NVE

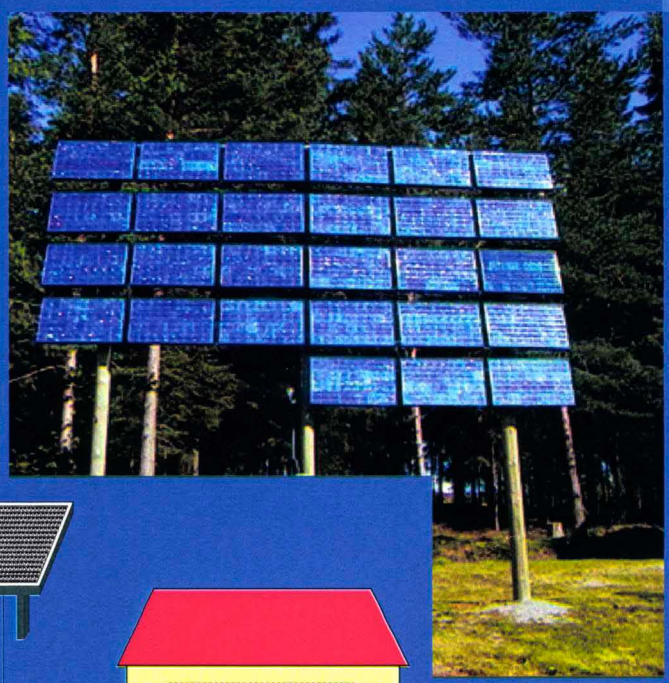
HEDMARK ENERGI AS HEAS

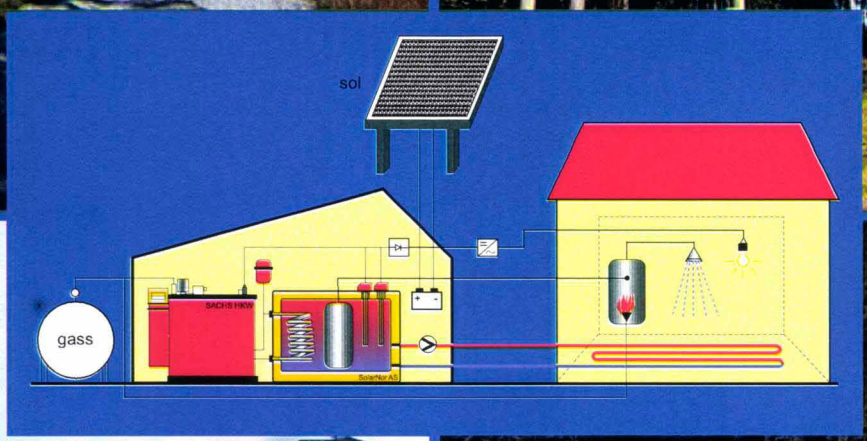
Frittstående elforsynings-anlegg – TESS/Venberget

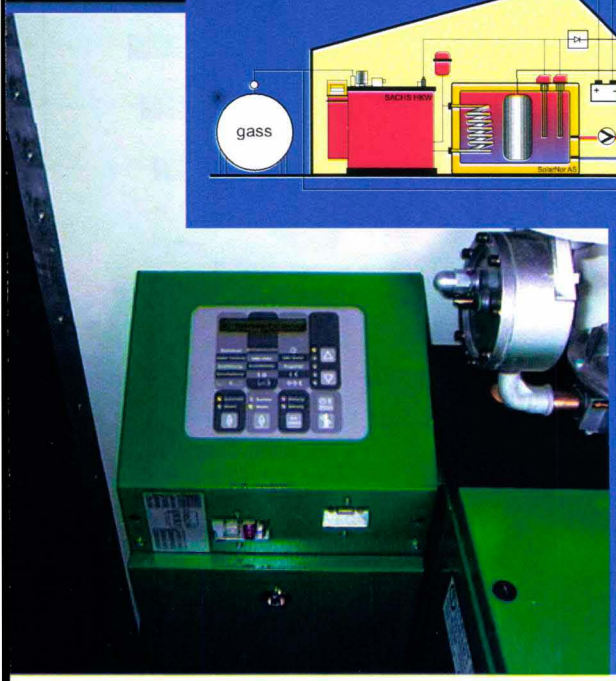
Knut Hofstad
Rolf Brun

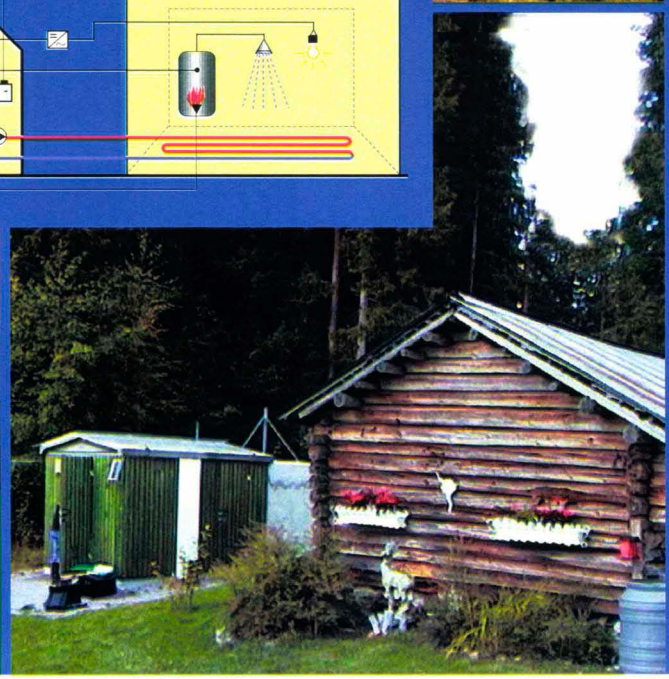
7
2001

RAPPORT









FRITTSTÅENDE ELFORSYNINGSANLEGG - TESS/Venberget

Driftsrapport

Norges vassdrags- og energidirektorat

2001

Rapport nr 7/01

FRITTSTÅENDE ELFORSYNINGSANLEGG - TESS/Venberget

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør:

Forfatter: Knut Hofstad, NVE, Rolf Brun, HEAS

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 100

Forsidefoto: HEAS

ISSN: 1501-2832

ISBN: 82-410-0438-9

Sammendrag: Rapporten viser eksempel på hvordan et lokalt gasdrevet energiforsyningsanlegg som leverer el og varme kan være et økonomisk alternativ til nettutbygging i grisgrendte områder

Emneord: Desentral energiforsyning, fordelingsnett, grisgrendte områder

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Januar 2001

Innhold

Forord 4

Sammendrag 5

Innledning 6

1. Systembeskrivelse 8

1.1 Anleggets hovedformål 8

1.2 Systemoppbygging 9

2. Prøvedrift 9

2.1 Driftsmiljø 10

2.2 Dump av overskuddsvarme 10

2.3 Leveringskvalitet el og varme 11

2.4 Miljø 11

3. Produksjon og forbruk 11

4. Kostnader 14

5. Systemutvidelser – mininett 16

6. Referanser 18

Forord

I alle år etter krigen har NVE gitt økonomisk støtte til fremme av elforsyning i vanskeligstilte områder. Naturgitte forhold som lange avstander og grisgrendt bosetting, har gjort disse områdene særskilt kostbare å elforsyne, og uten statlig støtte ville disse områdene neppe ha blitt elektrifisert.

I dag er landet praktisk talt 100% elektrifisert, og de statlige støttemidlene har i stor grad falt bort. Det er likevel fremdeles mange utfordringer som gjenstår som følge av at bosettingen i utkantområdene endres og at gamle anlegg må fornyes. NVE har derfor engasjert seg i å bidra til å utvikle alternative og mer kostnadseffektive systemer for elforsyning av utkantområder. Hensikten har vært å finne gode løsninger for husholdninger som er svært kostbare å forsyne ut fra det eksisterende elnettet.

På denne bakgrunn har NVE i samarbeid med HEAS tatt initiativ til å gjennomføre en rekke prøveprosjekter innenfor forsyningsområdet til HEAS hvor bosettingen er særlig grisgrendt. Samarbeidet har pågått siden 1992 og flere alternative løsninger har vært prøvd ut. Den systemløsning som nå legges fram er resultatet av flere års prøving og utvikling. Etter vår mening har vi nå kommet fram til et alternativ som i mange tilfeller kan bidra til å redusere kostnadene med å energiforsyne grisgrendte områder og som samtidig sikrer boligene er tilfredsstillende energikvalitet og komfort.

Oslo, februar 2001

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

Sammendrag

På Venberget i Grue kommune er det gjennomført et pilotprosjekt for å vise hvordan et lokalt gassdrevet energiforsyningsanlegg som leverer el og varme, kan være et økonomisk alternativ til nettutbygging i grisgrendte områder. Rapporten beskriver erfaringene etter ett års prøvedrift.

Anlegget har fungert tilfredsstillende under hele prøveperioden og leveringskvaliteten er sammenlignbar med den en oppnår med nettbasert elforsyning. Utslipp i form av støy og eksos har vært minimale.

Forsøket har vist at sammenliknet med en ordinær nettilknytning vil et frittstående energiforsyningsanlegg ha lavere kostnader hvis avstanden til en bolig er mer enn ca 2 km (luftledning).

Anlegget kan lett utvides til å omfatte flere samkjørende aggregater slik at et mindre grende- eller øysamfunn kan forsynes. For forsyning av 3 boliger vil en ha et "break even" ved ca 3,5 km.

Innledning

Elforsyning i grisgrendte områder er kostbart p.g.a. lange overføringsforbindelser og få kunder (liten inntjening). For de mest avsidesliggende stedene kan en nødvendig ombygging av ledningsnettet utgjøre en betydelig økonomisk belastning for everket. Fraflytting fra utkantområder har pågått i alle år etter krigen, noe som har ført til at det økonomiske grunnlaget for å opprettholde slike elforsyningsnett i dag er enda dårligere enn det var da området i sin tid ble elektrifisert.

