsgrad än ett fristående KVV även då biprodukterna räknas med (stapel 1 och 2 i Bild 33). Adderas de fristående anläggningarna med varandra blir verkningsgraden relativt hög (stapel 3 i Bild 33) eftersom KVV har en totalverkningsgrad på 110 %. Vid integrering mellan RME-produktion och det hypotetiska fjärrvärmenätet minskar behovet av extern el och ånga och totalverkningsgraden ökar något. Användningen av GROT/flis ökar eftersom kraftvärmeverket används mer och det ger även ökad elproduktion även om elverkningsgraden för KVV sjunker något vid integreringen. Nettoelproduktionen ökar knappt 50 GWh/år (från 360 till knappt 410 GWh/år). Dessa effekter är relativt små i relation till anläggningarnas storlek vilket gör att det är svårt att utläsa dessa effekter i Bild 33. I Bild 34 redovisas istället förändringarna mellan summan av de två fristående anläggningarna och den integrerade anläggningen. Där framgår ovanstående effekter tydligare.

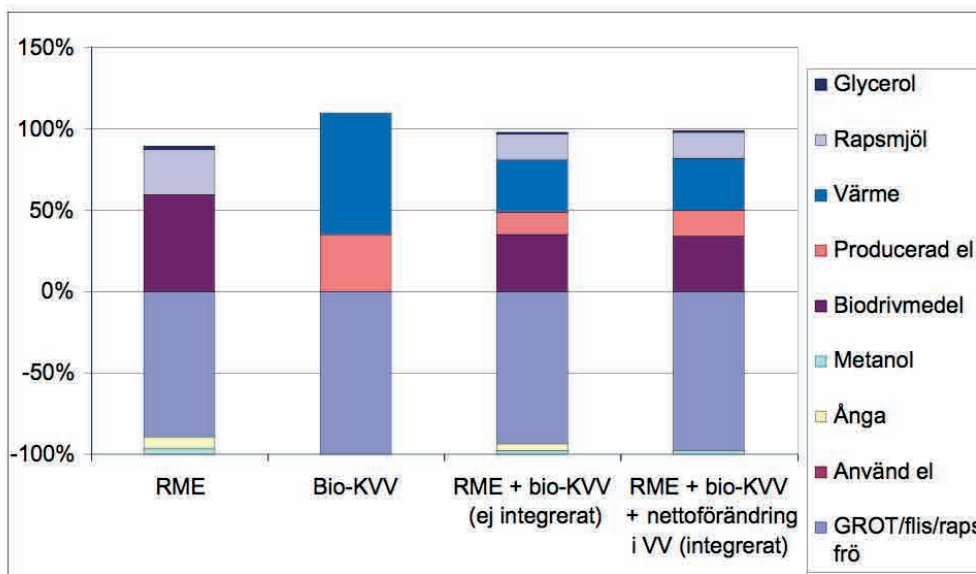


Bild 33. Verkningsgrader för RME-anläggning och KVV integrerat (stapel 4) och ej integrerat (stapel 1-3). Figuren visar dels behovet av råvaror och olika former av energi (negativ verkningsgrad) och dels produktion av olika produkter så som el, värme och biodrivmedel. Alla siffror är uttryckta som procent av det totala behovet av råvaror och energi. Mängden råvaror, energi och produkter varierar dock, exempelvis är stapel 3 summan av stapel 1 och stapel 2. Stapel 4 har ungefär samma behov av råvaror och energi som stapel 3. Fristående RME-produktion (stapel 1) har lägre verkningsgrad än ett KVV (stapel 2). En integrering av RME-produktion med ett KVV ändrar råvaruförsörjningen (el och ångbehov ersätts med GROT/flis) och verkningsgraden ökar marginellt (stapel 4) jämfört med summan av de två fristående anläggningarna (stapel 3).

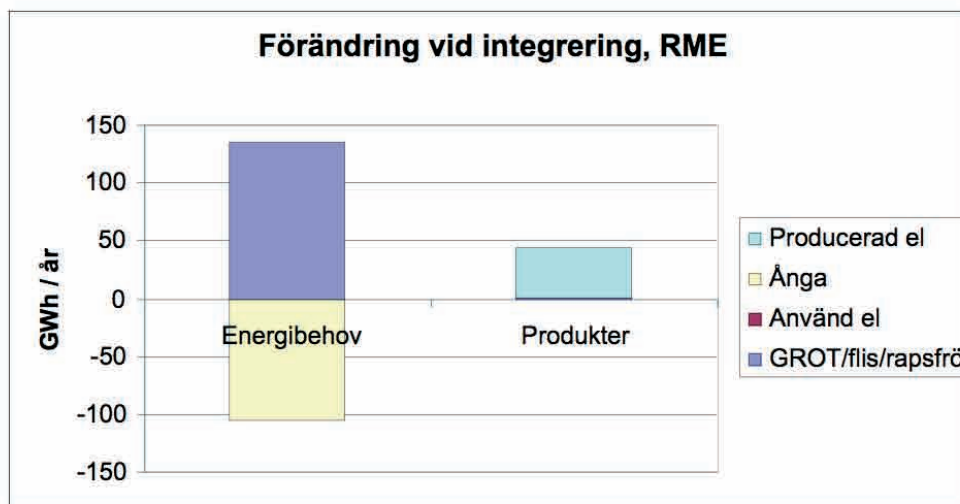


Bild 34. Figuren visar förändringen i råvaruförsörjningen samt förändringen i produkter vid en integrering. Användningen av GROT/flis ökar och ersätter behovet av ånga och el som finns i de fristående anläggningarna. Samtidigt ökar produktionen av el, medan produktionen av resterande produkter (biodrivmedel, värme¹ och biprodukterna rapsmjöl och glycerol) är konstant.

¹ Värmeproduktionen i KVV förändras något, men det kompenseras av förändrad produktion i VV. Eftersom nettoförändringen av VV inkluderas blir värmeproduktionen konstant.

11. SAMMANFATTANDE RESULTAT

I denna studie har studerats hur produktion av olika biodrivmedel och pellets kan integreras med kraft- och fjärrvärmesystem i så kallade bioenergikombinat. Utförliga beskrivningar av de olika omvandlingsteknikerna har gjorts och integreringsmöjligheterna med el- och värmeproduktion har diskuterats. Utgångspunkten har varit hur biodrivmedelsproduktionen kan göras så effektiv som möjligt ur resurs-, energi- och miljösynpunkt genom olika former av energikombinat. Denna studie fokuserar alltså på förädling av biomassa till biodrivmedel (och pellets) samt möjligheter till och konsekvenser av integrering i bioenergikombinat. För en totalbedömning av olika biodrivmedelstekniker och deras miljömässiga för- och nackdelar krävs också en analys av hela produktionskedjan, bl.a. framställning och transport av råvara liksom miljöbelastning vid distribution och användning av drivmedlet och biprodukter. Detta berörs bara översiktligt i studien. Studien visar på olika möjligheter för integrering med kraftvärmeproduktion och diskuterar för- och nackdelar. Vilket produktionssystem eller vilket biodrivmedel som är bäst är olika från fall till fall. Många faktorer påverkar hållbarhetsnyttan med en viss lösning såsom lokala och regionala förutsättningar, tillgång på råvara, logistik, avsättning för biprodukter etc.

