

## **SESAM**

The Sustainable Energy Systems Analysis Model

Simulering af driftsregulering og beregning af anlægskapaciteter

Uddrag af rapporten

Energipolitikken teknologiske råderum - Nedtrapning af CO<sub>2</sub>-emissionen  
af Klaus Illum og Bernd Möller

Ålborg Universitet, Institut for Samfundsudvikling og Planlægning  
Reveille-projektet 1998

### 8.1 Driftsstrategier og regulering

En driftsstrategi specificeres som et sæt af regler for:

- 1) Produktions-allokering:  
hvordan den såkaldt 'frit allokerbare el-produktion' døgn for døgn skal fordeles på kraft- og kraftvarmeværkerne.
- 2) Last-allokering:  
hvordan den til det enkelte værk allokerede el-produktion under givne driftsforhold for systemet som helhed skal fordeles på døgnets timer.

#### 1) Produktions-allokering:

Den 'frit allokerbare el-produktion' FAEP i et givet døgn er defineret som:

$$\text{FAEP} = [\text{El-forbruget}] \pm [\text{El-eksport/import}] \\ - [\text{Varmebundet el-produktion}] - [\text{El-produktion i geofysiske e-kilder}]$$

hvor

- 'El-forbruget' er hele systemets (her hele landets) el-forbrug i det givne døgn.
- 'Varmebundet el-produktion' er den samlede el-produktion i motorerne i de lokale energisystemers kraftvarmeværker, der fremkommer, hvis motorerne hver især (uden indsats af varmepumper) skal dække den del af den lokale varmeproduktion, der er tilskrevet dem.
- 'El-produktion i geofysiske e-kilder' er døgnets samlede el-produktion i landets vindmøller, solceller og evt. bølgeenergianlæg.

FAEP er således den el-produktion, der ud fra økonomiske og miljømæssige kriterier kan fordeles på landets brændselsfyrede el-produktionsanlæg.

Når FAEP er positiv, fordeles den på landets kraft- og kraftvarmeværker efter givne produktions-allokeringsregler. Disse er i SESAM-modellen angivet i form af allokerings-prioriteter, som bestemmer FAEP-fordelingen på værkerne på det tidspunkt af året, hvor FAEP er størst. På andre årstider fordeles FAEP på samme måde, medmindre særlige forhold gør sig gældende. Fordelingen sker under hensyntagen til værkernes varmeproduktion, sådan at uhensigtsmæssige forøgelse af værkernes el-produktionskapacitet undgås.

Når FAEP bliver negativ (produktionen overstiger forbruget), bliver overskuddet så vidt muligt brugt primært i varmepumper, sekundært i elektrolyseanlæg. (Varmepumper bruger af overskudsproduktionen samtidigt med at de nedbringer overskudsproduktionen, fordi de formindsker motorernes varmeproduktion). Fordelingen af varmeproduktionen i varmepumper fordeles på forsyningsanlæg med varmepumper i henhold til produktions-allokeringsregler, der specificeres på samme måde som FAEP-allokeringen.

Et kraft- eller kraftvarmeværks el-produktion i et givet døgn er således bestemt som den til værket tildelte andel af FAEP plus den varmebundne el-produktion værket yder efter indregning af eventuel varmeproduktion i et til værket hørende varmepumpeanlæg.

### 2) Last-allokering:

Last-allokeringen, d.e. time for time fordelingen<sup>9</sup> af el-produktionen på landets kraft- og kraftvarmeværker, sker ved:

- 1) først at fordele døgnets el-forbrugseffekt i varmepumper og elektrolyseanlæg samt den regulerbare udvekslingseffekt med vandkraftværker på døgnets timer, sådan at udsvingene i kraft- og kraftvarmeværkernes samlede effekt-belastning bliver så lille som muligt.

Værkernes samlede effekt-belastning på et givet tidspunkt er lig

[el-forbrugseffekten] +/- [el-eksport/importeffekten]

+ [el-effekt til varmepumper og elektrolyseanlæg]

- [el-effekten fra geofysiske energikilder, herunder vandkraft].

Eksempler på resultater af disse fordelings-beregninger er vist i figur 8.1.

- 2) dernæst time for time at fordele værkerens samlede effekt-belastning på de enkelte værker.