På denne bakgrunn tok NVE initiativ til å få utredet alternative løsninger for elforsyning i avsidesliggende områder. Som et første skritt ble forprosjektet "Desentral energiforsyning" gjennomført av Energidata [1]. Prosjektrapporten beskrev mulige lokale energiforsyningssystemer som ikke var basert på strømforsyning gjennom det ordinære ledningsnettet, men som likevel kunne opprettholde en leveringskvalitet som var sammenlignbar med den som gis over nettet. Aktuelle steder for å prøve ut disse løsningene i praksis ble identifisert. Ett av stedene, Venberget i Grue kommune i Hedmark, ble funnet som særlig egnet for et forsøksanlegg [2].

Stedets beliggenhet gjorde bruk av vindenergi uaktuell. Det fantes heller ikke små vannfall i nærheten som kunne utnyttes i et mikrovannkraftverk. I forprosjektet ble det derfor vurdert å basere strømforsyningen på en kombinasjon av dieselaggregat og solcelleanlegg. Mindre solcelleanlegg for forsyning av hytter har vært vanlig i noen år nå, men bruk av større solcelleanlegg til å forsyne ordinære husholdninger må sies å representere en ny problemstilling der vi manglet praktisk driftserfaring. For å styrke det faglige grunnlaget for det videre arbeidet fant en det derfor ønskelig å søke et samarbeid med Norges forskningsråd, avd. NTNF, som var i gang med et eget program for utnyttelse av solenergi (jf. NTNF-prosjektet EK 29039 Solcelleanlegg for bygninger). Samarbeidet ledet til NTNF-prosjektet EK 2977 Autonomt elforsyningsanlegg med sol/diesel [3]. Prosjektet ble gjennomført av en prosjektgruppe med representanter fra NVE, Audio-Light AS, EFI og Hedmark Energi AS.

Resultatet av arbeidet ga grunnlag for å prosjektere et lokalt elproduksjonsanlegg på Venberget for døgnkontinuerlig elforsyning av én husholdning. En prøvedrift av dette sol/diesel-anlegget ble gjennomført i perioden 1995-99. På bakgrunn av driftserfaringene som ble gjort underveis ble det foretatt en rekke justeringer av anlegget, både når det gjelder valg av utstyr og sammenkoplingen mellom utstyrskomponentene. Det vises her til driftsrapportene [4], [5] og [6] som viser at anlegget etter hvert fungerte tilfredsstillende. Anlegget har også vært brukt som et demonstrasjonsanlegg innenfor IEA-samarbeidet [8].

Innenfor området energiforsyning skjer det en betydelig teknologiutvikling som får betydning for mindre frittstående elforsyningsanlegg. Nye fornybare energikilder kan utnyttes til en stadig lavere kostnad og potensialet for en bedre energiutnyttelse blir i økende grad realisert både når det gjelder energiforbruk og energiproduksjon. For

frittstående elforsyningsanlegg er det av stor betydning at det nå er kommet mikro kogenereringsanlegg (5-10 kW) på markedet. Det foreligger også helt konkrete planer om å lansere mer avanserte aggregater, som stirlingaggregat og brenselceller, i løpet av få år. Muligheten for å gjenvinne tapsvarmen fra kraftproduksjonen gir grunnlag for å utvikle mer energiøkonomiske løsninger. I 1999 ble det lagt frem et forslag til hvordan disse mulighetene kan tilpasses og utvikles til å bli et standardisert system for en fullstendig energiforsyning av en bolig [7]. Systemet, som vi har kalt TESS (Total Energy Supply System) utgjør i dag en ny generasjon frittstående elforsyningsanlegg som dekker alle ordinære energitjenester i en bolig.

1. Systembeskrivelse

TESS står for Total Energy Supply System og er et komplett energiforsyningssystem for vanlige husholdninger som ikke er tilknyttet det alminnelige fordelingsnettet.

Kjernen i anlegget er et gass(LPG)-drevet kogen-anlegg (se fig. 1-1) som produserer el og varme. Supplerende elproduksjon kommer fra et solcelleaggregat. Anlegget er dimensjonert for å forsyne én husholdningskunde med de energitjenester som en normal husholdning vil etterspørre.

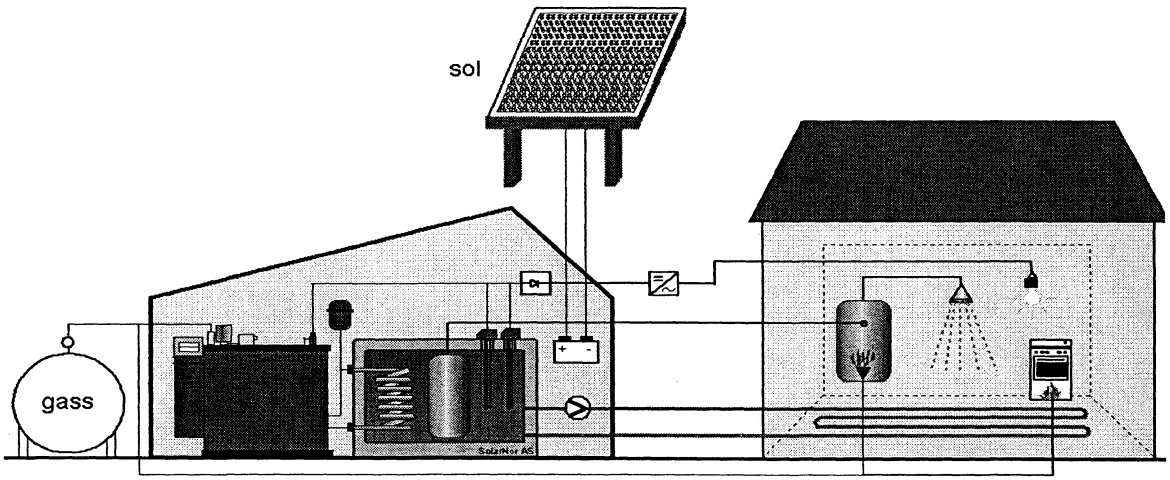


Fig.1-1. Systemoppbygging, el- og varmeaggregat

1.1 Anleggets hovedformål

En husholdning trenger energi til ulike formål og er derfor avhengig av at energien leveres i ulike former. Med TESS blir kunden forsynt med tre ulike energiformer (energibærere):

- elektrisitet
- varmt vann
- gass (LPG)

Lokal kraftproduksjon har vesentlig høyere kostnader enn kraftprisen på elmarkedet. For å få et frittstående energiforsyningsanlegg mest mulig kostnadseffektivt er det viktig å erstatte elektrisitet som energibærer med andre energiformer der dette er mulig. Likeledes er det viktig å bruke mest mulig energieffektivt utstyr som lavenergipærer til lysformål og lavenergiskap til kjøle- og fryseformål. (Enøkgevinsten ved slike tiltak er større når elkostnadene er høye.) Målet er at kunden skal få utført de samme energitjenester som i en ordinær nettilknyttet husholdning, men med et lavere elforbruk. Tabellen nedenfor angir en antatt optimal bruk av energibærere til de vanligste formål:

Formål	*Energibærer*
■ Lys	Elektrisitet

- Romoppvarming Varmt vann/evt. tilleggsvarme: LPG
- Varmt tappevann Varmt vann, ettervarme: LPG
- Koking LPG
- Kjøl/frys Elektrisitet (lavenergiskap)
- Vask/oppvask Elektrisitet
- Hushold.maskiner Elektrisitet
- Elektronisk utstyr Elektrisitet

Vedlegg 1, kap. 3, viser hvordan elforbruket i en bolig med letthet kan reduseres til 3 000 kWh per år.

1.2 Systemoppbygging

Figur 1-1 illustrerer systemoppbyggingen, systemets hovedkomponenter og hvordan de samspiller med hverandre. De primære *energikildene* er LPG og sol, mens de viktigste *energiomformerne* er gass- og PV-aggregatet. Gassaggregatet omformer LPG til elektrisitet og varmt vann, mens PV-aggregatet omformer solenergi til elektrisitet. LPG omformes også til varme i forbindelse med produksjon av varmt tappevann og koking.

Mens PV-generatoren blir styrt av tilgangen på sol, kan bidraget fra gassaggregatet styres av elbehovet. Dette aggregatet blir således den viktigste komponenten i TESS. Produsert el og varme magasineres i en batteribank, henholdsvis varmtvannslager. Regulerbart uttak av el og varme skjer fra disse lagrene. På den måten oppnås en effektuavhengighet mellom last og produksjon. Styringssystemets hovedoppgave blir derfor å sørge for at el- og varmelageret til enhver tid har kapasitet nok til å forsyne kunden. Aggregater uten evne til å momentantilpasse produksjon mot forbruk (slik tilfellet er med det aktuelle gassaggregatet) kan således brukes i denne konfigurasjonen.

Det vises for øvrig til vedlegg 1 som beskriver energiforsyningsanlegget i detalj.

2. Prøvedrift

Prøvedriften har strukket seg over ett år (november 1999 – november 2000). Hensikten med prøvedriften har vært å avdekke systemsvakheter og å få et erfaringsgrunnlag til å anslå driftskostnadene som et slikt system vil utløse.

Boligen har tidligere vært en ordinær nettkunde og ledningsforbindelsen til fordelingsnettet har av sikkerhetsmessig grunner vært opprettholdt. I prøveperioden har det ikke vært behov for å kople kunden til det ordinære elnettet. Prøveperioden har således forløpt uten alvorlig problemer, og kunden har opplevd en vel så god leveringssikkerhet som ved en nettavgrenet elforsyning.

2.1 Driftsmiljø

Et system av denne art vil være avhengig av et samarbeid med kunden. Det legges opp til at kunden skal få utført alle de energitjenester han ønsker, men for å holde kostnadene på et rimelig nivå, bør han unngå å bruke el i utrengsmål der andre energibærere kan gjøre samme nytte (jf kap. 1.1).