I Tabell 17 görs en sammanfattning över de olika omvandlingsteknikerna och en bedömning av integreringsmöjligheterna. För samtliga studerade omvandlingstekniker finns vinster att göra genom integrering med fjärrvärme/kraftvärmeproduktion, men graden av integrering och på vilket sätt det kan ske på skiljer sig åt. Gemensamt för alla teknikerna är att verkningsgraderna från råvara till nyttig energi (biodrivmedel, el, värme, pellets) potentiellt kan bli högre vid någon form av integrering med produktion av kraftvärme, jämfört med en separat biodrivmedelsanläggning.

Med undantag för förgasningstekniken har biodrivmedelsprocesserna ett externt värmebehov som med fördel produceras i ett integrerat kraftvärmeverk. För rötning till biogas räcker det med fjärrvärme och även vid pelletsproduktion kan det räcka med lågvärdig värme (åtminstone för förtorkning av biomassan). Övriga tekniker kräver ånga vid olika tryck och temperaturer för att driva processerna. För förbehandlingen vid etanoltillverkning från lignocellulosa krävs ånga med tryck upp emot 30 bar, men för övriga processer vid etanoltillverkning räcker det i allmänhet med låg- och mellantrycksånga under 15 bar. FAME/RME produktion är enkel och sker vid relativt låga temperaturer, 60–150°C. Utvinningen av vegetabilisk olja kräver såväl processånga som direktånga vid tryck mellan 6–20 bar. Genom att integrera processernas ång- och kondensatsystem kan resursutnyttjande och energieffektivitet förbättras. Elproduktion kan då ske på ångan före användning i biodrivmedelsprocesserna och spillvärmens från tillverkningsprocessen kan utnyttjas till exempelvis fjärrvärme. En biodrivmedelsanläggning kan i ett energikombinat leda till att kraftvärmeverkets kapacitet utnyttjas bättre under sommarhalvåret genom att vara värmeunderlaget blir större. Ett utmärkt exempel på detta är pelletsproduktion.

För en förgasningsanläggning finns inte lika uppenbara fördelar med nära processintegrering eftersom energibehovet produceras internt inom anläggningen, med undantag för ett visst externt elbehov. Däremot produceras en stor mängd spillvärme som kan utnyttjas genom att anläggningen kopplas upp mot ett större fjärrvärmenät. För att ta tillvara all spillvärme behövs ett större fjärrvärmenät vid produktion av SNG än vid

produktion av motsvarande mängd biodrivmedel vid produktion av DME. Vid produktion av SNG (förgasning) och biogas (rötning) finns också en stor fördel av en nätintegrering i form av uppkoppling mot ett större gasnät.

Spillvärme produceras förutom vid förgasning även i flertalet av biodrivmedelsteknikerna som nämns i rapporten. I ett energikombinat finns goda förutsättningar att återvinna delar av spillvärmens genom återcirkuleringar och värmeväxlingar. Spillvärmens kan också på ett naturligt sätt utnyttjas till fjärrvärme i ett energikombinat. I många fall kan dock fjärrvärmebehovet vara begränsat varför det kan bli nödvändigt att hitta andra användningsområden för spillvärmens. Som redovisats i rapporten finns numera effektiva torksystem där spillvärme med fjärrvärmemetemperatur kan användas för lågtemperaturtorkning av biomassa, t.ex. för pelletsproduktion. Särskilt kan förtorkningen ske med låg temperatur, medan sluttorkningen eventuellt sker med högre temperaturer. Spillvärmens bör också kunna utnyttjas för lågtemperaturtorkning av eventuella biprodukter från biodrivmedelstillverkningen (t.ex. drank och lignin från jäsning, rötrest från rötning eller kolmassa från förvätskning) eller för avfuktning av bibränslet inför förgasning eller förvätskning kan också göras med spillvärme. Ett annat intressant alternativ är att sommartid använda billig spillvärme till att producera kyla med hjälp av absorptionskylmaskiner. Stora energimängder återfinns också i kylvatten med låga temperaturer som det visserligen kan gå att ta till vara på, t.ex. genom värmepumpar – men det är sällan ekonomiskt eller ens miljömässigt försvarbart.

På råvarusidan och för användning av biprodukter finns också integreringsmöjligheter. När teknikerna för omvandling av lignocellulosa till biodrivmedel är fullt utvecklade (genom jäsning och förgasning) finns stor flexibilitet när det gäller val av råvara och val av slutprodukter (biodrivmedel, pellets, el, värme). Jäsning, rötning, transesterifiering (FAME-produktion) och förvätskning ger alla biprodukter som är viktiga att hitta avsättning för. I ett energikombinat finns goda möjligheter att förbränna dessa för el- och värmeproduktion eller att torka dem till pellets. Idag används oftast drank från jäsning av spannmål och rapsmjöl från RME-produktion som djurfoder. Om dranken istället rötas till biogas produceras ytterligare biodrivmedel samtidigt som energibehovet för torkning minskar.

Två nya tekniker för produktion av biodiesel, NExBTL-processen och KDV-processen (den senare dock ännu ej verifierad), kan också utformas för kombinationsdrift. Lätta kolväten och kolmassa (KDV) kan förbrännas i ett kraftvärmeverk. Båda processerna arbetar vid temperaturer kring 300°C och energiförsörjningen kan vinna på integrering med kraftvärme – liksom ett tillvaratagande av spillvärmens som fjärrvärme. NExBTL har dock störst fördel av integrering med existerande raffinaderi.

Pelletsproduktion har i kombinat visas sig kunna ge mycket höga totalverkningsgrader samtidigt som elproduktionen maximeras och fjärrvärmeproduktionen minimeras, vilket är särskilt intressant för mindre fjärrvärmennät med begränsat behov av fjärrvärme. Detta genom att torkenergin kan återvinnas och användas till lågtemperaturtorkning eller lågtrycksånga för ytterligare elproduktion. Lågtemperaturtorkning kan kombineras med förgasning för att utnyttja överskottsvärme till att förtorka råvaran. Pelletsproduktion kombinerat med etanolproduktion från lignocellulosa är också en intressant uppställning.

Ett bioenergikombinat bestående av kraftvärmeverk med fjärrvärmesystem samt biodrivmedelsproduktion kan ge ett bra värmeunderlag året runt, goda elproduktionsmöjligheter och tillfälle att nyttiggöra spillvärme. Då det ofta handlar om storskaliga anläggningar finns dock vissa utmaningar och begränsningar. Ett energikombinat bör i de flesta fall utformas för jämn drivmedelsproduktion året runt, vilket ställer krav på ett systemtänkande för att möta fjärrvärmenätets effektvariationer och samtidigt uppnå höga totalverkningsgrader.

Sveriges fjärrvärmenät och kraftvärmeproducenter kan således spela en viktig roll för effektiv produktion av olika biodrivmedel. Integrering av dessa system ger möjligheter till bra utnyttjande av biomassan för att möta den ökade efterfrågan på biodrivmedel samtidigt som efterfrågan på biomassa ökar inom andra sektorer.

Tabell 17. Sammanställning över de viktigaste skillnaderna mellan olika biodrivmedelstekniker och dess integreringsmöjligheter.

