

Tallinna tehnikaülikool
Elektroenergeetika Instituut

Peeter Raesaar

ELEKTRISÜSTEEMIDE ARENGU PLANEERIMINE

II osa



**TALLINN
2000**

6. ENERGIASÜSTEEMI TÖÖKINDLUS

Siin peatükis vaatleme energiasüsteemi töökindluse hindamise meetodeid ja vajaliku tootmisvõimsuse leidmist, mis tagaks nõutava töökindluse nivoo. Energiasüsteemi arengu planeerimisel kerkib eelkõige küsimus, kui suur peaks olema elektrijaamade võimsus, et rahuldada tarbijate vajadusi. Just süsteemi installeeritud genereeriv võimsus määrab eelkõige elektrivarustuse töökindluse. Võimsuse vastavust on kõige mugavam hinnata **võimsuse reservi** kaudu:

$$\text{Voimsusreserv} = \frac{\text{kasutatav võimsus} - \text{koormusmaksimum}}{\text{koormusmaksimum}} \cdot 100\%$$

Teiseks kasutatavaks näitajaks on **genereeriva võimsuse varu**:

$$\text{Voimsusvaru} = \frac{\text{kasutatav võimsus} - \text{koormusmaksimum}}{\text{kasutatav võimsus}} \cdot 100\%$$

6.1. ENERGIASÜSTEEMI TÖÖKINDLUSE NÄITAJAD (ajalooline ülevaade)

Vaatleme siin kolme meetodit vajaliku tootmisvõimsuse hindamiseks.

6.1.1. HINDAMINE RESERVI PROTSENDI JÄRGI

Vajaliku tootmisvõimsuse hindamine reserviprotsendi järgi on vanim ja lihtsaim meetod.

$$\text{Reserv} = \frac{\text{Koormusmaksimumi ajal kasutatav võimsus} - \text{koormusmaksimum}}{\text{koormusmaksimum}} \cdot 100\%$$

Kogemuste põhjal on vajalik reserv 15...20%. Selline reserv tagab üldiselt sageduse piisava stabiilsuse, piisavalt väikese sisseostetava energiakoguse ja koormuse piiramiste väikese arvu.

Reservi protsendi kriteerium on lihtne, kuid ta pole seotud sundseisakutemääraga ja agregaatide suurusega, samuti süsteemi koormuse iseloomuga. Seega ei võimalda ta adekvaatselt määrata vajalikku tootmisvõimsust.

6.1.2. SUURIMA AGREGAADI KAOTUSE MEETOD (LOSS-OF-THE-LARGEST-GENERATING-UNIT METHOD)

Selle meetodi puhul lisatakse antud reservi protsendile veel liige

$$\frac{\text{suurima agregaadi võimsus}}{\text{koormusmaksimum}} \cdot 100\%$$

Näiteks olgu suurima agregaaadi võimsus 500 MW, süsteemi koormusmaksimum 5000 MW ja antud reservi protsent 15. Sel juhul saame vaadeldaval meetodil vajaliku reservi suuruseks:

$$15 + (500 / 5000) \cdot 100 = 25\% .$$

Ka see meetod on lihtne, kuid omab eelmisega võrreldes suurt eelist - arvestab suurima agregaaadi võimalikku avariid.

6.1.3. VÕIMSUSDEFITSIIDI TÕENÄOSUSE MEETOD (*LOSS-OF-LOAD PROBABILITY METHOD*)

Meetodi pakkus välja 1947. a. G. Calabresse. Selle meetodi puhul hinnatakse agregaatide üheaegsete tõrgete tõenäosusi ning ööpäevaste koormusmaksimumide alusel määratakse võimsusdefitsiidi oodatav päevade arv aastas. Selle tulemusel saadakse süsteemi kõikehaarav ja tundlik töökindluse näitaja - nn. **võimsuse defitsiidi tõenäosus - LOLP** (võimsusdefitsiidi päevade arvu matemaatiline ootus aastas). Õieti pole tegemist koormuse kaoga vaid võimsuse defitsiidiga.

Vaadeldav meetod on tänapäeval enim aktsepteeritud lähenemine reservivajaduse hindamiseks energiasüsteemides. Meetodi puhul genereeriva võimsuse mittekasutatavust iseloomustatakse juhuseisakute ja ettekavatsetud seisakute määradega. Esimest hinnatakse tõenäosuslikult, teist deterministlikult.

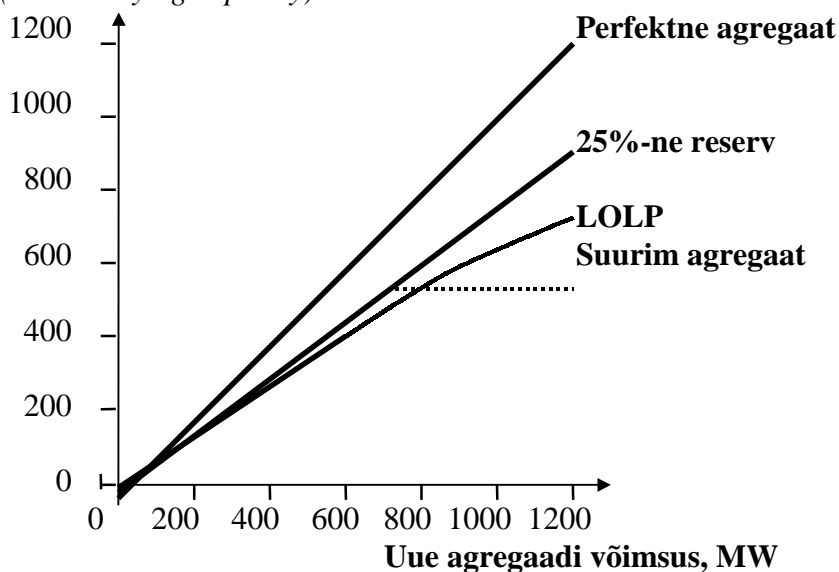
6.1.4. MEETODITE VÕRDLU

Kõik kolm meetodit on kasutatavad, hindamaks, kui palju on süsteemis vaja täiendavat võimsust, et tagada koormuse kasvu puhul töökindel elektrivarustus. Meetodeid iseloomustab joonis järgneval leheküljel.

Kui agregaat oleks absoluutselt töökindel, siis näiteks uus 600-MW agregaat kataks koormuse juurdekasvu 600 MW. Reservi kehtestamisel teatud protsendina, näiteks 25%, kataks sama agregaat koormuse kasvu $600 / 1,25 = 480$ MW. Suurima agregaaadi kaotuse meetodi puhul, kui süsteemi koormusmaksimum on näiteks 7200 MW, kataks sama agregaat 400-MW koormuse kasvu.

Koormuse katmise võime, MW

(load-carrying capacity)



Võimsusdefitsiidi tõenäosuse meetodi puhul on **koormuse katmise võime** (load-carrying capacity) määratud sund- ja plaaniliste seisakute määradega ja süsteemi teiste agregaatide töökindlusnäitajatega.

6.2. VÕIMSUSDEFITSIIDI TÕENÄOSUSE (LOLP) MEETOD

Meetod kasutab andmeid agregaatide võimsuste, sundseisakumäärade ja koormuste kohta. Vaatleme näitena kolme agregaadiga süsteemi:

Agregaat	Võimsus, MW	Sundseisakumäär	Töösolekumäär
A	50	0,05	0,95
B	100	0,07	0,93
C	200	0,10	0,90

Süsteem	350		

Selles süsteemis on agregaatide töö- ja seisuolekute kaheksa kombinatsiooni. Olekute loend koos nende tõenäosustega ja vastavate võimsustega on toodud tabelis 6.1.

Korrastame tabeli 6.1 seiskunud võimsuse kasvamise järgi - tulemus on toodud tabelis 6.2.

Vaatame, milline on tõenäosus, et pole võimalik katta koormust 220 MW. See juhtub siis, kui töös on ainult 220 MW või alla selle, s.t. kui tööst väljas on $350 - 220 = 130$ MW või rohkem.

Tabel 6.1

Olekute loend

Seiskunud agregaat	Tööst väljas olev võimsus, MW	Töös olevad agregaadid	Oleku tõenäosus
-	0	A,B,C	$0,95 \cdot 0,93 \cdot 0,90 = 0,795150,0$
A	50	B,C	$5 \cdot 0,93 \cdot 0,90 = 0,04185$
B	100	A,C	$0,95 \cdot 0,07 \cdot 0,90 = 0,05985$
C	200	A,B	$0,95 \cdot 0,93 \cdot 0,10 = 0,08835$
A,B	150	C	$0,05 \cdot 0,07 \cdot 0,90 = 0,00315$
A,C	250	B	$0,05 \cdot 0,93 \cdot 0,10 = 0,00465$
B,C	300	A	$0,95 \cdot 0,07 \cdot 0,10 = 0,00665$
A,B,C	350	-	$0,05 \cdot 0,07 \cdot 0,10 = 0,00035$

			1,00000

Tabel 6.2

Olekute korrastatud loend

Tööst väljas, MW	Töös, MW	Oleku tõenäosus
0	350	0,79515
50	300	0,04185
100	250	0,05985
150	200	0,00315
200	150	0,08835
250	100	0,00465
300	50	0,00665
350	0	0,00035

Tabel 6.3

Olekute kumulatiivne tõenäosus

Tööst väljas X MW või rohkem	Tõenäosus, et tööst väljas X MW või enam
0	1,00000
50	0,20485
100	0,16300
150	0,10315
200	0,10000
250	0,01165
300	0,00700
350	0,00035

Vastavalt tabelile 10-2 tõenäosus, et tööst väljas on 130 MW või rohkem:

$$0,00315 + 0,08835 + 0,00465 + 0,00665 + 0,00035 = 0,10315.$$

Seega tõenäosus, et koormust 220 MW või rohkem pole võimalik katta, on 0,10315.

Nii et huvi pakub just tõenäosus, et tööst on väljas teatud võimsus või üle selle, s.t. kumulatiivne tõenäosus. Kumulatiivsed tõenäosused on toodud tabelis 6.3.

Vahel soovitakse hinnata oodatavat elektrivarustuse katkestuste arvu nädalas. Nädalapäevade koormusmaksimumid ja nende mittekatmise tõenäosused on toodud tabelis 6.4. Nagu näha, pole süsteem võimeline katma kogu koormust keskmiselt 0,7186 päeva nädalas (ehk ligikaudu kord nädalas).

Tabel 6.4

Nädalapäevade koormusmaksimumid ja nende mittekatmise tõenäosused

Nädalapäev	Koormusmaksimum MW	Tööst väljas X MW või rohkem	Defitsiidi tõenäosus päeva/nädalas
Esmaspäev	280	70	0,16300
Teisipäev	240	110	0,10315
Kolmapäev	220	130	0,10315
Neljapäev	260	90	0,16300
Reede	290	60	0,16300
Laupäev	130	220	0,01165
Pühapäev	140	210	0,01165
KOKKU			----- 0,71860

Praktikas kasutatakse siiski rohkem aastast näitajat. Tüüpilised aastased defitsiidi tõenäosused (LOLP) on piires 0,1...1,0 päeva aastas sõltuvalt kehtestatud töökindluse nõuetest.

6.3. VÕIMSUSDEFITSIIDI TÕENÄOSUSE (LOLP) MÄÄRAMISE REKURRENTNE (CALABRESSE) MEETOD

Eeltoodud protseduur oli igati korrektne, kuid arvutusalgoritm nõuab 2^N oleku loendi koostamist, kus N - agregaatide arv süsteemis. Näiteks, kui N = 30, siis kõigi võimalike olekute arv on üle ühe miljardi! Kõigi nende analüüs eelpool vaadeldud viisil on praktiliselt võimatu. Seetõttu kasutatakse praktikas rekursiivset algoritmi, mis on tuletatud tingliku tõenäosuse võrrandist.

Eesmärgiks on koostada tabel X MW seisaku tõenäosuste kohta, kus X omandab väärtused nullist kuni maksimaalseni. Oletame, et on koostatud tabel süsteemi jaoks, mis sisaldab mitte kõiki, vaid ainult osa agregaatide ja et tuleb koostada uus tabel süsteemi jaoks, mis sisaldab ühe täiendava agregaadid. Olgu:

- $P^{VANA}(X)$ - X MW seisaku tõenäosus vanas (s.t. olemasolevas) tabelis;
- $P^{UUS}(X)$ - X MW seisaku tõenäosus uues tabelis;
- C - lisatava agregaadid võimsus MW (agregaadid töökindluse karakteristik on kaheolekuline - kas seisus või töös);
- FOR - lisatava agregaadid (ekvivalentne) sundseisakumäär.

Vaatleme X MW seisakut. On kaks võimalust:

1. X MW seisak on vanale tabelile vastavas süsteemis ja uus (lisatud) agregaat on töös.
2. Seisab uus agregaat võimsusega C MW ja X-C MW vanas süsteemis.

Mõlemat stsenaariumit illustreerib Tabel 6.5.

Tabel 6.5

Võimalikus stsenaariumid X MW seisakuks

Juhtum	Lähtesüsteem		Täiendav agregaat	
	Seisus MW	Seisaku tõenäosus	Seisus MW	Seisaku tõenäosus
1	X	$P^{VANA}(X)$	0	(1 - FOR)
2	X-C	$P^{VANA}(X - C)$	C	FOR

Juhtumid 1 ja 2 on üksteist välistavad. Siis X MW seisaku tõenäosus uue agregaadiga täiendatud süsteemis:

$$P^{UUS}(X) = P^{VANA}(X) \cdot (1 - FOR) + P^{VANA}(X - C) \cdot FOR, \text{ kui } X \geq C \quad (6-1)$$

$$P^{UUS}(X) = P^{VANA}(X) \cdot (1 - FOR), \text{ kui } X < C \quad (6-2)$$

(sest $P^{VANA}(X-C) = 0$, kuna $X - C < 0$).

Kumulatiivne tõenäosus, et tööst on väljas X MW või rohkem:

$$CP(X) = \int_x^{\infty} P(z) dz .$$

Integreerides (6-1), saame:

$$CP^{UUS}(X) = CP^{VANA}(X) \cdot (1 - FOR) + CP^{VANA}(X - C) \cdot FOR, \text{ kui } X \geq C \quad (6-3)$$

Kui $X < C$. toimub integreerimine kahes osas:

$$CP(X) = \int_x^C P(z) dz + \int_C^{\infty} P(z) dz .$$

Siis saame:

$$CP^{UUS}(X) = CP^{VANA}(X) \cdot (1 - FOR) + \int_0^{\infty} P^{VANA}(X - C) \cdot FOR \quad (6-4)$$

ehk:

$$CP^{UUS}(X) = CP^{VANA}(X) \cdot (1 - FOR) + CP(0) \cdot FOR .$$

Võrrandid (6-3) ja (6-4) kombineeritakse sageli üheks võrrandiks, tehes kokkuleppe, et $CP(\text{neg. arv}) = CP(0) = 1,0$.

Siis rekurrentne valem tõenäosuseks, et tööst väljas on X MW või rohkem:

$$CP^{UUS}(X) = CP^{VANA}(X) \cdot (1 - FOR) + CP^{VANA}(X - C) \cdot FOR \quad (6-5)$$

ja

$$CP(\text{neg. arv}) = CP(0) = 1,0 .$$

Valem (6-5) tuletati genereeriva agregaadiga kahe võimaliku oleku juhtumiks:

Olek	Töös MW	Oleku tõenäosus
1	C	1 - FOR
2	0	FOR

Selline kaheolekuline iseloomustus kasutab ekvivalentset juhuseisakumäära. Vahel, kui nõutakse suurt täpsust, rakendatakse ka agregaadiga mitmeolekulist esitust:

Olek	Töös MW	Tööst väljas MW	Oleku tõenäosus
1	C - C ₁	C ₁	FOR ₁
2	C - C ₂	C ₂	FOR ₂
3	C - C ₃	C ₃	FOR ₃
:	:	:	:
N	C - C _N	C _N	FOR _N

			1,000

Siin C_N - tööst väljas olev võimsus (seisus olev võimsus) olekus N, MW;
FOR_N - oleku N esinemismäär.

Sel juhul võib üldistada:

$$CP^{UUS}(X) = \sum_{i=1}^N FOR_i \cdot CP^{VANA}(X - C_i) \quad (10.6)$$

ja

$$CP^{UUS}(\text{neg}) = CP^{VANA}(0) = 1,0$$

Selline esitus ei erine põhimõtteliselt kaheolekulisest juhtumist. Siiski tuleb silmas pidada, et arvutuste aeg kasvab võrdeliselt olekute arvuga.

Tabelis 6.6 on toodud tüüpilised olekute andmed fossiilkütustel töötavatele agregaatidele:

Tabel 6.6

Fossiilkütustel töötavate agregaatide tüüpilised olekud

Olek	Töötav võimsus, %	Tööst väljas olev võimsus, %	Oleku tõenäosus, %
1	0	100	9
2	60	40	3
3	75	25	2
4	85	15	10
5	95	5	69
6	100	0	-----
			100

Võrrandi (6-5) või (6-6) lahendamine algab võimsuse diskreetsusintervalli valikust. Eelmises näites oli selleks 50 MW. Tüüpiliselt saadakse intervalli suurus, jagades süsteemi koguvõimsuse 1000-ga (väga detailiseeritud uuringutel koguni 5000-ga). Seega on arvutustabelil 1000 või isegi 5000(!) rida. Näiteks süsteemi puhul, mille koguvõimsus on 5000 MW, oleks võimsuse diskreetsusintervalliks 5 MW. Enamik arvutusprotseduure ignoreerib ümardusvigu. Nii oleks 92-MW agregaat esitatud 90-MW-na jne.

Lahendusprotseduur ise algab tõenäosustabeli initsialiseerimisega juhtumil, kui genereerivad agregaadid puuduvad. Sel juhtumil tõenäosus, et tööst väljas (seisakuolekus) on 0 MW või rohkem, on 1,0, kõigi muude olekute tõenäosus aga 0. Seejärel rakendatakse järjest valemit (6-5) või valemit (6-6), lisades igal sammul ühe agregadi.

Rakendame meetodit eelnevalt toodud näitele. Tulemused on toodud tabelis 6.7.

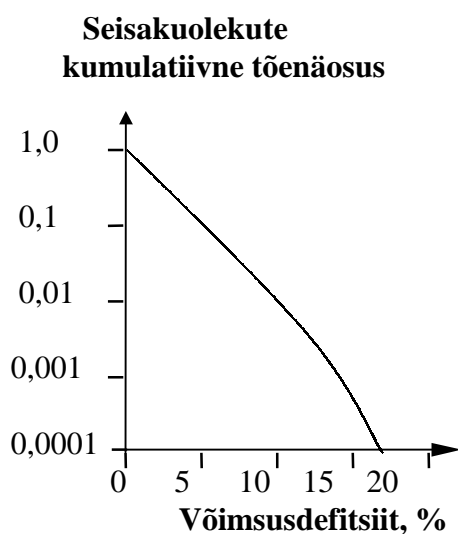
Tabel 6.7

Võimsuste seisakuolekute tõenäosuste leidmine Calabresse meetodil

Tööst väljas X MW või enam	Initsiaalseering	Lisatud agr. A (50 MW, FOR=5%)	Lisatud agr. B (100 MW, FOR=7%)	Lisatud agr. C (200 MW, FOR=10%) (lõplik süsteem)
0	1,0	$1 \cdot 0,95 + 1 \cdot 0,05 = 1,0$	$1 \cdot 0,93 + 1 \cdot 0,07 = 1,0$	$1 \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,1 = 1,0$
50	0	$0 \cdot 0,95 + 1 \cdot 0,05 = 0,05$	$0,05 \cdot 0,93 + 1 \cdot 0,07 = 0,1165$	$0,1165 \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,1 = 0,20485$
100	0	$0 \cdot 0,95 + 0 \cdot 0,05 = 0$	$0 \cdot 0,93 + 1 \cdot 0,07 = 0,07$	$0,07 \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,1 = 0,163$
150	0	0	$0 \cdot 0,93 + 0,05 \cdot 0,07 = 0,0035$	$0,0035 \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,1 = 0,10315$
200	0	0	$0 \cdot 0,93 + 0 \cdot 0,07 = 0$	$0 \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,1 = 0,1$
250	0	0	0	$0 \cdot 0,9 + 0,1165 \cdot 0,1 = 0,01165$
300	0	0	0	$0 \cdot 0,9 + 0,07 \cdot 0,1 = 0,007$
350	0	0	0	$0 \cdot 0,9 + 0,0035 \cdot 0,1 = 0,00035$
400	0	0	0	$0 \cdot 0,9 + 0 \cdot 0,1 = 0$

Toodud näide illustreeris Calabresse meetodi rakendamist.

Järgneval joonisel on toodud tüüpiline seisakuolekute kumulatiivse tõenäosuse sõltuvus defitsiidi suurusest poollogaritmilises teljestikus.



Energiasüsteemides on võimsusdefitsiidi tõenäosused (LOLP) tavaliselt piires 0,1...1,0 päeva / aastas, mis üldiselt vastab 15...25 % reservile. Kuna tavaliselt esineb umbes 100 maksimumkoormusega päeva aastas, siis defitsiidi tõenäosus päevas on 0,001...0,01 päeva / päevas.

On oluline märkida, et selles tõenäosuste diapasaonis on seisakuolekute kumulatiivsete tõenäosuste tabel (s.t. sõltuvus seisus võimsuse suurusest) ligikaudselt sirge poollogaritmilises teljestikus. Seetõttu võib piisava täpsusega kirjutada:

$$\ln[P(\text{defitsiit} \geq X)] = \ln a_0 - \frac{X}{M} \quad (6-7)$$

ehk

$$P(\text{defitsiit} \geq X) = a_0 \cdot \exp\left(-\frac{X}{M}\right), \quad (6-8)$$

kus a_0 - eksponentsiaalse lähendi algordinaat, s.t. tõenäosus, kui tööst on väljas 0 MW või rohkem;
 M - lähendi kalle (nn. kumulatiivse tõenäosustabeli logaritmiline kalle - *logarithmic slope of the cumulative outage table*).

Toodud seosed on kasulikud energiasüsteemi töökindluse lihtsustatud hindamisel.

6.4. HOOLDUSE PLANEERIMINE (LOLP MEETOD PLAANILISTE SEISAKUTE PUHUL)

Kuna agregaatide tuleb üle vaadata ja remontida, tuleb koostada hooldusplaane aastaks. Planeerimisel tuleb arvestada selliseid tegureid, nagu aastane koormusgraafik, üldine hooldetööde maht, agregaatide suurus, hoolduse nõutav sagedus ja remondipersonali kättesaadavus.

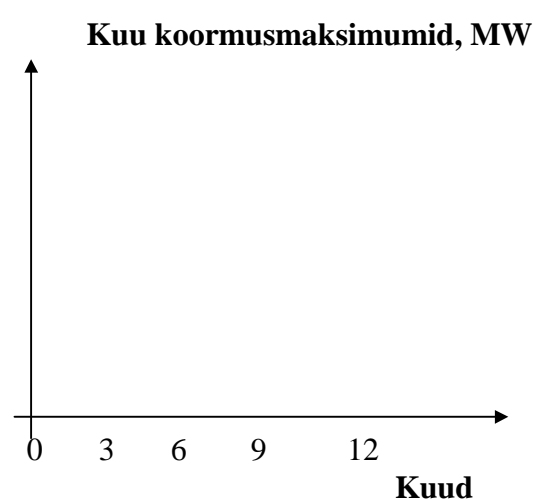
Käidu planeerimisel (kuni 2 a. ette) toimub hoolduste planeerimine väga detailselt.

Lühiajaliste remontide plaane korrigeeritakse jooksvalt. Kui näiteks agregaat peaks sattuma pikaajalisse sundseisakusse, siis võidakse otsustada sooritada samal ajal kõik või osa plaanilistest hooldetöödest. Kui selline otsus tehakse, siis korrigeeritakse ka aastaseid hooldeplaanide, et tõsta süsteemi töökindlust ja vähendada tootmiskulusid.

Energiasüsteemi arengu planeerimisel analüüsitakse hooldeplaanide vähem detailselt.

Plaanilised seisakud toimuvad tavaliselt perioodiliselt. Soojuselektrijaama pikemad plaanilised seisakud kestusega 5...10 nädalat toimuvad iga 4...6 a. järel. Sel ajal tehakse põhjalik ülevaatus ja vajalikud remondid. Vahepealsetel aastatel nõuavad ülevaatused ja remondid tavaliselt 3...5 nädalat.

Traditsiooniliseks pikaajalise planeerimise põhimõtteks on jaotada genereerivate agregaatide hoolded nii, et koormuse ja hoolduses oleva võimsuse summa oleks aasta jooksul enam-vähem võrdne.



Loogiline on planeerida hooldetööd nii, et võimsuse reservi protsent oleks igal nädalal ühesugune. Sel juhul oleks tagatud võimsusdefitsiidi minimaalne tõenäosus (minimaalne **LOLP**). Kui reservi määr nädalate kaupa pole ühtlane, võib saada parema plaani, nihutades osa hooldetöid väiksema reserviga nädalatel suurema reserviga nädalaile. Tänu **LOLP** eksponentsiaalsele sõltuvusele reservi määrast saadakse kokkuvõttes madalam aastane **LOLP**. Tabel 6.8 illustreerib kahte hooldetööde plaani 5 nädalaseks perioodiks. Nagu näha, on üht reserviga reserviga plaani puhul **LOLP** madalam.

Remontide aastane planeerimine

Tabel 6.8

Hooldusplaanide näide

Nädal	Plaan 1		Plaan 2	
	Nädala reserv	Nädala LOLP	Nädala reserv	Nädala LOLP
1	20%	0,020	15%	0,01
2	10%	0,005	15%	0,01
3	15%	0,010	15%	0,01
4	15%	0,010	15%	0,01
5	15%	0,010	15%	0,01
		-----		-----
		0,055		0,05

Seega on **hooldetööde planeerimise põhiprintsiibiks:**

$$\frac{\text{Inst. võimsus} - \text{hooldatav võimsus} - \text{nädalane koormustipp}}{\text{inst. võimsus}} = \text{const} \quad (6-9)$$

iga nädala jaoks.

Kui installeeritud võimsus planeerimisperiodil ei muutu, siis on tingimuseks:

$$\text{Hooldatav võimsus} + \text{nädalane koormustipp} = \text{const} \quad (6-10)$$

iga nädala jaoks.

Kitsendavateks faktoriteks hooldetööde planeerimisel on hoolduseks vajalik aeg ja nõutav hoolduste vaheline aeg, samuti agregaatide võimsuste diskreetsus. Planeerimisel tuleb neid tegureid arvestada.

Kõige enam kasutatav hooldetööde planeerimise algoritm koosneb neljast sammust:

1. Järjestada genereerivad agregaadid võimsuse kahanemise järjekorras.
2. Planeerida võimsaima agregaadi hooldus madalaima koormuse perioodile, sobitades ajalisi kitsendusi.
3. Sobitada nädalased koormustipud hooldatavate agregaatide võimsusega.
4. Korrata samme 2 ja 3, kuni kõik hooldustööd on planeeritud.

Näide. Energiasüsteem sisaldab tabelis 6.9 toodud agregaadid.

Tabel 6.9

Energiasüsteemi agregaatide hooldustööde andmed

Agregaat	Võimsus, MW	Aeg viimasest hooldusest (jaanuaris)	Hoolduste vaheline ajavahemik, kuud		Hoolduse kestus, kuud
			minimaalne	maksimaalne	
1	1000	9	9	15	2
2	800	6	10	14	1
3	300	10	10	14	1
4	500	0	12	14	1
5	800	11	10	14	2
6	1000	4	9	14	2
7	500	3	10	14	1
8	100	6	10	14	1
9	200	9	10	14	1
10	100	6	10	14	1

Prognoositud kuised koormustipud:

Kuu	Jaan.	Veebr.	Märts	Apr.	Mai	Juuni
Koormustipp, MW	3800	3700	3300	3300	3800	4300
Kuu	Juuli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dets.
Koormustipp, MW	4300	4400	4100	3600	3600	4000

Lahendus. Planeerimise eesmärgiks on ühtlustada üle aasta summa:

koormustipp + hooldatav võimsus.

Järjestame agregaadid võimsuse järgi ning leiame ajalised kitsendused. Tulemused on toodud tabelis 6.10. Arvutusprotseduurid on näidatud tabelis 6.13. Samas tabelis on toodud ka hooldustööde lõplik plaan.

Toodud näites toimus planeerimine kuude kaupa. Enamik energiasüsteeme rakendab praktikas töökindluse analüüsi ja hooldetööde planeerimist nädalate kaupa.