I dette tilfellet har samarbeidet med kunden forløpt svært godt. Fra før hadde vi en 5 års prøveperiode med et sol/diesel-aggregat uten varmegjenvinning. Kunden var i denne perioden avhengig av å sørge for egen varmeforsyning (ved). Også i denne perioden var elforbruket redusert til et minimum (ca 3000 kWh/år). I løpet av denne perioden ble det gjort en rekke erfaringer når det gjelder bruk av vekselretter, oppkopling og styring mellom solceller og aggregat, ladestrategi m.v. Det vises her til ref [6].

For å levere el og varme er systemet avhengig av kun én energivare, propangass (LPG. Aggregatet kan også tilpasses naturgass). Etterfylling av gass skjer med tankbil. Dette har gått problemfritt, men av hensyn til tilførselsveienes beskaffenhet er etterfyllingene gjennomført på tider av året hvor det ikke er teleløsning.

2.2 Dump av overskuddsvarme

Kjølevannet fra gassmotoren i aggregatet avsettes i et varmelager (1 m^3 vanntank). I sommerhalvåret vil behovet for varme til oppvarmingsformål være lite. Når uttaket av varme (+ varmetap) er mindre enn tilførsel, vil temperaturen i varmelageret overskride en maksimumsverdi. Maksimumstemperaturen er bestemt av motorens krav til kjølevann som må holde en temperatur som er mindre enn 70°C.

Anlegget er dimensjonert slik at om sommeren skal bidraget fra solcelleaggregatet redusere gangtiden til gassaggregatet så mye at problemet med overskuddsvarme ikke skal oppstå under normale omstendigheter. Under unormale forhold (lange perioder med overskyet vær og høy temperatur) er det lagt opp til at eventuell overskudds-varme kan dumpes ut gjennom en utvendig montert radiator. Det viste seg at denne løsningen i perioder var utilstrekkelig. Ved flere anledninger stoppet aggregatet i en ladesyklus før batteriene var fulladet pga. for høy kjølevannstemperatur. Problemet var likevel ikke større enn at systemet kunne opprettholde en kontinuerlig elforsyning, dog med redusert batterikapasitet (hyppigere start/stopp av aggregatet).

For å sikre gassmotoren en tilstrekkelig kjøling bør en i fremtiden etablere en løsning der nødvendig tilleggskjøling iverksettes gjennom en termostatstyrt og viftedrevet radiator ved innføringen av kjølevannet til motoren. Varmelageret vil da kunne ha en temperatur over 70°C uten at det får konsekvenser for kjøling av motoren. Da varmelagerets kapasitet er en funksjon av øvre og nedre temperaturgrense, vil et slikt tiltak også bidra til å øke varmekapasiteten i lageret.

2.3 Leveringskvalitet el og varme

Det er ikke registrert problemer med spennings- og frekvensstabiliteten. Bruk av vekselretter i et isolert anlegg gir en spenningskvalitet som er fri for overharmoniske forstyrrelser og kan således forventes å ha en høyere kvalitet (UPS-kvalitet) enn den som er tilgjengelig fra nettet.

Gulvoppvarmingssystemet er termostatstyrt og har gitt kunden en stabil romoppvarming. En viss tilleggsoppvarming må kunne påregnes (Kunden har hatt adgang til peis). Det er heller ikke meldt om problemer med varmt tappevann, som blir forvarmet i varmelageret og ettervarmet i en gassbrenner.

2.4 Miljø

Det er ikke påvist miljøulemper av betydning. Støynivået fra aggregatet er 52-56 db(A), men plassert inne i en container er motoren knapt hørbar. Vibrasjonsnivået er også lavt. Det er heller ikke konstatert noe sotutslipp fra eksosen. Sammenliknet et dieselaggregat utgjør gassaggregatet en stor miljøforbedring.

Der forholdene ligger til rette for det kan aggregatet plasseres innendørs (kjelleren). En slik løsning vil gjøre eget aggregathus overflødig og dermed bidra til å redusere kostnadene.

Anlegget er utstyrt med et ca 2,24 kW solcelleaggregat. Med dette oppnår en:

- å redusere gangtiden til aggregatet om sommeren og dermed tapet av spillvarme fra motoren
- et bedre vedlikehold av batteriene gjennom en langsom topplading som en ikke oppnår med lading fra aggregat. Dette vil bidra til å forlenge levetiden på batteriene.

Solcelleaggregatet ble opprinnelig etablert som et supplement til et dieselaggregat. Med et mer miljøvennlig gassaggregat anses solcelleaggregatet ikke lenger nødvendig ut fra et miljøhensyn.

3. Produksjon og forbruk

I prøveperioden er data over produksjon og forbruk logget på månedsbasis. Resultatet er vist i tabell 3-1. Bidraget fra solcelleaggregatet er ikke målt, men anslått ut fra en antatt brukstid på ca 700 timer. Solcellene bidrar mest i sommerhalvåret. Dette reflekteres i tabellen ved at det er registrert lavere elproduksjon fra aggregatet om sommeren enn om vinteren (elforbruket er lite sesongavhengig når det ikke brukes til varmeformål).

	Produksjon - aggregat				Sol	Dumpet	Boligforbruk	
	Gangtid	Total	Varme	El	celler	varme	Varme	El
Måned	**timer**	**kWh**	**kWh**	**kWh**	**kWh**	**kWh**	**kWh**	**kWh**
nov.	151	2211	1535	676		26	1509	258
des.	168	2292	1591	701		19	1573	284
jan.	201	2217	1539	678		71	1468	281
feb.	148	2018	1401	617		4	1397	244
mar.	157	1864	1294	570		0	1294	230
apr.	136	1655	1149	506		1	1147	209
mai.	135	1207	838	369		7	831	226
jun.	102	821	570	251		104	465	232
jul.	160	1275	885	390		120	765	247
aug.	150	1177	817	360		312	505	239
sep.	162	1370	951	419		153	798	224
okt.	223	2116	1469	647		130	1339	271
Per år	**1893**	**20222**	**14038**	**6184**	**1600**	**946**	**13091**	**2945**

Tabell 3-1 Produksjon og forbruk av el og varme

Med utgangspunkt i tabell 3-1 kan gjennomsnittlig utnyttelse av gassaggregat under drift beregnes til

6184 kWh/1893 timer = 3,3 kW

Gassforbruket fremgår av tab 3-2. Direkte gassforbruk er til koking og ettervarming av varmt tappevann. Gassprisen for levering på Venberget er 6,9 kr/kg. Med en brennverdi på 12,8 kWh/kg blir energiprisen for gass 54 øre/kWh.

Gassforbruk	kg	kWh	kr
Aggregat	1 761	22 541	12 151
Direkte	130	1 664	897
Total	**1 891**	**24 205**	**13 048**

Tabell 3-2 Forbruk av gass (LPG)

Tabell 3-3 fremstiller energibalansen for systemløsningen. Energitilførselen er gass og solenergi. Det er regnet med følgende tap i systemet

- Tap (10%) i aggregat. Mesteparten av dette tapet er varmelekkasje med eksosen.
- Overskuddsvarme. Gjenvunnet varme som ikke nyttiggjøres i boligen blir dumpet. Dette tapet er ikke målt direkte, men beregnet på grunnlag av registrert tid som dumpefunksjonen har vært i virksomhet sammenholdt med dumpekapasiteten (600W). På årsbasis utgjør dette tapet ca 4% av omsatt energi i aggregatet.
- Tap i varmelageret er oppgitt til mellom 60 og 150W, avhengig av temperaturdifferansen til omgivelsene. Årlig tap blir dermed ca. 1000 kWh.
- Batteritap. All elproduksjonen lagres i batteribanken før den brukes videre. Dette utgjør et omdanningstap (elenergi - kjemisk energi - elenergi) på 20% av produsert elektrisitet (ca. 1500 kWh).
- Vekselretteren kan ha et betydelig tomgangstap, uavhengig av last. Totaltapet ligger sannsynligvis på mellom 1000 og 2000 kWh. Nyere vekselrettere har lavere tap.
- Systemtap for øvrig består av egetforbruk i systemet, dvs. vifter, pumper m.v.

Tilført energi		kWh	kWh
	Gass, aggregat	22 541	
	Gass, direkte	1 664	
	Solenergi, el	1 600	
	SUM		**25 805**
Tap			
	Aggregat	2 247	
	Dumpet varme	946	
	Systemtap	4 911	
	SUM		**8 104**
Nyttiggjort energi			
	Varmeforbruk	13 091	
	Gass, direkte	1 664	
	Elforbruk	2 945	
	SUM		**17 700**

Tabell 3-3 Energibalanse for TESS/Venberget

På grunnlag av tabell 3-3 kan en beregne energieffektiviteten som forholdet mellom nyttiggjort og tilført energi.

Energieffektivitet: El+varme: 69%
Kun el: 12%

For å oppnå en høyest mulig energieffektivitet må forbruket fordeles slik at forholdet mellom elforbruk og varmeforbruk i størst mulig grad sammenfaller med forholdet mellom produsert el og varme fra aggregatet. Det innebærer at om vinteren, når varmebehovet er stort, kan elforbruket økes noe uten at det går utover energi- og kostnadseffektiviteten i systemet.

Hvis systemet bare skal levere el og ikke varme, vil en på den annen side oppnå en svært lav energieffektivitet (12%). Dette skyldes høye og konstante driftsuavhengige tap. Med en marginal økning av elforbruket blir eleffektiviteten bestemt av aggregatets og batteriets eleffektivitet (henholdsvis 27% og 80%), dvs

Marginal eleffektivitet = 21,6%

I det en antar at det driftsavhengige tapet i vekselretteren er neglisjerbar.

Boligen er utstyrt med peis. Det er ikke ført statistikk over hvor mye ved som er brent, men det antas å være neglisjerbart.

4. Kostnader

I dette kapitlet vil vi se nærmere på hva et frittstående energiforsyningsanlegg som beskrevet i denne rapporten vil koste sammenliknet med en nettilknyttet energiforsyning.

De faste kostnadene er vist i tabell 4-1. Tallene er basert på erfaringer fra prosjektet og listepriser for de enkelte systemkomponenter.