Teknik	Insatsmaterial	Produkter/biprodukter	Behov av processenergi	Energiflöden/spillvärme ut	Integreringspotential i energikombinat
Rötning	Olika typer av org. material, ofta restflöden Med fördel blött material	Biogas Rötrest _ biomull/ jordförbättrings- medel/biobränsle	Lågvärdig värme (t.ex. fjärrvärme) El	–	Relativt goda möjligheter Fjärrvärme/spillvärme är tillräckligt som processenergi Ev. förbränning av rötrest Kan kombineras med etanolproduktion
Jäsning (stärkelse)	Spannmål, majs, potatis m.m.	Etanol Drank _ foder/ biogas/biobränsle	Låg- och mellantrycksånga El	Smutsigt konden- sat/ånga Rent kondensat Kylvatten	Mycket goda möjligheter Integrering av ång- och kondensatsystem Ökar KVV:s värmeunderlag Ev. drank till förbränning Ev. rötning av drank, rötrest till förbränning
Jäsning (cellulosa)	Skogsråvara, halm, energig- rödor	Etanol Drank _ biogas/ biobränsle Lignin _ bio- bränsle	Hög- och mellantrycksånga El	Smutsigt konden- sat/ånga Rent kondensat Kylvatten	Mycket goda möjligheter Integrering av ång- och kondensatsystem Ökar KVV:s värmeunderlag Förbränning av lignin och ev. drank Ev. lignin till pellets Ev. rötning av drank, rötrest till förbränning
Förgasning	Alla typer av bio- massa. Fokus på pellets, GROT/flis	DME/metanol, SNG, FT-diesel, vätgas; även etanol kan fram- ställas. Produkt-/restgas _ el- och värme- produktion i en integrerad mot- trycksturbin eller i ett KVV	El Om produkt-/rest- gasen används internt kan i vissa fall anläggningen vara självförsör- jande på el. Självförsör- jande på ånga och värme	Lågvärdig spillvär- me för fjärrvärme	Vissa möjligheter till processintegrering vid samtidig nybyggnation av KVV i de fall kraftvärmekapaciteten behöver byggas ut samt för naturgaseldade KVV. Stora möjligheter till integrering med fjärrvärmenät där spillvärmen från biodrivmedelsproduktionen kan tas tillvara. Minskar i de flesta fall värmeunderlaget för KVV. Ev. använda spillvärme för lågtemperaturtorkning/pelletsproduktion.
Trans-esteri- fiering	Vegetabilisk olja (rapsolja, palm- olja, sojabönsolja, tallolja m.fl.) Metanol Alkali-katalysator	FAME (fatty acid methyl ester) Glycerol Ev. gödningsmedel beroende på katalysatortyp	Låg- och mellantrycksånga Lågvärdig värme El	Rent kondensat	Goda möjligheter Integrering av ång- och kondensatsystem Ökar KVV:s värmeunderlag Integrering med oljepressningsanläggning ger stor ökning av ångbehov
Väte-be- handling	Vegetabilisk olja (rapsolja, palm- olja, sojabönsolja, tallolja m.fl.) och/ eller animaliska fetter Vätgas	Biodiesel Propan Andra lätta kol- väten	Hög- och mellantrycksånga Lågvärdig värme El	Ånga Rent kondensat	Relativt goda möjligheter Integreras lämpligen med befintligt raffinaderi p.g.a. behovet av vätgas, servicesystem och infrastruktur Integrering med KVV ger högre värmeunderlag samt möjlighet att förbränna biprodukter. Dock fordras höga tryck
Förvätsk- ning (depolymeri- sering)	Restoljor (mineral- oljor eller vegetabi- liska) Plast FoU pågår kring biomassa i fastfas.	Dieselprodukt Lätta kolväten Kolmassa	Mellantrycksånga El	Rent kondensat	Goda möjligheter Integrering av ång- och kondensatsystem. Ökar KVV:s värmeunderlag Biprodukter kan förbrännas
Pellets- pressning	Skogsråvara, energigröda, rester från skogsindustri	Bränslepellets	Ånga/ev. spill- värme/rökgaser El	Kondensat/ånga från tork	Mycket goda möjligheter Integrering av ånga/fjärrvärme/kondensat Möjlighet till ökad driftstid och ökad elproduktion i ett KVV Tekniken kan kombineras med t.ex. etanol fr. cellulosa eller förgasning

12. DISKUSSION

12.1. Kommentarer angående metod och faktaunderlag

Av de olika omvandlingsteknikerna som beskrivits i denna rapport finns vissa kommersiellt tillgängliga medan andra fortfarande befinner sig under utveckling. De verkningssgrader och energibalanser som presenterats är i vissa fall från befintliga fullskaleanläggningar eller testanläggningar, medan andra är hämtade från simuleringar eller beräkningar för planerade anläggningar. I många fall har det varit svårt att hitta fullständiga och verifierade data från de olika aktörerna. Man ska därför vara försiktig med jämförelser sinsemellan. Studien har försökt redogöra för typiska processdata för de olika omvandlingsteknikerna, men det finns naturligtvis flera tänkbara processlösningar som leder till olika energieffektivitet, biodrivmedelsutbyte och investeringskostnad. Lokala och regionala förutsättningar avgör vad som är optimal processlösning och hur en integrering med kraftvärmeproduktionen bäst görs. Faktorer som är viktiga är tillgång på råvara och avsättningsmöjligheter för slutprodukter, fjärrvärmeunderlag och typ av kraftvärmeanläggning, investeringskapital och inte minst vad som är det huvudsakliga målet med energikombinatet.

12.2. Flexibilitet, anläggningsstorlek och utvecklingsstatus

Andra faktorer som är av betydelse vid jämförelse mellan olika tekniker är bl.a. vilka anläggningsstorlekar som är möjliga, hur flexibel driften av biodrivmedelsanläggningen är. Som översikt visas i Tabell 18 några kommentarer kring flexibilitet, anläggningsstorlek, utvecklingsstatus och andra aspekter värda att nämna för respektive teknik. Dessa aspekter har inte varit fokus i denna rapport och har därmed inte värderats. De är däremot viktiga att beakta vid val av biodrivmedelsproduktion.

Tabell 18. Flexibilitet, utvecklingsstatus, anläggningsstorlek och andra kommentarer för respektive omvandlingsteknik. Dessa aspekter har inte varit fokus i denna rapport och har därmed inte värderats. De är däremot viktiga att beakta vid val av biodrivmedelsproduktion.