Tabel 6.10

Andmed hooldeplaani koostamiseks

Jrk. nr.	Agr. nr.	Võimsus MW	Aeg viimasest hooldest	Seisakute aeg min.	vaheline kuudes max.	Hoolde kestus, kuud	Võimalik hooldeperioodi aeg
1	1	1000	9	9	15	2	Jaan.-Juuni
2	6	1000	4	9	15	2	Juuni-Nov.
3	2	800	6	10	14	1	Mai-Aug.
4	5	800	11	10	14	2	Jaan.-Märts
5	4	500	0	10	14	1	Nov.-Veebr.
6	7	500	3	10	14	1	Aug.-Nov.
7	3	300	10	10	14	1	Jaan.-Apr.
8	9	200	9	10	14	1	Veebr.-Mai
9	8	100	6	10	14	1	Mai-Aug.
10	10	100	6	10	14	1	Mai-Aug.

Hooldetöödeplaani

Jrk. nr.	Võimsus MW	Agreg. nr.	Hoolde kestus kuud	Võimalikud hoolde- kuud (Vt. tab. 6.12)	Hoolde kuu (plaan)
Kuine koormustipp					
1	1000	1	2	Jaauar-Juuni	Märts-Aprill
2	1000	6	2	Juuni-November	Okt. - Nov.
3	800	5	2	Jaauar-Märts	Jaauar-Veebruar
4	800	2	1	Mai-August	Mai
5	500	4	1	November-Veebruar	Detsember
6	500	7	1	August-November	September
7	300	3	1	Jaauar-Aprill	Märts
8	200	9	1	Veebruar-Mai	Aprill
9	100	8	1	Mai-August	Juuni
10	100	10	1	Mai-August	Juuli
					KOKKU

Tabel 6.12

koostamise protseduur

Jaen	Veeb	Mär	Apr	Mai	Juuni	Juuli	Aug	Sept	Okt	nov	Dets	Jaen
3800	3700	3300	3300	3800	4300	4300	4400	4100	3600	3600	4000	3800
Kommentaer: Suurima agregaaadi hoolduse paigutame koormusgraafiku sügavaimasse nõkku, kontrollime ajalisi kitsendusi, liidame koormustipule hoolduses oleva agregaaadi võimsuse												
3800	3700	4300	4300	3800	4300	4300	4400	4100	3600	3600	4000	3800
Kommentaer: Suuruselt järgmise agregaaadi hoolduse paigutame koormusgraafiku allesjäänud sügavaimasse nõkku, kontrollime ajalisi kitsendusi jne.												
3800 4600	3700 4500	4300	4300	3800 4600	4300	4300	4400	4100	4600	4600	4000	3800
		4600						4600			4500	
			4600									
					4400							
						4400						
4600	4500	4600	4600	4600	4400	4400	4400	4600	4600	4600	4500	3800

6.5. AASTASE VÕIMSUSDEFITSIIDI TÕENÄOSUSE (LOLP) ARVUTUS

ALGORITM

Samm 1 Koostada genereerivate agregaatide hooldetööde plaan.

Samm 2 Koostatakse agregaatide seisakuolekute tabel, rakendades Calabresse rekurrentset algoritmi (valem (6-5) või (6-6)), arvestades **ainult antud nädalal kasutatavat võimsust**.

Samm 3 Arvutatakse päevased seisakute tõenäosused ja akumuldeeritakse nädala näitajateks.

Samm 4 Samme 2 ja 3 korratakse aasta kõigi nädalate jaoks.

Selline algoritm on lihtsalt programmeeritav arvutile.

Kõige aeganõudvam on nii käsitsi kui masinarvutusel seisakuolekute tabeli koostamine. Kuna antud nädalal kasutatavate agregaatide koosseis võib muutuda vastavalt hooldetööde plaanile ja uute võimsuste käikulaskmisele aasta jooksul, siis tuleb see tabel koostada iga nädala jaoks. Õnneks saab seda töömahtu vähendada. Nimelt koostatakse algul tabel süsteemi kõigi agregaatide jaoks, rakendades rekurrentset seost (6-5). Saadud nn. **põhitabel** (*master-table*) salvestatakse.

Võrrandi (6-5) võib ümber kirjutada, kui:

$$CP^{UUS}(Z) = CP^{VANA}(Z) \cdot (1 - FOR_B) + CP^{VANA}(Z - \mathbf{voimsus}_B) \cdot FOR_B; \quad (6-11)$$

$$CP(Z) = 0, \text{ kui } Z \leq 0,$$

kus ülaindeksid UUS ja $VANA$ viitavad kumulatiivsetele tõenäosustele enne ja peale agregaaadi B lisamist.

Kui nüüd eemaldada põhitabelist üks agregaat, näiteks agrgaat B, siis võime sellisele olukorrale vastavad võimsuste seisaku tõenäosused (seisus Z MW või rohkem) leida, kui nn. “vana süsteemi” tõenäosused enne agregaaadi B lisamist põhitabeli koostamisel:

$$CP^{VANA}(Z) = \frac{CP^{POHI}(Z)}{1 - FOR_B} - CP^{VANA}(Z - \mathbf{voimsus}_B) \frac{FOR_B}{1 - FOR_B}; \quad (6-12)$$

$$CP(Z) = 0, \text{ kui } Z \leq 0.$$

Tabelis 6.13 on näitena toodud eelpool vaadeldud kolme agregaadiga süsteemi juhtum, kust eemaldame agregaaadi C (2200 MW, $FOR = 0,10$).

Tabel 6.13

Agregaaadi eemaldamine põhitabelist

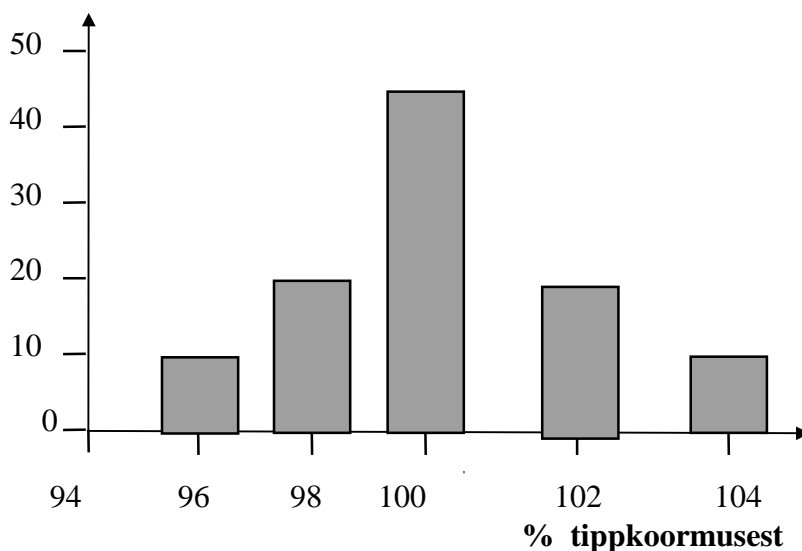
Tööst väljas X MW või enam	Põhitabeli tõenäosus	Agregaat C eemaldatud (200 MW, $FOR = 10\%$)
0	1,0	$1,0 / 0,9 - 1,0 \cdot 0,1 / 0,9 = 1,0$
50	0,20845	$0,20845 / 0,9 - 1,0 \cdot 0,1 / 0,9 = 0,1165$
100	0,16300	$0,16300 / 0,9 - 1,0 \cdot 0,1 / 0,9 = 0,0700$
150	0,10315	$0,10315 / 0,9 - 1,0 \cdot 0,1 / 0,9 = 0,0035$
200	0,10000	$0,10000 / 0,9 - 1,0 \cdot 0,1 / 0,9 = 0$
250	0,01165	$0,01165 / 0,9 - 0,1165 \cdot 0,1 / 0,9 = 0$
300	0,00700	$0,00700 / 0,9 - 0,07 \cdot 0,1 / 0,9 = 0$
350	0,00035	$0,00035 / 0,9 - 0,0035 \cdot 0,1 / 0,9 = 0$
400	0	

Selline eemaldamise protseduur võimaldab saada kiiresti põhitabelist uutele tingimustele vastavat tabelit. Siiski tuleb olla ettevaatlik. Nimelt, nagu näeme, valem (6-12) nõuab kahe tabeli lahutamist. Selline lahutamine võib viia numbrilisele ebastabiilsusele - kahe lähedase suuruse vahe leidmine võib põhjustada suurt ebatäpsust või ka negatiivset tõenäosust. Eriti on seda karta, kui tööst on väljas 50% või rohkem võimsusi. Olukorda aitab parandada topelttäpsuse rakendamine arvutustel.

6.6. Koormusproгноosi määramatus

Üheks teguriks, mis tingib reservi vajaduse, on koormuse määramatus. Teatavasti on üheks oluliseks määramatuse allikaks ilmastikuolud. Kuna energiasüsteem peab rahuldama tarbimist ulatuslikus ilmastikuolude diapasoonis, on vajalik täiendav reserv kindlustamiseks end ilmastiku juhuste vastu.

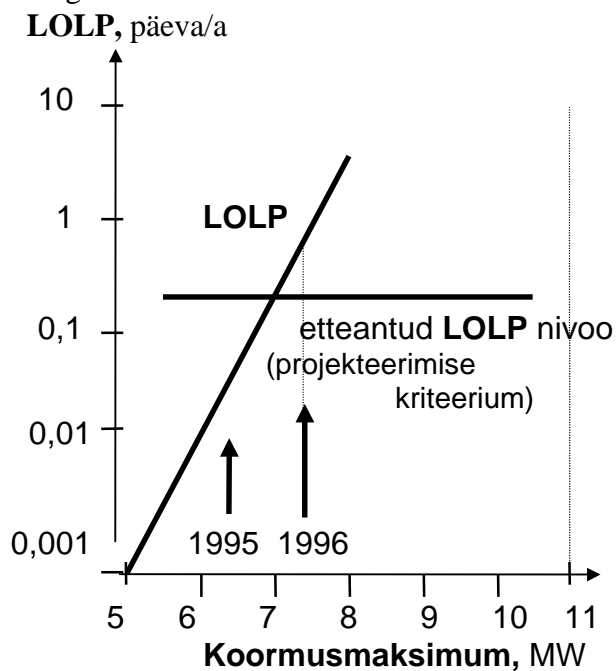
Tõenäosus %



Koormuse juhusliku iseloomu arvestamiseks peab teadma koormusproгноosi jaotuskõverat (vt. joonis). Jaotuskõvera igas punktis leitakse **LOLP**. Ekvivalentne päevane **LOLP** leitakse siis, kui jaotuskõvera erinevatele punktidele vastavate **LOLP**-de tõenäosustega kaalutud summana.

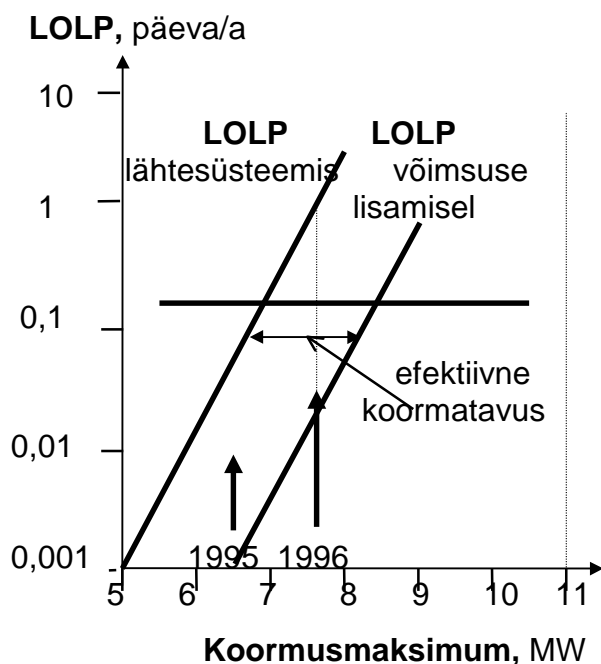
6.7. GENEREERIVA VÕIMSUSE LAIENDAMISE PLANEERIMINE

Kasutades ülalvaadeldud võimsusdefitsiidi tõenäosuste **LOLP** arvutusprotseduure, võib süsteemi planeerija hinnata süsteemi töökindlust ja määrata, kui suur peaks olema süsteemi tootmisvõimsus tagamaks etteantud **LOLP** nivoo. Kuna koormusvõimsus pidevalt kasvab (ja ka tootmisvõimsused amortiseeruvad), peab tootmisvõimsuste laiendamine olema õieti ajastatud, et **LOLP** ei ületaks etteantud väärtust. Järgneval joonisel on esitatud energiasüsteemi võimsusdefitsiidi **LOLP** sõltuvus aastasest koormusmaksimumist.



Poollogaritmilises teljestikus on see sõltuvus praktiliselt sirge - s.t., et **LOLP** sõltub koormustipust eksponentsiaalselt. Projekteerimiskriteeriumiks, s.t. etteantud **LOLP** nivooks on siin 0,2 päeva/a. Nagu näha, on 1995 a. koormusmaksimum selline, et tegelik **LOLP** jääb nõutavast nivoo allapoole. Vastavalt koormusmaksimumi prognoosile pole aga 1996. a. nõutav nivoo tagatud. Seega tuleb ettenäha täiendava võimsuse käikulaskmine 1996. a.

Uue võimsuse (agregaadi) käikulaskmisel nihkub **LOLP** sirge paremale, nagu näha joonisel.



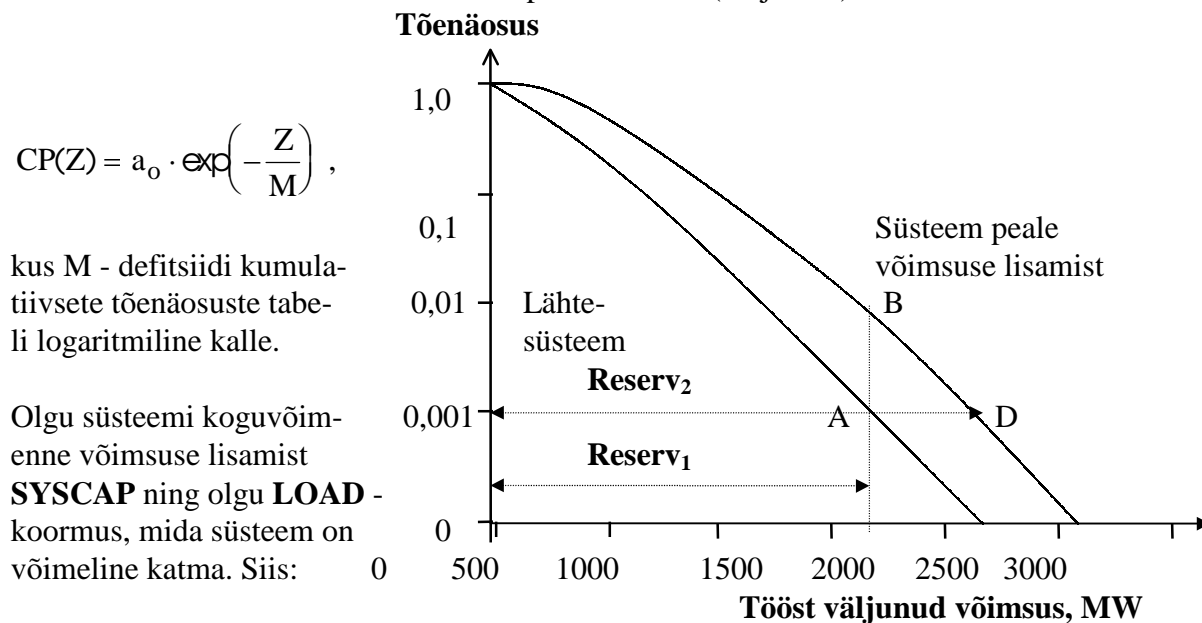
Tänu võimsuse lisamisele väheneb **LOLP** 1996.a. 0,9-lt umbes 0,01-le - seega märgatavalt madalamale etteantud töökindluse nivoo.

Süsteemi **efektiivne koormuse katmise võime** e. **efektiivne koormatavus** tänu täiendava agregaadi käikulaskmisele on võrdne kahe sirge vahekaugusega megavattides

6.8. EFEKTIIVSE TOOTMISVÕIME LIGIKAUDNE ARVUTAMINE

Efektiivne koormatavus - täiendav koormus(tipp) mida süsteem on võimeline katma samal töökindluse, s.t. **LOLP** nivool. Efektiivse koormatavuse täpsed arvutused tehakse arvutil. Siiski on kasulik järgnevalt tuletatud ligikaudne valem.

Eeldame, et võimsusdefitsiidi kumulatiivse tõenäosuse sõltuvus tööst väljunud võimsusest on **LOLP** etteantud nivoo läheduses eksponentsiaalne (vt. joonis):



$$\mathbf{Reserv1 = Syscap - LOAD}$$

Selle või suurema võimsuse tööst väljaminek põhjustab võimsuse defitsiiti. Olgu sellele võimsusele vastavaks punktiks punkt A ning vastav kumulatiivne tõenäosus $CP^{\text{VANA}}(\mathbf{Reserv}_1)$.

Oletame, et lisasime uue agregaadid võimsusega C, mille sundseisakumäär on **FOR**. Vastavalt rekurrentsele seosele saame vastava tõenäosuse uues süsteemis:

$$CP^{\text{UUS}}(\mathbf{Reserv}_1) = (1 - \text{FOR}) \cdot CP^{\text{VANA}}(\mathbf{Reserv}_1) + \text{FOR} \cdot CP^{\text{VANA}}(\mathbf{Reserv}_1 - C)$$

ehk

$$CP^{\text{UUS}}(\mathbf{Reserv}_1) = (1 - \text{FOR}) \cdot CP^{\text{VANA}}(\mathbf{Reserv}_1) + \text{FOR} \cdot \exp(C / M) \cdot CP^{\text{VANA}}(\mathbf{Reserv}_1) \quad (6-13)$$

See tõenäosus vastab punktile B joonisel.

Tegelikult ei huvita meid $CP^{\text{VANA}}(\mathbf{Reserv}_1)$ vaid reservi väärtus \mathbf{Reserv}_2 punktis D, mille tõenäosus on sama, mis lähtesüsteemis. Kasutame jälle eksponentsiaalset aproksimatsiooni:

$$CP^{\text{UUS}}(\mathbf{Reserv}_1) = CP^{\text{UUS}}(\mathbf{Reserv}_2) \cdot \exp\left(\frac{\mathbf{Reserv}_2 - \mathbf{Reserv}_1}{M}\right)$$

Võttes $CP^{VANA}(\text{Reserv}_1) = CP^{VANA}(\text{Reserv}_1)$ ja paigutades võrrandisse (1-13), saame viimasest võrrandist:

$$\exp\left(\frac{\text{Reserv}_2 - \text{Reserv}_1}{M}\right) = (1 - \text{FOR}) + \text{FOR} \cdot \exp\left(\frac{C}{M}\right). \quad (6-14)$$

Logaritmid, saame:

$$\text{Reserv}_2 - \text{Reserv}_1 = M \cdot \ln[(1 - \text{FOR}) + \text{FOR} \cdot \exp(C / M)]. \quad (6-15)$$

Teisest küljest:

$$\text{Reserv}_2 = \text{SYSCAP} + C - \text{LOAD} - \text{LCC}$$

ja (6-16)

$$\text{Reserv}_1 = \text{SYSCAP} - \text{LOAD},$$

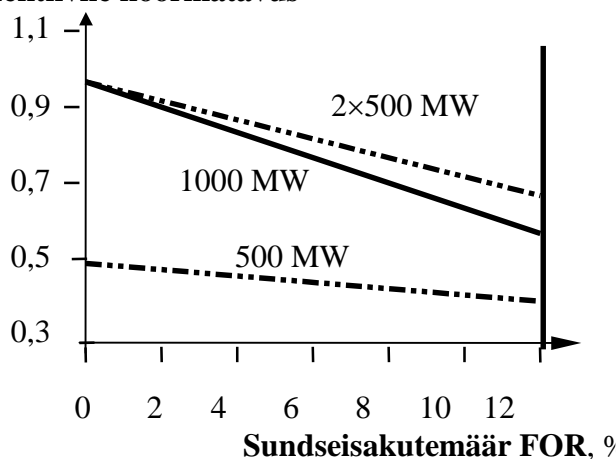
kus **LCC** - efektiivne koormatavus, s.t. täiendav koormusmaksimum, mida süsteem on võimeline katma peale uue agregaaadi C lisamist (säilitades etteantud töökindluse nivoo).

Arvestades (6-16), saame (6-15)-st:

$$\text{LCC} = C - M \cdot \ln[(1 - \text{FOR}) + \text{FOR} \cdot \exp(C / M)]. \quad (6-17)$$

See nn. Garveri valem on kasulik seos, mis võimaldab leida efektiivse koormatavuse analüütiliselt.

Efektiivne koormatavus



Joonisel on toodud efektiivse koormatavuse sõltuvus agregaaadi võimsusest ja sundseisakumäärast **FOR**. Nagu näha, väheneb 1000-MW agregaaadi efektiivne koormatavus kiiremini, kui kahe 500-MW oma. Seega on süsteemi töökindluse seisukohalt tõhusamad väiksemad agregaadid.

Efektiivse koormatavuse ligikaudne arvutamine on samuti kasulik hooldetööde planeerimisel. Ülal vaatlesime nn. **ühtlustatud reservi meetodit** hoolde planeerimisel, kus ühtlustati üle aastase perioodi nädalase koormusmaksimumi ja hooldes oleva võimsuse summat. Rakendades efektiivse koormatavuse valemit, võib hooldetöid planeerida, **minimeerides võimsusdefitsiidi tõenäosust** üle aastase perioodi - saame nn. **riski ühtlustamise meetodi**.

Teiseks võimaluseks hooldetööde planeerimisel on ekvivalentse koormusmaksimumi kontseptsioon. **Ekvivalentne koormusmaksimum** on selline koormus, mis, esinedes nädala

igal päeval, tekitab samasuguse võimsusdefitsiidi riski, kui seitsme nädalapäeva tegelikud koormusmaksimumid.

Ekvivalentne tippkoormus tuletatakse eeldusel, et risk on võrdeline päevase koormustipuga. Tähistame:

- N - päevade arv hooldetööde planeerimise intervallis (tavaliselt 7);
- $T_{päev}$ - päevane (tegelik) tippkoormus;
- T_{ekv} - nädala (täpsemalt planeerimise intervalli) ekvivalentne tippkoormus;
- M - kumulatiivse tõenäosustabeli kumulatiivne kalle.

Siis:

$$N_{päev} \cdot \exp\left(-\frac{T_{ekv}}{M}\right) = \sum_{i=1}^N \exp\left(-\frac{T_{päev_i}}{M}\right) \quad (6-18)$$

ja siit:

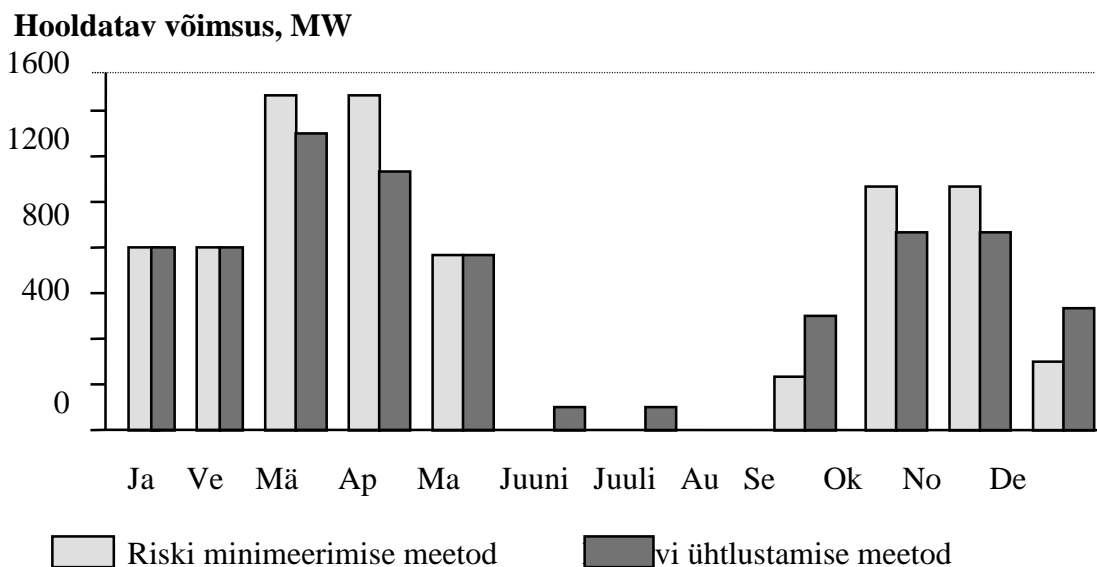
$$T_{ekv} = M \cdot \ln\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \exp\left(-\frac{T_{päev_i}}{M}\right)\right). \quad (6-19)$$

Edasi kasutatakse eelpool vaadeldud hooldetööde planeerimise algoritmis tegelike koormusmaksimumide asemel ekvivalentseid tippkoormusi.

Eelpool vaadeldud reservi ühtlustamise meetod eeldab, et 1000-MW agregaadil väljalülitamine on samaväärne koormusmaksimumi kasvuga 1000-MW võrra. Riski (LOLP) ühtlustamise meetod aga arvestab, et 1000-MW agregaadil väljalülitamine on samaväärne tippkoormuse kasvuga 664-MW võrra.

Riski ühtlustamise meetodi eeliseks on, et ta tagab madalama aastase võimsusdefitsiidi tõenäosuse. Seetõttu on see meetod energiasüsteemides rohkem kasutusel.

Järgneval joonisel on toodud hooldetööde plaanide võrdlus eespool vaadeldud näite jaoks. Näeme, et planeerides riski minimeerimise meetodil, nihkub rohkem hooldetöid madalamate koormuste perioodidele.



Hooldetööde planeerimismeetodite võrdlus

6.9. ENERGI AVAJAKU TÕENÄOSUS (LOEP)

Võimsusvajaku tõenäoline kestus (**LOLP**) on energiasüsteemi töökindluse kõige enam kasutatav üldistatud näitaja. Ta näitab etteantud võimsuse (MW) defitsiidi tõenäolist kestust (päeva aastas). Tavaliselt hinnatakse **LOLP**-i aasta 365 päeva koormustippude alusel. Mõned energiasüsteemid vaatlevad koguni aasta 8760 tunni koormusi. Tunnine lähenemine võimaldab täpsemini arvestada piiratud energiavaruga elektrijaamu (hüdrojaamad) ja jaamu, mille toodang võib kiiresti suurtes piirides muutuda (tuule- ja päikesejaamad), samuti tarbija juhtimise meetmeid.

Kuigi **LOLP** annab oodatava võimsusvajaku määra aastas, ei sisalda ta infot andmata jäänud energia, s.t. energiadefitsiidi kohta. Seetõttu kasutatakse alternatiivset töökindluse näitajat - energiavajaku tõenäosust **LOEP** (*loss-of-energy probability*), mis on tarbijale andmata jäänud energiakoguse mõõduks. Defineeritud on ta kui andmata jäänud energiakogus jagatud süsteemi summaarse tarbimisega.

Näide. Illustreerime **LOEP** mõistet näitega, mida vaatlesime **LOLP** meetodi käsitlemisel - vt. Tabel 6.1. Eeldame süsteemi koormuseks 170 MW. Kasutame võimsusseisaku tõenäosuste (**NB!** - mitte kumulatiivsete tõenäosuste) tabelit 6.1 ja arvutame andmata jäänud energiakoguse tabelis 6.14.

Tabel 6.14

LOEP arvutus koormusel 170 MW

Tööst väljas X MW	X MW väljasole- ku tõenäosus	Kasutatav võimsus, MW	Võimsusvajak, MW	Andmatajäänud energia, MWh
0	0,79515	350		
50	0,04185	300		
100	0,05985	250		
150	0,00315	200		
200	0,08835	150	20	1,7670
250	0,00465	100	70	0,3255
300	0,00665	50	120	0,7980
350	0,00035	0	170	0,0595
400	0	0		

				2,9500

Esimene ja teine veerg on saadud tabelist 6.1. Viies veerg saadakse, kui võimsusvajaku ja vastava tõenäosuse (veerud 4 ja 2) korrutis. Saame aastaseks andmata jäänud energiakoguseks 2,95 Mwh. Siis antud koormuse puhul

$$\mathbf{LOEP} = 2.95 / 170 = \mathbf{0,01735} .$$

Analoogiliselt hinnatakse aasta kõigi 8760 tunni koormusi. Tunnised andmatajäänud energiakogused summeeritakse ja jagatakse aastase energiavajadusega.