Anleggsdel	**Levetid [år]**	**Pris [kr]**	**Årlig kap.kost [kr]**
Aggregat	30	150 000	10 900
Batteribank	10	65 000	8 840
Vekselretter	20	40 000	3 480
Reguleringsenheter,div	20	40 000	3 480
Gasstank		0	5 300
Varmelager	20	30 000	2 610
Aggregathus	30	50 000	4 350
Montasjearbeid	20	20 000	1 740
SUM ekskl PV-gen.		**395 000**	**40 700**
Solceller	30	120 000	8 720
SUM inkl PV-gen.		**515 000**	**49 420**

Tabell 4-1 Investerings- og kapitalkostnader

De driftsavhengige kostnadene bestemmes av energiforbruket i boligen og utgjøres av

- Gasskostnader. kr 6,90 per kg/ 54 øre/kWh
  Med et årlig gassforbruk på 1891 kg (tabell 3-2)
  blir det årlige gasskostnadene kr 13 048
- Servicekostnader (kr 7000 for hver 3 500 driftstime) kr 2,- kr/time
  Med registrert gangtid 1893 timer og
  produsert energi 17 700 kWh kr 0,21 kr/kWh

Årlige kostnader regnes som summen av faste kapitalkostnader og driftsavhengige kostnader:

Faste kostnader		kr 49 420
Energikostnader	13 048	
Servicekostnader (avrundet)	3 500	
Driftsavhengige kostnader		kr 16 548
SUM årskostnader		**kr 65 968**

Dette gir følgende enhetskostnader:

Totalkostnader (65 968/17 700 kWh) **3,72 kr/kWh (el + varme)**

Driftsavhengige kostnader (16548/17700) **0,935 kr/kWh (el + varme)**

Driftsavhengige elkostnader utgjøres av

Servicekostnader:	1 kWh/80% /3,3kW = 0,38 timer * 2 kr/time =	0,75 kr/kWh
Gassforbruk:	1/0,216 = 4,6 kWh * 0,54 kr/kWh =	2,5 kr/kWh
Sum driftsavhengige elkostnader		**3,25 kr/kWh (bare el)**

De faste kostnadene vil kunne reduseres om en fjernet solcellene. På den annen side må bortfall av solgenerert elektrisitet (1600 kWh) erstattes av økt el fra aggregatet. Dette gir følgende årskostnader:

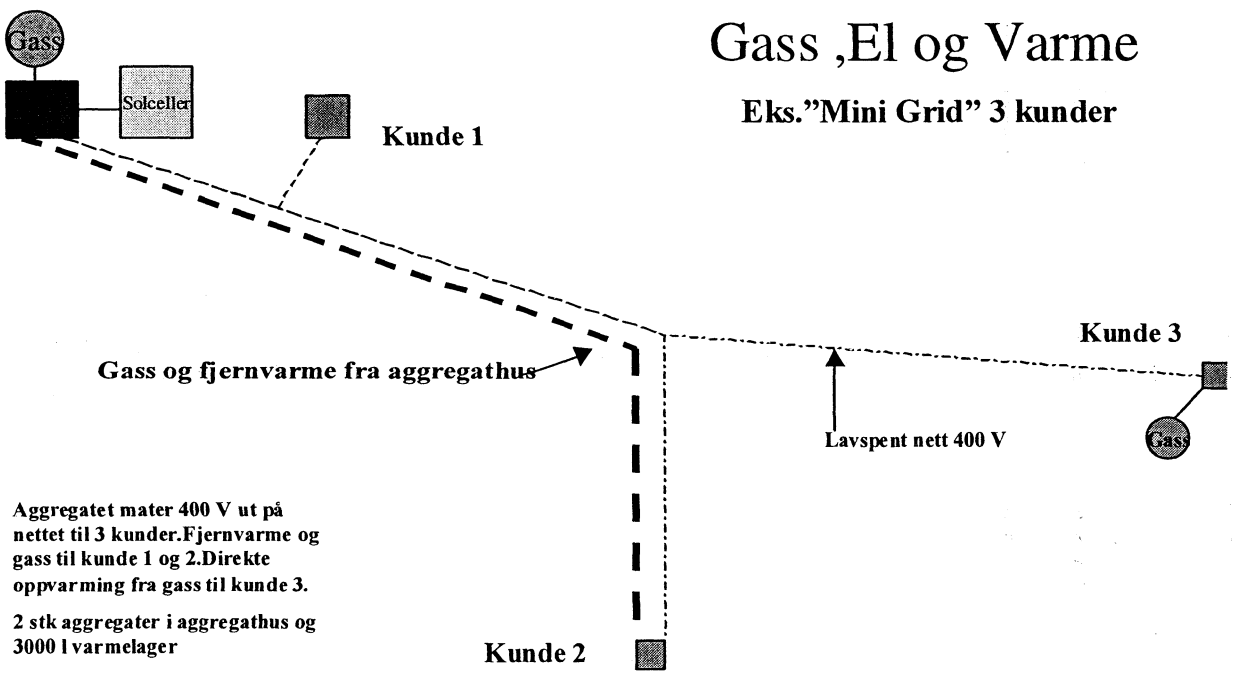
Faste kostnader	kr 40 700
Økte driftsavhengige kostnader (1600 kWh * 3,25 kr/kWh)	5 200
Basis driftsavhengige kostnader	kr 16 548
SUM årskostnader, uten PV-generator	**kr 62 448**

Det viser seg mao at en investering i solceller foreløpig ikke lønner seg. Det er i dette regnestykke ikke tatt hensyn til at solcellene bidrar til å forlenge levetiden på batteriene.

Sammenlignet med en ordinær nettilknyttet energiforsyning vil et frittstående energiforsyningsanlegg ha lavere kostnader hvis avstanden fra boligen til nettet er mer enn 2 km. Dette fremgår av vedlegg 1 (kap. 2) der totalkostnadene ved å forsyne en bolig er ca 75 000 kr.

5. Systemutvidelser – mininett

I løpet av prøveperioden på Venberget har det skjedd en tilflytting til to boliger som tidligere var fraflyttet. For å sikre disse boligene en energiforsyning er det nødvendig å utvide anlegget og opprette et lokalt elforsyningsnett (mininett). Dette kan gjøres på flere måter avhengig av forholdene på stedet, bl.a. avstanden mellom boligene.
Fig 4-1 viser hvordan en planlegger å utforme mininettet på Venberget.



En har valgt å konsentrere produksjonen av el- og varme på ett sted. To av boligene ligger forholdsvis nærme hverandre. Disse blir begge tilknyttet energiforsynings-anlegget med en el-, gass- og varmerørledning. Den tredje boligen får kun en eltilknytning og her må et alternativ rom- og vannoppvarmingssystem etableres. Dette kan gjøres med en gasskjel eller gassovn.

For å øke leveringssikkerheten har en valgt en løsning med to aggregater som fases inn etter behov. Varmelageret er utvidet til 3 m^3. Listepris fra leverandør for et komplett anlegg er kr 780 000. I tillegg kommer kostnadene ved å legge gass- og varmerør i bakken til kunde 1 og 2 og lavspentnett til alle. Tabell 4-1 gir en samlet oppstilling av kostnadene.

Anleggsdel	Levetid Kalk.rente	Pris [kr]	Årlige kost [kr]
Komplett energiforsyningsanlegg	25 år, 6%	780000	61 000
Gass- og varmerør	30 år, 8%	100000	8 900
Lokalt el-nett	30 år, 8%	14000	1 200
SUM		894000	71 100
Gassforbruk		6500 kg	44 850
Servicekostnader, aggregat			7 000
2 gasstanker (leie)			10 000
SUM kostnader			133 000

Tabell 4-1. Totalkostnader med mininett til 3 kunder

For hver bolig har en antatt et energiforbruk på 3000 kWh el og 15000 kWh varme (rom- og vannoppvarming). Det er lagt til grunn at de enøk-tiltakene som er gjennomført for kunde 1 for å redusere elforbruket, også gjennomføres for de to neste kundene. I anslaget over gassforbruket har en tatt hensyn til at kunde nr 3 også må bruke gass til rom- og vannoppvarming.

Lokale mininettløsninger kan utformes på mange måter med både sentral og distribuert el- og varmeproduksjon. Den tekniske løsningen og de resulterende kostnadene vil avhenge av stedlige forhold. Det er følgelig vanskelig å sette opp noen nøkkeltall som viser under hvilke forutsetninger (dvs. avstand til distribusjonsnettet) en mininettløsning har lavere kostnader enn en nettilknytning.

For en nettilknytning utgjøres kostnadene av nett- og energikostnadene. Med 3 kunder blir de årlige driftsavhengige kostnadene ca kr. 30 000, og avhengig av ekstremradialens lengde blir de årlige kostnadene (jf vedlegg 1, kap. 2)

2km: (kr 30 000 + 65 700) = kr 95 700
3km: (kr 30 000 + 95 300) = kr 125 300
4 km (kr 30 000 + 125 000) = kr 155 000
7,5 km (kr 30 000 + 230 000) = kr 260 000

Sammenliknet med en ordinær nettilknytning vil dette mininettanlegget med lokal el- og varmeproduksjon til tre boligkunder ha lavere kostnader hvis avstanden fra boligene til nettet er mer enn ca. 3,5 km. På Venberget er avstanden til distribusjonsnettet ca 7,5 km. Et mininettanlegg til erstatning av en nettilknytning vil følgelig gi everket en årlig besparelse på kr 130 000.

6. Referanser

[1] G. Doorman: Desentralisert energiforsyning. Metode og alternativer. Prosjektrapport ED 92-187, Energidata 16.07.92

[2] G. Doorman: Energiforsyning til Hytjanstorpet og Venberget. Prosjektrapport ED 92189, Energidata 15.07.92

[3] R. Brun, E.H. Hansen, N. Vøllestad, K. Hofstad: Autonomt elforsyningsanlegg med sol/diesel. NTNF-prosjekt EK 29777, 10.05.93

[4] Rolf Brun, HEAS, Knut Hofstad, NVE: Frittstående elforsyningsanlegg. Driftsrapport. NVE-publ nr 21/1995, 10.10.95.