Denne last-allokering sker i henhold til last-prioriteringer, som tildeles de enkelte værker. Grundlast-værker tildeles de højeste prioriteter, spidslast-værker de laveste.

Døgnvariationerne af el-effekterne fra vindmøller og solceller specificeres i SESAM-databasens døgnvariationstabeller. De er forskellige for de forskellige døgn, se figur 8.3.

Last-prioriteringerne udgør en del af driftsstrategien. De specificeres i særlige tabeller i SESAM-databasen. SESAM-reguleringsprogrammerne foretager de under 1) nævnte effekt-fordelinger og dernæst de under 2) nævnte last-allokeringen til kraft- og kraftvarmeværkerne i overensstemmelse med de givne last-prioriteringer.

Reguleringsprogrammerne tager hensyn til en række driftstekniske betingelser. Én af disse betingelser er, at i hvert forsyningsanlæg er varmeproduktionen i varmepumper begrænset af flow'et i fjernvarmenettet og temperatur-differencen mellem varmepumpens maksimale kondensator-temperatur og fjernvarmereturtemperaturen. En anden er, at i hvert forsyningsanlæg, skal døgnets samlede varmeproduktion i motorer, varmepumper og kedler være lig varmekonsumet i de bygninger, der forsynes fra anlægget (kedlernes andel af varmeproduktionen kan højst andrage en i anlægsspecifikationen given max. værdi). En tredje betingelse er, at elektrolyseanlæggene af økonomiske grunde skal have en vis årlig benyttelsestid, som specificeres i databasen. Derved begrænses den el-effekt, der kan omsættes i elektrolyseanlæggene.

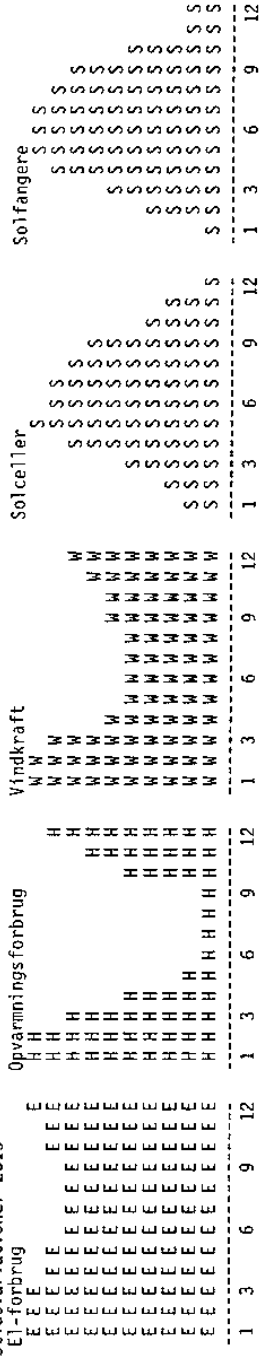
<sup>9</sup> I SESAM-modellen af det danske energisystem er last-allokeringsberegningerne foretaget med 30 minutters intervaller for ét døgn i hver måned.