Saab näidata, et suurtes energiasüsteemides on tunnine andmatajäänud energia küllalt hästi leitav, kui kumulatiivsete tõenäosuste tabeli logaritmilise kalde M ja tunnise **LOLP** korrutis:

$$\mathbf{Energiadefitsiit} = M \cdot \mathbf{LOLP}_{\text{tunnine}} \quad (6-20)$$

Andmatajäänud energia (energiadefitsiit) tuleb arvutada aastase koormusgraafiku kõigi 8760 tunni jaoks. Siis aastane **LOEP**:

$$\mathbf{LOEP} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} \mathbf{Energiadefitsiit}_i}{\mathbf{Aastane\ energiavajadus}} \approx \frac{\sum_{i=1}^{8760} M \cdot \mathbf{LOLP}_i}{\mathbf{Aastane\ energiavajadus}} \quad (6-21)$$

Ühtlasi näeme, et aastane keskmine võimsusdefitsiit:

$$\mathbf{Keskmine\ võimsusdefitsiit} = \frac{\mathbf{Andmatajä\ äanud\ energia}}{\mathbf{LOLP}_{\text{keskm}}} \approx M \quad (6-22)$$

6.10. SAGEDUSE JA KESTUSE MEETOD

Sageduse ja kestuse meetod on üheks LOLP meetodi laienduseks. Meetodi puhul arvutatakse oodatav võimsusvajaku kestus ja vajakute esinemise sagedus. Sel juhul tunnine võimsusvajaku tõenäosus:

$$\text{LOLP}_{\text{tunnine}} = \text{kestus} \cdot \text{sagedus} \quad . \quad (6-23)$$

Et leida võimsusvajaku kestust ja sagedust, tuleb teada avariide ja hooldetööde statistikat, millest leitakse avarii ja hoolde keskmised kestused ning keskmised ajad avariini ja hooldeni. Siis:

$$\text{Hooldetööde sagedus päevas} = 1 / \text{keskmine aeg hooldeni}$$

$$\text{Avariide sagedus päevas} = 1 / \text{keskmine aeg avariini}$$

Kuigi kestuse ja sageduse meetod annab täiendavat infot süsteemi töökindlusest, pole ta praktikas eriti levinud.

6.11. ELEKTRIVARUSTUSE KATKESTUSTE TAGAJÄRJED

Ulatusliku elektrienergia kasutusega majanduse puhul on elektrivarustuse katkestustest tulenev kahjum väga suur. Katkestuskahjum on oluliseks teguriks energiasüsteemi laiendusotsuste tegemisel.

Katkestustest tingitud kahjum selgitatakse välja tarbijate mikromajandusliku analüüsi teel. Uurimine peaks toima järgmistes suundades:

- Milline on otsene katkestustest tingitud kahjum?
- Kui palju oleks tarbija nõus maksma absoluutselt töökindla elektrivarustuse eest, kus igasugune katkestus oleks välistatud?
- Millise hinna puhul oleks tarbija nõus aktsepteerima madalama töökindlusega elektrivarustust?

Põhimõtteliselt peaks majanduslikult motiveeritud tarbija reageerima identselt igale neist uuringu interpreteeringust. Siiski näitavad praktilised uuringud, et tarbijad, eriti olmetarbijad annavad kõrgema väärtuse töökindlale varustusele (teine suund), kui katkestustega seotud kahjumile (esimene suund). Samas soovivad nad madalama töökindlusega elektrivarustuse eest maksta vähem, kui see tuleneks katkestuskahjumi hinnangust.

Katkestuskahjum koosneb üldiselt püsikomponendist (krooni katkestuse kohta) - ja katkestuse kestusest sõltuvast komponendist. Üldiselt pole viimane sõltuvus lineaarne.

Tüüpiliselt on katkestuste keskmiseks kestuseks neli tundi. Seetõttu oleks mugav töökindluse analüüsil aluseks võtta neljatunnise katkestuse kahjum ning see kahjum väljendada, kui kahjum saamatajäänud kWh kohta.

Tööstusettevõtete majanduslik kahjum koosneb sellistest komponentidest, nagu otsene tootmiskahjum (andmatajäänud toodang), materjalide rikkumine, seadmete rikkumine ja remondikulud. USA uurimused näitavad, et erinevate firmade kahjumid on piires 2...17 \$ / kWh (kõige tüüpilisemad on väärtused 2,5...3,5 \$ / kWh) ja keskmiselt 5,7 \$ / kWh.

Sama laias diapasoonis on kommertssektori katkestuskahjumid - piires 1,0...18,7 \$ / kWh ja keskmiselt 5,6 \$ / kWh. Kontoriruumide katkestuskahjumid on tavaliselt suured, kuna katkestuste ajal seisavad arvutid, kopeerimismasinad ja muud kontoriseadmed, katkestades seega kõrgelt tasustatud kontoritöö.

Olmesektoris on kahjumid märksa väiksemad - 0,2...4 \$ / kWh.

Komplekse tarbija kahjum varieerub suurtes piirides. 1977. a. New Yorgi avarii puhul läks tööst välja võimsus 5759 MW 25. tunniks ja põhjustas majandusliku kahjumi 345 milj \$ (1977 a.). Eeldades päevaseks koormusteguriks 70%, saame 1987. a. keskmiseks kahjumiks 6,8 \$ / kWh. Rootsisis on keskmiseks katkestuskahjumiks hinnatud 35 SEK / kWh (1991. a.).

Märgime, et tarbija kahjum on keskmiselt 100 korda suurem elektrienergia keskmisest hinnast (vastavalt 6 \$ / kWh ja 6 c / kWh). Sama on olukord ka näiteks Rootsis.

6.12. TÖÖKINDLUSE OPTIMAALNE TASE

Eelnevas vaatlesime, kuidas leida võimsusdefitsiidi tõenäosust (**LOLP**). Siiski kerkib küsimus, milline peaks olema projekteeritava energiasüsteemi **LOLP**?

Üheks lähenemiseks on hinnata seda mineviku põhjal. Viimase 10. aasta jaoks arvutatakse **LOLP** väärtused, kasutades tegelikke koormusi, sundseisumäärasid ja hooldeplaane. Edasi intervjuueeritakse süsteemi operatiivpersonalit ja tarbijaid selgitamiseks, millistel aastatel nende meelest oli töökindlus ebapiisav (kui oli). Võrreldes nende aastate **LOLP** väärtusi ülejäänud aastate omadega, saame jämeda hinnangu soovitud **LOLP** väärtusele.

Teiseks võimaluseks on analüütiline lähenemine. Arvutatakse elektritootmise ja tarbimise kogukulud mitme erineva **LOLP** nivoo jaoks. Siis valitakse **LOLP**, mis vastab vähimatele kuludele. Protseduur koosneb neljast sammust:

1. Määratakse energiaettevõtte kulud töökindluse tõstmiseks.
2. Määratakse tarbijate kulude vähenemine tänu kõrgemale töökindlusele.
3. Määratakse kogukulud, kui kahe eelneva summa.
4. Leitakse minimaalsed kulud, korrates samme 1...3 erinevate töökindluse nivoode puhul.

Illustreerime öeldut näitega. Algul moodustame seeria erineva **LOLP** väärtusega olukordi sama tippkoormuse juures. Varieerida võib tipuvõimsuse tüüpe. Tipuvõimsuse (nagu gaasijaamad või tarbija juhtimine) kapitalikulu on madal ja ta on tavaliselt töös umbes 1500 tundi aastas koormusgraafiku tipptundidel. Tänu madalale kapitalikulule on aastaste **LOLP**-de reguleerimise odavaimaks mooduseks tipuvõimsuse suurendamine (või tippkoormuse vähendamine).

Eeldame, et baasjuhtumil on aastane **LOLP** 10 päeva/a ja kumulatiivse tõenäosustabeli logaritmiline kalle 217 MW. Sel juhul 500 MW gaasiturbiinide (10 turbiini á 50 MW) või

muud tüüpi tipuvõimsuse installeerimine või ka tippkoormuse vastav vähendamine vähendab **LOLP**-i väärtusele 1 päev / a:

$$\mathbf{LOLP} = a_0 \cdot \exp\left(-\frac{X}{M}\right) = 10 \cdot \exp\left(-\frac{500}{217}\right) = 10 \cdot 0,09984 = 1 \quad \text{pä eva/a .}$$

Eeldades, et tippkoormuse kestus on 6 tundi päevas, saame valemi (6-20) põhjal aastase andmata jäänud energiakoguse matemaatilise ootuse:

$$10 \text{ päeva / a} \cdot 6 \text{ tundi / päevas} \cdot 217 = 13020 \text{ Mwh.}$$

Tipuvõimsuse hinnaks eeldame tüüpilise väärtuse 250 \$ / kW (1987. a. \$). Eeldades aastaseks ühtlustatud püsieraldiste normiks 20 %, saame investeeringutest tingitud aastaseks omanikukuluks 50 \$/kW·a. Näiteks, 500 MW lisamisel on vastavad aastased kapitalikulud 25 M\$ / a. Täiendav tipuvõimsus katab seni andmata jäänud energiakoguse. Eeldades ühtlustatud aastasteks tootmiskuludeks 50 \$ / Mwh, saame aastased täiendavad tootmiskulud **LOLP** = 1,0 puhul:

$$(13\,020 - 1\,302) \cdot 50 = 0,585 \text{ M\$ / a .}$$

Täiendavad aastased kogukulud on aastaste kapitali- ja tootmiskulude summa:

$$25,0 + 0,585 = 25,585 \text{ M\$ / a .}$$

Analoogilised arvutused on tehtud viie **LOLP** väärtuse jaoks tabelis 6.15.

Tabel 6.15

Süsteemi kulud töökindluse parandamiseks
($M_{KALLE} = 217 \text{ MW}$, koormustipu kestus - 6 tundi)

LOLP päeva/a	Andmata energia, MWh	Täiendav tipuvõimsus, MW	Täiendavad kapitalikulud (@ 250 \$/kW) M\$/a	Täiendavad kütusekulud (@ 50 \$/MWh) M\$/a	Täiendavad aastased kogukulud M\$/a
10,00	13020	Baas -0	-	-	-
3,26	4114	250	12,5	0,445	12,945
1,00	1302	500	25,0	0,585	25,585
0,32	411	750	37,5	0,630	38,130
0,10	130	1000	50,0	0,644	50,644

Tarbijad saavad **LOLP** vähendamisest kasu, kuna väheneb andmatajäänud energiakogus. Tabelis 6.16 on toodud katkestuskahjumid erinevatel **LOLP** nivoodel, eeldades ühtlast katkestuse erikahjumit 5 \$ / kWh. Kogukulud - s.t. tootja kulud pluss tarbija kahjum - on toodud tabelis 6.17.

Tabel 6.16

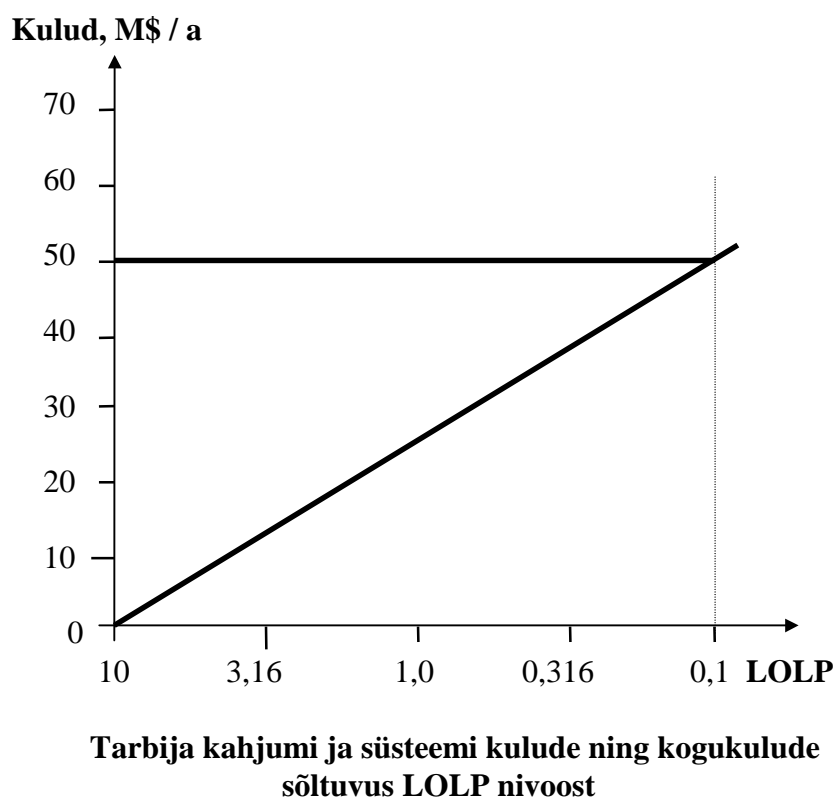
Tarbija kulud		
LOLP päeva/a	Andmata energia MWh	Katkestuskahjum M\$/a
10,00	13020	65,10
3,16	4114	20,57
1,00	1302	6,51
0,32	411	2,06
0,10	130	0,65

Tabel 6.17

Elektritarbimise kogukulud			
LOLP päeva/a	Tootja kulud M\$	Tarbija kahjum M\$	Kogukulud M\$
10,00	-	65,10	65,10
3,16	12,945	20,57	33,52
1,00	25,585	6,51	32,10
0,32	38,130	2,06	40,19
0,10	50,944	0,65	51,29

Süsteemi kulude, tarbija kahjumi ja kogukulude sõltuvus **LOLP** nivoost on toodud järgneval joonisel. Nagu näeme, optimaalne **LOLP** nivoo asub väärtuse 1,0 päeva /a lähedal. Süsteemi kulud kasvavad poollogaritmilises teljestikus lineaarselt.

Kogukulud tarbijale moodustuvad seega süsteemi kuludest (mille eest tarbija tasub elektriarvetega) ja katkestuskahjumist.



Toodud tulemusi võib üldistada järgnevalt.

Tarbija kogukulud võime avaldada, kui:

$$\text{Tarbija kogukulud} = AE \cdot TKEK + AKEK \cdot R + MF + \text{const, } \$ / a \quad (6-24)$$

- kus **AE** - tõenäoline aastane andmatajäänud energiakogus, Mwh / a;
TKEK- tarbija katkestuse erikahjum \$ / Mwh;
AKEK- aastane kapitali erikulu tipuvõimsuse suurendamiseks, \$ /kW/a
R - reservi suurus (sõltub **LOLP**-st), MW;
MF - muud (tavaliselt väikesed) **LOLP**-st sõltuvad nagu kulutused kütusele ja käidu- ning hooldekulud tipuenergia tootmiseks jne.
const - muud konstantsed, **LOLP**-st sõltumatud kulud.

Reservi optimaalne suurus on leitav, võttes tarbija kogukulude tuletise **LOLP** järgi ja võrrutades selle nulliga:

$$\frac{\partial \mathbf{AE}}{\partial \mathbf{LOLP}} \cdot \mathbf{TKEK} + \frac{\partial \mathbf{R}}{\partial \mathbf{LOLP}} \cdot \mathbf{AKEK} = 0 \quad (6-25)$$

Eeldades, et **LOLP** karakteristik on küllalt hästi aproksimeeritav eksponentsiaalse kõveraga:

$$\mathbf{LOLP} = \exp(-\mathbf{R} / \mathbf{M})$$

ja et aastane andmatajäänud energia:

$$\mathbf{AE} = \mathbf{M} \cdot \mathbf{TKA} ,$$

kus **TKA** - tippkoormuse kasutustundide arv aastas, saame:

$$\mathbf{M} \cdot \mathbf{TKA} \cdot \mathbf{TKEK} - \mathbf{AKEK} \cdot \frac{\mathbf{M}}{\mathbf{LOLP}_{\text{opt}}} = 0 , \quad (6-26)$$

kus **LOLP_{opt}** - **LOLP**-i optimaalne väärtus.

Siit:

$$\mathbf{LOLP}_{\text{opt}} = \frac{\mathbf{AKEK}}{\mathbf{TKA} \cdot \mathbf{TKEK}} . \quad (6-27)$$

Toodud näite jaoks saame:

$$\mathbf{LOLP}_{\text{opt}} = \frac{250 \cdot 0,2}{6 \cdot 5} = 1,7 \text{ päeva / aastas.}$$

6.13. TÄIENDA VAD TÖÖKINDLUSE NÄITAJAD

LOLP on näitaja, mis iseloomustab võimaliku võimsusvajaku olukorra kestust, s.t. olukorda, kus operatiivreserv on null või alla selle. Seejuures:

Operatiivreserv = install.võimsus - seisusvõimsus - koormus

Reeglina energiaettevõtted ei lase operatiivreservi langeda nullini, vaid rakendavad hädaabinõusid, et vältida elektrivarustuse katkestusi. Tüüpiliste hädaabinõude loetelu on toodud järgnevas tabelis.

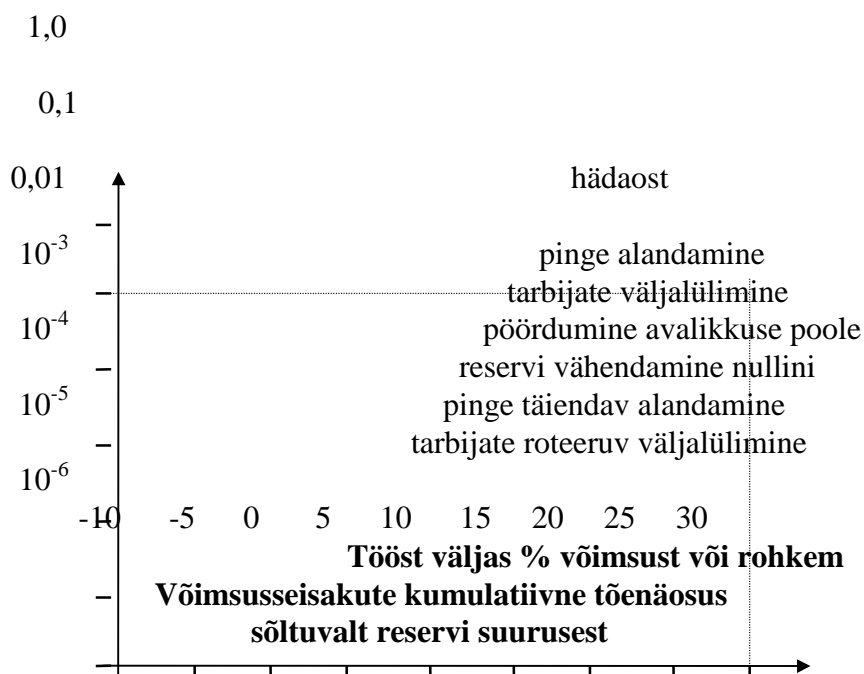
Tabel 6.18

Tüüpilised hädaabinõud võimsuse defitsiidi puhul

Abinõu	Tulemus
1. Hädaost	Suurendab kasutatavat võimsust
2. Operatiivreservi vähendamine suurima agregaadi võimsuseni	Suurendab kasutatavat võimsust
3. Pingeniivo vähendamine 5 % võrra	Koormusmaksimum väheneb ca 3 %
4. Katkestuskõlblike tööstustarbijate väljalülitamine	Koormusmaksimum väheneb ca 4 %
5. Üldine pöördumine avalikkuse poole	Koormusmaksimum väheneb ca 1,5 %
6. Reservi vähendamine nullini	Suureneb kasutatav võimsus
7. Pingeniivo alandamine veel 3% võrra	Koormusmaksimum väheneb ca 1 %
8. Tarbijate roteeruv väljalülitamine	Võimaldab tarbijate õiglast väljalülitamist

Seoses ülalöelduga pakub **LOLP** kõrval huvi ka hädaabinõude rakendamise tõenäosus. Selle näitaja võib arvutada analoogselt **LOLP**-ga. Järgneval joonisel on toodud võimsusseisakute kumulatiivse tõenäosuse sõltuvus tööst väljunud võimsusest. Viimane on esitatud reserviprotsendina.

Tõenäosus



Esmaseks abinõuks on elektrienergia hädaost - juhul, kui reserv on vähenenud 10%-ni (s.t. kui tööst on väljas 10% võimsust või rohkem). Selle tõenäosus on ca 0,013 päeva/päevas (punkt 1a). Oletame, et õnnestub sõlmida täiesti usaldusväärne leping ostuks 3% võimsuse ulatuses. Sellega operatiivreserv kasvab 13%-ni (punkt 1b). Uus kumulatiivse tõenäosuse kõver on paralleelne esialgsuga. See selgub võrrandist (6-5) - uus seisulekute tabel on

sama, kui endine, kui täiendava agregaaadi (täiendavalt ostetava võimsuse) seisumäär on null (täielikult usaldusväärne leping).

Järgnevakts abinõuks on operatiivreservi vähendamine suurima agregaaadi võimsuseni. Olgu viimase võimsuseks 5% koguvõimsusest. Kui selle reservimäärani on jõutud (punkt 2), rakendatakse järgmist abinõu - pingeniivo alandamist 5% võrra. Selle tulemusel operatiivreserv kasvab umbes 3% võrra (punkt 3). Pinge vähendamise vajaduse tõenäosus on ca 0,0013 päeva/päevas. Järgneb katkestuskõlblike tööstustarbijate väljalülitamine (punktid 4a ja 4b) ning pöördumine avalikkuse poole (punktid 5a ja 5b). Edasi vähendatakse operatiivreserv nullini (punkt 6). Lõpuks rakendatakse viimast abinõud - pingeniivo täiendavat alandamist 3% võrra. Siis alustatakse juba tarbijate väljalülitamisega. See toimub mitmes etapis - 10%, 20%, 30% tarbijaist.

Siin illustreerisime arvutusi ühe päeva jaoks. Protseduuri korratakse kõigi 365 päeva (või 8760 tunni) jaoks aastas. Summeerimisel saadakse hädaabinõude rakendamise tõenäosused aastas.

Näide. Olgu süsteemi koguvõimsus 1245 MW, suurima agregaaadi võimsus 50 MW. Tabelis 6.19 on toodud võimsusseisakute kumulatiivsed tõenäosused. Arvutada allpool loetletud hädaabinõude rakendamise tõenäosused, kui tippkoormus on 1000 MW ja operatiivreserv on võrdne suurima agregaaadi võimsusega.

Kasutatavad hädaabi tegevused:

- Reservi säilitamine vähemalt tasemel 50 MW;
- Võimsuse 100 MW ost naabersüsteemidest;
- Pingeniivo alandamine 5% - tänu sellele väheneb koormustipp 30 MW võrra;
- Katkestuskõlblike tarbijate väljalülitamine - tippkoormus väheneb 40 MW;
- Operatiivreservi vähendamine nullini;
- 20% olmetarbijate väljalülitamine - koormus väheneb 60 MW võrra.

Lahendus.

Samm 1. Koormus 1000 MW; reservis suurim agregaat - 50 MW.

Võimsusvajaku suurus, millal tuleb alustada sisseostu:

$$1245 - 1000 - 50 = 195 \text{ MW}.$$

Täiendava võimsusostu tõenäosus (tabelist 6.19):

$$\mathbf{Tõenäosus (195) = 0,012203 .}$$

Samm 2. Kasutatav võimsus peale ostulepingu sõlmimist:

$$1245 + 100 = 1345 \text{ MW} .$$

Võimsusvajak, mille puhul tuleb alandada pingeniivood:

$$1345 - 1000 - 50 = 295 \text{ MW} .$$

Pingeniivo alandamise tõenäosus:

$$\mathbf{Tõenäosus (295) = 0,001703 .}$$

Tabel 6.19

Võimsusseisakute kumulatiivsed tõenäosused

Jrk. nr.	Tööst väljas X MW ja enam	Kumulatiivne tõenäosus	Jrk. nr.	Tööst väljas X MW ja enam	Kumulatiivne Tõenäosus
1	0	1,0	26	250	0,0060255665
2	10	0,23089914	27	260	0,0039835972
3	20	0,23089914	28	270	0,0019811676
4	30	0,19966581	29	280	0,0018797613
5	40	0,19966581	30	290	0,0017323501
6	50	0,19927025	31	300	0,0017035731
7	60	0,15218244	32	310	0,00061387288
8	70	0,15216054	33	320	0,00048041825
9	80	0,15026560	34	330	0,00042280331
10	90	0,13457266	35	340	0,00037658491
11	100	0,13454844	36	350	0,00033464912
12	110	0,10155818	37	360	0,00025167150
13	120	0,070166211	38	370	0,00016834439
14	130	,0,068844283	39	380	0,00014460853
15	140	0,066608478	40	390	0,00011924176
16	150	0,066591806	41	400	0,00011566989
17	160	0,017520338	42	410	0,00007281692
18	170	0,015598319	43	420	0,000028637519
19	180	0,013607199	44	430	0,000025573323
20	190	0,012868856	45	440	0,000022132621
21	200	0,012203024	46	450	0,000020389648
22	210	0,008932746	47	460	0,000010911952
23	220	0,0075861027	48	470	0,000007543475
24	230	0,0071337563	49	480	0,0000063280232
25	240	0,0060794676	50	490	0,0000053433258

Samm 3. Kasutatav võimsus peale pingeniivo alandamist - 1345 MW.

Koormus peale pingeniivo alandamist - $1000 - 30 = 970$ MW.

Võimsusvajak, mille puhul tuleb katkestuskõlblikke tarbijaid välja lülitada:

$$1345 - 970 - 50 = 325 \text{ MW} .$$

Tarbijate väljalülitamise tõenäosus:

$$\text{Tõenäosus (325)} = 0,0004228 .$$

Samm 4. Võimsus peale katkestuskõlblike tarbijate väljalülitamist - 1345 MW.

Koormus peale katkestuskõlblike tarbijate väljalülitamist:

$$970 - 40 = 930 \text{ MW} .$$

Võimsusvajak, mis nõuab reservi täielikku ärakasutamist:

$$1345 - 930 - 50 = 365 \text{ MW} .$$

Reservi täielikku ärakasutamise tõenäosus:

$$\text{Tõenäosus (365)} = 0,000168 .$$

Samm 5. Võimsus peale reservi täielikku ärakasutamist - 1345 MW.
Koormus peale reservi täielikku ärakasutamist - 930 MW.
Võimsusvajak, mille puhul tuleb alustada tarbijate väljalüümist:
 $1345 - 930 = 415 \text{ MW}$.
Tarbijate väljalüümise tõenäosus:
Tõenäosus (415) = 0,0000286 .

7. KÄIDU IMITEERIMINE

Käidu imiteerimine (*production simulation*) seisneb süsteemi tulevase käidu modelleerimises, et hinnata eelseisva ajaperioodi tootmiskulusid. Hinnatakse kulutusi kütusele, käidu-, hoolde- ja käivituskulusid. Tootmiskulude hindamine omab süsteemi planeerimisel suurt tähtsust, kuna nad moodustavad märgatava osa (40...60%) aastastest kogukuludest elektrienergia tootmiseks.

7.1. TOOTMISE IMITEERIMISE RAKENDUSI

1. **Süsteemi arengu planeerimine.** Siin hõlmavad uuringud tavaliselt 10...20 aastast perioodi ja hinnatakse aastased tootmiskulud alternatiivsete arenguplaanide jaoks. Eesmärgiks on lisada aastased tootmiskulud uute agregaatide ja ülekannete kapitalikuludele ning rakendades nüüdisväärtuste matemaatikat, määrata plaanivariantide nüüdisväärtused.
2. **Kütuste eelarvete koostamine.** Siin on tulevikuperioodiks 1...5 aastat. Imiteerimise eesmärgiks on kütuste ostu otsustused, 1...5 aastased süsteemidevahelise koostöö plaanid ja aruanded regulatiivsetele agentuuridele. Lühema ennetusaja tõttu tehakse need uuringud tavaliselt detailsemalt.
3. **Ostu ja müügi analüüsid.** Tootmise imiteerimist rakendatakse teiste energiasüsteemidega sõlmitud elektrienergia ostu- ja müügilepingute eeldatava tulu hindamiseks.
4. **Teenenduskulude uuringud.** Tootmise imiteerimine on väga kasulik elektriteenuste kulude analüüsil ja tariifimäärade kehtestamisel. Eriti oluline on teenenduskulude määramine sõltuvalt aasta- ja kellaajast.
5. **Nõudluse juhtimise abinõude uuringud.** Uuritakse elektrienergia tariifstruktuuride ja muude nõudluse juhtimise mehhanismide mõju tarbimisele.
6. **Energiavarustusevõtte käidupoliitika analüüs.** Imiteerimise alusel hinnatakse selliste käidupoliitikate, nagu agregaatide öine väljalülitamine, remontide planeerimise strateegia, agregaatide kasutamise paindlikkus ja keskkonna poliitika, majanduslikku mõju.
7. **Ülekandesüsteemi arengu planeerimine.** Detailne ühendsüsteemi käidu imiteerimine võimaldab hinnata ülekandesüsteemi laiendusplaanide ja häiringukindluse piirangute majanduslikku efektiivsust.