[5] Rolf Brun, HEAS: Venberget 2. Driftsrapport for 1997 (udatert)

[6] Rolf Brun, HEAS: Driftsrapport TESS/Venberget for mai 1997 - mai 98. (udatert)

[7] Knut Hofstad: Frittstående energiforsyningsanlegg - el og varme. Et ideutkast. EK-notat nr 10/97, 15.04.97.

[8] Knut Hofstad: PV-DG Hybrid system for a Remote Dwelling House. IEA, Photovoltaic Power Systems Programme, Task 3, 1997

V E D L E G G 1

TESS

SYSTEMBESKRIVELSE

1 Innledning 3

2 NETTILKNYTTET ELFORSYNING 3

2.1 INVESTERINGSKOSTNADER 3
2.2 ÅRLIGE KOSTNADER 3

3 ENERGIFORBRUK I EN HUSHOLDNING 4

3.1 TOTALFORBRUK 4
3.2 TILTAK HOS KUNDEN 5
3.2.1 Bruk av gass 6

4 TESS/VENBERGET – KONFIGURASJON 6

4.1 PRINSIPIELL OPPBYGGING 6
4.2 ELFORSYNING 7
4.2.1 Kogenereringsaggregat 8
4.2.2 PV-generator 7
4.2.3 Lagring av el 9
4.2.4 Elforsyningsutstyr 9
4.3 VARMEFORSYNING 9
4.3.1 Varmeproduksjon 9
4.3.2 Lagring av varme 10
4.3.3 Vannbårent oppvarmingssystem 11
4.4 UTSTYR FOR GASSFORSYNING 11

5 DRIFTSSTRATEGI 11

5.1 LADESTRATEGI - BATTERIER 11
5.2 DRIFT AV AGGREGAT 12
5.3 ROMOPPVARMING 12
5.3.1 Styringssystem, krav til temperatur, mv 12
5.3.2 Kriterier for start/stopp av tilleggsfyring 14
5.3.3 Kriterier for start/stopp av dumplast varme 14

1 Innledning

I dette vedlegget beskrives det frittstående energiforsyningssystemet på Venberget i Grue kommune. Anlegget er beskrevet i ER-notat nr 20/99 og foreliggende fremstillingen er en oppdatering av dette notatet.

2 Nettilknyttet elforsyning

2.1 Investeringskostnader

Kostnadene ved å forsyne en kunde med elektrisitet er sammensatt av kraftkostnadene og overføringskostnadene. For en kunde som er lokalisert langt fra hovedfordelingsnettet vil overføringskostnadene bli de dominerende og proporsjonalt med avstanden. I slike tilfeller må det etableres en avgrening (22 kV luftledning eller sjøkabel). Denne kalles ofte for en radial. Hvis kostnadene ved å etablere en slik radial blir urimelig høye i forhold til forbruket ved enden av radialen kan den karakteriseres som en ekstremradial.

Kostnadene for å bygge ledninger varier avhengig av terreng og tilgjengelighet, men i gjennomsnitt kan si at byggekostnadene er (kilde: HEAS normtall):

Luftledning (22 kV, BLX 50):	272 000 kr/km

For sjøkabel kan kostnadene bli dobbelt så høye. I tillegg kommer kostnadene for trafoer og lokalt lavspentanlegg.

Trafoarrangement	46 000 kr
Lavspentanlegg	14 000 kr

Den økonomiske levetiden antas å være 30 år.

2.2 Årlige kostnader

Årlige kostnader for å forsyne en kunde består av kapitalkostnader samt drifts- og vedlikeholdskostnader som anslås å være ca 2% av investeringskostnadene.

Kapitalkostnadene er avhengig av kalkulasjonsrenten og anleggets økonomiske levetid. For nettanlegg regnes den økonomiske levetiden til 30 år. Kalkulasjonsrenten for samfunnsøkonomiske analyser skal i henhold til Rundskriv fra Finansdepartementet (R-14/99) fastsettes til 8, 6 eller 4 prosent, avhengig av hvilken risiko prosjektet er eksponert for. Karakteristisk for nettanlegg er den høye andelen av faste kostnader. Dette tilsier generelt en høy risikovurdering. I tillegg er bygging av nettanlegg til avsidesliggende områder forbundet med en særlig grad av økonomisk risiko da det er usikkert hvor lenge området vil forbli bebodd. Det kan derfor herske liten tvil om for at slike nettanlegg må benytte den høyeste kalkulasjonsrenten, dvs. 8%. De årlige faste overføringskostnadene for en luftledning blir da som vist i tabell 2-1.

BLX 50 [km]	Anleggs-kost.[kr]	Trafo-arr [kr]	Lavsp. kost.[kr]	Sum.inv. [kr]	Årlig kap. kostn.[kr]	Drifts-kostn.[kr]	Faste års-kost.[kr]
1	272 000	46 000	14 000	332 000	29 491	6 640	36 131
2	544 000	46 000	14 000	604 000	53 652	12 080	65 732
3	816 000	46 000	14 000	876 000	77 813	17 520	95 333
4	1 088 000	46 000	14 000	1 148 000	101 974	22 960	124 934
5	1 360 000	46 000	14 000	1 420 000	126 135	28 400	154 535
6	1 620 000	46 000	14 000	1 680 000	149 230	33 600	182 830
7	1 904 000	46 000	14 000	1 964 000	174 457	39 280	213 737
8	2 176 000	46 000	14 000	2 236 000	198 618	44 720	243 338
9	2 448 000	46 000	14 000	2 508 000	222 779	50 160	272 939
10	2 720 000	46 000	14 000	2 780 000	246 940	54 400	301 340

Tabell 2-1. Faste årskostnader ved nettilknytning

De driftsavhengige kostnadene bestemmes av energiforbruket og utgjøres av kraftprisen og de øvrige nettkostnader:

Driftsavhengige kostnader: 0,5 kr/kWh

For en bolig av moderat størrelse med full elektrisk oppvarming kan en anta et årsforbruk på 20 000 kWh. Hvis avstanden til nettet er 2 km, blir de samlede kostnadene for å energiforsyne boligen:

Faste overføringskostnader:	65 732,- kr
Drifts(energi)avhengige kostnader	10 000,- kr
Årlige overføringskostnader	75 732,- kr

Enhetskostnadene (kr/kWh) bli i dette tilfelle 379,- øre/kWh

3 Energiforbruk i en husholdning

Energiforsyning i enden av en ekstremradial kan tjene mange formål. Eksempler på anvendelser er tekniske installasjoner (for eksempel pumpestasjoner, radiolink), anleggsvirksomhet, hytter og helårsboliger. Vi vil i dette kapitlet se nærmere på energiforsyning av en husholdning til en ordinær fastboende familie.

3.1 Totalforbruk

Tabell 3-1 viser et typisk energiforbruk, fordelt på formål, i en bolig med moderat størrelse. I en alminnelig husholdning er det vanlig å bruke elektrisitet fra nettet til de fleste energiformål. Dette gjelder også for vann- og romoppvarming. I europeisk sammenheng er dette uvanlig. Mens det gjennomsnittlige elektrisitetsforbruket i en bolig i Norge er ca. 20 000 kWh, er det tilsvarende forbruket i Europa 3-4 000 kWh. Det særnorske høye elektrisitetsforbruket har sammenheng med at elprisen i Norge er lavt sammenliknet med andre land og at mange husholdninger bruker elektrisitet direkte til oppvarming

Energiformål	E-forbruk [kWh]	Tiltak hos kunden	Nødvendig elforbruk [kWh]
Romoppvarming	16000	Installasjon av olje/gass-ovner	0
Varmtvann	3500	Propanfyrt varmtvannsbereder	0
Matlaging	900	Gassfyrt komfyr	0
Kjøling/frysing	1200	Lavenergi kjøle/fryse-skap	600
Belysning	2000	Utskifting til lavenergipærer	1000
Vask	400		400
Div. elutstyr	1000		1000
Totalt forbruk	**25000**		**3000**

TABELL 3-1. Energiforbruk i en bolig

3.2 Tiltak hos kunden

For en ekstremradial vil kostnadsbildet være dominert av selve nettilknytningen til kunden. Når en nettavgrening er etablert, vil kostnadene ved å øke elforbruket normalt ikke være større enn for en ordinær kunde. Hvis det etableres et lokalt elforsyningsanlegg, vil kostnadsbildet bli et helt annet. De fleste vil erfare at lokalt generert kraft blir vesentlig dyrere enn den kraften man kjøper som nettkunde. Det blir således et viktig anliggende å redusere elforbruket mest mulig. For å oppnå dette kan det bli aktuelt å iverksette en rekke forskjellige tiltak hos kunden. De fleste energibehov kan nemlig dekkes opp uten bruk av elektrisitet og uten at kvaliteten på energitjenesten blir redusert. Eksempler på dette er:

- Olje eller gass for romoppvarming
- Gass for oppvarming av tappevann
- Gassfyrte komfyrer

De energitjenestene som ikke kan utføres uten bruk av elektrisitet kalles gjerne for elspesifikke. Eksempler på elspesifikke energitjenester er belysning, elektroniske apparater (TV) og drift av husholdningsapparater. For det elspesifikke forbruket vil det være god energiøkonomi å iverksette sparetiltak som å ta i bruk energieffektive utstyrskomponenter, for eksempel:

- Lavenergipærer til belysning
- Kjøle/fryse-skap med høy virkningsgrad (finnes også som gassdrevne)

I tabell 1 er det vist hvordan disse tiltakene vil slå ut på energiregnskapet for boligen. Tabellen viser potensialet for innsparing av elektrisk energi i en bolig som kan oppnås ved å kombinere tiltak for omlegging til andre energibærere og enøktiltak. I sum kan tiltakene senke elektrisitetsforbruket til ca 3 000 kWh per år. Dette kan virke lavt, men er som tidligere nevnt på høyde med forbruket i en gjennomsnittlig europeisk husholdning.