Teknik	Flexibilitet	Utvecklingsstatus, storlek, mm.
Rötning	Känslig för störningar, måste hållas igång året runt Biogas är en färskvara som måste användas lokalt i avsaknad av gasnät	Etablerad, energisnål teknik Storskaligt/småskaligt Stor volym utspädd biprodukt att hantera Potentiellt stora transportkostnader för spridning av rötrest
Jäsning (stärkelse)	Bör köras året om Flexibel användning av dranken	Etablerad teknik Kräver storskalighet, 40 000–150 000 m ³ etanol/år Avsättning för stora volymer biprodukt är viktigt
Jäsning (cellulosa)	Bör köras året om Flexibel användning av drank och lignin	Inga storskaliga anläggningar i drift, FoU. Kräver storskalighet, > 60 000 m ³ /år, stor investering Avsättning för stora volymer biprodukter är viktigt
Förgasning	Stor investeringskostnad innebär att anläggningen bör användas året runt och inte anpassas till när ett KVV används	Ingen storskalig produktionsanläggning med biobränsle i drift Ger höga verkningsgrader till drivmedel och totalverkningsgrader när spillvärmen kan tas tillvara Kräver storskalighet (>1,5 TWh biodrivmedel per år ¹) för att bli lönsamma. För att ta tillvara spillvärmen från så stora anläggningar krävs relativt stora fjärrvärmenät (gäller speciellt för SNG-produktion)
Transesterifiering	Bör köras året om Olika oljor kan användas som råvara, begränsad tillgång	Etablerad, enkel och robust teknik. Storskaligt 40 000–200 000 m ³ /år, men mindre skala för lokalt behov också vanligt. Stor volym biprodukt produceras Nödväntigt att få avsättning för glycerolen
Vätebehandling	Bör köras året om Nödväntigt med tillgång till vätgas	Hög kvalitet på produkten Komplex process, hög investeringskostnad Lämplig för integrering med raffinaderier Storlekar på 100 000 m ³ /år och uppåt
Förvätskning (depolymerisering)	Kan designas i mindre anläggningar, även mobila varianter Stor flexibilitet i råvaruval	Enklare än andra BTL-tekniker Problem med att regenerera katalysatorn Inga storskaliga anläggningar i drift som kan verifiera tekniken för biomassa
Pelletspressning	Kan köras efter behov, pelletsproduktionen begränsas dock då KVV körs på maxlast Stor flexibilitet	Enkel, etablerad teknik Storskaligt/småskaligt

¹ Motsvarar ca 230 000 m³ etanol per år

12.3. Kraftvärmeverkets kapacitetsöverskott

Vid de flesta kraftvärmeverk finns kapacitet att producera mer el och värme under årets varmare delar än vad man gör idag. Med dagens elpriser och ekonomiska styrmedel skulle man producera mer el vid kraftvärmeverken bara det fanns avsättning för mer värme, så kallat värmeunderlag. Av tillförd energi i biobränslet blir det ungefär en del el och två delar värme, vilket ger ett så kallat α -värde på 0,5. På sommarhalvåret är dock värmeunderlaget för lågt för att kunna köra kraftvärmeverken för fullt eller överhuvudtaget. I Bild 35 visas ett varaktighetsdiagram över hur el- och värmeproduktionen generellt ser ut under årets timmar för ett normalt kraftvärmeverk. Figuren illustrerar att årsproduktionen av el och värme potentiellt skulle kunna ökas kraftigt om kraftvärmeverkets kapacitet utnyttjades fullt ut året om.

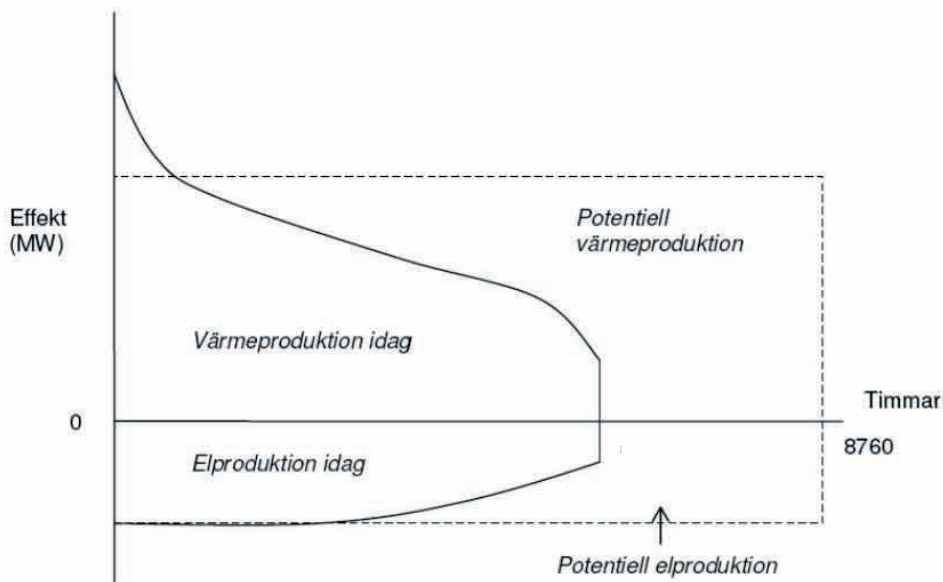


Bild 35. Schematisk beskrivning av el- och värmeproduktion i fjärrvärmeverk idag respektive teoretisk maximal produktion när anläggningens kapacitet utnyttjas fullt ut året om (omarbetsad från Börjesson, 2007). Figuren är inte skal-enlig.

En möjlighet att utnyttja överskottskapaciteten är som nämnts i denna rapport att integrera kraftvärmeverket med produktion av biodrivmedel och/eller pellets i ett energikombinat. Processången som behövs vid tillverkningen av t.ex. etanol, FAME eller pellets kan tappas av efter elproduktion i en högtrycksturbin. Biodrivmedelstillverkningen levererar även en del spillvärme vid olika temperaturnivåer. Genom återcirkuleringar och värmeväxlingar kan mycket av denna energi återvinnas inom processen istället för att levereras till fjärrvärmenätet – om investeringsviljan finns. Vid pelletstorkning finns exempel på effektiva lösningar där spillvärmen från högtemperaturtorken används som värmekälla i en förtork (t.ex. pelletskombinatet i Vansbro) eller för produktion av lågtrycksånga för ytterligare elproduktion i en lågtrycksturbin (Skellefteå och Storuman). Ångbehovet är som visats i systemanalysen (kapitel 10) ovan är i energitermer betydligt större än den mängd spillvärme som kan levereras från etanol-, RME-, eller pelletstill-

verkning. I de fallen får kraftvärmeverket en extra last som enligt systemanalysen ger ökad elproduktion.

För att höga totalverkningsgrader ska uppnås är det viktigt att den spillvärme som produceras vid biodrivmedelsanläggningarna tas tillvara i t.ex. ett fjärrvärmenät. Det är speciellt viktigt vid förgasning där stora mängder spillvärme som är lämpligt för fjärrvärme bildas.

12.4. Tillvaratagande av spillvärme

Att ta tillvara på den spillvärme som produceras vid biodrivmedelsproduktion är en utmaning och blir i många fall en fråga om ambition och ekonomiska överväganden. Uppgradering av lågvärdig spillvärme (inte tillräckligt varm för fjärrvärme) till fjärrvärme med värmepumpar maximerar totalverkningsgraden men trycker undan elproduktion. Med dagens elpriser blir det förmodligen inte en ekonomisk optimering att på detta sätt använda el för att få ut mer värme. Miljönyttan av en sådan uppgradering beror också på om det leder till ökad import av el producerad med hög klimatpåverkan eller ej. Vid tillgång till billig spillvärme kan det bli lönsamt att producera kyla med hjälp av absorptionskylmaskiner, exempelvis för ett fjärrkylanät. Absorptionskylare kan drivas med fjärrvärme med temperaturer ned till 80-90°C. Detta kan i sin tur konkurrera bort kyla producerad av eldrivna kompressorkylmaskiner. Eftersom returvattnet efter absorptionskylaren är ca 70 grader (varmare än från fjärrvärmeleverans) minskar möjligheten att ta tillvara annan spillvärme, rökgasvärmen, samt att elproduktionen minskar något. Absorptionskyla kan även med dessa nackdelar vara ett effektivt resursutnyttjande.