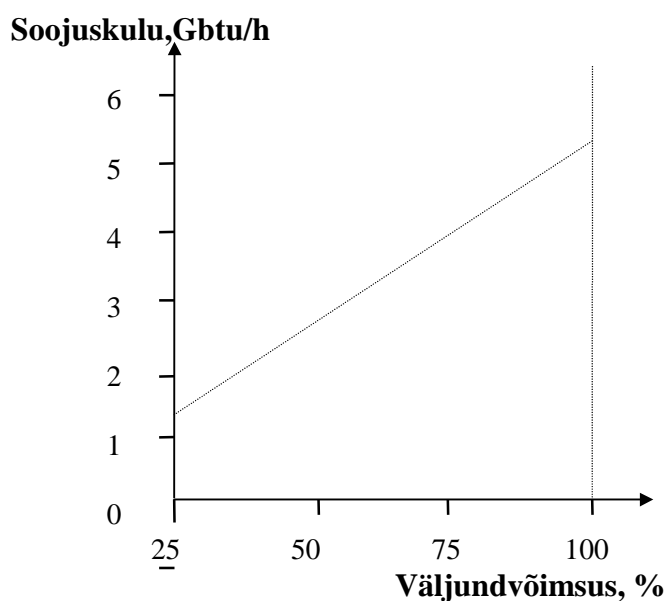
7.2. KOORMUSTE ESITAMINE IMITEERIMISEL

Koormuste esitamine käidu imiteerimise mudelites peab üldiselt olema detailsem, kui süsteemi töökindluse analüüsil. Töökindluse analüüsil võimsusvajaku tõenäoline kestus (LOLP) sõltub põhiliselt koormustipust, tootmiskulud aga sõltuvad kõigist koormustest üle aasta. Seega käidu imiteerimisel on põhirõhk suunatud koormuste esitamisele ööpäevaste koormusgraafikutena. Samas on vajalik arvutusaeg (ja arvutuskulud) otseselt proportsionaalne erinevate tunnikoormuste arvuga. Seetõttu püütakse 8760 tunnikoormust esitada võimaluse korral kokkusurutult sõltuvalt konkreetsest rakendusest. Detailsete eelarvete koostamisel ja tariifiuuringutel on tavaliselt vaja kõigi 8760 tunni koormust. Elektri jaamade laiendamise planeerimisel võib piisata 576 tunni koormusest - s.t. kaks iseloomulikku päeva iga kuu kohta.

Tavaliselt võib koormusgraafiku tihendada neljaks tüüpiliseks päevaks - laupäev, pühapäev, tippkoormusega tööpäev ja keskmine tööpäev. Detailsematel uuringutel on oluline koormuste ajaline järgnevus - et arvestada agregaatide seiskamis- ja käivitusaegu, koormustippude nihutatust ühendsüsteemides, veehoidlate energiamahuvust ja uute energiaallikate, nagu tuule- ja päikesejaamad, karakteristikuid. Vähemdetailsetel uuringutel on mugavam ignoreerida ajalist järjestust ja korrastada koormused suuruse järgi, s.t. kasutada koormuskestuskõveraid. Sageli kasutatakse päevaseid koormuskestuskõveraid, seejuures eraldi tööpäevale ja puhkepäevale.

Seega koormuse esitamise moodus imiteerimisel avaldab suurt mõju arvutustööde mahule. Rakendatavad kompromissid otsustab planeerimispersonal, sõltuvalt konkreetsetest rakendustest.

7.3. GENEREERIVATE AGREGAATIDE KARAKTERISTIKUD



Turboagregaadi põhiliseks karakteristikuks on soojus-(kütuse-)kulu sõltuvus väljundvõimsusest. Tüüpiline karakteristik on toodud joonisel.

Agregaadil on teatud minimaalne stabiilne võimsus - tavaliselt 10...30% gaasi- ja naftaagregaatidel, 20...50% kivisöe- ja põlevkiviagregaatidel.

Laialt kasutatakse ka suhteliste juurdekasvude karakteristikuid, s.t.

$$\Delta \text{ kütusekulu} / \Delta \text{ võimsus} = f(\text{võimsus}).$$

Kulukarakteristikud aproksimeeritakse tavaliselt sirglõikude või polünoomidega.

Kütusekulu suhteliste juurdekasvude karakteristikust tuleb eristada keskmise soojuskulu karakteristikut:

$$\text{kütusekulu} / \text{võimsus} = f(\text{võimsus}).$$

Keskmise kulu karakteristikuid kasutavad rohkem elektrijaamade operaatorid ja insenerid, suhteliste juurdekasvude karakteristikuid aga põhiliselt dispetšerid ja planeerimisinsenerid.

Auruturbiinide soojuskulu sõltub jahutusvee temperatuurist. Väikeste temperatuurimuutuste puhul võib seda sõltuvust arvestada parandusena üle kogu võimsuste diapasoni. Suurte muutuste korral (näiteks erinevatel aastaegadel) tuleb kulukarakteristikud koostada iga sesooni keskmiste temperatuuride jaoks.

Soojuskulukarakteristikud sõltuvad ka viimasest remondist möödunud ajast. Auru lekked, erosioonikaod, katlakivi ja muud soojuskaod akumulieruvad aja jooksul ning suurendavad soojuskulu.

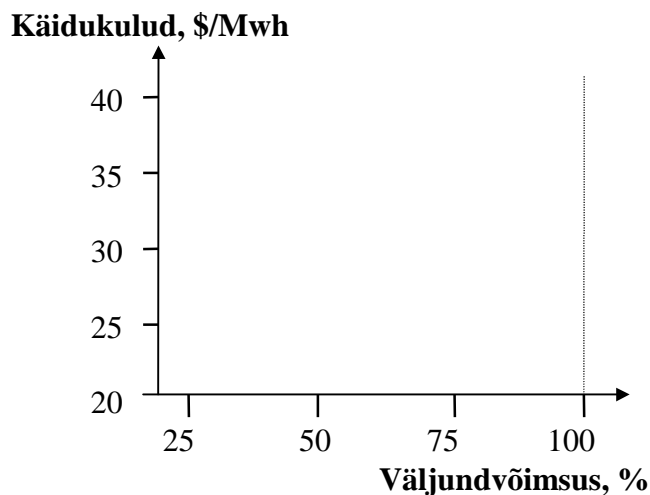
Hüdroagregaatide karakteristikud on analoogsed soojusagregaatide omadele, ainult soojuskulu asemel on veekulu. Veekulu sõltub suurel määral jaama rõhust (s.t. ülemise ja alumise bjefi nivoode vahest).

7.4. AGREGAATIDE KOOSSEIS

Energiasüsteemide koormus muutub ööpäeva ja nädala lõikes suurtes piirides. Maksimum- ja miinimumkoormused võivad erineda rohkem kui kaks korda. Kui kõik tippkoormuse katmiseks vajalikud agregaadid oleks tööl pidevalt, peaksid öise miinimumi ajal paljud agregaadid töötama tehnilise miinimumi lähedal. Ökonoomsemaks võib osutuda osa agregaatide seiskamine ööseks. Seega kerkib üles küsimus, millal ja millised agregaadid oleks ökonoomne välja lülitada ning millal tuleks nad taaskäivitada. Lisaks puhtmajanduslikele aspektidele tuleb seejuures arvestada ka agregaatide seisukorraga seotud kitsendusi ning süsteemi töökindluse nõudeid. Kõiki neid momente tuleb agregaatide koosseisu optimeerimisel arvestada.

Agregaatide koosseisu majanduslikud aspektid

Esialgse koosseisu määramise põhiprintsiibiks on, et töös peaks olema minimaalne arv agregate. Seda seisukohta illustreerib agregaadid käidukulude sõltuvus väljundvõimsusest järgneval joonisel.



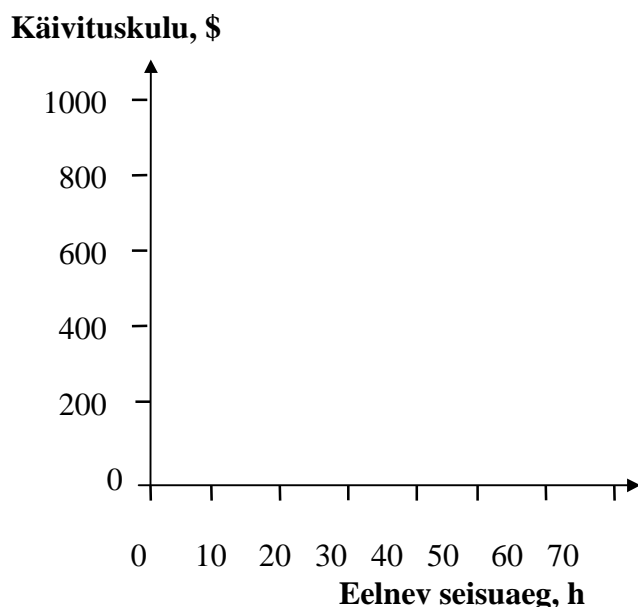
On näha, et majanduslikult on otstarbekas hoida töös nii vähe agregate, kui võimalik - siis on kulud minimaalsed.

Olles kindlaks teinud optimaalse agregaatide arvu, kerkib järgmine küsimus - millised agregaadid igal ajal töös hoida?

Esmaseks sammuks on agregaatide reastamine ökonoomsuse järgi. Igal ajahetkel tuleb töös hoida öko-

noomseimad, esmajärjekorras seisata aga vähim ökonoomsed.

Otsustamist komplitseerib käivituskulude olemasolu. Käivitus võib nõuda aega kümnest minutist (gaasiturbiinid) mitmete tundideni (auruturbiinid) sõltuvalt eelnevast seisuaegast. Käivituskulud on seotud agregaadid sissekütmisega, et viia temperatuur ja rõhk vajalikule tasemele.



Kõrvaloleval joonisel on toodud tüüpilise 100-MW agregaadid käivituskulude sõltuvus eelnevast seisuaegast.

Operatiivplaneerimisel on käivituskulude arvestamine oluline.

Perspektiivplaneerimisel jäetakse käivituskulud tavaliselt arvestamata, kuna nende mõju üldistele tootmiskuludele on umbes 0,5% või alla selle.

Töökindlusnõuete arvestamine agregaatide koosseisu määramisel

Agregaatide koosseisu määramisel tuleb peale majanduslike kaalutluste silmas pidada ka kuumreservi vajadust, et katta võimalikke koormusi nii normaaltalitluses kui ka mitmesuguste häiringute (agregaatide sundseisakud, liinide või trafode väljalülitumised, vahetusvõimsuste ootamatud muutused) korral.

Kooseisu määramisel reaajas on vajalikud täpsed, erineva ennetusajaga (mõni tund, üks kuni kaks päeva, nädal) koormuse prognoosi mudelid. Mõnetunnised prognoosid on vajalikud koostatud koosseisude korrigeerimiseks. Ühe-kahepäevased prognoosid on vajalikud koosseisude planeerimiseks eelseisvaiks päevadeks, nädalane prognoos on aga vajalik koosseisude määramiseks hüdroagregaatide olemasolul energiasüsteemis. Kõik mudelid peavad olema ilmastikutundlikud.

Koos koormuse prognoosiga planeeritakse hüdroagregaatide tunnikoormused. Reguleeritavate ja pumpjaamade (HAEJ) puhul võib ökonoomse koosseisu määramine nõuda mitut iteratsiooni (vt. allpool).

Kui koormus on prognoositud ja hüdroagregaatide koormused planeeritud, tuleb planeerida soojusagregaatide koosseisud eelseisvaks perioodiks (üheks-kaheks päevaks), kindlustades ühtlasi süsteemi töökindluse. Põhinõudeks on vajaliku operatiivreservi tagamine, mis oleks kättesaadav lühikese aja, tavaliselt 10 minuti jooksul. Reserv tagab koormuse katmise ka agregaatide sundseisakute, koormusprognoosi vigade ja muude häiringute puhul. Süsteemi või ühendsüsteemi vajalik reserv võib olla arvatud erinevatel viisidel. Tavaliselt on nõutavaks reserviks 3...8% koormusest.

Operatiivreserv võib olla saavutatud kahel viisil: 1) pöörlev reserv 2) kiiresti käivituv reserv - 10 minuti jooksul või kiiremini (eelkõige gaasiturbiinid, aga ka hüdroagregaadid). Viimane viis on veidi vähem töökindel, kuna käivitumine võib ebaõnnestuda (eriti gaasiturbiinide puhul). Samuti on süsteemi dünaamiline stabiilsus pöörleva reservi korral parem.

Operatiivreserv jaotatakse sageli enam-vähem pooleks nende kahe reservitüübi vahel, kusjuures pöörlev reserv peab olema vähemalt võrdne suurima agregaadid võimsusega.

Reservvõimsuse arvutamisel tuleb silmas pidada ka agregaatide võimsuse suurendamise kiirust - see sõltub agregaatide tüübist.

Pöörlev reserv jagatakse tavaliselt kõigi agregaatide vahel.

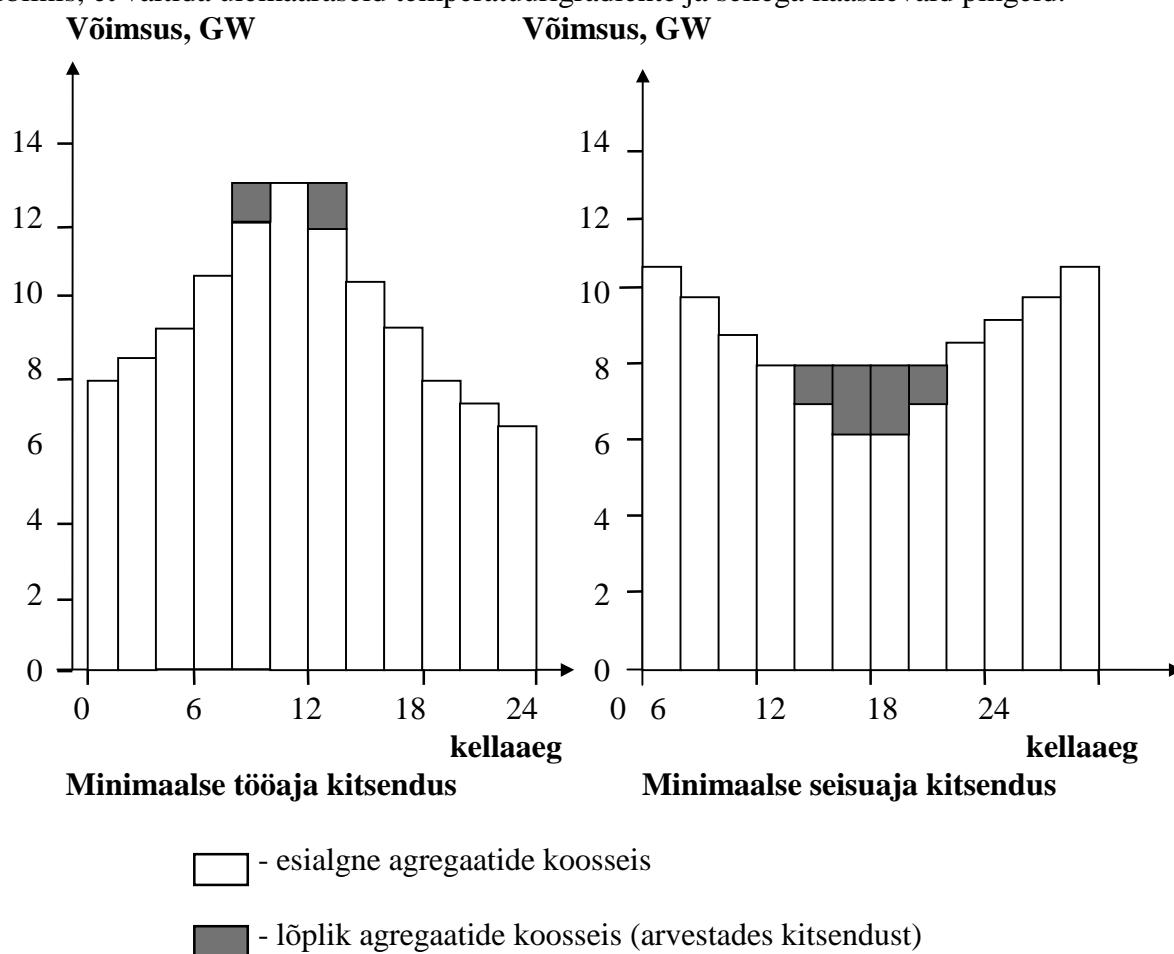
Vaatleme näiteks juhtumit, kus koormus on 1000 MW, töös on 11 agregaatid á 100 MW ja koormuse tõstmise kiirusega 2% minutis. Koormus oleks kaetud, kui 10 agregaatid töötaks täisvõimsusega. Sel juhul oleks üks agregaat täies ulatuses pöörlevas reservis. Kuna tema reaktsioonikiirus on 2 MW/min, siis 10 minuti pärast oleks teda võimalik koormata ainult 20 MW ulatuses. Kui aga kõik 11 agregaatid töötaks võimsusega 90,9 MW, oleks koormus kaetud ning reserv täies ulatuses, s.t. 100 MW, oleks kättesaadav ca viie minutiga. Seega on pöörlev reserv kõige töökindlam, kui ta on jaotatud agregaatide vahel ühtlaselt.

Käidukitsendused agregaatide koosseisu optimeerimisel

Lisaks majanduslikele ja töökindluse aspektidele tuleb agregaatide koosseisu määramisel arvestada füüsilisi kitsendusi:

1. Agregaaadi minimaalne lubatud tööaeg - piirang, mis lubab agregaaadi käivitada ainult juhul, kui ta jääb tööle teatud minimaalselt lubatud ajaks (tundides).
2. Agregaaadi minimaalne lubatud seisuaeg - lubab agregaaadi seisata mitte lühemaks ajaks, kui teatud minimaalne tundide arv.

Mõlemad kitsendused tulenevad temperatuuri ühtlustamise vajadusest agregaadis, eriti turbiinis, et vältida ülemääraseid temperatuurigradiente ja sellega kaasnevaid pingeid.



Nagu näha joonistelt, suurendavad mõlemad kitsendused summaarset vajalikku võimsust (s.t. reservi suurust).

Vaadeldutele võivad lisanduda muud käidualased kitsendused, nagu näiteks operatiivpersonali suurus, ühe tunni jooksul käivitada või seisata lubatud agregaatide arv jne. Siiski pole tootmise imiteerimisel selliseid kitsendusi tavaliselt vaja arvestada.

Agregaatide koosseisu imiteerimine

Agregaatide koosseisu imiteerimisel arengu planeerimise vajadusteks arvestatakse järgmisi momente:

- agregaatide koosseisu valik lähtub minimaalsetest käidukuludest;
- arvestada tuleb erinevate piirkondade toite töökindlust;
- tuleb tagada vajalik pöörlev reserv;
- arvestada tuleb kitsendusi minimaalse töö- ja seisuaja osas.

Üldiselt rakendatakse järgmist neljasammulist protseduuri:

1. Nädala jooksul kasutatavad agregaadid järjestatakse vastavalt käidu erikulude (\$/Mwh) suurusele täiskoormusel.
2. Piirkondade toite töökindluse arvestamiseks kehtestatakse igale jaamale töötavate agregaatide minimaalne arv. Koos sellega korrigeeritakse punktis 1 saadud järjestust, paigutades kindlalt töötama peavad agregaadid nimekirja ülaossa.
3. Vastavalt ülaltoodud järjestusele leitakse nädala igaks tunniks minimaalne agregaatide arv, et oleks kaetud:
 - koormus, arvestades agregaatide pidevat koormatavust;
 - koormus pluss pöörlev reserv, arvestades agregaatide maksimaalset koormatavust
4. Saadud agregaatide koosseisu korrigeeritakse, arvestades minimaalse töö- ja seisuaja kitsendusi.

Näide. Leida agregaatide koosseis tabelites 7.1 ja 7.2 toodud koormuse ja agregaatide andmete puhul.

Pöörleva reservi vajaduseks on 10% jooksvast koormusest. Piirkondade töökindlus nõuab et Linna ja Jõe jaamades oleks töös vähemalt üks agregaat.

Lahendus

1. Koostame agregaatide järjestuse käidukulude kasvu järjekorras.
2. Korrigeerime järjestust, arvestades piirkondade toite töökindluse tagamist. Selleks tuleb Linna ja Jõe jaamade ökonoomseimad agregaadid paigutada nimekirja tippu. Tulemus on toodud tabelis 7.3.

Tabel 7.1

Koormuse andmed	
	Koormus MW
10.00-14.00	1790
14.00-18.00	1500
18.00-22.00	1200
22.00-02.00	1100
02.00-06.00	900
06.00-10.00	1500
10.00-14.00	1790

Tabel 7.2

Agregaatide andmed						
Jaam	Agregaat	Pidev lub. võimsus MW	Max. lub. võimsus, MW	Käidukulu täiskoor-musel, \$/MWh	Min. seisu -aeg tundi	
Linna	L1	400	440	9,0	50	
	L2	200	200	30,0	2	
	L4	100	110	10,0	6	
	Jõe	J1	200	200	32,0	2
Jõe	J2	400	430	6,0	50	
	J3	200	220	6,5	10	
	J4	200	220	9,5	10	
	Kalda	K1	200	200	31,0	2
Kalda	K2	100	100	31,0	2	

Tabel 7.3

Agregaatide prioriteetide järjestus

Prio-riteet	Jaam	Agregaat	Pidev lub. võimsus, MW	Max. lub. võimsus, MW	Käidukulu \$/MWh	Min. seisu-aeg
1	Jõe	J2	400	430	6,0	50
2	Linna	L1	400	440	9,0	50
3	Jõe	J3	200	220	6,5	10
4	Jõe	J4	200	220	9,5	10
5	Linna	L4	100	110	10,0	6
6	Linna	L2	200	200	30,0	2
7	Kalda	K2	200	200	31,0	2
8	Kalda	K3	100	100	31,0	2
9	Jõe	J1	200	200	32,0	2

3. Leiame igal koormusel minimaalse agregaatide koosseisu nii, et:

$$\sum_{\text{Töös}} \text{Max. voimsus} \geq \text{koormus} + \text{pöörlev reserv}$$

$$\sum_{\text{Töös}} \text{Pidev voims} \geq \text{koormus}$$

Tulemused on toodud tabelis 7.4. Tabelis koosseisu numbril all mõistame koosseisu viimase agregaadid prioriteeti tabelis 7.3. Lõpliku (antud tabelis) koosseisu numbril saame, kui veergude 3 ja 5 maksimaalse väärtuse.

4. Korrigeerime saadud koosseise, lähtudes minimaalse töö- ja seisu-aegade kitsendustest. Tulemus on esitatud tabelis 12.5.

Tabel 7.4

Agregaatide esialgne koosseis

Tunnid	Koormus	Koosseisu nr. lähtudes koormusest	Koormus + pöörlev reserv	Koosseisu nr. lähtudes reservi vajadusest	Lõplik koosseisu nr.
10...14	1790	8	1969	9	9
14...18	1500	6	1650	7	7
18...22	1200	4	1320	5	5
22...02	1100	4	1210	4	4
02...06	900	3	990	3	3
06...10	1500	6	1650	7	7
10...14	1790	8	1969	9	9

Tabel 7.5

Töö- ja seisuaaja kitsenduste arvestamine

Koosseisu nr.	Agregaat	Seisuaaja miinimum	Seisuaeg, lähtudes tabelist 7.4
1	J2	50	Pidevalt töös
2	L1	50	Pidevalt töös
3	J3	10	0
4	J4	10	4
5	L4	6	8
6	L2	2	12
7	K2	2	12
8	K3	2	20
9	J1	2	20

Tabel 7.6

Lõplik agregaatide koosseis

Kellaaeg	Lõplik koosseis
10.00-14.00	9
14.00-18.00	7
18.00-22.00	5
22.00-02.00	4
02.00-06.00	4
06.00-10.00	7
10.00-14.00	9

Võrreldes tabeli 7.5 veerge 3 ja 4, näeme, et agregaat J4 seisatakse neljaks tunniks, sel ajal, kui tema minimaalne seisuaeg on kümme tundi. Seetõttu tuleb agregaati J4 töös hoida ka ajavahemikus 02...06.

Lõplik agregaatide koosseis sõltuvalt kellaaajast on toodud tabelis 7.6.

KOORMUSJAOTUS SOOJUSAGREGAATIDE VAHEL

Kui agregaatide koosseisu optimeerimine määrab, millised agregaadid peaksid igal ajahetkel töötama, siis koormusjaotuse optimeerimine määrab, millist võimsust peab iga töös olev agregaat arendama. Koormusjaotuse optimeerimise eesmärgiks on jaotada süsteemi summaarne koormus agregaatide vahel nii, et tootmiskulud oleksid minimaalsed. Reeglina kuuluvad minimeeritavate kulude hulka kulutused kütusele, aga ka väljundvõimsusest sõltuvad käidu- ja hooldekulu komponendid. Optimeerimise lähtepunktiks on töötavate agregaatide kulukarakteristikud ja optimeerimine toimub tavaliselt kadude suhteliste juurdekasvude meetodil, mida siin ei vaatle. Arvesse tuleb seejuures võtta ka võrgukadusid.

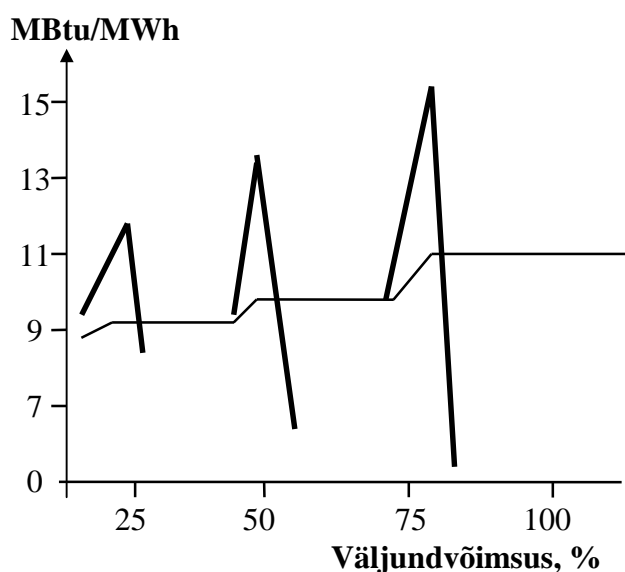
Energiasüsteemide talitluse analüüs ennetusajaga ühest kuust mitme aastani toimub vähem detailiselt, kui reaajas juhtimisel ja lühiajalisel (alla ühe kuu) planeerimisel. Viimasel juhul toimub analüüs tunni kaupa, kuna esimesel juhul piisab kuistest tulemustest. Kuu tulemused kujunevad enam, kui 700 tunni tulemuste integreerimisel üle kuu ja vead keskmiselt kompenseeruvad. Seetõttu on võimalikud teatud lihtsustused. Nimelt soojuskulu karakteristikud võib aproksimeerida sirglõikudena. Arengu planeerimisel kasutatakse kadude arvutamiseks lihtsustatud nn. kaovalemit e. B-koefitsientide valemit. Samuti asendatakse optimumi tingimuses kadusid arvestav tegur konstantse teguriga:

$$\frac{1}{1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_n}} = L_n,$$

kus L_n on piires 1...1,1. Siin n - jaama indeks, P_n - jaama võimsus ja π - võrgu aktiivvõimsuskaod.

B- koefitsiendid arvutatakse tavaliselt ümber kord aastas või oluliste muudatuste korral jaamade võimsuses või liinide ülekandevõimes.

Soojuskulu suhteliste juurdekasvude karakteristika kujutab endast horisontaalsete sirglõikude jada ventiilipunktide vahel.



Tüüpiline soojusagregaadi soojuskulu suhteliste juurdekasvude karakteristika on toodud kõrvaloleval joonisel.

Samasugune on ka energia maksumuse suhtelise juurdekasvu karakteristika.

Selline agregaatide astmeline kulukarakteristika võimaldab rakendada järgnevat efektiivset viiesammulist optimeerimisprotseduuri.

1. Määrata antud tunni jaoks agregaatide koosseis.

2. Liita kõigi töösolevate agregaatide miinimumvõimsused.

3. Järjestada agregaatide astmete kulu suhteliste juurdekasvude karakteristikute horisontaalsed lõigud kasvamise järjekorras ning joonistada nad võimsuse teljestikus, alates summaarsest miinimumvõimsusest, nagu näidatud allpool toodud joonisel.

4. Märkida graafikule süsteemi summaarne koormus.

5. Kõigi agregaatide seksioonid, mis jäävad summaarse koormuse joonest vasakule, peavad olema koormatud.

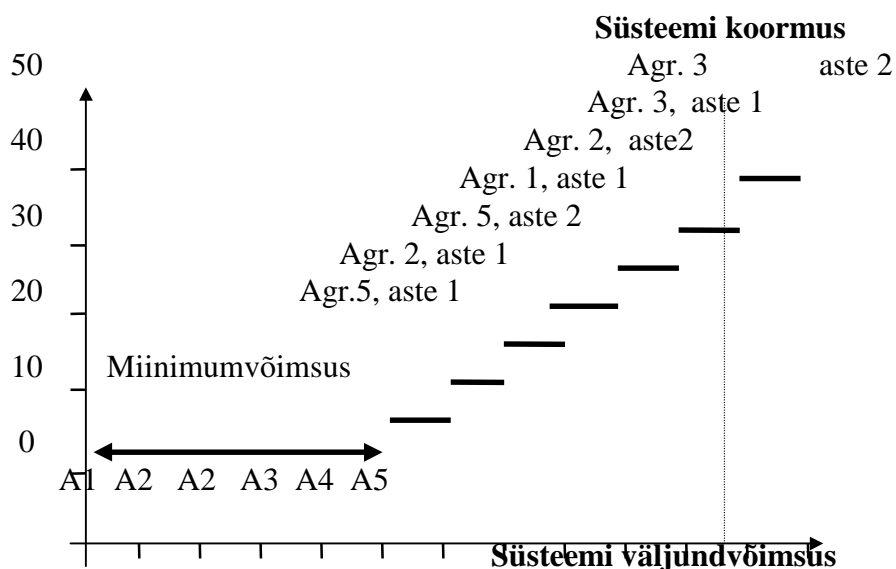
Näide. Olgu vaadeldava tunni koormus 525 MW. Eeldame, et ülekandekaod on tühised. Töös on agregaadid K1 ja L1, millele andmed on toodud tabelis 7.7. Arvutada kulud kütusele antud tunni jaoks (ignoreerime siin käidu- ja hooldekulusid).