3.2.1 Bruk av gass

I TESS/Venberget har en valgt gass (LPG /propangass) som basis energivare. Gass er anvendelig for alle energiformål i en husholdning, enten direkte til varmeformål eller som drivstoff i et aggregat for produksjon av el. Ved siden av at gass kan brukes til ulike formål, er den også en meget renslig energibærer som ikke krever spesielle rensetiltak, og man er heller ikke avhengig av pipe. Sammenliknet med dieseldrevne aggregater representerer et gassaggregat en betydelig miljøforbedring.

En vanlig norsk familie er ikke fortrolig med bruk av gass, men dette anses å være en tilvenningssak. Gass er velegnet både til vannoppvarming og komfyr. Mange mener at en gasskomfyr har en bedre funksjonalitet enn en elektrisk komfyr. Gass kan også brukes direkte til romoppvarming og drift av kjøleskap. Et kjøleskap drevet med gass har en lavere virkningsgrad enn hvis det er elektrisk drevet. Det økte varmetapet kan imidlertid komme romoppvarmingen til gode. Det bør derfor også vurderes om det kostnadsmessig kan svare seg å bruke gassdrevne kjøleskap.

4 TESS/Venberget – Konfigurasjon

En husholdning trenger energi til ulike formål og er derfor avhengig av at energien leveres i ulike former. TESS er et komplett energiforsyningssystem til en husholdning og forsyner kunden med tre ulike energibærere: elektrisitet, varmt vann og gass (LPG). Kunden kan fritt velge hvilken energibærer han vil velge for det enkelte formål, men for mest mulig kostnadseffektiv drift bør elektrisitetsforbruket begrenses (se kap. 3).

4.1 Prinsipiell oppbygging

Fig. 4-1 er en forenklet systembeskrivelse av anlegget på grovt nivå og viser systemets hoved-komponenter og hvordan de samspiller med hverandre.

De primære energikildene er LPG (propan) og sol, mens de viktigste energiomformerne er gassaggregat (LPG omformes til el og varmt vann) og PV-generator (solceller som omformer solenergi til el).

Mens PV-generatoren er avhengig av tilgangen på sol kan bidraget fra gassaggregatet styres av systemet. Dette aggregatet blir således den viktigste komponenten i TESS. Styringsmulighetene er i praksis begrenset. Det er for eksempel ikke kostnadseffektivt å la aggregatet gå lenge på lav last. Produsert el og varme må derfor magasineres i et batteri hhv varmelager. Regulerbart uttak av el og varme skjer fra disse lagrene. Styringssystemets hovedoppgave blir derfor å sørge for at disse lagrene til enhver tid har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne kunden.

Hovedkomponentene i TESS kan betraktes som selvstendige delsystemer med en egen intern regulering. Dette er en tradisjonell hierarkisk systemoppbygging der en rent tankemessig kan konsentrere seg om de enkelte delsystemers ytre egenskaper og grensesnittene mellom delsystemene. Det skulle således i dette notatet ikke være behov for å beskrive delsystemenes interne regulering (indre egenskaper) da disse er beskrevet av den enkelte utstyrsleverandør.

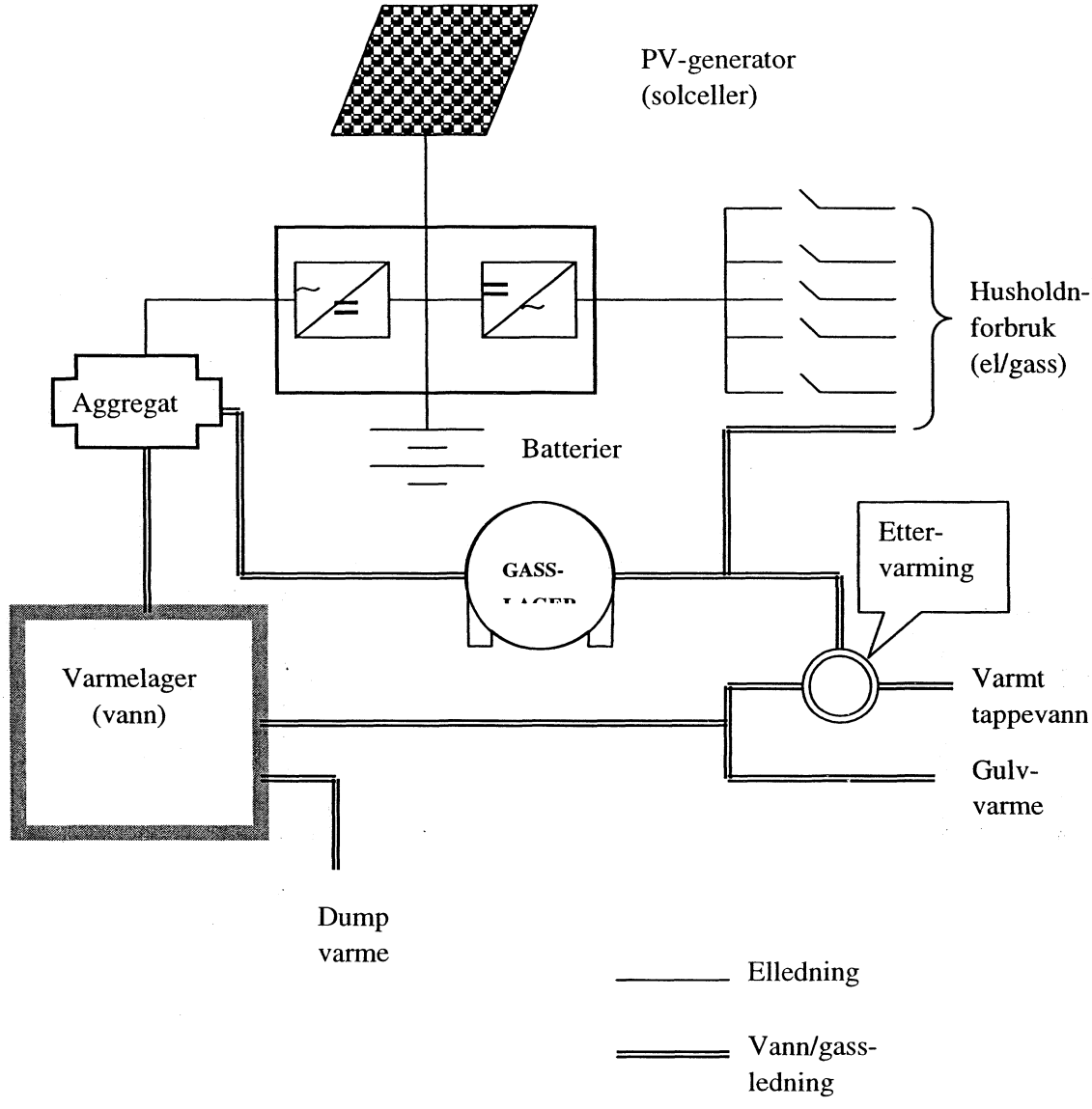


Fig 4-1 Forenklet enlinjeskjema for TESS/Venberget

4.2 Elforsyning

Genereringen av elkraft skjer i et samspill mellom et kogenereringsaggregat og en PV-generator. PV-generatorens berettigelse ligger i at den bedrer totalvirkningsgraden av kogenereringsaggregatet som er avhengig av at det finnes avsetningsmuligheter for gjenvunnet varme i forbindelse med elproduksjon. Dette fremgår av fig 4-2 og 4-3. Fig 4-2 viser hvordan varmeforbruket og elforbruket i en bolig fordeler seg over året. Mens varmeforbruket har sitt maksimum i vinterhalvåret og minimum i sommerhalvåret er det elspesifikke forbruket tilnærmet konstant over hele året. Hvis det er balanse mellom gjenvunnet varme og varmeforbruk om vinteren vil det oppstå et varmeoverskudd fra kogenereringsaggregatet om sommeren som ikke kan komme til nytte. Fig 4-3 viser hvordan elbidraget fra PV-generatoren er i motfase med varmebehovet. Ved å forsyne boligen med solstrøm, reduseres behovet for å kjøre kogenereringsaggregatet om sommeren og en unngår varmeproduksjon som ikke kan anvendes til nyttige formål.

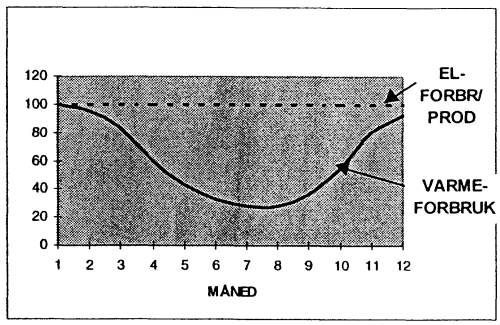


Fig. 4-2 Kogenerering uten solceller

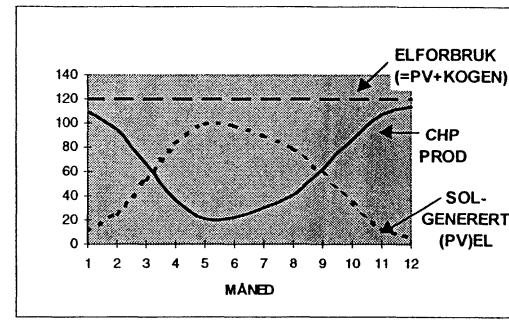


Fig. 4-2 Kogenerering med solceller

4.2.1 Kogenereringsaggregat

Det valgte aggregatet har følgende karakteristikker:

Type:	SenerTec, SACHS-HKA			
Ytelse, el:	El:	5,5 kW	Varme: 12,5 kW	
Virkningsgrad:	El:	27%	Varme: 61%	Total: 88%

4.2.2 PV-generator

PV-generatoren er dimensjonert slik at det i perioder med rikelig soltilgang skal kunne dekke kundens elbehov. Til sammen er det installert 27 stk 83Wp 12V paneler der grupper på 9 paneler er koplet i serie (se fig 4-4). Utgangsspenningen fra aggregatet blir dermed ca 108V.