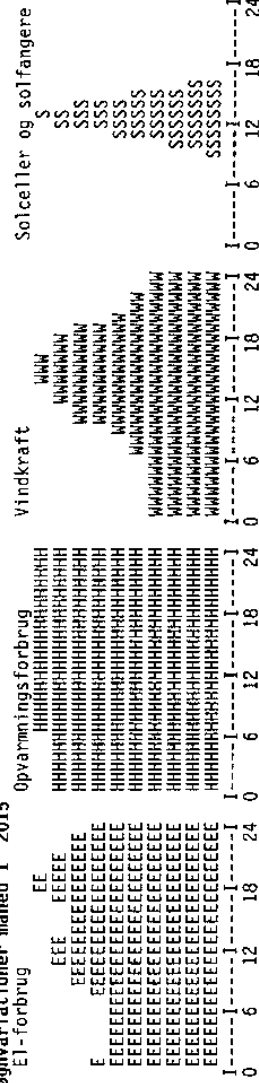


Danmark Scenario: DKS SI F2H2I1E2L1W2P2S2h2V2 18- 6-1998 12.16. 4,32

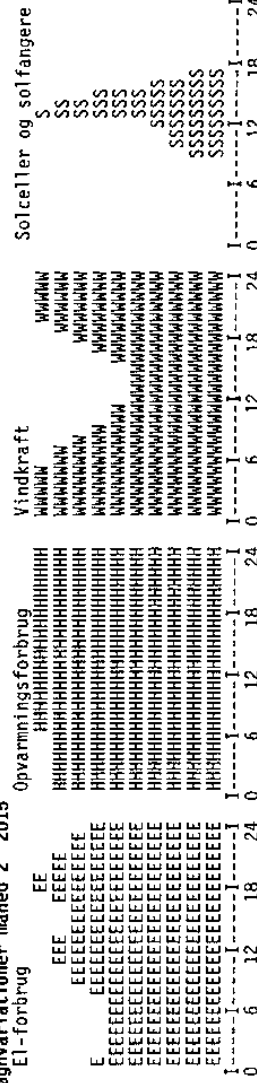
Årstidsvariationer 2015



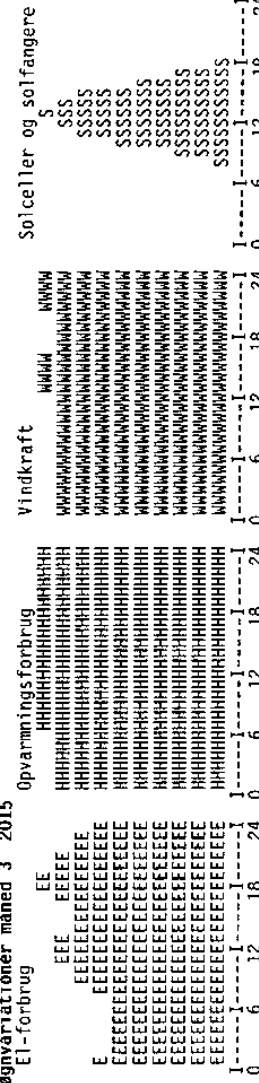
Døgnvariationer måned 1 2015



Døgnvariationer måned 2 2015



Døgnvariationer måned 3 2015



Figur 8.3 Eksempler: Årstidsvariationer af gennemsnitlige månedlige effekter og effektvariationer over døgnnet i forskellige måneder i 2015.

### 8.2 Anlægskapaciteter

Som resultat af de time for time (med 30 minutters intervaller) gennemførte effekt-balanceberegninger for systemet som helhed fremkommer effekt-ydelserne fra de forskellige forsyningsanlægs energiomsætningsenheder: motorer, kedler, varmepumper og elektrolyseanlæg. År for år beregnes således for hver energiomsætningsenhed den maksimale effekt-ydelse, enheden præsterer i løbet af året. Disse maksimale effekt-ydelser kaldes de 'udnyttede kapaciteter' i de forskellige energiomsætningsenheder eller kapacitetsbehovene. Endvidere beregnes døgn for døgn, de varmemængder der lagres i korttids-varmelagrene, og således de udnyttede varmelager-kapaciteter. Resultaterne afhænger dels af de specificerede produktions- og last-prioriteringer for de forskellige forsyningsanlæg, dels af de forbrugs-effektvariationer og variationer af ydelserne fra geofysiske energikilder, der lægges til grund for beregningerne.

De produktions- og last-prioriteringer, der er lagt til grund for de her beskrevne model-beregninger, er specificerede, sådan at fordelingen af de udnyttede kraft- og kraftvarmeværkskapaciteter i det første scenarie-år (1996) afspejler kapacitets- og produktions-fordelingen på de eksisterende værker, se tabel 8.1. I de følgende år ændres produktions-prioriteringerne, sådan at el-produktionsfordelingen på kraftvarmeværkerne kommer til at svare til varmeproduktionsfordelingen. De fremtidige last-prioriteringer er valgt, sådan at de større decentrale kraftvarmeværker (hovedsageligt gasmotorer) dækker spidsbelastningerne, medens de centrale kraftvarmeværker og de biomasse-fyrede decentrale kraftvarmeværker dækker grundlasten.

Årstidsvariationerne af henholdsvis de gennemsnitlige månedlige el- og varme-forbrug og de gennemsnitlige ydelser fra geofysiske energikilder, se figur 8.3, er de samme i alle de her betragtede scenarier, og der er ikke regnet med ændringer af variationerne fra år til år. Som vist i figur 8.3 er der for vindkraften og solindstrålingen regnet med forskellige døgn-variationer i de forskellige gennemregnede døgn.