Tabel 7.7

Agregaatide astmete andmed

Agregaat	Kütuse hind, \$/MBtu	Max. võimsus MW	Min. võimsus MW	Kütusekulu min. võimsusel Btu/h	Astme nr.	Astme võimsus MW	Suhteline juurdekasv MBtu/MWh
K1	0,50	400	200	2300	1	50	10,0
					2	100	11,0
					3	50	12,0
L1	0,55	200	100	1200	1	50	9,5
					2	50	11,0

Suhteline juurdekasv, \$/Mwh



Lahendus

Samm 1. Miinimumvõimsus = 200 + 100 = 300 MW

Sammud 2 ja 3. Järjestame agregaatide astmed suhteliste juurdekasvude ja kütusehinna korrutiste kasvamise järjekorras ja koormame astmeid, kuni summaarne võimsus võrdub koormusega. Tulemused on toodud tabelis 7.8.

Tabel 7.8

Koormuste optimaalne jaotus agregaatide vahel

Agregaat	Astme nr.	Suhtel. juurdekasv MBtu/MWh	Astme võimsus MW	Astme koormus MW	Summaarne võimsus MW
Miinumum					300
K1	1	5,000	50	50	350
L1	1	5,225	50	50	400
K1	2	5,500	100	100	500
K1	3	6,000	50	25	525
L1	2	6,050	50	0	525

Käidukulud.

Kulud miinumumvõimsusel:

$$2300 \cdot 0,50 + 1200 \cdot 0,55 = 1810 \text{ \$/h.}$$

Astmete kulud:

$$5,0 \cdot 50 + 5,225 \cdot 50 + 5,5 \cdot 100 + 6,0 \cdot 25 = 1211,25 \text{ \$/h.}$$

Summaarne kulu kütusele:

$$1810 + 1211,25 = 3021,25 \text{ \$/h.}$$

ENERGIASÜSTEEM HÜDROELEKTRIJAAMADEGA

Kuna HEJ kütuse hind on võrdne nulliga, tuleks nad koormata esmajärjekorras. Samas on aga HEJ energiatoodang tavaliselt piiratud, mistõttu ei saa koormust nende vahel jaotada nii, nagu soojusjaamade vahel.

Võib eristada kolme tüüpi hüdroelektrijaamu:

- Otsevoolujaamad (*run-of-river hydro*) - nendel veehoidla puudub või on see väikene.
- Reguleeritavad (veehoidlaga) jaamad (*pondage hydro*) - need omavad teatud veehoidlat.
- Pumpjaamad e. hüdroakumulatsiooni jaamad (HAEJ - *pumped storage hydro*) - nendes tavaliselt puudub vee juurdevool.

Otsevoolu hüdroelektrijaamad

Nende jaamade puhul antakse kogu kasutatav energia süsteemi, jätmata mingit reservi, s.t. nad töötavad süsteemi koormusgraafiku baasi osas. Seetõttu on neid jaamu imiteerida kõige

lihtsam - neid vaadeldakse tund-tunnilt analoogiliselt koormustega, kusjuures koormuste asemel prognoositakse vooluhulka - see määrab siis jaama võimsuse.

Veehoidlaga hüdroelektrijaamad

Reguleeritavate jaamade koormused tulevad leida nii, et saavutada süsteemi kulutuste miinimum üle vaadeldava perioodi, arvestades veehoidlate mahte ja miinimum- ning maksimumvõimsuste kitsendusi, mis tulenevad irrigatsiooni, navigatsiooni ja loodushoiu nõuetest.

Veehoidlaga HEJ imiteeritakse tavaliselt kuu baasil järgnevate karakteristikutega:

- kuu jooksul toodetav energiakogus, Mwh;
- maksimaalne võimsus, MW;
- minimaalne võimsus, MW;
- pöörleva reservi määr.

Piiratud veehoidla mahuga jaamu rakendatakse koormustippude katmiseks. Nende kanda võib jätta ka teatud osa pöörlevast reservist - seda tundidel, kui nad ei tööta täisvõimsusel.

Tavaliselt võib hüdroelektrijaamu koormata üksteisest sõltumatult. Erinev on olukord HEJ-de kaskaadi puhul, eriti veehoidlate väikeste mahtude juures. Siis on nende jaamade bjefide nivood, seega rõhud ja järelikult ka võimsused üksteisest suurel määral sõltuvad. Seetõttu tuleb koormuste jaotamisel nende vahel kasutada spetsiaalset meetodikat.

Pumphüdrojaamad

Koormuse jaotamisel pumpjaamade vahel on vajalik järgmine info:

- nädalane koormusgraafik ja reservi vajadus;
- antud nädalal kasutatavate soojusagregaatide hulk ja nende koormamise prioriteedid;
- pöörleva reservi määr.

Koormuse jaotamine toimub järgmiste sammudena:

Samm 1. Määrata tund-tunnilt soojusagregaatide koosseisud eeldusel, et pumpjaamade toodang on null ja et nad osalevad ainult pöörleva reservi loomises. Seejärel leitakse soojusagregaatide nädalane koosseis.

Samm 2. Arvutada soojuskulutuste (\$/h) funktsioon sõltuvalt soojusagregaatide toodangust (MW). Kui pumpjaam genereerib, siis asendab ta soojusagregaatide toodangut. Seega on pumpjaama toodangu väärtus võrdne asendatud soojusagregaaadi tootmiskuluga. Pumpjalitluses tarbib jaam energiat ja selle hind on võrdne soojusjaamade marginaalkuluga jagatuna tsükli kasuteguriga (ca 65...75%). Koormustel, kus genereerimise kulu ületab pumpamise kulu, on otstarbekas rakendada pumpjaama. Muidugi tuleb arvestada pumpjaama võimsust ja veehoidla energiamahu.

Praktikas rakendada planeerimist nädalases tsükli. Nädala lõppe kasutatakse üldiselt pumpamiseks, et tagada veehoidla täitumine esmaspäeva hommikuks. Igal järgneval

tööpäeval jääb veevaru väiksemaks. Et tagada pumpjaama piisav võimsus ja energiavaru, näiteks avariide puhul, püütakse pumpjaama basseini täita ka tööpäevade ööseti kuid see pole tavaliselt piisav veehoidla täielikuks täitmiseks.

TÄIENDAVAD PROBLEEME KOORMUSTE JAOTAMISEL

Kütuste piirangud

Koormusjaotuse optimeerimisel tuleb arvestada vahel kütuseliimiite. Näiteks oletame, et vastavalt gaasitarne kokkuleppele on tarne maksimaalseks määraks $1,0 \cdot 10^4$ milj. m^3 . Optimeerimise tulemusel osutus gaasitarbe suuruseks $1,5 \cdot 10^4$ milj. m^3 . Et vältida leppetingimuste rikkumist, tuleb gaasijaamade kasutust piirata, jättes nad suuremal määral ainult koormustippude katteks.

Kitsendused võivad vahel esineda ka kivisöele, naftale, tuumakütusele. Kitsendused kehtivad ka hüdrojaamadele. Veevaestel aegadel ei pruugi vett jätkuda töötamiseks optimaalsel võimsusel pikemat aega. Vastupidi, suurvee aegadel võib tekkida vajadus maksimaalselt ära kasutada hüdrojaamadest saadavat energiat.

Vahetusenergia

Võib eristada kolme tüüpi vahetusenergiat:

1. **Hädaabienergia** (*emergency energy*) - seda antakse naabersüsteemile juhul, kui viimane ise pole võimeline katma oma koormust. Sellise energia hinnaks on tavaliselt energia hind väljastavas süsteemis pluss teatud lisand (tavaliselt 10%).
2. **Ökonoomne energia** (*economy energy*) - see toodetakse ühes süsteemis ja temaga asendatakse kallim energia teises süsteemis. Selline vahetus lepitakse kokku ostu- või müügioptsioonina, mille võib tühistada igal ajal. Ülekandekulud katab tavaliselt saaja pool. Vahetusenergia hind kehtestatakse tavaliselt tulu poolitamise põhimõttel (vt. järgnev joonis). Tulu (sääst) arvutatakse, kui ostja tootmiskulu pluss ülekandekulu miinus müüja tootmiskulu. Hinnaks võib olla ka müüja hind pluss fikseeritud protsent või fikseeritud rahasumma.
3. **Garanteeritud ökonoomne energia** (*assured economy energy*) - sama, mis eelmine, kuid siin müüja kohustub müüma (ja tavaliselt ostja ka ostma) kokkulepitud koguse energiat, v.a. hädaolukordade (enrgiadefitsiidi) puhul müüvas süsteemis.

Vahetusenergia võib sageli olla märgatava suurusega ja seetõttu tuleb teda tootmise imiteerimisel kindlasti arvestada. Imiteerimist komplitseerib vajadus teada tunniseid hindade suhtelisi juurdekasve (s.t. marginaalhindu) ning arvestada ülekandevõime piiranguid. Suure ülekandevõime puhul võib piiranguid ignoreerida ja mõlemat energiat vahetavat süsteemi vaadelda, kui efektiivselt funktsioneerivat kompaniid. Piirangute puhul tuleb aga rakendada ühend süsteemi tootmise imiteerimise mudelit.

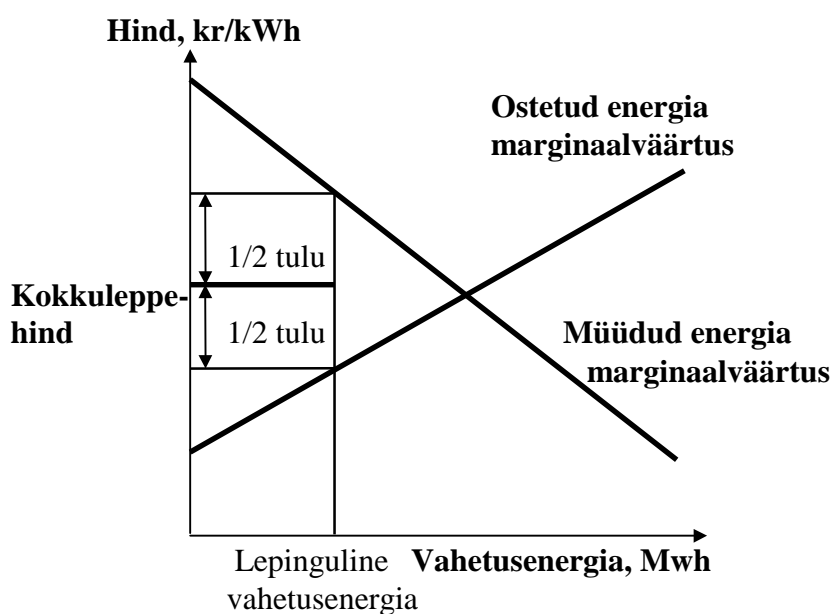
Keskkonna arvestamine

Sageli lisanduvad koormuse optimaalse jaotuse ülesandesse mittemajanduslikud kitsendused. Ühtedeks olulisemateks neist on keskkonnavalased kitsendused. Viimaseid võib põhimõtteliselt olla kahte liiki:

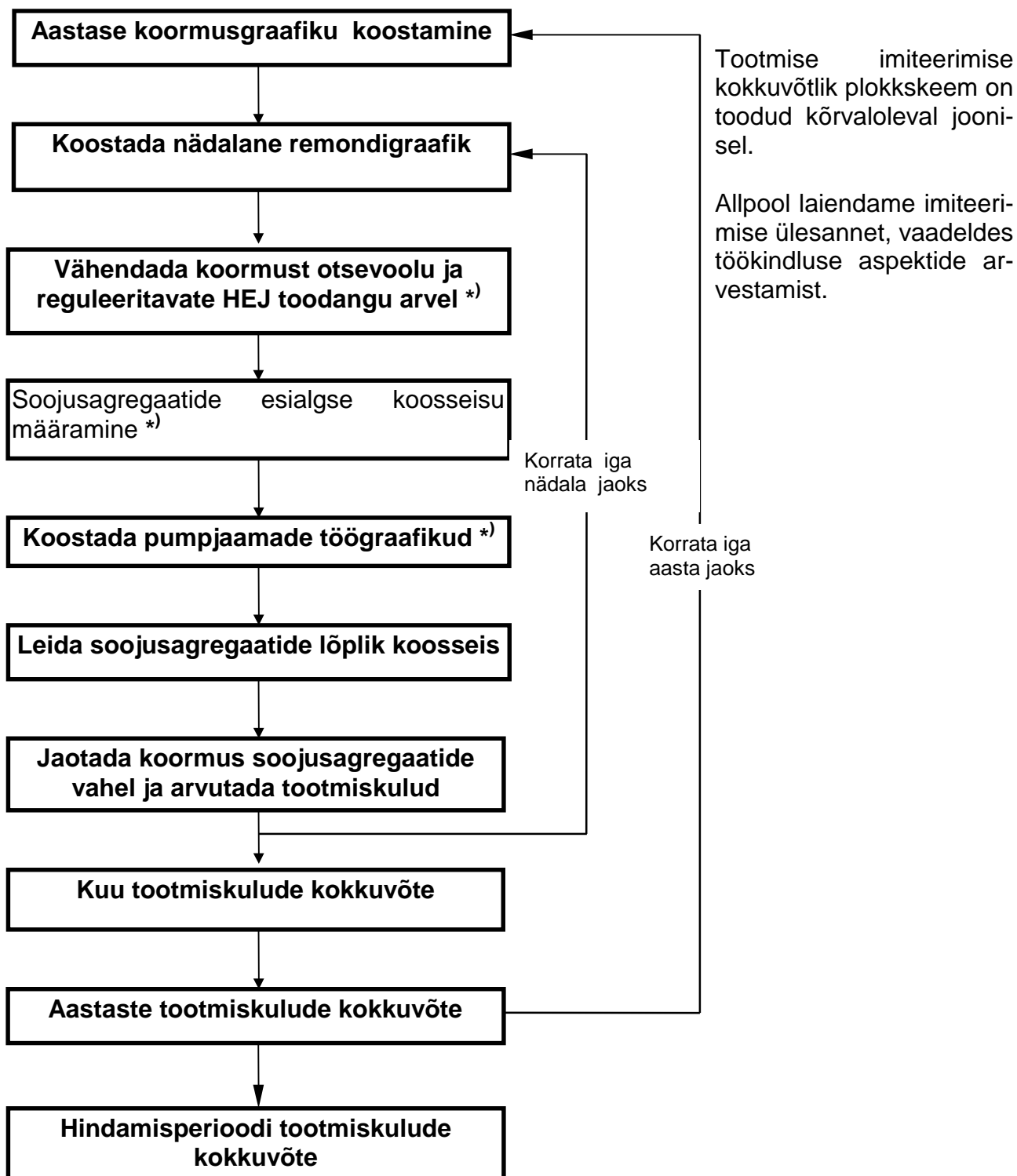
1. Saaste piirangud erisaaste baasil - piiratud on heitmete hulk ühe soojusühiku (Mbtu) kohta.
2. Piirangud ümbritseva õhu kvaliteedi baasil - piiratakse heitmete hulka õhu ühe m³ kohta maapinnal.

Esimest tüüpi kitsendusi saab rahuldada sobivate kütuste valikuga (vähendatud SO₂ sisaldusega kivisüsi jms.).

Teist tüüpi kitsendused on rangemad - nende täitmine sõltub jaamade paigutusest, heitgaaside hajumise määrast atmosfääris, kütuste tüübist ja jaamade koormusest. Seega võivad seda tüüpi kitsendused põhjustada piiramisi erinevate piirkondade jaamade koormuste osas.



TOOTMISE IMITEERIMISE KOKKUVÕTLIK PROTSEDUUR



TOOTMISE TÕENÄOSUSLIK IMITEERIMINE

Siiani eeldasime, et kõik imiteerimises osalevad agregaadid olid kasutatavad, v.a. plaanilises remondis olevad. Et saada imiteerimisel täpsemaid tulemusi, tuleb arvesse võtta ka agregaatide ootamatuid sundseisakuid. Praktikas on enamlevinud neli meetodit sundseisakute arvestamiseks.

1. **Allahindamine** - jaama maksimumvõimsust vähendatakse sundseisumäära võrra:

$$\text{Võimsus} = \text{nimivõimsus} \cdot (1 - \text{FOR})$$

2. **Hooldekatkestuste laiendamine** - plaaniliste katkestuste määra suurendatakse sundseisumäära võrra:

$$\text{Plaaniline seisumäär} = \text{plaaniline seisumäär} + \text{FOR}$$

3. **Monte-Carlo meetod** - iga imiteeritava tunni jaoks arvutatakse rida tootmise variante, kasutades iga agregaadid seisuaegade jaoks tema sundseisumääraga võrdelisi juhuslikke arve.

4. **Tõenäosuslik imiteerimine** - elektriyaamade töökindluse analüüsi matemaatika laiendus, arvestades ka energia prognoose. Tulemused sisaldavad:

- a) iga generaatori oodatavat energiatoodangut;
- b) süsteemi ja iga agregaadid oodatavaid tootmiskulusid;
- c) andmatajäänud energiakoguseid.

Allahindluse ja hooldekatkestuste laiendamise meetodid arvestavad tipuagregaatide ja süsteemivaheliste sidemete ülemäära vähest kasutust. Selle tulemuseks on, et tootmiskulud kipuvad tulema 5...10% madalamad, kui seda näitab hilisem statistika. Monte-Carlo meetod annab häid tulemusi, kuid on väga töömahukas. Meetod on efektiivne suurte ühendsüsteemide tootmise imiteerimisel. Tõenäosuslik meetod on analoogne elektriyaamade töökindluse analüüsil rakendatud rekursiivse meetodiga. Meetod töötati välja kuuekümnendate aastate lõpul ja on üsna efektiivne.

Illustreerime kolme mainitud meetodit järgmise näitega. Olgu süsteemis kolm agregaatid ja olgu ta ühendatud naabersüsteemiga ülekandeliini SL kaudu - vt. tabel 7.9.

Tabel 7.9

Näidissüsteemi generaatorite ja süsteemidevahelise liini andmed

Agregaat	Min. võimsus MW	Max. võimsus MW	FOR	Tootmiskulu \$/MWh
A	0	100	0,10	15
B	0	100	0,20	25
C	0	100	0,25	40
SL	0	1000	0,00	80

Vaadeldaval tunnil tuleb katta koormus 200 MW. Arvutame süsteemi tootmiskulud vaadeldaval tunnil kolme meetodiga.

Deterministlik meetod - siin ei arvesta sundseisakuid.

Tabel 7.10

Deterministlik tootmiskulude arvutus

Agregaat	Max. võimsus MW	Plaaniline toodang, MW	Tootmise erikulu, \$/MWh	Tootmiskulu, \$
A	100	100	15	1500
B	100	100	25	2500
C	100	0	40	0
SL	1000	0	80	0
		-----		-----
KOKKU		200		4000

Allahindlusmeetod - siin vähendame agregaatide maksimaalsed võimsused sundseisumäärade võrra.

Tabel 7.11

Tootmiskulude arvutus allahindlusmeetodil

Agregaat	Max. võimsus MW	Plaaniline toodang, MW	Tootmise erikulu, \$/MWh	Tootmiskulu, \$
A	90	90	15	1350
B	80	80	25	2000
C	75	30	40	1200
SL	100	0	80	0
		-----		-----
KOKKU		200		4550

Tõenäosuslik meetod - rakendame siin seisulekute loendi meetodit.

Tabel 7.12

Tootmiskulude arvutus tõenäosuslikul seisulekute loendi meetodil

Töötavad agregaadid	Kooseisu tõenäosus	Kooseisude plaaniline toodang					Tootmis- kulu, \$
		A	B	C	SL	Kokk u	
A,B,C,SL	$0,9 \cdot 0,8 \cdot 0,75 = 0,540$	100	100	0	0	200	4000
B,C,SL	$0,1 \cdot 0,8 \cdot 0,75 = 0,060$	0	100	100	0	200	6500
A,C,SL	$0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,75 = 0,135$	100	0	100	0	200	5500
A,B,SL	$0,9 \cdot 0,8 \cdot 0,25 = 0,180$	100	100	0	0	200	4000
C,SL	$0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,75 = 0,015$	0	0	100	100	200	12000
B,SL	$0,1 \cdot 0,8 \cdot 0,25 = 0,020$	0	100	0	100	200	10500
A,SL	$0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,25 = 0,045$	100	0	0	100	200	9500
SL	$0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,25 = 0,005$	0	0	0	200	200	16000
Oodatud jaotus	----- 1,000	----- 90	----- 80	----- 21	----- 9	----- 200	----- 4910

Nagu näha, annab deterministlik arvutus tootmiskuludeks 4000 \$/h, tõenäosusliku arvutuse 4910 \$/h asemel ehk 22% vähem. Ka sundseisakute arvestamisel allahindluse meetodil on kulud - 4550 \$/h - 8% madalamad, kui tõenäosuslikul arvutusel. Märkime, et kui deterministliku arvutuse kohaselt leiavad kasutamist ainult agregaadid A ja B,

allahindlusmeetodi kohaselt agregaadid A, B ja C, siis tõenäosusliku meetodi järgi kõik kolm agregaati ja ka süsteemidevaheline sideliin.

Olekute loendi protseduur muutub väga töömahukaks suure agregaatide arvu puhul. Seetõttu on rohkem kasutusel rekursiivne (Calabresse) meetod ja Monte-Carlo meetodid.

Tõenäosuslik rekursiivne meetod

Tõenäosuslik rekursiivne meetod on põhiliseks tõenäosusliku imiteerimise mooduseks. Ta põhineb kahel olulisel eeldusel:

1. Ei arvestata edastusvõime kitsendusi.
2. Agregaatide koosseis ja koormamise järjekord loetakse sõltumatuks agregaadi seisaku iseloomust.

Meetodil on kaks lähenemist. Esimene kasutab seisuolekute tabeleid ja lähtub koormuse kestuskõverast. Teine on graafiline lähenemine, mis lähtub koormusjaotusest eeldusel, et pole sundseisakuid. Mõlemil lähenemisel lisatakse igal sammul üks agregaat. Mõlemad lähenemised annavad sama tulemuse.

Rekursiivse meetodi arengu algetapil lähtuti koormuse aastasest kestuskõverast. Vajadus arvestada plaanilisi remonte lühendas ajamudeli 52-ks nädalaseks perioodiks. Kuna agregaatide koosseis nädala jooksul muutub, tekkis vajadus nädal jaotada konstantse koosseisuga intervallideks (tavaliselt 20...168 intervalli nädalas). Järgnevais näiteis vaatleme tunnist intervalli.

Kolme agregaadiga näide - tabellähenemine

Vaatleme eelnenud näidet (tabel 7.9). Tunnikoormus (näites 200 MW) jagatakse konstantseteks juurdekasvudeks. Rakendame siin näiteks 50 MW juurdekasve.

Tabel 7.13

Katmata koormuse juhtum	
Koormus, MW	Oodatav võimsusvajaku aeg
1... 50	1,0
51...100	1,0
101...150	1,0
151...200	1,0

Genereerimise puudumisel (s.t. kõigi kolme agregaadi seisaku korral) jääb kogu koormus kas katmata või kaetakse süsteemidevahelise ülekandeliini SL kaudu.

Rekursiivne meetod algabki katmata koormuse juhtumist - vt. tabel 7.13.

ajast - kui agregaat A on tööst väljas - vt. tabel 7.14.

Tabel 7.14

Katmata koormuse aja jagunemine enne agregaaði A koormamist

Katmata koormus, MW	Oodatav võimsusvajaku aeg	
	Agr. A töö ajal (90% ajast)	Agr. A seisu ajal (10% ajast)
1... 50	0,9	0,1
51...100	0,9	0,1
101...150	0,9	0,1
151...200	0,9	0,1

Ajalõigul, kui agregaat A on töös, kaetakse kaks esimest koormuse intervalli - 0...50 ja 51...100 MW. Ülejäänud 100 MW on endiselt katmata. Seega peale agregaaði A täielikku koormamist jääb katmata 100 MW, nagu näha tabelist 7.15.

Ajalõigul, kui A on tööst väljas, jääb katmata koormus endiseks.

Tabel 7.15

Lisatud agregaat A

Koormus MW	Võimsusvajaku oodatav aeg		Katmata koormuse tõenäoline aeg
	A töö ajal	A seisu ajal	
	Kaetud koormus		
1... 50	0,9 · agr. A toodang = 0,9 · 50 = 45		
51...100	0,9 · agr. A toodang = 0,9 · 100 = 90		
	Katmata koormuse aeg		
1... 50	0,9	0,1	1,0
51...100	0,9	0,1	1,0
101...150		0,1	0,1
151...200		0,1	0,1

Tabelis on toodud ka agregaaði A tõenäoline energiatoodang ühe või teise koormuse katmisel.

Summaarset katmata koormust tabelis 7.15 käsitame, kui netokoormust ülejäänud agregaatidele.

%
Sellelega on agregaaði A vaatlus lõppenud.

Tabel 7.16

Katmata koormuse aja jagunemine peale agregaaði A lisamist ja enne B koormamist

Katmata koormus, MW	Oodatav võimsusvajaku aeg	
	Agr. B töös (80% ajast)	Agr. B tööst väljas (20% ajast)
1... 50	1·0,8=0,8	1·0,2=0,2
51...100	1·0,8=0,8	1·0,2=0,2
101...150	0,1·0,8=0,08	0,1·0,2=0,02
151...200	0,1·0,8=0,08	0,1·0,2=0,02

töös - 80% ajast - ja kui ta on tööst väljas - 20% ajast - vt. tabel 7.16.

Kui agregaat B on töös, genereerib ta 100 MW ja vähendab selle võrra katmata koormust.

Agregaaði B lisamise mõju peegeldab tabel 7.17.

Tabel 7.17

Lisatud agregaat B

Koormus MW	Võimsusdefitsiidi oodatav aeg		Katmata koormuse tõenäoline aeg
	B töö ajal	B seisu ajal	
Kaetud koormus			
1... 50	0,8 · agr. B toodang = 0,8 · 50 = 40		
51...100	0,8 · agr. B toodang = 0,8 · 100 = 80		
Katmata koormuse aeg			
1... 50	0,08	0,20	0,28
51...100	0,08	0,20	0,28
101...150		0,02	0,02
151...200		0,02	0,02

Lõpuks lisame agregaadi C (100 MW, FOR=75%).

Alles jäänud võimsusvajaku (s.t. katmata koormuse) aeg on toodud tabelis 7.18. Sel ajal kaetakse võimsusvajak süsteemidevahelise ülekandeliini kaudu.

Lõplik koormusjaotus ja tootmiskulud on toodud tabelis 7.19.

Tabel 7.18

Lisatud agregaatC

Koormus MW	Võimsusdefitsiidi oodatav aeg		Katmata koormuse tõenäoline aeg
	C töö ajal	C seisu ajal	
Kaetud koormus			
1... 50	0,75·0,28·agr. C toodang =0,21·50=10,5		
51...100	0,75·0,28·agr. B toodang =0,21·100 =21		
Katmata koormuse aeg			
1... 50	0,02·0,75=0,015	0,28·0,25=0,07	0,085
51...100	0,02·0,75=0,015	0,28·0,25=0,07	0,085
101...150		0,02·0,25=0,005	0,005
151...200		0,02·0,25=0,005	0,005

Tabel 7.19

Lõplik koormusjaotus ja tootmiskulud

Agregaat	Koormuse juurdekasv	Energiatoodang	Tootmise erikulu \$/MWh	Tootmiskulu \$/h
A	1... 50	0,9·50=45	15	675
A	51...100	0,9·50=45	15	675
B	1... 50	0,8·50=40	25	1000
B	51...100	0,8·50=40	25	1000
C	1... 50	0,21·50=10,5	40	420
C	51 100	0,21·50=10,5	40	420
SL	1... 50	0,085·50=4,25	80	340
SL	51...100	0,085·50=4,25	80	340
SL	101...150	0,005·50=0,25	80	20
SL	151...200	0,005·50=0,25	80	20
KOKKU		200		4910

Nagu näha viimasest tabelist, moodustavad summaarsed tootmiskulud 4910\$/h, s.t. sama, mis olekute loendi meetodil saadud tulemus. Seda muidugi oligi oodata.