Type:	Solarex
Maks. ytelse (nominell):	2,24 kW
Areal:	18 m^2

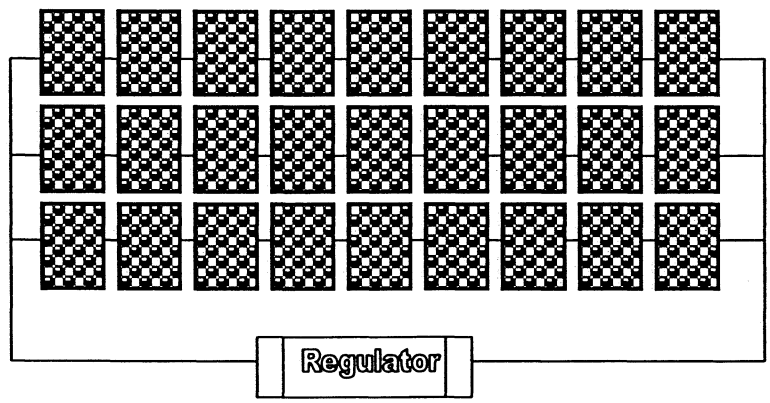


Fig 4-4. Oppkopling av solcellepaneler

4.2.3 Lagring av el

For å unngå døgnkontinuerlig drift av aggregatet er det installert batterier. Batteriene er dimensjonert til å tåle en daglig sykling og skal da under normale forhold kunne elforsyne kunden i minst ett døgn uten ny opplading fra aggregatet. Ved bruk av batterier oppnår en effektuavhengighet mellom last og produksjon. Aggregater uten evne til å momentantilpasse produksjon mot forbruk (for eksempel stirlingaggregat) kan derfor brukes i denne konfigurasjonen.

Type:	VARTA blybatterier, type GLS 6/300
Antall:	18 stk koplet i serie som da til sammen utgjør ca. 108 V
Kapasitet:	0,46 kW i 24 timer, 1,017 kW i 10 timer, 1,9 kW i 8 timer
Forventet levetid:	5-10 år

4.2.4 Elforsyningsutstyr

A. Vekselretter

Strøm fra batteriene må vekselrettes og transformeres til normal nettspenning (fra 108V til 220 V). Det viste seg i utgangspunktet at rene vekselrettere med tilfredsstillende kvalitet var svært kostbare. En har derfor i første omgang valgt å installere et komplett UPS-anlegg i stedet.

Type:	SALICRU ELEKTREONIC
Ytelse:	30 amp
Inn:	108 V DC-17%+20%
Ut:	230 V AC+/-12,5%

B. Regulator

1. For lading fra aggregat er det montert en likeretter-lader med 6 moduler a 800 W
2. For lading fra solceller: NAPS/NSCI – micro processor system controller

Etterfølgende anlegg bør dimensjoneres etter en spenning på 48 V DC slik at både batteribanken, vekselretteren og likeretteren tilpasses dette spenningsnivået som ser ut til å bli den nye standarden for likestrømsanlegg. Det tas sikte på å utstyre etterfølgende anlegg med "rene" vekselrettere basert på 48V likestrømsanlegg.

4.3 Varmeforsyning

4.3.1 Varmeproduksjon

Et ordinært dieselaggregat har under ideelle betingelser en elvirkningsgrad på ca 32% regnet ut fra brennverdien til dieseloljen. De resterende 68% utgjør i hovedsak varmetap, men en del tap skyldes også ufullstendig forbrenning (sot). For et vannkjølt dieselaggregat blir et typisk energiregnskap som følger (regnet på forbrent dieselolje):

Produsert elenergi	33%
Gjenvunnet varme	22%
Varmetap gjennom eksos	34%
Varmetap til omgivelsene	11%

Varmetapet gjennom eksosen kan i prinsippet gjenvinnes, men dette er komplisert bl.a. pga. forkoksningsproblemer. Et gassdrevet kogenereringsanlegg, som er brukt i foreliggende prosjekt, har

en vesentlig høyere totalvirkningsgrad. Ut fra leverandørens spesifikasjoner kan en under gunstige forhold regne med:

Produsert elenergi	27%
Gjenvunnet varme	61%
Varmetap	12%

Ved å anta at bruttoforbruket (nettoforbruk + systemtap) hos kunden er ca 5000 kWh vil gjenvunnet varme utgjøre ca 11 000 kWh. I tabell 1 har en regnet med et varmebehov (rom- og vannoppvarming) 19 500 kWh. Systemet må derfor utstyres med en form for tilleggsvarme for å sikre kundens samlede energibehov. Dette kan gjøres på to måter:

1. Aggregatet kjøres lengre enn det som følger av nødvendig elforsyning. Overskytende elenergi avsettes i en elkjele i varmelageret (se kap. 4.3.2) samtidig som gjenvunnet varme fra kjølevannet avsettes i varmetanken.
2. Det installeres en egen gasskjel i tilknytning til varmelageret.

På Venberget har en valgt å sikre tilleggsvarmen etter alt. 1

4.3.2 Lagring av varme

I et kogenereringsanlegg produseres varme samtidig med produksjon av el. Dette fører normalt til at varmeforbruket ikke samsvarer med varmeproduksjonen. For å løse dette problemet er det installert et varmelager som gjør det mulig å tilføre varmen i korte perioder og så stille varmen til disposisjon for oppvarmingsformål i boligen etter behov. På den måten blir det momentane varmeuttaket gjort uavhengig av når varmen tilføres og en oppnår en fleksibilitet som er sammenlignbar med den uavhengighet en har mellom elproduksjon og elforbruk.

Som varmelager har en brukt en vanntank fra SolarNor som opprinnelig er utformet for akkumulering av innfanget solvarme, men brukes i dag også som varmelager for fleksible varmesystemer.

Volum:	1 m^3
Varmekapasitet:	46,4 kWh (temperaturintervall 30 – 70 °C)
Varmetap:	60 – 150 W ved $\Delta T = 30°C$. Årlig tap bli dermed ca. 1000 kWh

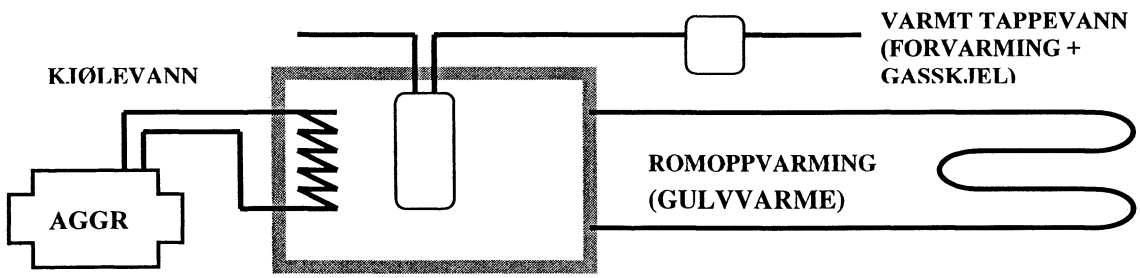


Fig. 4-5 Varmelager (forenklet)

Fig 4-5 viser et forenklet snitt gjennom lageret og hvordan varmen utveksles med omgivelsene. Kjølevarmen fra aggregatet overføres via en varmeveksler som er satt inn i tanken. Det oppvarmede vannet brukes direkte til et vannbårent oppvarmingssystem i boligen (se neste kap.). Når det gjelder forsyning av varmt tappevann, vil temperaturen i varmelageret være for lavt. Bidraget fra varmelageret

begrenses derfor til å forvarme tappevannet og forutsettes regulert til ønsket temperatur v.hj.a. en ettervarmer (gassfyrt).

4.3.3 Vannbårent oppvarmingssystem

Forutsetningen for at kunden kan nyttiggjøre seg varmen i kjølevannet fra aggregatet, er at boligen er utstyrt med et vannbårent romoppvarmingssystem. De færreste boliger er i dag utstyrt med et vannbårent oppvarmingssystem, og følgelig blir det nødvendig å gjøre dette i etterkant. Prosjektet vurderte to alternativer:

1. Installere radiatorer i boligen
2. Legge inn et vannbårent gulvvarmesystem

Å installere radiatorer i en bolig er det enkleste og rimeligste. Ulempen er at radiatorene har en forholdsvis liten heteflate og dermed blir avhengig av en høyere temperatur i vannet enn det som vil være det normale i vanntanken. I kalde perioder vil det følgelig bli behov for ettervarming. Dette unngår en med bruk av gulvvarme som dessuten har en bedre varmekomfort enn et opplegg med radiatorer. En har derfor valgt å satse på gulvvarme. Dette er gjort ved å bygge et nytt gulv oppå det gamle. Takhøyden er dermed redusert med ca 5 cm.

4.4 Utstyr for gassforsyning

Den eneste tilførte energivare til boligen er gass (LPG/propangass). For å kunne håndtere gassen på en hensiktsmessig måte er det installert en gasstank:

Type: Statoil
Volum: 2,5 m^3
Energiinnhold: 1000 kg * 12,87 kWh/kg = 12 870 kWh

Gasstanken er plassert oppå bakken og forbundet med aggregathuset og boligen med et røropplegg.

5 Driftsstrategi

5.1 Ladestrategi - batterier

Batteriene er en sårbar komponent i systemet og levealderen er i det vesentlige avhengig av hvordan batteriene brukes. Mange syklinger (opp- og utladning) reduserer levealderen og det er viktig at batteriene med jevne mellomrom topplades for å unngå sulfatering av battericellene, noe som vil redusere batterienes kapasitet. En strategi for å lade batteriene som tar hensyn til disse forhold er derfor nødvendig.

Lading av batteriene styres av en egen regulator. Regulatoren holder også oversikt over ladetilstanden i batteriene basert på polspenning og hvor mye som er tilført og tatt ut av batteriene. Det er begrenset hvor stor effekt batteriene kan motta under lading. Særlig gjelder det for topplading av batteriene. Tiden for å fullade et batteri blir derfor i første rekke avhengig av batteriets evne til å motta ladestrøm og ikke aggregatets kapasitet.