Varmare spillvärmeströmmar kan användas för fjärrvärmeproduktion. Om det inte finns avsättning för mer fjärrvärme i nätet så bör annan användning övervägas om inte stora energimängder ska behöva kylas bort. Framtida prisvärdering av värme blir i dessa fall viktig. En intressant applikation är att integrera biodrivmedelskombinatet med lågtemperaturtorkning av biobränsle (beskrivs bland annat i kapitel 9), som sedan kan förbrännas i kraftvärmeverket eller användas för pelletsproduktion. För de biodrivmedelstekniker som ger en biprodukt som kan/bör torkas för att kunna avsättas (de flesta beskrivna tekniker förutom förgasning och NExBTL) bör möjligheten att utnyttja spillvärme till detta undersökas. Ett annat exempel på kombinat som kan ge mycket höga totalverkningsgrader är att kombinera etanolproduktion med biogasproduktion från dranken. Det som kan tala emot en sådan uppställning är att anläggningarna lätt blir stora, komplexa och dyra.

12.5. Energieffektivitet kontra ekonomisk/praktisk optimering

Själva biodrivmedelsprocessen kan energieffektiviseras på olika sätt, men ställs mot ekonomisk optimering eller praktiska problem. Genom att använda flera steg i serie vid exempelvis destillation och indunstning där efterföljande steg drivs av sekundärånga från det första, kan energiförbrukningen minskas markant. Men samtidigt ökar investeringskostnaden. För kraftvärmeverket innebär det då en minskad potential för elproduktion. Det blir från fall till fall en ekonomisk optimering. Att använda sig av ånga vid lägre tryck för att driva processen ger ökad elproduktion i kraftvärmeverket, men kräver ofta större dimensioner på rör och värmeväxlare i biodrivmedelsanläggningen.

12.6. Totalverkningsgrad kontra biodrivmedelsutbyte

Totalverkningsgraden vid biodrivmedelstillverkning är lägre än om biomassan används direkt till kraftvärmeproduktion vilket visas i systemanalysen i kapitel 10. Men hög totalverkningsgrad ger inte alltid de produkter som efterfrågas. Ekonomisk optimering går heller inte alltid hand i hand med hög totalverkningsgrad. I ett energikombinat som optimeras mot maximalt biodrivmedelsutbyte blir i allmänhet totalverkningsgraden lägre än om det samtidigt optimerar el och värmeproduktion. Om det finns avsättning för värme behöver inte drivmedelsutbytet optimeras fullt ut och därmed kan högre totalverkningsgrad uppnås.

12.7. Produktionskedjans betydelse

Även om höga totalverkningsgrader kan uppnås vid tillverkningen av ett biodrivmedel så måste hela produktionskedjan studeras för att kunna ställa dem mot varandra. Uppströms i produktionskedjan finns olika stora energiinsatser och utsläpp av växthusgaser förknippade med framställning och transport av råvaran. Här har träråvara vanligtvis en fördel gentemot odlade grödor. Lokal tillgång på råvaran minskar transportbehovet och miljöbelastningen. Även nedströms i produktionskedjan finns stora skillnader i olika produktionssystem. En fördel är om biprodukter och produkter kan avsättas lokalt för att minska transportbehovet. Det finns även skillnad mellan de olika biodrivmedlen vad gäller distributionsmöjligheter och dess tillämpbarhet med tillgängligt energisystem och motorteknik. De olika drivmedlen har också olika verkningsgrad i förbränningsmotorerna. Rapportens syfte har inte varit att utvärdera dessa faktorerens betydelse för varje enskilt biodrivmedel, men de bör beaktas vid projektering av bioenergikombinat.

12.8. Energikombinat ej kopplade till fjärrvärme

Det finns möjligheter att integrera biodrivmedelsproduktion med olika typer av industrier så som raffinaderier och massabruk och därmed skapa energikombinat. I vissa fall kan det ge höga totalverkningsgrader eller på annat sätt ge fördelar jämfört med energikombinat vid ett fjärrvärmenät. Dessa alternativ har dock inte undersökts i detta projekt.

12.9. Klimatfrågan

Risken för att påverka klimatet genom utsläpp av växthusgaser, exempelvis fossil koldioxid ger drivkrafter att minska energianvändningen. Energieffektivisering samtidigt som klimatförändringarna ger ett varmare klimat innebär att värmeefterfrågan i fjärrvärmenäten i framtiden troligen sjunker. Det är då viktigt för fjärrvärmeföretagen att finna energieffektiva lösningar för el- och fjärrvärmeproduktion med minsta möjliga klimatpåverkan. Denna studie visar att samverken med biodrivmedelsproduktion har stora möjligheter att uppfylla dessa krav.

13. SLUTSATSER

Bioenergikombinat där fjärrvärme-/kraftvärmeproduktion och biodrivmedelstillverkning integreras framstår som ett mycket bra sätt att öka totalverkningsgraden för en biodrivmedelsanläggning.

Rapporten visar på det breda spektrum av biodrivmedelsproduktion som finns kommersiellt tillgängliga idag eller inom en överskådlig framtid. Tillverkningsteknikerna och komplexiteten skiljer sig åt, liksom råvaror, energibehov och vilken typ av biprodukter som bildas. I dagsläget framstår alla beskrivna tekniker som intressanta för biodrivmedelsproduktion men beroende på lokala/regionala förutsättningar finns olika möjligheter till integrering. En från början genomtänkt energiintegrering kan öppna för energibesparingar även om kapitalinvesteringen blir högre. Det finns också möjlighet att planera för flexibel drift där aktuellt behov och prisläge kan avgöra vilken produkt som produktionen ska optimeras för, exempelvis el eller biodrivmedel. I många fall kan också infrastrukturfördelar uppnås vid kombinatsdrift.

I dagsläget används främst jordbruksprodukter som råvaror för biodrivmedelsproduktion (såsom etanolproduktion från spannmål och RME-produktion), men teknikerna för biodrivmedelsproduktion från skogsråvara är under utveckling (exempelvis genom förgasning eller cellulosebaserad etanolproduktion). Biogasproduktion har fördelen att den kan utnyttja organiska restflöden som råvara. I ett livscykelperspektiv varierar energiinsatsen som krävs för att framställa de olika råvarorna liksom för distribution av eventuella biprodukter. Detta har dock inte legat inom ramen för detta projekt.

För en del tekniker så som etanol- och RME-produktion ger en integrering ökad efterfrågan på ånga från kraftvärmeverket. Det innebär att elverkningsgraden för kraftvärmeverket sjunker något, men i gengäld ökar drifttiden. Totalt ger det en ökad elproduktion vid kraftvärmeverket. Dessa drivmedelsprocesser genererar normalt en del spillvärme som med fördel kan tas tillvara i ett fjärrvärmenät. Biogasproduktion behöver visst tillskott på fjärrvärme och kan därmed med fördel integreras med kraftvärmeproduktion.

För förgasning är spillvärmeleveranserna så stora att värmeunderlaget för kraftvärmeverket i normalfallet istället minskar vid integrering. Kraftvärmeverket används då mindre och elproduktionen minskar. Totalverkningsgraden ökar dock så mycket att en integrering troligen ändå är ekonomiskt- och miljömässigt fördelaktig.

Vid flera av biodrivmedelsteknikerna fås biprodukter som i ett energikombinat på ett effektivt sätt kan utnyttjas som biobränsle för el- och värmeproduktion (exempelvis lignin och drank från etanolproduktion eller rötrest från biogasproduktion).