Vaadeldud näite tulemusi võib üldistada arvutusalgoritmiks. Tähistame:

- $P^{UUS}(X)$ - võimsusvajaku X tõenäoline kestus (tunni jooksul) peale järjekordse agregaaadi lisamist;
 $P^{VANA}(X)$ - sama enne järjekordse agregaaadi lisamist ($P^{VANA}(X<0)=0$);
 FOR_j - agregaaadi j sundseisumäär;
 P_j - agregaaadi j nimivõimsus.

Ülalvaadeldud tabelmeetod annab järgmise rekursiivse valemi:

$$P^{UUS}(X) = P^{VANA}(X + P_j) \cdot (1 - FOR_j) + P^{VANA}(X) \cdot FOR_j \quad (7.1)$$

Näiteks, agregaaadi C lisamisel võimsuse defitsiidi 51...100 MW tõenäoline kestus (vt. tabel 7.17) ($P^{VANA}(X)$) võetakse tabelist 7.16):

$$\begin{aligned} P^{UUS}(51...100) &= P^{VANA}(151...200) \cdot (1-0,25) + P^{VANA}(51...100) \cdot 0,25 = \\ &= 0,02 \cdot (1-0,25) + 0,28 \cdot 0,25 = 0,085 \end{aligned}$$

Kui $X + P_j$ on suurem, kui koormus (näiteks 200+100), siis $P^{VANA}(X + P_j) = 0$.

Näiteks agregaaadi C lisamisel:

$$\begin{aligned} P^{UUS}(151...200) &= P^{VANA}(251...300) \cdot (1-0,25) + P^{VANA}(151...200) \cdot 0,25 = \\ &= 0 \cdot (1-0,25) + 0,02 \cdot 0,25 = 0,005 \end{aligned}$$

Samuti, kui $X < 0$, aga $X + P_j > 0$ (näiteks -50+100), siis leitakse võimsuse X katmise tõenäosus. Näiteks võimsuse 50 MW katmise tõenäosus agregaaadi C poolt:

$$P^{UUS}(C \text{ katab } 50 \text{ MW}) = P^{UUS}(-50) = P^{VANA}(-50+100) \cdot (1-0,25) = 0,28 \cdot (1-0,25) = 0,21$$

Agregaaadi j tõenäoline võimsus leitakse, kui kaetud võimsuste juurdekasvude tõenäoliste katmiste summa:

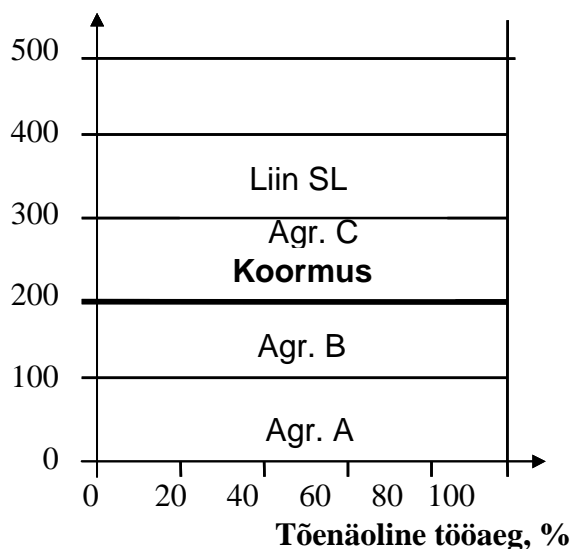
$$EP_j = \sum_{X_j} P^{VANA}(X + P_j) (1 - FOR_j) \cdot X \quad (7-2)$$

Näiteks, agregaaadi C tõenäoline võimsus (tabeli 7.17 alusel):

$$\begin{aligned} EP_j &= P^{VANA}(-50+100) \cdot (1-0,25) \cdot 50 + P^{VANA}(-100+100) \cdot (1-0,25) \cdot 50 = \\ &= 0,28 \cdot 0,75 \cdot 50 + 0,28 \cdot 0,75 \cdot 50 = 21 \text{ MW} \end{aligned}$$

Kolme agregaadi näide - graafiline lähenemine

Võimsus, MW



Kõrvaloleval joonisel on toodud koormusjaotus agregaatide vahel eeldusel, et pole sundseisakuid.

Deterministlikul lähenemisel saaksime, et kogu koormus kaetakse terve vaadeldava tunni jooksul agregaatide A ja B poolt.

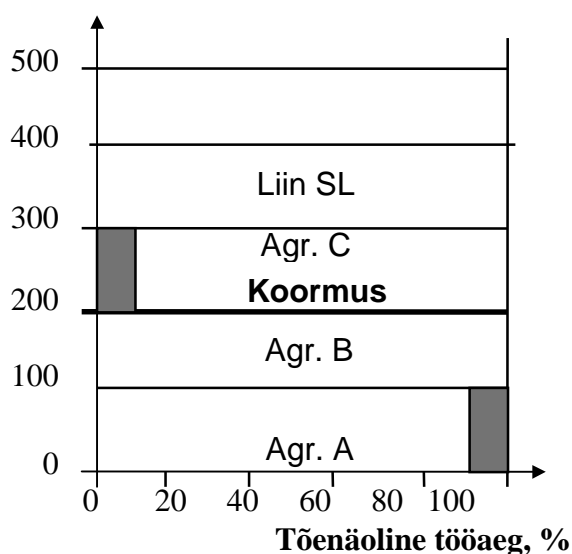
Tõenäosuslik lähenemine nõuab antud joonise uut interpretatsiooni - nimelt abstsiss peegeldab tõenäosust, et agregaat rakendatakse tööle antud tunni jooksul. Teda võib interpreteerida ka, kui tõenäolist tööaega antud tunnil.

Vaatame nüüd juhust, kus agregaat A on sundseisus (10% ajast). Sellel ajal peab koormuse katma agregaat C, kuna B on nagunii täielikult koormatud - vt. kõrvalolev joonis.

Edasi vaatleme olukorda, kus agregaat B on sundseisus. Ka sel juhul peaks koormuse katma agregaat C.

Siiski pole agregaat C võimeline alati katma koormust agregaadi B seisu ajal - nimelt ta võib olla juba töös agregaadi A sundseisu tõttu. Sel juhul peab puuduva võimsuse katma süsteemidevaheline liin SL.

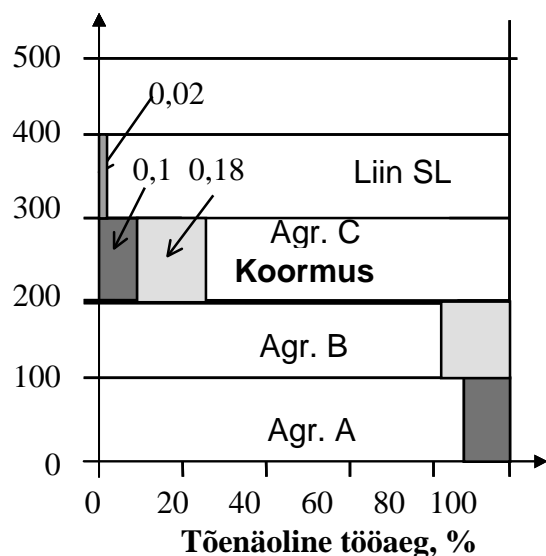
Võimsus, MW



Tõenäosus, et agregaat C on juba töös agregaat A sundseisu tõttu on 0,1. Seega on ta võimeline katma agregaadi B koormust tõenäosusega 0,9. Kuna agregaadi B sundseisu tõenäosus on 0,2, siis tõenäosus, et agregaat C katab agregaadi B koormust, on $0,9 \cdot 0,2 = 0,18$.

Tõenäosus, et osa koormust tuleb katta liini SL kaudu, on võrdne agregaatide A ja B üheaegse seisaku tõenäosusega, s.t. $0,1 \cdot 0,2 = 0,02$.

Võimsus, MW



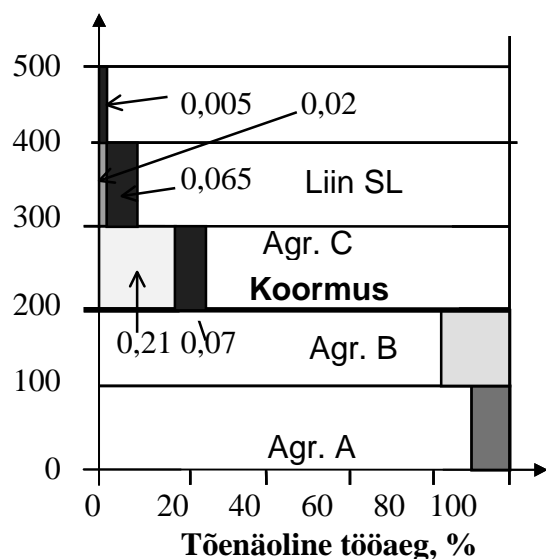
Lõpuks arvestame, et ka agregaat C võib olla sundseisus 25% ajast. Kõrvalolevalt jooniselt on näha, et agregaat C peaks töötama 28% ajast, et katta koormust agregaatide A ja/või B sundseisakute ajal. Samas võib ta olla ka ise sundseisus tõenäosusega 25%. Seega aeg, millal üheaegselt agregaadiga A ja/või agregaadiga B on sundseisus ka agregaat C, on:

$$0,28 \cdot 0,25 = 0,07$$

ehk 7%. Sellel ajal peab koormuse katmine toimuma süsteemidevahelise liini SL kaudu. Kuna liin SL juba peab töötama 2% ajast katmaks koormust agregaatide A ja B üheaegse sundseisu ajal, siis tõenäosus, et ta peab katma koormust agregaadiga C sundseisu ajal:

$$(0,28 - 0,02)/0,28 = 0,9286.$$

Võimsus, MW



Seega liin katab

$$0,07 \cdot 0,9286 = 0,065$$

ehk 6,5 % ajast koormust agregaadiga C sundseisu ajal.

Tõenäosus, et sideliini koormus on 400 MW, on:

$$0,07 \cdot (0,02/0,28) = 0,005$$

ehk 0,5% ajast.

Seni käsitlesime agregaatide üheaegset toimimist ja nullise miinimumvõimsusega. Tegelikult on enamikel agregaatidel olemas teatav tehniline miinimumvõimsus (näiteks, turboagregaatidel 15...50% nimivõimsusest). Soovitav on ka agregaatide soojuskulukarakteristikad esitada mitmeastmelisena.

Sel juhul tuleb ülalvaadeldud rekursiivset algoritmi mõnevõrra modifitseerida. Põhimõtteliselt nõuab iga astme lisamine algul ühe (eelmise) astme eemaldamist ja siis uue astme lisamist.

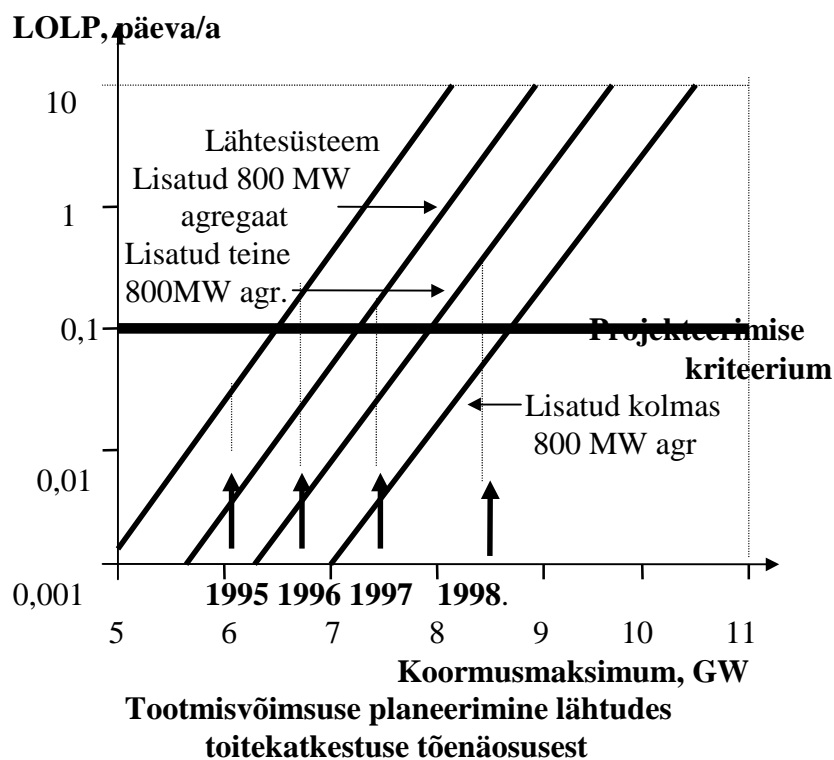
Lõpuks märkigem, et vaadeldud rekursiivne meetod on töömahukas - ta nõuab 5...10 korda rohkem arvutiaega, kui deterministlik lähenemine. Seetõttu kasutatakse suuremate süsteemide (agregaatide arvu puhul üle 50) puhul kiiremaid ligikaudseid meetodeid, näiteks seisakute jaotuse aproksimeerimist binomiaalse või Poissoni jaotusega jms.

8. ELEKTRITOOTMISE ARENGU PLANEERIMINE

SISSEJUHATUS

Elektritootmise arengu planeerimisel (*generation planning*) rakendatakse integreeritult koormuse prognoosimist, töökindluse analüüsi, tootmise imiteerimist ja investeringute analüüsi. Planeerimise eesmärgiks on määrata elektrijaamade (agregaatide) võimsused, tüübid ja käikulaskmise tähtajad.

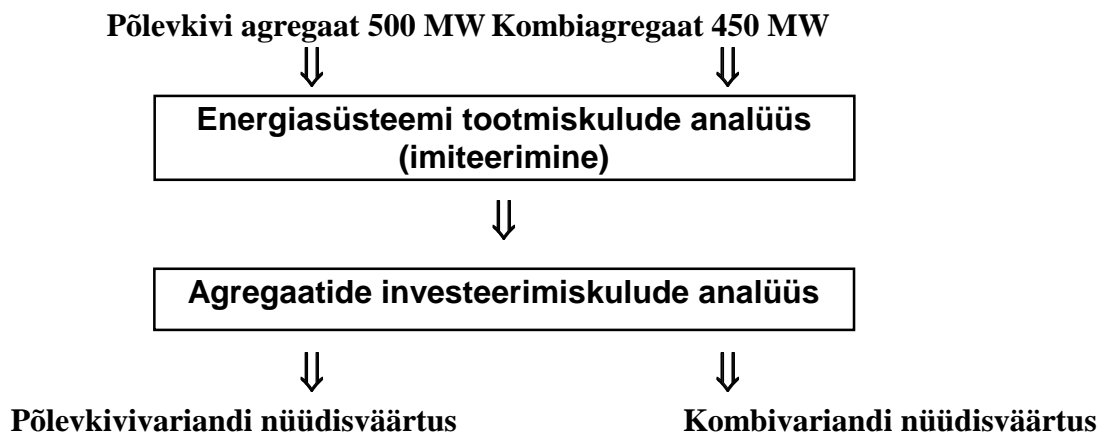
Küsimus, millal ja kui suuri genereerivaid võimsusi käiku lasta, lahendatakse töökindluse analüüsi baasil. Järgneval joonisel on toodud toitekatkestuste tõenäolise kestuse (LOLP) sõltuvus koormusest.



Projekteerimise kriteeriumiks (eesmärgiks) olgu tagada LOLP mitte üle 0,1 päeva/a. 1995. a. on lähtesüsteemi koormusmaksimumiks 6100 MW. Süsteem on võimeline sellist koormust katma piisava töökindlusega (LOLP < 0,1 päeva/a). 1996. a. koormus aga kasvab 6700 MW-ni. Selle tulemusel LOLP kasvab väärtuseni 0,3 päeva/a, mis ületab normeeritud väärtust. Järelikult tuleb 1996. a. käiku lasta uus 800 MW agregaat. Selle tulemusel LOLP koormusest sõltuvuse sirge nihkub paremale ning LOLP antud koormusel (s.t. 6700 MW) langeb väärtusele ca 0,03 päeva/a. Järgmisel, 1997. a. kasvab koormus veelgi - 7400 MW-ni ning LOLP suureneb jällegi üle normväärtuse. Seega tuleb jällegi lisada 800 MW. Analoogilist analüüsi jätkatakse tippkoormuse kasvu prognooside põhjal kuni planeerimisperioodi lõpuni.

Genereeriva võimsuse tüüp (s.t. kas põlevkivi-, kivisöe-, tuuma-, gaasiturbiin-, hüdro- vms. agregaat) määratakse investeerimis- ja tootmiskulude analüüsi põhjal.

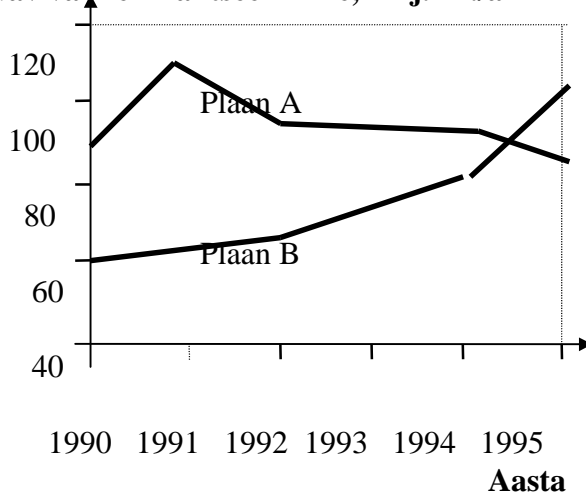
Vaatleme näitena 500 MW põlevkiviagregaadi ja 450 MW kombiagregaadi lisamise võrdlust. Põlevkivijaama tuleb installeerida suurem võimsus, kuna põlevkiviagregaatide sundseisumäär (FOR) on suurem (tavaliselt umbes 15%), kui kombiagregaatidel (keskmiselt 7%).



Mõlema variandi jaoks imiteeritakse tootmist planeerimisperioodi ulatuses ning hinnatakse investeerimiskulud. Võrreldes variantide kogukulude nüüdisväärtusi, valitakse odavam variant agregaatide lisamiseks. Seda protseduuri korratakse planeerimisperioodi iga aasta kohta.

Olles leidnud vähimkuludega plaani, sooritatakse järgnevalt finantsanalüüs. Joonisel on toodud näitena plaanide A ja B välise investeerimisvajaduse dünaamika. Oletame, et plaan A on parem majanduslikelt näitajatelt (s.t. väiksema tulemivajadusega). Siiski, plaanil B on väiksem välise investeerimise vajadus, kui plaanil A, kuna viimane on kõrge kapitaliintensiivsusega.

Täiendav väline finantseerimine, milj. kr./a



Finantseerimise vajadus plaanidele A ja B

Näiteks võib plaan A ette näha kivisöe või suure hüdrojaama ehitust, plaan B aga baseeruda kombitsükliga gaasiturbiinidel, olles seega väiksemate investeerimiskuludega.

Kuigi plaan A on majanduslikult efektiivsem, võib ta olla mitterakendatav ning eelistada tuleb plaani B - seda juhul, kui energiaettevõttel on raskusi suurte kapitalide leidmisel. Seega lõplikuks otsustamiseks on lisaks majandusliku efektiivsuse hindamisele vajalik ka finantsanalüüs, eriti rahakäibe osas.

Teiseks valikut mõjutavaks teguriks on äririsk. Genereerivate agregaatide lisamine on kapitaliintensiivne, tarvitab palju kütust ning on elueaga 40 a. ja enamgi. Igasuguse valiku puhul tuleb hinnata ka kütuse hinna inflatsioonimäära, tulevast koormusekasvu dünaamikat ning samuti ka tulevast seadusandlikku kliimat. On olemas alati risk, et tänased otsused osutuvad vigasteks, kuna tulevane ärikeskkond osutub erinevaks prognoositust. Näiteks, plaan A tuli odavam, kui kütuse hinna inflatsiooniks eeldati 5%/a. Samas on plaan A tundlikum inflatsiooni mõjule. Seega on plaan A suurema riskiga, kui plaan B. Seetõttu, sõltuvalt kütusehindade määramatuse astmest, võib energeetikaettevõtte eelistada plaani B. Seega siis - valikul tuleb alati teha ka riski analüüs.

Tabelis 8.1 on illustatsiooniks toodud põhiliste agregaaditüüpide keskmised näitajad USA tingimustes (kulud 1990.a. US\$).

Konventsionaalse tolmküttega kivisöe- (või ka põlevkivi-)jaama puhul süsi purustatakse, jahvatatakse tolmuks ja puhutakse aurugeneraatorisse (aurukatlasse), kus tema põletamisel toodetakse auru, mis temperatuuril 500...600 °C ja rõhul 20...30 Mpa (200...300 atm) suunatakse auruturbiini. Aur teeb turbiinis paisumisel tööd ja paneb selle pöörlema. Turbiin omakorda käitab generaatori, mis toodab elektrienergiat. Turbiinis paisunud aur kondenseeritakse kondensaatoris ja suunatakse toitepumpade abil tagasi aurukatlasse. Kondensaatorit jahutatakse tsirkuleeriva veega, mida omakorda jahutatakse gradiirides (jahutustornides). Põlemisel tekkinud suitsugaasid suunatakse tuhaosade eemaldamiseks läbi elektrofiltrite. Edasi läbivad suitsugaasid nn. skruberi e. väävlieraldaja, kus eraldatakse vääveldioksiid SO₂. Selleks segatakse suitsugaase lubjakivi või lubjaga, mis reageerib SO₂-ga ja mis siis kogutakse tahke või vedelana. Skruberist väljuvad suitsugaasid suunatakse korstnasse.

Tehniliseks uuenduseks on keevkihikatlad, kus toimub söe põletamine lubjakivi juuresolekul. Seetõttu toimub SO₂ eraldamine juba põlemisprotsessis, mitte aga põlemisjärgselt skruberites.

Gaasiturbiinagregaadi puhul surub kompressor kokku õhu (astmele 11:1 või rohkem) ja segab selle põletis nafta või gaasiga. Selle segu põlemisel tekkivad kuumad gaasid temperatuuriga 1000...1200 °C paisuvad gaasiturbiinis ja panevad pöörlema generaatori (ja kompressori). Paisunud gaasid temperatuuril 500...600 °C suunatakse läbi õhueelsoojendi korstnasse. Gaasiturbiinide võimsus ulatub 150 MW-ni. On kahte tüüpi gaasiturbiine - ühe- ja kahevõllilised. Ühevõllilistel asub turbiin, kompressor ja generaator ühel võllil. Kahevõllilistel agrgaatidel on eraldi gaasiturbiinid generaatori ja kompressori käitamiseks. Viimased on ca 10% efektiivsemad, kuid ca 25% kallimad.

Kombitsükkel kujutab endast auru- ja gaasiturbiintsükli hübriidi. Gaasiturbiinis paisunud heitgaasid temperatuuriga 500...600 °C suunatakse aurugeneraatorisse, mis toodab auru temperatuuriga 400...500 °C. Aur paisub seejärel tavalises kondensatsiooniturbiinis. Kombitsükli puhul annab 2/3 võimsust gaasiturbiin, 1/3 aga auruturbiin. Kombitsükli võib ehitada etapiviisiliselt - algul lastakse käiku gaasiturbiin, hiljem, mõne aasta pärast, auruturbiin. Viimase lisamine suurendab jaama võimsust poole võrra gaasiturbiini võimsusest ning vähendab soojuskulu 11000 Btu/kWh-lt 7800 Btu/kWh-ni.

Tabel 8.1

Elektrijaamade tüüpiliste agregaatide parameetrid

Agregaadi tüüp	Tüüpiline võimsus MW	Kapitalikulu \$/kW	Ehitusaeg, a	Soojuskulu Btu/kWh	Kütuse hind \$/MBtu	Kütuse tüüp	Ekv.sunds eisumäär, %	Ekv. plaanil. seisumäär, %	Käidu- ja hooldekulud	
									Püsikulu \$/kW/a	Muutuvkulu \$/MWh
Tuuma	1200	2400	10	10400	1,25	uraan	20	15	25	8
Söe	500	1400	6	9900	2,25	kivisüsi	12	12	20	5
Söe, keevkiht	400	1400	6	9800	2,25	kivisüsi	14	12	17	6
Gaasiturbiin	100	350	2	11200	4,00	lood. gaas	7	7	1	5
Kombitsükkel	300	600	4	7800	4,00	lood. gaas	8	8	9	3
Söe gasif. kombitsükkel	300	1500	6	9500	2,25	kivisüsi	12	10	25	4
HAEJ	300	1200	6	-	-	-	5	5	5	2
HEJ	300	1700	8	-	-	-	3	4	4	2

Sõe gasifikatsioonitsükkel on kombitsükli edasiarenduseks. Selle puhul toimub kivisõe ja lubja osaline põletamine hapniku keskkonnas ning väljundiks on madala või keskmise kütteväärtusega kivisõe gaas. Sellest eemaldatakse väävel, tuhk ja NO_x ning suunatakse kombitsükliks. Tsükli võib välja ehitada etapiviisiliselt. Gaasigeneraatori lisamine vähendab väljundvõimsust 5% võrra ja suurendab soojuskulu 1500 Btu/kWh võrra (või rohkemgi) täiendava võimsuse ja sooja vajaduse tõttu. Tsükkel on kapitalimahukam, kui konventsionaalne kombitsükkel. Samas on aga kivisõe hind märksa madalam, kui gaasi hind.

Erinevat tüüpi jaamade kapitali- ja kütusekulutuste mitmekesisus võimaldab majanduslikult teenendada tarbimise laia diapasoni.

TOOTMISE PLANEERIMISE METOODIKA

Elektrienergia tootmise analüüsiks on välja töötatud rida meetodeid alates väga lihtsast (nagu ühtlustatud kulude meetod) kuni keerukate detailseteni, mis hõlmavad töökindluse, tootmis- ja investeerimiskulude ning finantsanalüüsi. Need meetodid võib liigitada nelja gruppi:

- Jaama ühtlustatud kulude meetod (*levelized bus-bar method*)
- Mähiskõverate meetod (*screening curves method*)
- Täpsustatud käsitsi analüüsi meetodid
- Täpsed automatiseeritud meetodid

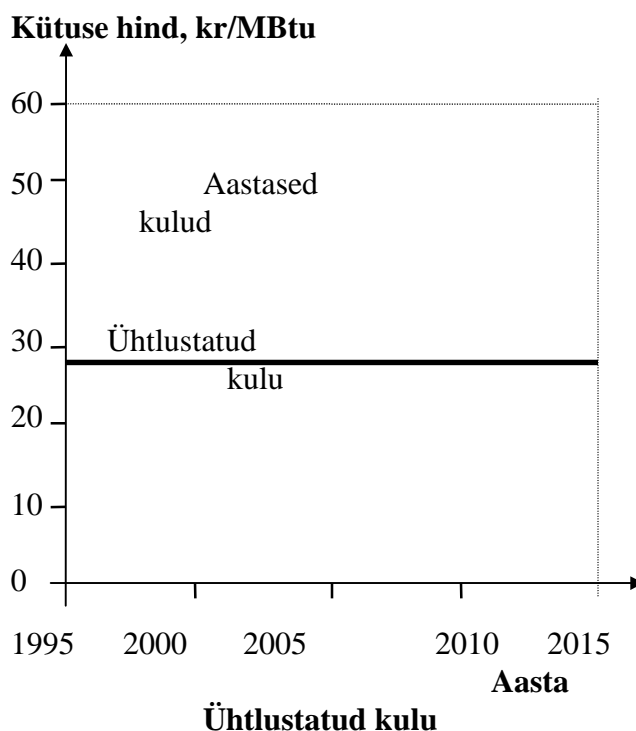
Jaama ühtlustatud kulude meetod ei arvesta, kuidas jaamad (agregaadid) võiksid töötada süsteemis. Meetod on lihtsaim ja hästi mõistetav ning sobib eelkõige alternatiivsete plaanide eelanalüüsiks. **Mähiskõverate meetod** on sobiv tasuvusuuringuteks. Detailsemad meetodid põhinevad süsteemi töökindluse ning tootmis- ja investeerimiskulude analüüsil.

JAAMA ÜHTLUSTATUD KULUDE MEETOD

Kulude ühtlustamine (levelizing)

Genereerivate võimsuste planeerimine toimub ajaperioodiks 10...30 a. Seetõttu on väga oluline arvestada inflatsiooni mõju. Üheks inflatsiooni arvestamise lihtsustatud meetodiks on kulude ühtlustamine. Ühtlustamine seisneb aastakulude kasvava rea teisendamises üheks konstantseks ajaldatud väärtuseks. Sageli loetakse inflatsioonitempo planeerimisperioodi jooksul konstantseks. See lihtsustab märgatavalt ühtlustamise protseduuri.

Vaatleme näitena all toodud joonist. Olgu kütuse hind 1995. a. 20 kr/MBtu ning inflatsioonimäär 5 %/a. Sel juhul saavutab kütuse hind 20 aasta pärast, s.t. aastaks 2015 taseme 53 kr/MBtu. Olgu diskontomäär 10%.