Effekt-balanceberegningerne gennemføres for hver måned gennemføres i tre døgn med forskelligt vejr: 'Middel vind og sol', 'Stærk vind og sol' og 'Svag vind og sol'. For hver energiomsætningsenhed findes den udnyttede kapacitet således som den største effekt-ydelse, der forekommer i 36 forskellige belastningstilfælde: 3 døgn med forskelligt vejr i hver af årets 12 måneder.

Denne metode svarer til den fremgangsmåde, der anvendes ved dimensionering af bærende konstruktioner: konstruktionen gennemregnes i et antal belastningstilfælde, der for forskellige konstruktionstyper er bestemt som et sæt af nominelle

## 8. Driftsstrategier og regulering

Scenarie: SI F2H2I1E2L1W2P2S2h2V2

### Udnyttede el-produktionskapaciteter:

	1996	2005	2010	2015	2030
<b>Centrale værker:</b>					
København, vand	718	917	978	899	1074
København, damp	70	138	150	142	135
København, affald	35	43	55	90	72
København, vestforbr.	22	27	29	29	32
Kalundborg, Asnæs	883	976	816	646	515
Odense	842	900	992	1125	1018
Trekantområdet	236	355	383	385	236
Enstedværk	53	60	33	32	33
Esbjerg	489	513	459	297	219
Aarhus	588	645	443	380	263
Randers	49	55	61	58	44
Aalborg	541	642	583	444	375
Kyndby, kondens	32	36	28	0	0
Stignæs, kondens	294	358	277	0	0
Ensted, kondens	0	0	0	0	0
Asnæs, kondens	206	219	177	0	0
Studstrup, kondens	333	386	325	0	0
Nordjylland, kondens	118	125	101	0	0
Centrale værker ialt	5508	6396	5891	4528	4016
Decentrale værker ialt	1398	2356	2598	3022	3094
Alle værker ialt	6906	8752	8489	7550	7111
Industrielle anlæg ialt	196	260	304	354	584
Vindmøller ialt	856	1500	2095	3045	4315
Decentrale værker ialt :					
Udnyttet kapacitet MW	1398	2356	2598	3022	3094
Benytt.tid timer/år	3562	3622	4336	4307	3814
Produktion TWh	5.0	8.5	11.3	13.0	11.8
Centrale værker ialt :					
Udnyttet kapacitet MW	5508	6396	5891	4528	4016
Benytt.tid timer/år	4956	4156	4020	4177	4267
Produktion TWh	27.3	26.6	23.7	18.9	17.1
Industrielle anlæg ialt :					
Produktion TWh	1.1	1.4	1.7	2.0	3.3
Vindmøller ialt :					
Produktion TWh	2.0	3.6	5.3	8.3	12.0
Solceller ialt :					
Produktion TWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Vandkraft ialt :					
Produktion TWh	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Produktion ialt TWh	35.4	40.2	42.1	42.3	44.5
<b>Udnyttede varmepumpekapaciteter:</b>					
Varmepumper (MW varme)	0	817	3405	6308	7017
Benytt.tid timer/år	0	706	876	1106	1089

**Tabel 8.1** Eksempel: S-scenarie SI. De beregnede udnyttede el-produktionskapaciteter og varmepumpe-kapaciteter.



## 8. Driftsstrategier og regulering

belastninger, som konstruktionen skal kunne modstå. Der er imidlertid endnu ikke - sådan som for forskellige typer af bærende konstruktioner - vedtaget et sæt af nominelle belastningstilfælde, der skal lægges til grund for beregninger af fremtidige kapacitetsbehov i energiforsyningsanlæg. Derfor er der her valgt et sæt af nominelle belastningstilfælde, som kan antages at dække de fleste af de kapacitets-bestemmende driftssituationer, der vil forekomme i årenes løb. De forskellige effekt-døgnvariationer i disse belastningstilfælde er illustrerede i figur 8.3. De gennemsnitlige effekter i de forskellige døgn varierer fra måned til måned, som vist i figur 8.3, og indenfor hver måned med vejret (de 3 forskellige vejr-situationer). Da både de gennemsnitlige effekter og effektvariationerne er forskellige i de 36 døgn, der gennemregnes i hvert år, og da de forskellige forbrugs-effektsituationer kombineres med situationer med henholdsvis maksimale og minimale effekter fra geofysiske energikilder, repræsenterer de 36 døgn et sæt af belastningstilfælde, som kan antages at indeholde de kapacitets-bestemmende tilfælde.