Rapporten har även belyst möjligheterna att kombinera produktionen av flera olika energibärare. En intressant energikombinatuppställning är t.ex. kraftvärme kombinerat med etanolproduktion där dranken utnyttjas för biogasproduktion och ligninet för pelletsproduktion. En annan möjlighet är en förgasningsanläggning där spillvärmen utnyttjas för pelletsproduktion.

Systemanalysen visar på fördelarna med energikombinat för SNG-, etanol- och RME-produktion. Ett annat bra exempel är pelletsproduktion i energikombinat som visat sig ge flera fördelar såsom höga totalverkningsgrader, ökad elproduktion och förlängd drifttid för kraftvärmeverket. Pelletsproduktion kan kombineras med andra

processer med värmeöverskott och i och med att torksystemen kan designas för såväl varmluft som överhettad ånga eller rökgaser kan tillgänglig spillvärme ofta nyttiggöras. Huvudpoängen är att det ökade värmeunderlaget liksom för etanol- och RME-produktion möjliggör elproduktion även då fjärrvärmesystemet i övrigt inte har behov av värme.

14. REFERENSER

- AarhusKarlshamn, pressmeddelande 4 juli, 2007.
- Alphakat Engineering, www.alphakat-engineering.de. Hämtad den 15 juni 2007.
- Alriksson, B, 2006. *Ethanol from lignocellulose. Alkali detoxification of dilute-acid spruce hydrolysates*. Lic. th. 2006:30 Karlstad Universitet, Sverige
- Assarsson, A, Blomqvist, P, 2005. *Utvecklingsmöjligheter inom Biokombinatet i Alfredshem*, Rapportnr 1, Processum.
- ATL, *Välbesökt RME-tank i Skeby*, 15 september 2006, <http://www.atl.nu/Article.jsp?article=36768>. Hämtad den 11 juni 2007.
- Atterhem, L, 2001. *Integrerad bränslefabrik med kraftvärmeanläggning – en utvärdering*, Värmeforsk, Rapport T9-606, ISSN 0282-3772.
- Bengtsson, Sune, VVBGC (Växjö Värnamo Biomass Gasification Centre), 2007. Personlig kontakt.
- Berglund, M, Börjesson, P, 2003a. *Energianalys av biogassystem*, avdelningen för Miljö- och Energisystem, Institutionen för Teknik och Samhälle, Lunds Tekniska Högskola.
- Berglund, M, Börjesson, P, 2003b. *Miljöanalys av biogassystem*, avdelningen för Miljö- och Energisystem, Institutionen för Teknik och Samhälle, Lunds Tekniska Högskola.
- Bernesson, S, 2004. *Life cycle assessment of rapeseed oil, rape methyl ester and ethanol as fuels – a comparison between large- and smallscale production*. Rapport 2004:01, Sveriges Lantbruksuniversitet, Uppsala.
- BioDieselNow, forumdiskussion 11 augusti 2006, <http://www.biodieselnow.com/forums/51/37145/ShowThread.aspx>. Hämtad den 15 juni 2007.
- Bioenergi, 1998. Artikel från Bioenergi Nr 3 1998. www.novator.se/bioenergi/BE9803/s23.pdf. Hämtad den 2 augusti 2007.
- Bioenergi, Artikel från Nr 1 2006. <http://www.novator.se/bioenergi/BE0601/29Bio1-06.pdf>. Hämtad den 2 augusti 2007.
- BioMEET II, 2003, *Stakeholders for Biomass based Methanol/DME/Power/Heat energy combine*, contract no 4.1030/C/00-014/2000, Trollhättans kommun, Ecotraffic ERD (Boding, H., Ahlvik, P., & Brandberg, Å.) och Nycomb Synergetics (Ekbom, T.)
- Bjelke, Tomas, Gryaab, 2007. Personlig kontakt.
- Brolin, Lars, Scandinavian Biogas, 2007. Personlig kontakt.
- Börjesson, P, 2007. *Förädling och avsättning av jordbruksbaserade biobränslen*, Rapport nr 62, Lunds Tekniska Högskola, ISSN 1102-3651.
- Cederberg, C, et al, *Livscykelanalys av nötkött – en studie av olika produktionsformer*, Naturresursforum, Landstinget Halland 2000.
- CETC, Canmet energy technology centre, *The CETC Supercetane technology*, http://www.canren.gc.ca/tech_appl/index.asp?CaId=2&PgId=1083. Hämtad den 15 augusti 2007.

- Changing World Technologies, processöversikt, <http://www.changingworldtech.com/what/index.asp>. Hämtad den 24 juli 2007.
- Chematur Engineering AB, 2007a. *BIOSTIL 2000 – High Performance ethanol production*, www.chematur.se. Hämtad den 12 april 2007.
- Chematur Engineering AB, 2007b. *BIOSTIL 2000 – The New Recycling Concept*, www.chematur.se. Hämtad den 12 april 2007.
- Chemical Engineering, *Biodiesel production using a heterogeneous catalyst*, oktober 2004.
- Chemstations, *Biodiesel in Chemcad*, Houston, 2007.
- Cheresources.com, *Student's guide to refining*, <http://www.cheresources.com/refining5.shtml>. Hämtad den 20 juni 2007.
- Concawe, EUCAR & EC Joint Research Centre, 2006, *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*
- DDGS User Handbook, 2007. U.S. Grains Council, www.grains.org, Hämtad den 13 april 2007.
- DESS, Delegationen för energiförsörjningen i Sydsverige, <http://www.dess.nu/hem.htm>. Hämtad den 15 augusti 2007.
- DTI, *Second generation transport biofuels: A mission to the Netherlands, Germany and Finland*, Report of a DTI global watch mission, 2006.
- EBB, European Biodiesel Board, pressmeddelande 279/PRO/07, 19 mars 2007, <http://www.ebb-eu.org/EBBpressreleases/EBB%20press%20release%20B99%20international%20biodiesel%20trade.pdf>. Hämtad den 21 juni 2007.
- EC, 2007, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE COUNCIL AND THE EUROPEAN PARLIAMENT Brussels, 10.1.2007, COM(2006) 843 final - *Sustainable power generation from fossil fuels: aiming for near-zero emissions from coal after 2020*.
- Elforsk, 2003, Barring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., *El från nya anläggningar - 2003*, Elforskrapport 03:14, www.elforsk.se.
- Energimyndigheten, 2006. *Uppvärmning i Sverige 2006 - En analys av priser, konkurrens och miljö*, ER 2006:31.
- Eriksson, L och Önnermalm, A, 2005. *Förundersökning Biogasproduktion. Torrötning av biologiskt material inom lantbrukssektorn Jämförelse med våtrötning*, EPS Consulting, Projektnr: EPS-712.
- Erlandsson, Per, platschef Lantmännen Ecobränsle Karlshamn, 2007. Personlig kontakt.
- European Pellet Centre, 2007. www.pelletcentre.info, Hämtad den 7 augusti 2007.
- Fabricius, N., 2004, *The Qatar Shell Gas to Liquids project*, http://www.shell.com/static/qatar/downloads/nfabricius_speech.pdf