Ühtlustatud kütuse hind konstantse inflatsioonitempo puhul:

$$U = \text{kutuse hind} \cdot \frac{1 - \left[\frac{1+a}{1+i} \right]^N}{i-a} \cdot \text{CRF}, \quad (8-1)$$

kus a - inflatsioonimäär, %/a

i - diskontomäär, %

N - ühtlustamise periood

CRF - aastamaksete e. kapitali taastamistegur (vt. pt. 3):

$$\text{CRF} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Seega antud näite puhul:

$$U = 20 \cdot \frac{1 - (1,05/1,10)^{20}}{0,1 - 0,05} \cdot \frac{0,1 \cdot 1,10^{20}}{1,10^{20} - 1} = 20 \cdot 1,423 = 28,45 \text{ kr/MBtu}$$

Siin 1,423 on nn. ühtlustustegur (*levelizing factor*).

Teiseks oluliseks ühtlustatud suuruseks tootmise planeerimisel on ühtlustatud aastane püsikumäär (vt. pt. 5) - arv, mis korrutatuna esialgse kapitalikuluga annab süsteemi ühtlustatud aastased investeeringutest tingitud püsikulud. Püsikumäär hõlmab amortisatsiooni, investeeringute kasuminormi, kohalikke ja riiklikke makse. USA-s on ühtlustatud püsikumäär tüüpiliselt 20% aktsiaseltsidele, 15% riigiettevõttele ja 13% munitsipaalettevõttele. Ühtlustatud maksete summa ajaldatud väärtus on võrdne tegelike maksete summa ajaldatud väärtusega.

Jaama ühtlustatud kulude analüüs

Selle analüüsi puhul arvutatakse elektrijaama (agregaadi) käidukulud kWh-i või aasta kohta - see võimaldab siis erinevaid jaamu majanduslikult võrrelda. Illustreerime meetodit näite varal.

Kaalume erinevat tüüpi elektrijaamade lisamise variante. Selleks leiame iga variandi jaoks aastased ühtlustatud omanikukulud (*levelized owning cost*) planeerimisperioodiks 20 a. Ühtlustatud püsikumäär olgu 20 %.

Vaatleme kõigepealt 400 MW kivisöejaama lisamist. Jaama andmed on toodud tabelis 8.2.

Tabel 8.2

400 MW kivisöejaam

Soojuse (tingkütuse) erikulu	342,1 gt.k./kWh = 10,23 MJ/kWh
Kütuse hind	55,54 \$/ttk
Jaama ehituskulud	1500 \$/kW
Käidu- ja hooldekulud:	
- püsikulud	20 \$/kW/a
- muutuvkulud	5 \$/MWh
Ühtlustatud püsikumäär	20 %/a
Diskontomäär	10 %/a
Kütusehinna tõus	6 %/a
Jaama kasutustegur (<i>capacity factor</i>)	70 %

Valemi (8-1) põhjal saame kütusehinna ühtlustusteguriks (*levelizing factor*) 1,537. Seega ühtlustatud kütuse hind (üle 20. a.):

$$55,54 \cdot 1,537 = 85,365 \text{ $/ttk}$$

Ühtlustatud aastased kulutused kütusele (*annual levelized fuel cost*):

$$400 \cdot 8760 \cdot 0,7 \cdot 0,3421 \cdot 85,365 = \mathbf{71,63 \text{ M\$/a}}$$

Ühtlustatud käidu- ja hooldekulud:

- muutuvkulud:

$$400 \cdot 8760 \cdot 0,7 \cdot 5 \cdot 1,537 = \mathbf{18,86 \text{ M\$/a}}$$

- püsikulud:

$$400 \cdot 000 \cdot 20 \cdot 1,537 = \mathbf{12,28 \text{ M\$/a}}$$

- kokku käidu- ja hooldekulud:

$$18,86 + 12,28 = \mathbf{31,14 \text{ M\$/a}}$$

Aastased ühtlustatud investeerimiskulud:

$$400 \cdot 000 \cdot 1500 \cdot 0,2 = \mathbf{120 \text{ M\$/a.}}$$

Kogukulud kasutusteguri 70 % puhul:

$$71,63 + 31,14 + 120 = \mathbf{222,8 \text{ M\$/a}}$$

ehk

$$222,8 / (400 \cdot 8760 \cdot 0,7) = 90,9 \text{ \$/Mwh} = \mathbf{9,09 \text{ c/kWh.}}$$

Sama, kasutusteguri 0,4 puhul:

$$71,63 \cdot 0,4/0,7 + 18,86 \cdot 0,4/0,7 + 12,28 + 120 = \mathbf{184,0} \text{ M\$/a}$$

ehk

$$131,3 \text{ \$/Mwh} = \mathbf{13,13} \text{ c/KWh}$$

Vaatleme nüüd alternatiivse 400 MW kombijaama lisamist, mille andmed on toodud tabelis 8.3.

Tabel 8.3

400 MW kombijaam

Soojuse (tingkütuse) erikulu	306,1 gt.k./kWh = 8,97 MJ/kWh
Kütuse hind	138,85 \\$/ttk
Jaama ehituskulud	700 \\$/kW
Käidu- ja hooldekulud:	
- püsikulud	9 \\$/kW/a
- muutuvkulud	3 \\$/MWh
Ühtlustatud püsikumäär	20 %/a
Diskontomäär	10 %/a
Kütusehinna tõus	6 %/a
Jaama kasutustegur (<i>capacity factor</i>)	70 %

Arvutame ühtlustatud aastased kulud.

Ühtlustatud aastased kulutused kütusele (*annual levelized fuel cost*):

$$400 \cdot 8760 \cdot 0,7 \cdot 0,3061 \cdot 138,85 \cdot 1,537 = \mathbf{160,22} \text{ M\$/a}$$

Ühtlustatud käidu- ja hooldekulud:

- muutuvkulud:

$$400 \cdot 8760 \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 1,537 = \mathbf{11\ 309\ 860} \text{ \$/a}$$

- püsikulud:

$$400\ 000 \cdot 9 \cdot 1,537 = \mathbf{5\ 533\ 200} \text{ \$/a}$$

- kokku käidu- ja hooldekulud:

$$11,31 + 5,53 = \mathbf{16,84} \text{ M\$/a}$$

Aastased ühtlustatud investeerimiskulud:

$$400\ 000 \cdot 700 \cdot 0,2 = \mathbf{56} \text{ M\$/a.}$$

Kogukulud kasutusteguri 70 % puhul:

$$160,22 + 16,84 + 56 = \mathbf{233,1} \text{ M\$/a}$$

ehk

$$233,1 / (400 \cdot 8760 \cdot 0,7) = 95,1 \text{ \$/Mwh} = \mathbf{9,51} \text{ c/kWh.}$$

Sama, kasutusteguri 0,4 puhul:

$$160,2 \cdot 0,4/0,7 + 11,31 \cdot 0,4/0,7 + 5,53 + 56 = \mathbf{159,6} \text{ M\$/a}$$

ehk

$$113,89 \text{ \$/Mwh} = \mathbf{11,39} \text{ c/KWh}$$

Lõpuks kolmanda alternatiivina vaatleme gaasiturbiinjaama lisamisega seotud kulusid. Jaama andmed on toodud tabelis 8.4.

Tabel 8.4

400 MW gaasiturbiinjaam

Soojuse (tingkütuse) erikulu	396,1 gt.k./kWh = 11,61 MJ/kWh
Kütuse hind	166,62 \$/ttk
Jaama ehituskulud	350 \$/kW
Käidu- ja hooldekulud:	
- püsikulud	1 \$/kW/a
- muutuvkulud	5 \$/MWh
Ühtlustatud püsikumäär	20 %/a
Diskontomäär	10 %/a
Kütusehinna tõus	6 %/a
Jaama kasutustegur (<i>capacity factor</i>)	70 %

Arvutame analoogiliselt ühtlustatud kulud.

Ühtlustatud aastased kulutused kütusele (*annual levelized fuel cost*):

$$400 \cdot 8760 \cdot 0,7 \cdot 0,3961 \cdot 166,62 \cdot 1,537 = \mathbf{248,8 \text{ M\$/a}}$$

Ühtlustatud käidu- ja hooldekulud:

- muutuvkulud:

$$400 \cdot 8760 \cdot 0,7 \cdot 5 \cdot 1,537 = \mathbf{18,86 \text{ M\$/a}}$$

- püsikulud:

$$400\,000 \cdot 1 \cdot 1,537 = \mathbf{0,62 \text{ M\$/a}}$$

- kokku käidu- ja hooldekulud:

$$18,86 + 0,62 = \mathbf{19,48 \text{ M\$/a}}$$

Aastased ühtlustatud investeerimiskulud:

$$400\,000 \cdot 350 \cdot 0,2 = \mathbf{28 \text{ M\$/a.}}$$

Kogukulud kasutusteguri 70 % puhul:

$$248,8 + 19,48 + 28 = \mathbf{296,3 \text{ M\$/a}}$$

ehk

$$296,3 / (400 \cdot 8760 \cdot 0,7) = 120,89 \text{ \$/Mwh} = \mathbf{12,09 \text{ c/kWh.}}$$

Sama kasutusteguri 0,4 puhul:

$$248,8 \cdot 0,4/0,7 + 18,86 \cdot 0,4/0,7 + 0,62 + 28 = \mathbf{181,6 \text{ M\$/a}}$$

ehk

$$129,16 \text{ \$/Mwh} = \mathbf{12,92 \text{ c/kWh}}$$

Kolme altrnatiivi tulemused on kokku võetud tabelis 8.5:

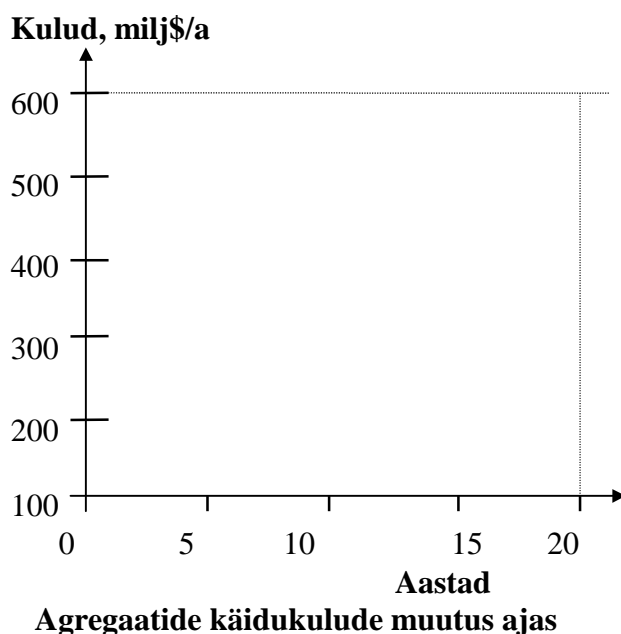
Tabel 8.5

Ühtlustatud aastased omanikukulud

Variant	Kasutustegur	
	70 %	40 %
Kivisöejaam	222,8 M\$/a	184,0 M\$/a
Kombijaam	233,1 M\$/a	159,6 M\$/a
Gaasiturbiinjaam	296,3 M\$/a	181,6 M\$/a

Nagu näha, installeeritud võimsuse kasutusteguri puhul 70 % on odavamaks variandiks kivisöejaam. Tal on väiksem kogukulude nüüdisväärtus (kuna võrdleme aastaste kulude ühtlustatud väärtusi, mis arvestab nii inflatsiooni kui ajaldamist).

Huvitav on uurida ka variantide tegelikke (mitteühtlustatud) aastaseid kulusid. Kütuse ja käidu- ning hooldekulud ajajooksul kasvavad inflatsiooni toimele. Aastaste kulude muutus 20 aastase käiduperioodi jooksul on kujutatud alljärgneval joonisel. Nagu näha, pole kivisöejaamal, mille kogukulude nüüdisväärtus oli minimaalne, kulud esimesel aastal sugugi vähimad.



Kivisöejaama variandi puhul koosnevad kulud suurtest investeeringutest, mis ei eska-leeru aja jooksul, ja suhteliselt madalatest käidu- ja hooldeku-ludest ning kulutustest kütusele. Järelikult kapitaliintensiivse variandi (nagu kivisöejaam) aastased kulud ei kasva kiiresti koos kütuse hinna ja käidu- ning hooldekulude kasvuga. Gaasiturbiinjaam, vastupidi, on madala kapitalikuluga, kuid suurte kulutustega kütusele, käidule ja hooldele. Seetõttu on tema puhul aastased kulud tugevasti mõjutatud kütuse hinna ja käidu- ning hooldekulude kasvust

Kokkuvõttes, ühtlustatud kulude meetod võimaldab agregaatide või jaamade otsest ma-janduslikku võrdlust antud koormatusteguri puhul. Meetod ei arvesta, et erinevate variantide koormatustegurid ei pruugi olla võrdsed käidukulude erinevuste tõttu. Vaatamata sellele on see meetod kasulik mähiskõvera analüüsil võrdse koormatusteguriga variantide uurimiseks. Meetod on kasulik eelkõige tänu oma lihtsusele ja ilmekusele - teda on lihtne esitada avalikkusele või teistele asjast huvitatud osapooltele.

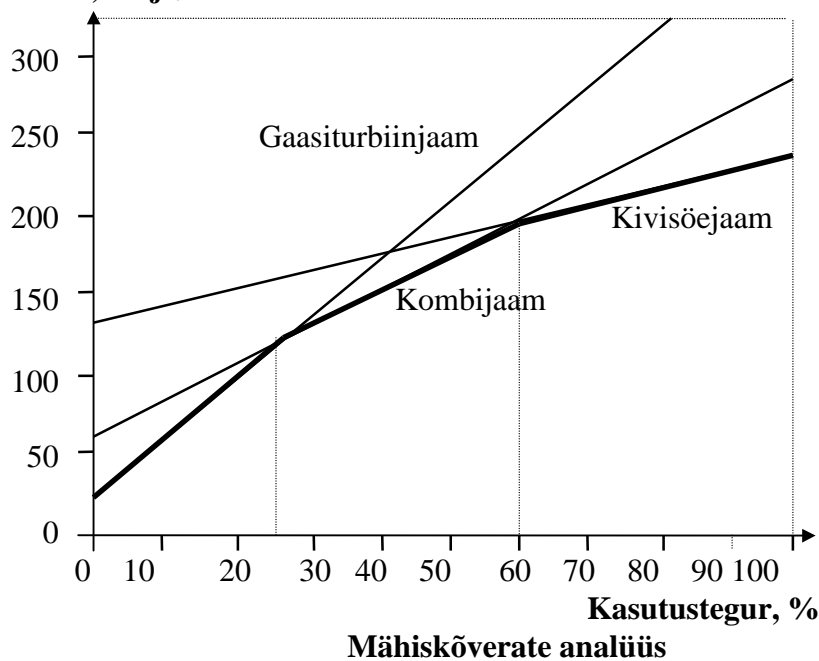
MÄHISKÕVERATE ANALÜÜS

Ühtlustatud kulude meetodi võtmeelduseks oli, et iga genereeriva ühiku kasutustegur on konstantne. Mähiskõvera meetod on eelmise laienduseks, välistamaks selle kitsenduse.

Eelmise punkti tulemused võib esitada graafiliselt, nagu alljärgneval joonisel. Omanikukulud sõltuvad kasutustegurist lineaarselt. Graafikult näeme, et iga genereeriva ühiku ökonoomsuse mõõdupuuks on kasutustegur.

Ülaltoodud näites nägime, et kivisöejaama algmaksumus oli väga kõrge, kuid kütuse maksumus väga madal. Seetõttu on kasutustegurite puhul alla 60 % kivisöejaama kulud vähimad. Gaasiturbiinjaama algmaksumus, vastupidi, on madal, kuid tootmis-

**Ühtlustatud aastased
kulud, milj.\$/a**



kulud kõrged (tänu kütuse kõrgele hinnale. Seetõttu on gaasijaam parimaks valikuks kasutusteguri väärtusel alla 25%. Kui kasutustegur on piires 25...60%, on parimaks lahenduseks kombijaam.

Erinevat tüüpi jaamade (agregaatide) kulukõverate parve madalaimate kuludega lõikudest koosnev murdjoont (joonisel rasvane murdjoon) nimetame kulukõverate **mähiskõveraks** (*screening curve*). Mähiskõver on väga kasulik erinevate variantide suhtelise efektiivsuse mõistmisel. Seega parimate laiendusvariantide otsingul tuleks teada lisatava genereeriva ühiku eeldatavat kasutustegurit.

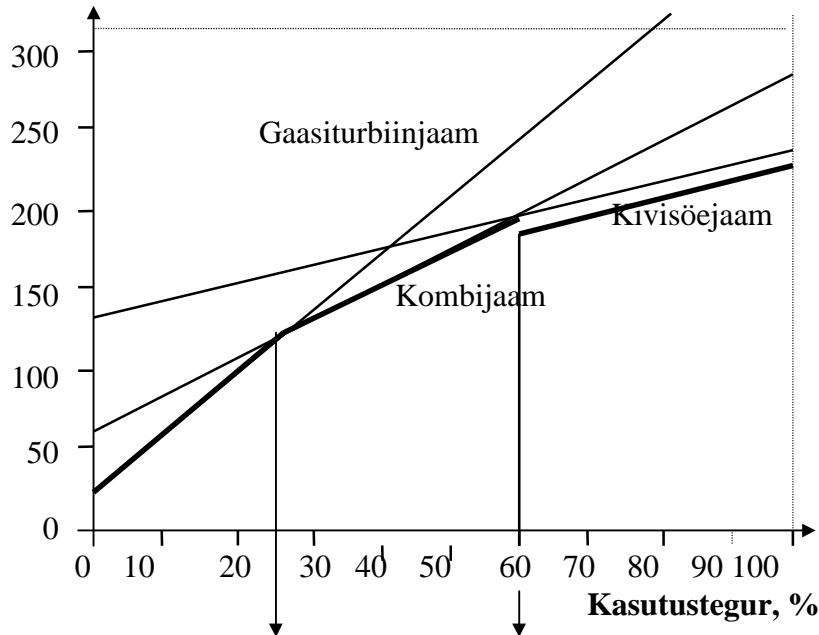
Põhimõtteliselt määratakse tulevase jaama kasutustegur tootmise imiteerimise teel. Imiteeritakse iga vaadeldava variandi tootmisprotsessi ning määratakse iga genereeriva ühiku (jaama, agregadi) ökonoomne koormus ja ökonoomne kasutustegur.

Lihtsustatud meetod erinevat tüüpi genereerivate ühikute optimaalse kasutusteguri hindamiseks põhineb mähiskõvera ja aastase koormuskestvuskõvera koos analüüsil, nagu illustreeritud järgneval joonisel. Projekteerides mähiskõvera murdepunktid koormuskestvuskõverale, saame hinnata iga genereerimise tüübi optimaalsed võimsused.

Joonisel toodud analüüs näitab, et võimsus 2600 MW peaks olema kaetud kivisöejaamade poolt, 800 MW (3400 - 2600) kombijaamade poolt ja koormusgraafiku tipuosa 1600 MW (5000 - 3400) gaasiturbiinjaamade poolt.

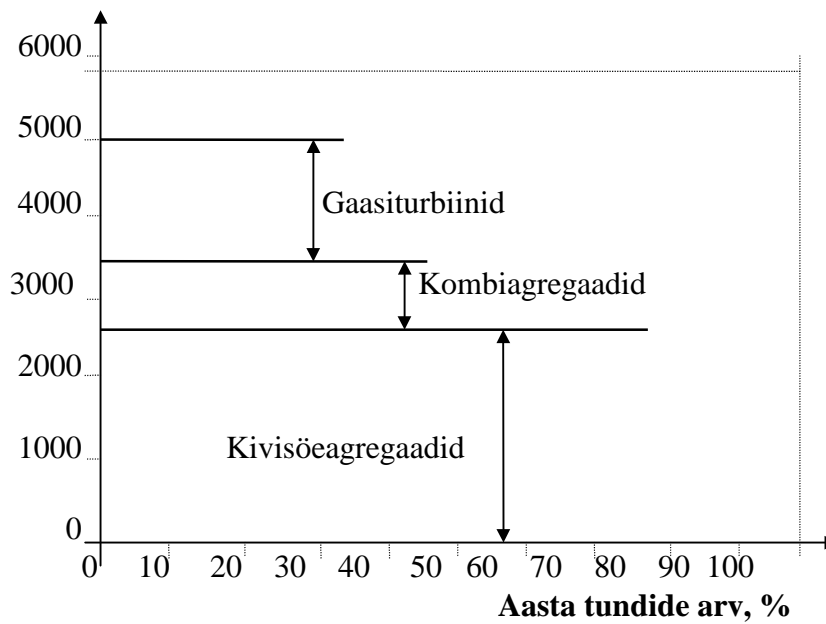
Ühtlustatud aastased
kulud, milj.\$/a

MÄHISKÕVER



Süsteemi koormus, MW

KOORMUSKESTVUSKÕVER



Mähiskõvera ja koormuskestuskõvera analüüs

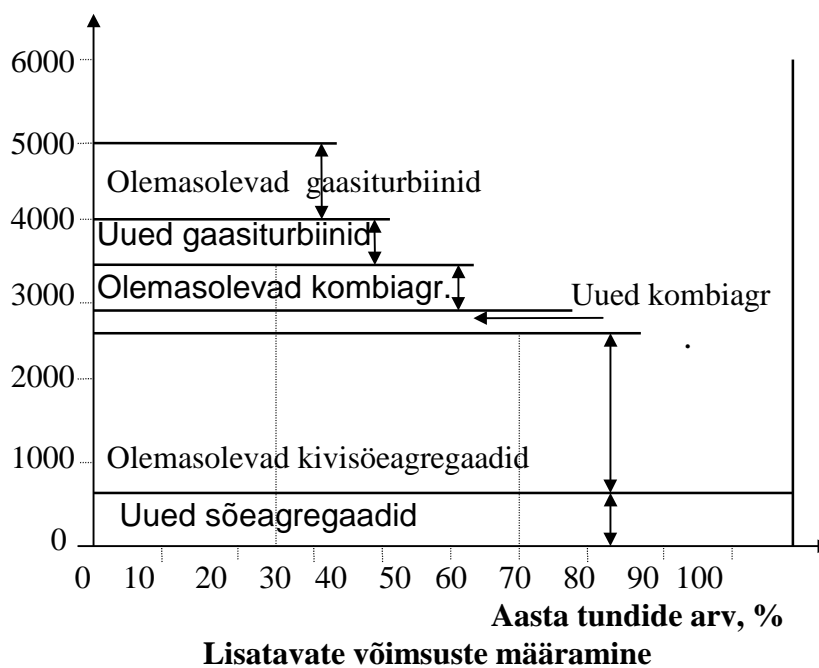
Graafikutelt selgub segavõimsuste kontseptsioon. Kuna süsteemi koormus muutub ajas, on ökonoomne, kui süsteemis on erinevat tüüpi genereerivaid võimsusi nii baaskoormuse, poolbaaskoormuse kui tippkoormuse katmiseks. Oletame, et aastaks 2005 prognoositakse koormusmaksimumiks 5000 MW, kusjuures aastane koormuskestvuskõver on toodud järgneval joonisel. Oletame samuti, et 1995. a. on süsteemis 2000 MW söejaamu, 500 MW kombijaamu ja 1000 MW gaasiturbiine. Edasi eeldame, et olemasolevate ja uute võimalike agregaatide kütusehinnad, käidu- ja hooldekulud ning soojuse erikulud on ühesugused.

Mähiskõvera kasutame eelmisel joonisel toodud, s.t. murdepunktidega 25 ja 60% kohal. Siis alljärgnevalt joonisel on näha, kuidas mähiskõvera ja koormuskestvuskõvera abil leitakse, millist tüüpi ja kui suured võimsused on vaja lisada aastaks 2005.

Mähiskõvera abil selgub, et aastaks 2005 on vaja gaasiturbiinide võimsust 1600 MW, kombijaamade võimsust 800 MW ja söejaamade võimsust 3400 MW. Seega lisada on vaja $1600 - 1000 = 600$ MW gaasiturbiinide võimsust, $800 - 500 = 300$ MW kombiagregaatide ja $2600 - 2000 = 600$ MW söejaamade võimsust.

Seega täiendavate agregaatide koosseis sõltub mitte ainult laiendusvariantide majanduslikest karakteristikutest, vaid ka genereerivate võimsuste olemasolevast struktuurist. Selline lihtsustatud analüüs on väga kasulik mõistmaks võimsuste optimaalset koosseisu. Siiski ignoreerib taoline lähenemine mõningaid väga olulisi tegureid.

Süsteemi koormus, MW



Nimelt olemasolevate jaamade käidukarakteristikud võivad erineda uute jaamakandidaatide omadest. Seetõttu peab detailsem analüüs neid erinevusi arvestama. Samuti eeldasime, et uute agregaatide kasutustegurid jäävad agregaatide eluea jooksul muutmatuiks. See eeldus pole aga eriti põhjendatud, kuna tegelikult aja jooksul kasutustegurid muutuvad tänu uute efektiivsemate agregaatide lisamisele ja vanade tööst väljaminekule. Lõpuks ei arvestatud seni plaanilisi ja sundseisumäärasid. Võimalike katkestuste tõttu on vajalik võimsus suurem tippkoormusest. Tüüpilised reservi väärtused on piires 15...25%. Need puudused on kõrvaldatud detailisel analüüsil.

VÕIMSUSTE LISAMISE ANALÜÜS HORISONT-AASTA MEETODIL

Viimasena võimsuste lisamise lihtsustatud analüüsi meetoditest vaatleme nn. horisont-aasta meetodit, mis on mähiskõvera meetodi edasiarenduseks ja on praktiliseks meetodiks mõistmaks ja interpreteerimaks võimsuste lisamise optimaalseid plaane. Meetodit võib rakendada aasta-aastalt või nn. horisont-aasta baasil.

Horisont-aasta meetod on ligikaudne protseduur võimsuste laiendamise kiireks hindamiseks antud ajaperioodil. Meetodi puhul valitakse horisont-aasta (s.t. planeerimisperioodi lõppaasta) ja vastav ühtlustustegur (*levelizing factor*).

Esimeseks sammuks on koormuskestvuskõvera koostamine horisont-aastaks. Edasi koostatakse võimsuste lisamise võimalike variantide loetelu. Töökindluse analüüsi või normeitud reservi suuruse järgi määratakse vajalik installeeritud võimsus horisont-aastaks. Iga variandi jaoks paigutatakse erinevat tüüpi genereerivad võimsused koormuskestvuskõverale ning arvutatakse ühtlustatud aastased tootmiskulud. Tootmiskulud ja võimsuste lisamise investeeringud liidetakse iga alternatiivi puhul. Vähimate kuludega võimsuste lisamise variant valitakse, kui optimaalne.

NÄIDE. Süsteem kavatseb installeerida aastaks 2000 ühe 588 MW-se kivisõeagregaadi või 555 MW-se kombitsükli. Olemasolev süsteem koosneb söe- ja naftaküttega kondensatsioonjaamadest ja gaasiturbiinidest. Määrata, kumba agregaadi lisamine on ökonoomsem alljärgnevate lähteandmete puhul.

Tabel 8.6

Andmed olemasolevate võimsuste kohta

Võimsuse tüüp	Nimivõimsus, MW	Kasutatav võimsus, MW	Ühtlustatud tootmiskulud, \$/MWh
Kivisõe KEJ-d	3600	3000	20,0
Nafta KEJ-d	4700	4000	50,0
Gaasiturbiinid	3888	3500	60,0

Tabel 8.7

Uute jaamade kapitalikulud

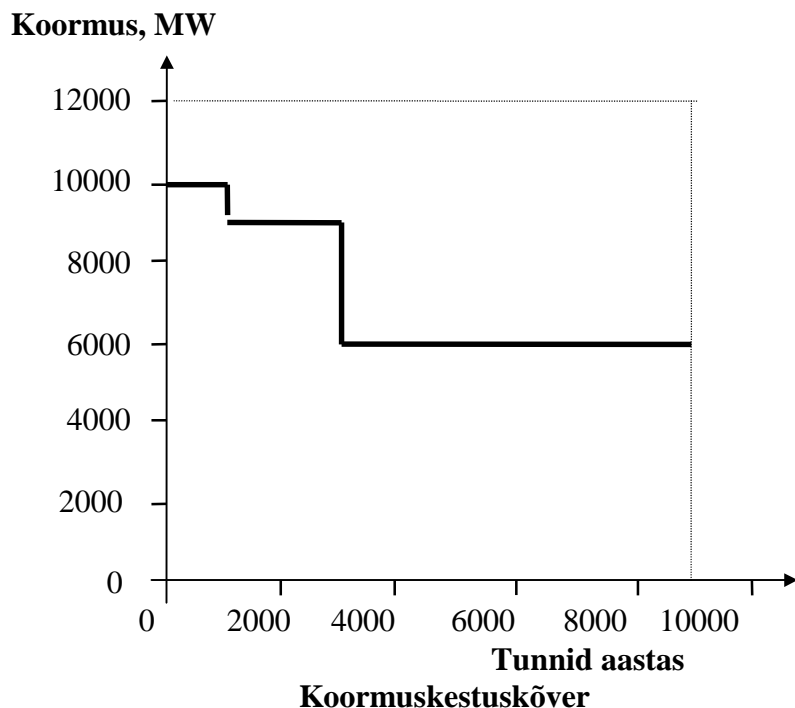
Jaama tüüp	Kapitalikulu, \$/kW
Kivisõe KEJ	1000
Nafta KEJ	500
Gaasiturbiin	250

Olgu ühtlustatud püsikumäär 20%.