Det skal bemærkes, at formålet med disse kapacitets-beregninger er at finde størrelserne af de investeringer, der i de forskellige langtsigtede scenarier skal foretages i forsyningssystemet, og størrelserne af de drifts- og vedligeholdelses-omkostninger, der kan forventes i forsyningsanlæggene, for derved at tilvejebringe et grundlag for de samfundøkonomiske omkostningsberegninger. Formålet er således ikke at beregne kapaciteterne af de enkelte forsyningsanlægs enheder med en sådan nøjagtighed, at resultaterne kan lægges til grund for endelig dimensionering af anlæggene. En sådan dimensioneringsberegning skal foretages på grundlag af specifikke driftsforhold, der gør sig gældende for det konkrete anlæg.

Det skal også bemærkes, at der bag den her beskrevne kapacitets-beregningsmetode, ligger den forudsætning, at effekt-variationerne i et givet lokal-system i et givet døgn kan forudsiges ved døgnets begyndelse, sådan at effekt-reguleringen af de forskellige energiomsætningsenheder i det lokale forsyningssystem kan planlægges. Da denne forudsætning ikke holder stik i virkeligheden, er det et spørgsmål om, de beregnede kapaciteter er mindre end de, der i virkeligheden bliver behov for for at få systemet til at fungere med den beregnede effektivitet. Overskydende el-produktion, udover hvad der kan udnyttes i varmepumpe- og elektrolyseanlæg, vil altid kunne udnyttes på en mindre effektiv måde, f.eks. i el-patroner til opvarmning af fjernvarmevand, eller eventuelt eksporteres, selv til en ufordelagtig pris. Så spørgsmålet er ikke om systemet kan fungere, men om det i længere tidsrum i løbet af årene ikke vil kunne fungere med den beregnede effektivitet, fordi vejr-forholdene i løbet af døgnene ændrer sig anderledes end forudset.

---

## 8. Driftsstrategier og regulering

Forudsat at korttids-varmelagerkapaciteterne og brint-lagringskapaciteterne er tilstrækkelige, vil de vejr-situationer, hvor el-produktionen ikke vil kunne udnyttes med den beregnede effektivitet være kortvarige. Det er fordi kapacitetsbehovene i kraftvarmeværkernes motorer, varmepumpeanlæg og elektrolyseanlæg er beregnede, sådan at der under de normalt forekommende vejrforhold: henholdsvis stærk, middel og svag vindstyrke og solstråling, er tilstrækkelige kapaciteter til rådighed til at dække el-forbrugs- og varmemeforbrugs-effekterne og til at udnytte overskydende el-produktion på en effektiv måde. Endvidere er der i de betragtede scenarier en betydelig effekt-reguleringskapacitet til rådighed i opladningsstationer for akkumulatorer til el-biler. (I tilfældene V2 og V3, se tabel 6.2, andrager det årlige el-forbrug til akkumulator-opladning 2 - 4 PJ/år i årene efter 2015.)

De beregnede varmelager-kapacitetsbehov er imidlertid stærkt afhængige af effektvariationerne, ikke kun over det enkelte døgn, men over flere på hinanden følgende døgn. De beregnede varmelager-kapacitetsbehov kan derfor være mindre end de virkelige behov. Hvad angår resultaterne af de samfundsøkonomiske omkostningsberegninger, har dette dog kun ringe betydning, fordi omkostningerne ved en eventuel forøgelse af varmelager-kapaciteterne er små i forhold til de øvrige investeringsomkostninger. Behovene for brintlager-kapacitet er ikke bestemt af effekt-variationerne over døgnet, men af brint-produktionens fordeling over året, se tabel 7.4. Omkostningerne til brint-lagre, som kommer til at udgøre en del af de fremtidige omkostninger i transportsystemet, indgår - ligesom de øvrige investeringsomkostninger i transportsystemet - ikke i de her fremstillede samfundsøkonomiske omkostningsberegninger, fordi der ikke findes et grundlag for at anslå disse omkostninger med nogen nøjagtighed.