- Forsling, L, 2006. *Produktion av kraftvärme med restavfall från en fullskalig etanolfabrik*. Examensarbete 2006:295 CIV, Luleå tekniska universitet.
- Fransson, G, Lindgren, T, Lindstedt, J, 2006. *Verifiering och utveckling av produktionsteknik för bioetanol med svagsyra-processen*. Slutrapport Stiftelsen Lantbruksforskning. Projektnr 0459001. Etek Etanolteknik AB
- Franzén, J, 2006. *Synergieffekter vid uppkoppling av kraftvärmeverket Dåva 1 mot en etanolanläggning*, Examensarbete, Umeå Universitet, Sverige.
- Giessen Friedberg Fachhochschule, *Thermokatalyse von Klärschlamm*, http://www.tzm-giessen.de/inhalt/aufgaben/expo_achema2003/Thermokatalyse.pdf Hämtad den 24 juli 2007.
- Gillberg, B., 2007, PM ang. metanolfabrik i Hagfors - 2007-04-11, VärmlandsMetanol AB/Miljöcentrum, <http://www.varmlandsmetanol.se/PM%20april%2007.pdf>
- Gode, J, Hagberg, L, Holmgren, K, Stripple, H, 2007. *Bioenergikombinat – tekniktrender, system och styrmedel*, Värmeforsk, Rapport T06-614, ISSN 1653-1248.
- Goldschmidt, B, 2005. *Biobränslebaserade energikombinat med tillverkning av drivmedel*. Värmeforsk, Rapport 904, ISSN 0282-3772.
- Granstedt, Jürgen, Lantmännen Energi, 2007. Personlig kontakt.
- Grönkvist, Stefan, *Raffinaderiernas reformation, NOG – nätverket olja och gas*, http://www.nog.se/files/NOG-referat_%20070209.pdf. Hämtad den 12 juni 2007.
- Grönqvist, Johan, teknisk chef Neste Oil Biodiesel, 2007. Personlig kontakt.
- Gylling, Thomas, arbetsledare pressning, AarhusKarlshamn AB, 2007. Personlig kontakt.
- Hagberg, L, 2007 (i prep.). *Samproduktion av etanol och kraftvärme - integreringsmöjligheter i energikombinat (prel.)*, Examensarbete i Miljö- och Vattenteknik, Uppsala Universitet
- Hamelinck, C N, van Hooijdonk, G, Faaij, A P C, 2004. *Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term*. Utrecht University, Nederländerna.
- Herland, Per, *Heat treated rapeseed meal for dairy cows*, Lipid/Fett, vol. 98, iss. 7–8, p. 246–249 (1996).
- Holmström, Jan, arbetsledare ångcentral, AarhusKarlshamn AB, 2007. Personlig kontakt.
- Ibsen, K, McAloon, A, Wallace, R, Yee, W, 2005. *Feasibility study for Co-Locating and Integrating Ethanol Production Plants from Corn Starch and Lignocellulosic Feedstocks*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, USA.
- Ingman, D., Larsson, E., Waldheim, L., 2006a, *Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg*, Nykomb

- Synergetics AB respektive TPS Termiska Processer AB, Delstudie i Biokombi Rya, report – CEC 2007:3, Chalmers EnergiCentrum – CEC
- Ions, David, Gryaab, 2007. Personlig kontakt.
- Jarvis, Å, 2004. *Biogas – Förnybar energi från organiskt avfall*, Svenska Biogasföreningen, www.sbgf.org.
- Jefferson, Roberto, *Vegetable oil hydroconversion process*, US Patent Application No 20060186020, 24 augusti 2006.
- Johansson, Henrik, E.ON, 2007. Personlig kontakt.
- Johansson, I, Larsson, L, Wennberg, O, 2004. *Torkning av biobränslen med spillvärme*, Värmeforsk, Rapport A4-312, ISSN 0282-3772.
- Johnsson, Ulf, Växjö Energi, 2007. Personlig kontakt.
- Jordbruksaktuellt, *Byggstart av biodieselanläggning i Karlshamn*, 6 december 2005, <http://ja.se/nyheter/visaNyhet.asp?NyhetID=5896>. Hämtad den 14 augusti 2007.
- Jordbruksverket, *Statens jordbruksverks föreskrifter och allmänna råd om foder, bilaga 3*, SJVFS 2006:81, 15 december 2006.
- Karlsson, Rickard, processingenjör, Perstorp Oxo, 2007. Personlig kontakt.
- Karlsson, S., & Malm, D., 2005, *Förnybar naturgas – Förgasning av biobränsle för framställning av metan eller vätgas*, Rapport SGC 156, Svenskt Gastekniskt Centrum, Malmö
- Kindblom, Örjan, Agroetanol, 2007. Personlig kontakt.
- Knutsson, David, Göteborg Energi, 2007. Personlig kontakt.
- Koch, Christian, *Diesel oil from residues by catalytic depolymerization with energy input from a pump-agitator system*, US Patent Application No 20050115871, 2 juni 2005.
- Krzesinski, E, *Transforming biomass to Dieselfuel by catalytic depolymerization. Low pressure, low temperature, low costs. The KDV-method from Alphakat, Germany*, AVBP 2006.
- Krzesinski, E, VD, AVBP, 2007. Personlig kontakt.
- Land Lantbruk, *Miljardsatsning på biodiesel i Norrköping*, <http://www.lantbruk.com/Article.jsp?article=34055>. Hämtad den 14 augusti 2007.
- Larsson, Erik, Svensk Fjärrvärme, 2005. Personlig kontakt.
- Lindman, Eva-Katrin, Fortum Värme AB, 2007. Personlig kontakt.
- Lindstedt, Jan, SEKAB, 2007. Personlig kontakt.
- Linné, M., Jönsson O. & Reitz, J., 2005, *Sammanställning och analys av potentialen för produktion av förnyelsebar metan (biogas och SNG) i Sverige – Litteraturstudie*, Rapport – Biomil AB och SGC, Malmö.

- Lurgi, Fatty Acid Technology, http://www.lurgi.com/website/fileadmin/pdfs/brochures/Br_FattyAcid.pdf. Hämtad den 15 augusti 2007.
- Modig, G., 2005, *Black Liquor Gasification. An Assessment from the Perspective of the Pulp and Paper Industry*, Licentiate in Engineering, <http://www.miljo.lth.se/svenska/publikationer/visaInfo.asp?ID=262>.
- Monnier, Jacques, *Production of high-cetane diesel fuel from low-quality biomass-derived feedstocks*, US Patent Application No 20070068848, 29 mars 2007.
- Münter, M, Hagman, U, Harnevie, H, Johansen, H, Kristensson, I, Westermark, M, Viberg, T, 1999. *Teknisk och miljömässig analys av biobränsletorkar*, Värmeforsk, Rapport T9-600. ISSN 0282-3772.
- Neste Oil, *Answering the Renewable Fuel Challenge*, http://akseli.tekes.fi/opencms/opencms/OhjelmaPortaali/ohjelmat/ClimBus/en/Dokumenttiarkisto/Viestinta_ja_aktivointi/Esitysaineisto/Projektiaineistot/NExBTL_European_version.pdf. Hämtad den 11 juni 2007.
- Nilsson, D, 2006. *Etanol från sockerbeter. Förstudie om möjligheterna till storskalig produktion i Blekinge*. Rapport 2006:7. Länsstyrelsen i Blekinge Län, Karlskrona.
- Nilsson, Hans, Sala Heby Energi, 2007. Personlig kontakt.
- Nordberg, U, 2006. *Biogas – Nuläge och framtida potential*, Värmeforsk Rapport 993 Nordiska industriprojekt, 2006. www.medact.se/t_projekt. Hämtad den 23 april 2007.
- Ny teknik, 2007, *Björn Gillberg tänker ta metanol till börsen*, Ny teknik nr 33 år 2007, <http://www.nyteknik.se/art/51753>
- Ny Teknik, Artikel publicerad 2006-09-07, www.nyteknik.se. Hämtad den 23 april 2007.
- Ny teknik, *Finsk diesel ny supersoppa*, 23 augusti 2006, <http://www.nyteknik.se/art/46751>. Hämtad den 11 juni 2007.
- Nykomb Synergetics, 2007. www.nykomb.se. Hämtad den 14 augusti 2007.
- Nykomb Synergetics, 2007., *Major IGCC Projects World-wide*, http://www.nykomb.se/pdf/IGCC_summary.pdf. Hämtad den 15 augusti 2007.
- Nyström, I, Ahlgren, E., Andersson, E., Börjesson, M., Fahlén, E., Harvey, S., Ingman, D., Karlsson, S., Larsson, E., Löfgren, Å., 2007, *Biokombi Rya Biobränsleförgasning satt i system – Slutrapport från forskningsprojektet Biokombi Rya*, Chalmers Energi-Centrum – CEC, Report – CEC 2007:2.
- Näslund, M, Fjällström, T, Nordin, J-Å, Söderström, J, Pettersson, M, 2003, *Teknik och råvaror för ökad produktion av bränslepellets*, Energidalen i Sollefteå AB.
- OKQ8, pressmeddelande maj 2007, <http://www.okq8.se/omokq8/omokq8/halsa,miljosakerhet/dieselecto20>.
- Ozmotech, Pressmeddelande 12 januari 2007, <http://www.ozmotech.com.au/>. Hämtad den 24 juli 2007.