Anlegget på Venberget er utstyrt med to ladeenheter, PV-generatoren og kogenereringsaggregatet. PV-generatoren er best egnet til å topplade aggregatet da denne delen av ladingen foregår med lave strømstyrker. For grunnoppladingen er gassaggregatet best egnet da det har større kapasitet.

5.2 Drift av aggregat

Driften av aggregatet styres av strømforbruket og behovet for varmt vann til romoppvarming. Elenergien mellomlagres i batteriene og batteritilstanden blir følgelig den viktigste parameteren for inn- og utkopling av aggregatet. Driftsstrategien kan beskrives som følger:

Variable:

t	temperatur i varmelageret
q	ladetilstand
u	spenning over batteripolene

Faste grenseverdier:

T_{max} / T_{min}	Øvre/nedre temperaturgrense for varmelageret (T_{min} = 30° C og bestemt av behovet for effektiv varmeoverføring til boligen via gulvvarmesystemet. T_{max} = 70° C og bestemt av kravet til kjølevannstemperatur til aggregatet).
Q_{max},	Batteri fulladet

Betingelse for start/stopp av aggregatet:

1. Lading av batteri:
   start: $u < 105$ V eller $q < 60\%$ av Q_{max}
   stopp: $u > 127$ V og $q > 90\%$ av Q_{max}

2. Tilførsel av varme:
   start: $t < T_{min}$
   stopp: $t > T_{max}$

Under start/stopp-syklus 1 kjøres det med 30A ladestrøm. Under normale forhold vil en ladesyklus ta 3 timer. Med et samtidig bidrag fra PV-generatoren kan ladetiden reduseres med 1-2 timer. På den annen side vil stort forbruk samtidig med ladingen forlenge ladetiden. I perioder med lite sol kan man forvente ca én ladesyklus per døgn. I solrike perioder om sommeren er det ventet at anlegget vil kunne gå uten bidrag fra aggregatet.

Hensikten med start/stopp-syklus 2 er å sørge for tilstrekkelig temperatur i varmelageret for romoppvarmingsformål. Dette kan bli aktuelt hvis varmeforbruket overskrider gjenvunnet varme under batterilading (syklus 1). Separat oppvarming av varmelageret skjer ved å kople inn en elkjel (1 kW) i varmelageret i tillegg til at varmen fra kjølevannet avsettes på normal måte. Det vil også under denne syklusen bli levert strøm til lading av batteriene (hvis nødvendig).

Det er også mulig å kjøre aggregatet for levering direkte til forbruk i fall batteriene er ute av funksjon.

5.3 Romoppvarming

5.3.1 Styringssystem, krav til temperatur, mv

Det er montert vannbåren gulvvarme i boligen på Venberget (42m^2 i stuen). Som styringssystem har en valgt å bruke SolarNors utekompenserte gulvvarmestyring. Prinsippet for denne styringen er å

justere tilført energi til gulvvarmesystemet på grunnlag av måling av ute- og turvannstemperaturer. Reguleringen sikrer konstant innetemperatur.

Energien overføres fra varmelageret til gulvvarmesystemet med periodevis drift av gulvvarmepumpen (P2) som vist på fig. 5-1. Pumpen går i perioder på opptil 15 minutter når varmebehovet er størst. Ved lite varmebehov går pumpen kun i perioder på 90 sekunder. Energiforbruket for pumpedrift blir lav på grunn av at pumpen bare går i beregnet tid for å overføre nødvendig energi.

Styringssystemet justerer selve driftstiden avhengig av turvannstemperaturen og kan derfor arbeide med forskjellige temperaturnivåer i lagertanken. Dermed utnyttes den varierende temperaturen i lageret. Maksimal temperaturen for gulvvarmesystemet er 40°C. Over denne temperaturen trer sikkerhetsventilen (V1) inn og blander returvannet med turvannet.

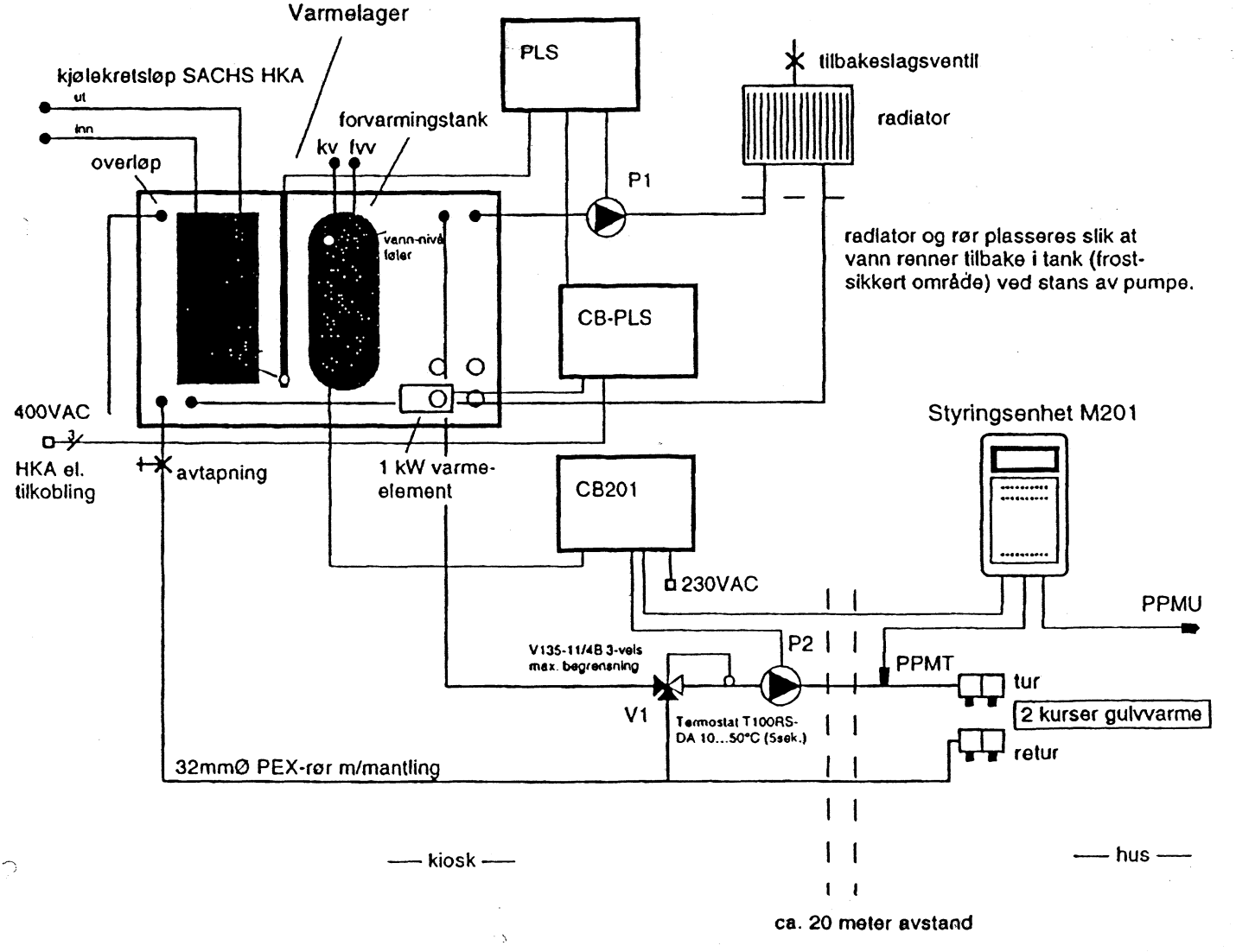


Fig. 5-1 Systemskisse varmelager og gulvvarmesystem

5.3.2 Kriterier for start/stopp av tilleggsfyring

Hvis temperaturen i varmelageret underskrider en minimumsverdi T_{min} (30° C) igangsettes en prosedyre for tilleggsoppvarming. Se under kap 5.2

5.3.3 Kriterier for start/stopp av dumplast varme

I en periode med lite varmebehov kan ladebehovet bidra til at aggregatet leverer mer varme enn nødvendig og for mye i forhold til varmekapasiteten i varmelageret. Dermed kan temperaturen i varmelageret overskride maksimaltemperaturen T_{max} . For å holde lagertemperaturen under denne grensen, startes en sirkulasjonspumpe (P1) som transporterer overskytende varme til en varmeveksler plassert utendørs. Da denne varmevekseleren har en mindre kapasitet enn avgitt varme fra aggregatet, må dumplasten koples inn før T_{max} nås.

Betingelsene for drift av pumpe P1 blir således:

$t > T_{max} - \Delta T$:	dumplast koples inn
$t = T_{max}$ og ladesyklus er fullført:	dumplast koples ut

ΔT er foreløpig satt til 20° C. Verdien vil senere bli justert slik at den blir optimal i forhold til lading av batteribanken.

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2001

Nr. 1 Lars-Evan Pettersson: Glommas bifurkasjon ved Kongsvinger (18 s.)

Nr. 2 Marit Astrup: Avløpsnormaler Normalperioden 1961-1990 (224 s.)

Nr. 3 Päivi Lundvall, Kjell Moen og Heikki Ruokanen: Vandringshindre for fisk i Tanas sideelver og - bekker, konsekvenser av veibygging. Delrapport 2: Bevaring av Tana som en lakseelv i naturtilstand (51 s.)

Nr. 4 Tharan Fergus og Eeva Rönkä (red): Erosjon og sedimenttransport i Tanaelva Delrapport 1: Bevaring av Tana som en lakseelv i naturtilstand (99 s.)

Nr. 5 Tor Erik Olsen, Svein Ivar Haugom: Statnett SF. Oppfølgingsrapport 1993/94 (28 s.)

Nr. 6 Tor Erik Olsen, Svein Ivar Haugom: Statnett SF. Oppfølgingsrapport 1995 (24 s.)

Nr. 7 Knut Hofstad, Rolf Brun: Frittstående elforsyningsanlegg – TESS/Venberget (32 s.)