- Patzer R et al, *Stack Emissions Evaluation: Combustion of Crude Glycerin and Yellow Grease in an Industrial Fire Tube Boiler*, Agricultural Utilization Research Institute, 13 april 2007, <http://www.auri.org/research/Glycerin%20Report%20Final.pdf>. Hämtad den 21 juni 2007.
- Persson, M, 2003. *Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas*, SGC Rapport 142.
- Perstorp, pressmeddelande 23 november 2005.
- Sasol, 2005, *Sasol reaching new frontiers*, http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/WPC_Presentation_260905_1127904387831.pdf.
- Seattle Times, *Trash-to-diesel technology raises eyebrows*, 27 juli 2006, http://seattle-times.nwsourc.com/html/business/technology/2003154976_greenpower27.html. Hämtad den 16 augusti 2007.
- SEKAB, 2007, www.sekab.se, Hämtad den 26 april 2007.
- SR Norrbotten, *Ny fabrik för fordonsbränsle i Piteå*, 15 juni 2007, <http://www.sr.se/cgi-bin/norrbotten/nyheter/amnessida.asp?programID=98&Nyheter=1&grupp=3599&artikel=1426962>. Hämtad den 21 juni 2007.
- Stavklint, Helena, Agroetanol, 2007. Personlig kontakt.
- Stenmark, Lars, Chematur Engineering, 2007. Personlig kontakt.
- Strömberg, B, 2004. *Bränslehandboken*, Värmeforsk, Rapport F4-324, ISSN 0282-3772.
- Svensk raps, *Klarar vi efterfrågan i Sverige?*, http://www.svenskraps.se/rme/pdf/broschyr_rme_2006-juni_efterfragan.pdf. Hämtad den 14 juni 2007.
- Svensk raps, *Raps efterfrågas som aldrig förr, årsredovisning 2006*, http://www.svenskraps.se/oljevaxt/arsredovisning_2006_raps_efterfragas.pdf. Hämtad den 14 juni 2007.
- Svensk Rökgasenergi, 2007. www.sre.se/news060815.html. Hämtad den 2 augusti 2007.
- Svensson, Jan, E.ON, 2007. Personlig kontakt.
- Söderström, J, 2004. *Optimisation of Two-Step Steam Pretreatment of Softwood for Bioethanol*. Lunds Universitet, Sverige.
- Taflin, Robert, Härjedalens Miljöbränsle AB, 2007. Personlig kontakt.
- Technology Review, *India's Big Plans for Biodiesel*, 27 december 2006, <http://www.technologyreview.com/Energy/17940>. Hämtad den 14 juni 2007.
- The Glycerol Challenge, www.theglycerolchallenge.org. Hämtad den 14 juni 2007.
- Torkapparater, 2007. www.torkapparater.se/pdf/ABT_5referenser_060601_sve.pdf. Hämtad den 2 augusti 2007.
- Torvproducenterna, 2007. <http://www.torvproducenterna.se/artiklar-2006/mini.shtml>. Hämtad den 2 augusti 2007.

- Waldheim, Lars, TPS Termiska Processer AB, 2007. Personlig kontakt.
- Vallander, L, Wimmerstedt, R, Östman, A, 2006. *Programmet etanol från skogsråvara. Slutrapport*. ER 2006:23. Statens energimyndighet.
- van Gerpen et al, 2004. *Biodiesel Production Technology*, National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-510-36244.
- Wester, L., 1998, *Tabeller och diagam för energitekniska beräkningar*.
- Wingren, A, 2005. *Ethanol from softwood. Techno-Economic Evaluation For Development of the Enzymatic Process*, Lunds Universitet.
- VVBGC, 2007., www.vvbgc.se. Hämtad den 15 augusti 2007.
- Zhang Y et al, 2003. *Biodiesel production from waste cooking oil: 1. Process design and technological assessment*, Bioresource Technology 89 (2003) 1–16.
- Östman, A, 2007. *Alphakat-process för framställning av dieselbränsle ut träråvara. Granskning och utvärdering för Energimyndigheten*, Kemiinformation AB, [http://www.energimyndigheten.se/WEB%5CSTEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC125733D004BFE48/\\$file/070703.pdf](http://www.energimyndigheten.se/WEB%5CSTEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC125733D004BFE48/$file/070703.pdf). Hämtad den 21 augusti 2007.



Fjärrsyn – forskning som stärker konkurrenskraften för fjärrvärme och fjärrkyla genom ökad kunskap om fjärrvärmens roll i klimatarbetet och för ett hållbart samhälle, till exempel genom att bana väg för affärsmässiga lösningar och framtida teknik. Programmet drivs av Svensk Fjärrvärme med stöd av Energimyndigheten. Mer information finns på www.svenskfjarrvarme.se/fjarrsyn

EFFEKTIV PRODUKTION AV BIODRIVMEDEL

En ökad efterfrågan på biodrivmedel för transportsektorn kan, med samtidig produktion av el, värme och biodrivmedel i så kallade energikombinat, innebära en intressant affärsmöjlighet för svenska fjärrvärmeverk. En samordning med fjärrvärme innebär också att energiförlusterna vid produktion av biodrivmedel kan minimeras.

Här beskrivs olika tekniker för produktion av biodrivmedel där alla energi- och materialflöden tydligt framgår. Alternativen presenteras på ett sätt som underlättar analys av möjligheten att integrera med fjärrvärmeproduktion, vilket också analyseras. En översiktlig beskrivning av energikombinat med pellets görs och slutligen analyseras olika energikombinat för att fastställa åtgången av primärenergi och effektiviteten ur miljö- och klimatsynpunkt.

Rapporten vänder sig till företagsledningar och personer som arbetar med strategisk planering såväl inom fjärrvärmebranschen som på drivmedelssidan.