Lihtsuse huvides eeldame, et genereerivad ühikud võib tüübi järgi agregeerida ja et suhteliste tootmiskulude karakteristikud on konstantsed diapsoonis nullist kuni täisvõimsuseni.

Plaanilise seisumäära loeme võrdseks nulliga. Seega kasutatav võimsus on leitav, kui installeeritud võimsus $\times (1 - \text{FOR})$, kus FOR - sundseisumäär.

Lihtsustatud koormuskestvuskõver on esitatud astmelisena ja toodud järgneval joonisel.



A. Koormatavus (load-carrying capability)

Olgu energiasüsteemii võimsusseisakute kumulatiivsete tõenäosuste tabeli logaritmiline kalle, s.t. **M-kalle** 800 MW. Töökindluse analüüs näitab, et aastaks 2000 tuleb süsteemi efektiivset koormatavust (*effective load-carrying capacity*) suurendada 1000 MW võrra. Erinevat tüüpi agregaatide võimsused ja sundseisumäärad on toodud tabelis 8.8.

Tabel 8.8

Lisatavate agregaatide võimsused ja sundseisumäärad

Lisatava võimsuse tüüp	Agregaadi võimsus, MW	Sundseisumäär (FOR)
Kivisöeagregaadid	588	0,15
Kombiagregaadid	555	0,10
Gaasiturbiinid	55,5	0,10

Lisatavate agregaatide efektiivsed koormatavused leiame nn. Garver'i efektiivse koormatavuse valemi abil:

$$C_{\text{eff}} = C - M \cdot \ln[(1 - \text{FOR}) + \text{FOR} \cdot e^{C/M}],$$

kus C - agregaadi nimivõimsus.

$$C_{\text{eff s\ddot{o}e}} = 588 - 800 \cdot \ln(0,85 + 0,15 \cdot e^{588/800}) = 467 \text{ MW}$$

$$C_{\text{eff kombi}} = 555 - 800 \cdot \ln(0,90 + 0,10 \cdot e^{555/800}) = 478 \text{ MW}$$

$$C_{\text{eff GT}} = 55,5 - 800 \cdot \ln(0,90 + 0,10 \cdot e^{55,5/800}) = 50 \text{ MW}$$

B. Lisatavate gaasiturbiinide võimsus

Vaatleme kaht alternatiivi:

- Energiasüsteem kavatses lisada üks või kaks kivisöeagregaati.
- Energiasüsteem kavatses lisada üks või kaks kombiagregaati.

Mõlemil juhul kavatsetakse ülejäänud võimsusevajadus katta gaasiturbiinide lisamisega. Leiame, kui palju on vaja täiendavalt lisada gaasiturbiine ühel või teisel juhul.

Kivisöejaamade puhul on vaja täiendavalt katta:

$$1000 - 2 \cdot 467 = 66 \text{ MW} .$$

Seega on vaja lisada kaks gaasiturbiini.

Kombijaamade lisamisel oleks gaasiturbiinide vajalik võimsus:

$$1000 - 2 \cdot 478 = 44 \text{ MW} .$$

Seega piisab ühest gaasiturbiinist.

C. Lisatava võimsuse tüüp

Vajalikud lähteandmed on toodud tabelis 8.9.

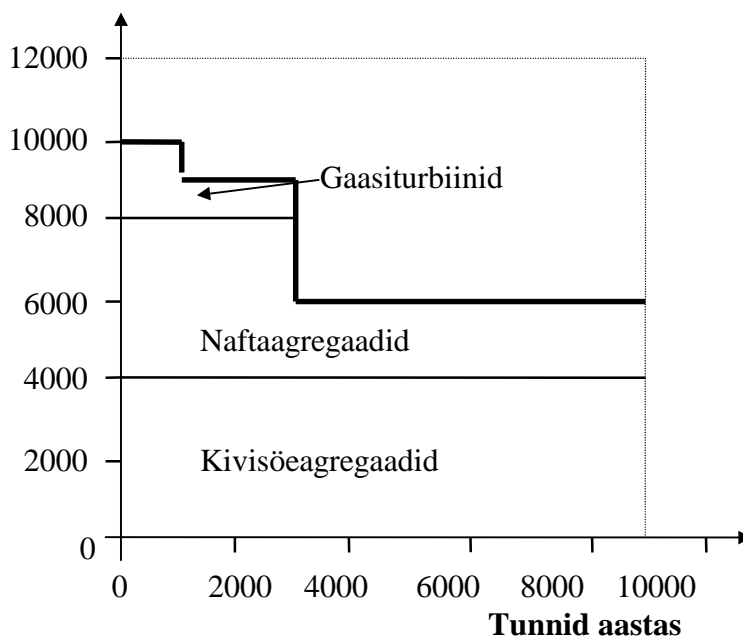
Tabel 8.9

Erinevat tüüpi võimsuste andmed

Võimsuse tüüp	Olemasolev kasutatav võimsus MW	Lisatava agregaadid		Ühtlust. tootmiskulud \$/MWh	Uute jaamade kapitalikulud \$/kW	Ühtl. aastane püsikulumäär
		nimi-võimsus MW	kasutatav võimsus MW			
Söe KEJ	3000	588	500	20	1000	0,2
Nafta KEJ	4000	-	-	50	-	-
Gaasiturb.	3500	55,5	50	60	250	0,2
Kombijaam	0	555	500	40	500	0,2

Vaatleme kõigepealt lahendust kivisöejaamade variandi puhul. Esimeseks sammuks on võimsuste paigutamine koormuskestvuskõverale vastavalt tootmiskulude kasvule - vt. alljärgnev joonis.

Koormus, MW



Koormusgraafiku katmine kivisöejaama variandi puhul

Nagu näeme, on kivisöejaama variandi puhul kasutatav võimsus kivisöejaamades $3000 + 1000 = 4000$ MW, naftajaamades 4000 MW ja gaasijaamades 3500 MW.

Vastav ühtlustatud aastaste tootmiskulude arvutus on toodud tabelis 8.10.

Tabel 8.10

Aastased ühtlustatud tootmiskulud kivisöe variandi puhul

Jaamade tüüp	Aastane energiatoodang MWh	Tootmiskulud	
		\$/MWh	Milj.\$/a
Kivisöejaamad	8760·4000	20	700,8
Naftajaamad	8760·2000+3000·2000	50	1176,0
Gaasiturbiinjaamad	3000·1000+1000·1000	60	240,0
KOKKU			----- 2116,8

Ühtlustatud aastased investeerimiskulud:

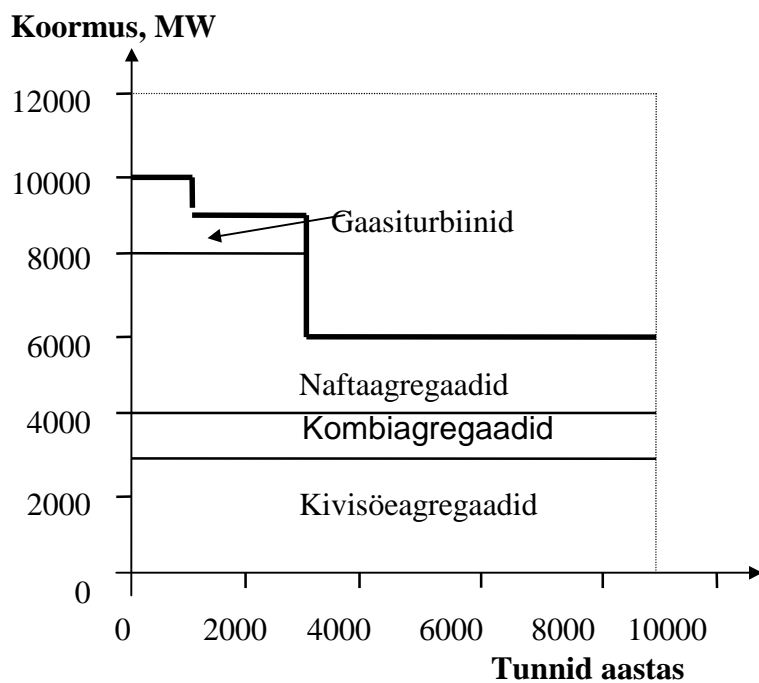
$$(2 \cdot 588000 \cdot 1000 + 2 \cdot 55500 \cdot 250) \cdot 0,2 = 240,7 \text{ milj.}\$/a$$

Summaarsed aastased kulud:

$$2116,8 + 240,7 = \mathbf{2357,5} \text{ milj.}\$/a$$

Analoogiliselt lahendame kombitsükli lisamise variandi. Sel juhul oleks kasutatav võimsus kivisöejaamades 3000, naftajaamades 4000, gaasiturbiinjaamades 3500 ning kombijaamades 1000 MW.

Aastaste ühtlustatud tootmiskulude arvutus on toodud tabelis 8.11.



Koormusgraafiku katmine kombijaama variandi puhul

Tabel 8.11

Aastased ühtlustatud tootmiskulud kombitsükli variandi puhul

Jaamade tüüp	Aastane energiatoodang MWh	Tootmiskulud	
		\$/MWh	Milj.\$/a
Kivisöejaamad	8760·3000	20	525,6
Kombijaamad	8760·1000	40	350,4
Naftajaamad	8760·2000+3000·2000	50	1176,0
Gaasiturbiinjaamad	3000·1000+1000·1000	60	240,0
KOKKU			----- 2292,0

Ühtlustatud aastased investeerimiskulud:

$$(2 \cdot 555000 \cdot 500 + 1 \cdot 55500 \cdot 250) \cdot 0,2 = 113,8 \text{ milj.}\$/a$$

Summaarsed aastased kulud:

$$2292,0 + 113,8 = \mathbf{2405,8} \text{ milj.}\$/a$$

Seega ökonoomsemaks osutus kivisöeagregaatide lisamise variant.

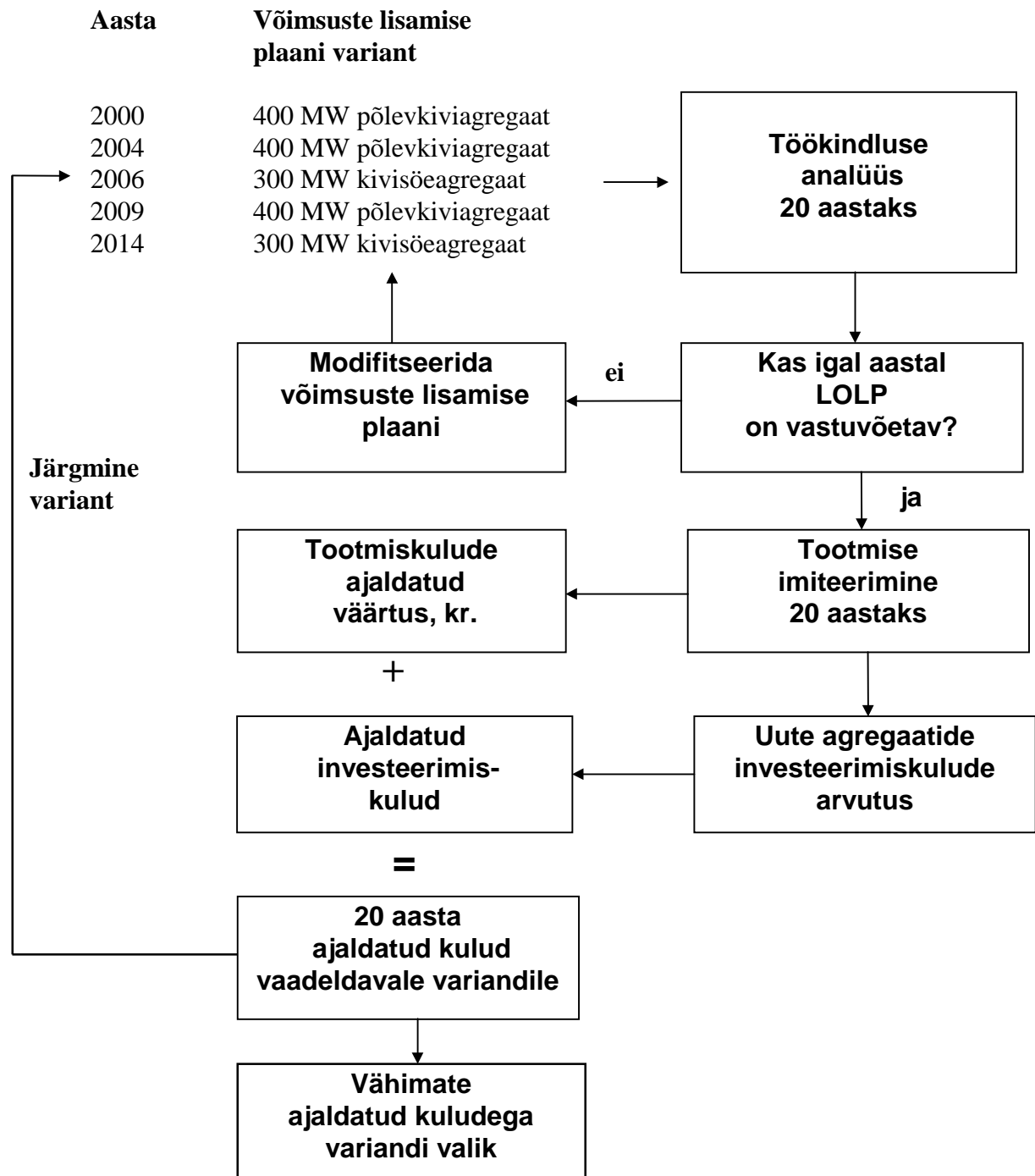
Kokkuvõttes on vaadeldav meetod kasulik ja praktiline moodus võimsuste lisamise plaanide ligikaudseks analüüsiks ja esitamiseks. Siiski ei arvesta meetod agregaatide detailseid karakteristikuid koormuse katmisel. Järgnevalt vaatleme detailsemaid analüüsi meetodeid, mis on praktikas leidnud laialdast kasutamist.

JAAMADE VÕIMSUSTE DETAILNE KÄSITSI PLANEERIMINE

Seni vaatlesime genereerivate võimsuste planeerimise lihtsustatud meetodeid. Need tehnikad on kasulikud esialgseteks ligikaudseteks uuringuteks, samuti detailsemate uuringute tulemuste visualiseerimiseks. Detailseks planeerimiseks rakendatakse laialdaselt siin vaadeldavat käsitsi planeerimise protseduuri, mis hõlmab nii töökindluse analüüsi (LOLP hindamine), süsteemi tootmisprotsessi imiteerimist kui ka investeringute analüüsi. Meetodit illustreerib järgnev joonis.

Nagu näha, on selle meetodi puhul tegemist väga detailse analüüsiga. Seejuures on vajalik ulatuslik käsitsi vahelesegamine - seda plaanivariantide koostamiseks, nende modifitseerimiseks, et rahuldada töökindluse nõudeid jne. Kui vaadeldava variandi puhul mõnel aastal LOLP ületab nõutava taseme, siis tuleb plaani korrigeerida. Kui näiteks aastal 2008 osutub LOLP ebarahuldavaks, siis 2009. aastaks kavandatud põlevkivijaama võiks planeerida käiku lasta aasta varem või võiks suurendada varasemate aastate võimsusi või lisada mõned gaasiturbiinid vms. Sellise eelneva plaani, samuti võrdlemisele tulevad plaanivariandid võib koostada eelpool vaadeldud lihtsustatud meetodite abil.

Kuigi tänapäeval on välja töötatud ka automaatseid optimaalse planeerimise protseduure, kasutatakse sellist käsitsi planeerimist (muidugi arvutite abil) laialdaselt agregaatide suuruse määramiseks, tundlikkuse analüüsiks ja investeringute tasakaalustamiseks.



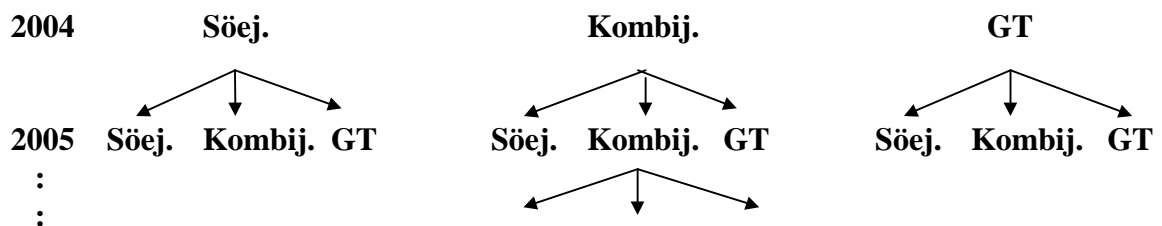
Elektrijaamade võimsuste käsitsi planeerimine

GENEREERIVATE VÕIMSUSTE AUTOMAATNE PLANEERIMINE

Automaatsete planeerimismeetodite väljatöötamine algas 60-te aastate keskel. Neis meetodites rakendatakse lineaarplaneerimist, täisarvulist lineaarplaneerimist ja mitmesuguseid ligikaudseid tehnikaid. Üheks täpsemaks ja enamkasutatavaks automaatseks planeerimisprotseduuriks on **dünaamiline planeerimine**.

Alljärgnev joonis illustreerib genereerivate võimsuste optimeerimist ajalises perspektiivis. Olgu igal aastal rakendatavad kolme tüüpi võimsused.

Aasta



Lihtsuse mõttes eeldame, et kõik agregaadid on võrdse võimsusega ja sama töökindlusega ja et töökindluse nivoo säilitamiseks tuleb igal aastal lisada üks agregaat. Kuna igal aastal on kolm võimalust uute agregaatide lisamiseks, siis tuleb 20. aastase planeerimisperioodi puhul analüüsida 3^{20} ehk üle kolme miljardi variandi. Selline arv ületab märgatavalt tänapäeva arvutustehnika võimalused (näiteks kui eeldada, et iga variandi analüüs nõuaks arvuti aega 1 sek, kuluks sellise hulga variantide analüüsiks üle 100 aasta arvuti aega).

Õnneks on välja töötatud nii ligikaudsed kui täpsed meetodid taolise ülesande lahendamiseks aktsepteeritava arvutiaja kuluga.

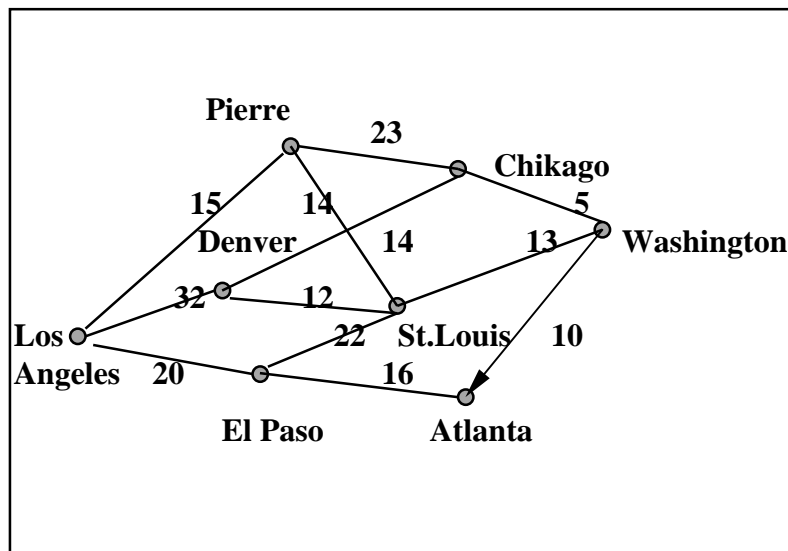
DÜNAAMILISE PLANEERIMISE PÕHIMÕTE

Dünaamiline planeerimine on täpne optimeerimise tehnika, mis on rakendatav väga mitmesuguste, s.h. ka energiasüsteemi arengu planeerimise ülesannete lahendamiseks. Selgitame meetodi olemust traditsioonilise nn. postitõlla ülesande najal.

Ülesanne seisneb selles, et leida odavaim moodus sõita 1850-l aastail postitõllaga Washingtonist Los Angelesi. Piletite hinnad sõiduks ühest linnast teise on toodud järgneval joonisel.

Rakendame ülesande lahendamiseks dünaamilist planeerimist.

Alustame viimasest, kolmandast, etapist - sihtlinnast Los Angelesest. Leiame sõidukulud Los Angelesi vastavalt Pierrest, Denverist ja El Pasost. Kumulatiivsed sõidukulud neist linnadest Los Angelesi on toodud tabelis 8.12.



Tabel 8.12

Postitõlla ülesanne - kolmas etapp

Jooksev linn	Järgnev linn	Kumulatiivne sõidukulu Los-Angelesi	Optimaalne marsruut
Pierre	Los Angeles	15	Los Angeles
Denver	Los Angeles	32	Los Angeles
El Paso	Los Angeles	20	Los Angeles

Nüüd liigume ühe etapi võrra tagasi lähtelinna Washingtoni poole. Sellel sammul võib postitõld asuda Chikagos, St. Louisis või Atlantas. Vastavad arvutused on toodud tabelis 8.13.

Tabel 8.13

Postitõlla ülesanne - teine etapp

Jooksev linn	Järgnev linn	Kumulatiivne sõidukulu Los-Angelesi	Kumulatiivne optimaalne kulu Los Angelesi	Optimaalne marsruut
Chikago	Pierre	$15+23=38$	38	Pierre
	Denver	$32+14=46$		
St. Louis	Pierre	$15+14=29$	29	Pierre
	Denver	$32+12=44$		
Atlanta	El Paso	$20+22=42$	36	El Paso
	El Paso	$20+16=36$		

Lõpuks liigume veel sammu võrra tagasi - lähtelinna Washingtoni. Siin arvutame sõidukulud Chikagosse, St. Louisi ja Atlantasse. Vastavad arvutused on toodud tabelis 8.14.

Seega dünaamilise planeerimise meetodil koostatakse kumulatiivsete kulude tabelid alates lõppeesmärgist tagasisuunas lähteseisundi poole. Protsessi jätkatakse kuni jõudmiseni lähteseisundisse.

Tabel 8.14

Postitõlla ülesanne - esimene etapp

Jooksev linn	Järgnev linn	Kumulatiivne	Kumulatiivne	Optimaalne
--------------	--------------	--------------	--------------	------------

		sõidukulu Los Angelesi	optimaalne kulu Los Angelesi	marsruut
Washington	Chikago	38+5=43	42	St. Louis
	St. Louis	29+13=42		
	Atlanta	36+10=46		

Optimaalne marsruut leitakse, liikudes tabelleid mööda lähtelinnast lõpplinna. Saame:

Washington - St. Louis - Pierre - Los Angeles

Optimaalseks kuluks on **42 \$**.

Dünaamilise planeerimise tehnika võib väljendada matemaatiliselt järgnevalt.

Tähistame:

- i - jooksev etapp või olek (toodud näites - linn);
- n - järgmine etapp või olek (toodud näites - linn);
- C_n - kumulatiivne optimaalne kulu liikumisel olekust n lõppolekusse;
- t_{in} - kulu (toodud näites - pileti hind) liikumisel olekust i olekusse n ;
- r_i - optimaalne marsruut olekust i järgmise olekusse.

Lahendusprotseduuriks on rekurrentne algoritm liikumiseks lõppolekust (eesmärgist) algoleku suunas:

$$C_i = \min_{\substack{\text{üle kõigi} \\ \text{marsruutide } i\text{-st } n\text{-ni}}} (C_n + t_{in}) \quad (8-2)$$

Toodud postitõlla ülesanne on analoogiline genereerivate võimsuste planeerimise ülesandega. Erinevatele reisietappidele vastaksid erinevad aastad planeerimisperioodil. Piletihinna analoogiks on aastased tootmis- ja investeerimiskulud, erinevatele linnadele vastaksid aga erinevad võimsuste lisamise variandid. Meetod on täpne, kuid nõuab suurt arvutiaega. Mahukaimad arvutused on seotud iga arenguvariandi iga tee aastaste tootmiskulude arvutusega.

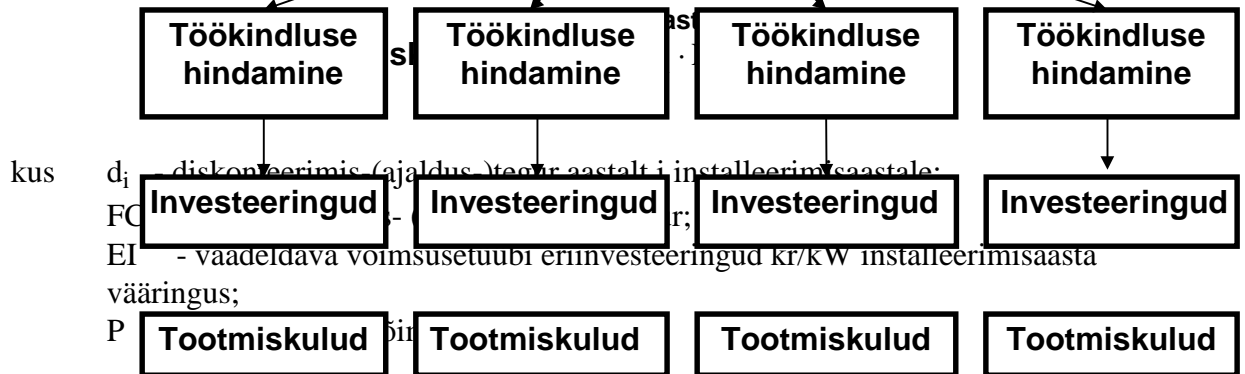
ELEKTRIJAAMADE VÕIMSUSTE DÜNAAMILINE PLANEERIMINE

Esimeseks sammuks on optimeerimise kriteeriumi kehtestamine. Tavaliselt on kriteeriumiks kogu-(kumulatiivsete) kulude miinimum üle planeerimisperioodi. Viimase tüüpiliseks pikkuseks on 15...25 a. Liiga lühike periood võib küll anda hea tulemuse lähiperspektiivis, kehvade tulemuste aga keskmisel või pikemal ajaperioodil. Väga pikk periood ignoreerib aga süsteemi lähemaid eesmärke. Periood 15...25 a. annab sobiva tasakaalu pika- ja lühiajaliste majanduslike eesmärkide vahel.

Teiseks sammuks on "piletihinna" s.t. kulude arvutamine. Iga eelseisev aasta võib nõuda võimsuste lisamist. Lisatavaks võimsuseks võib olla söeagregaat, kombitsükkel, gaasiturbiin, koostootmisjaam, nõudluse juhtimise üritus vms. Kui lisatav võimsus on

Olemasolev süsteem

töösse võetud, muutuvad vastavad investeerimiskulud püsikuludeks. Seega vaadeldava aasta i jooksul lisatud võimsuse investeerimiskulud on võrdsed selle investeeringu aastamaksete ajaldatud väärtuste summaga alates installeerimise aastast kuni planeerimisperioodi lõpuni:



Investeeringukulud väljendatakse tavaliselt ühtlustatud püsikulumäära kaudu:

$$\text{Investeeringukulud}_i = EI \cdot P \cdot FCR_N \cdot USF_N, \quad (8-4)$$

kus FCR_N - ühtlustatud püsikulumäär üle N aasta;
 USF_N - üle N aasta ühtlustatud makseteseeria ajaldustegur;
 N - aastate arv võimsuse installeerimisest planeerimisperioodi lõpuni.

“Piletihinna” teiseks komponendiks on süsteemi tootmiskulud vaadeldaval aastal. See määratakse tootmise imiteerimise teel, arvestades ka lisatud võimsusi.

Kogu “piletihind”, s.t. kogukulud vaadeldaval aastal antud võimsuse lisamisel on nende kahe kulu ajaldatud väärtuste summa. Ajaldatakse reeglina planeerimisperioodi esimeseks aastaks. Seega:

$$\text{Kogu laienduskulud aastal } i = d_i \cdot (\text{Investeeringukulud}_i + \text{Aastased tootmiskulud}_i),$$

kus d_i - diskonteerimis-(ajaldus-)tegur aastalt i perioodi algaastale;

Nii arvutatakse summaarsed laiendamiskulud iga aasta igale võimalikule võimsuste (sõeagregaat, kombitsükkel, gaasiturbiin, nõudluse juhtimine) lisamise variandile.

Näiteks, aastal 2000 võib energiasüsteem liikuda aastasse 2001 erinevaid marsruute mööda, lisades üht või teist või ka mitut tüüpi võimsusi, nagu näidatud järgneval joonisel.

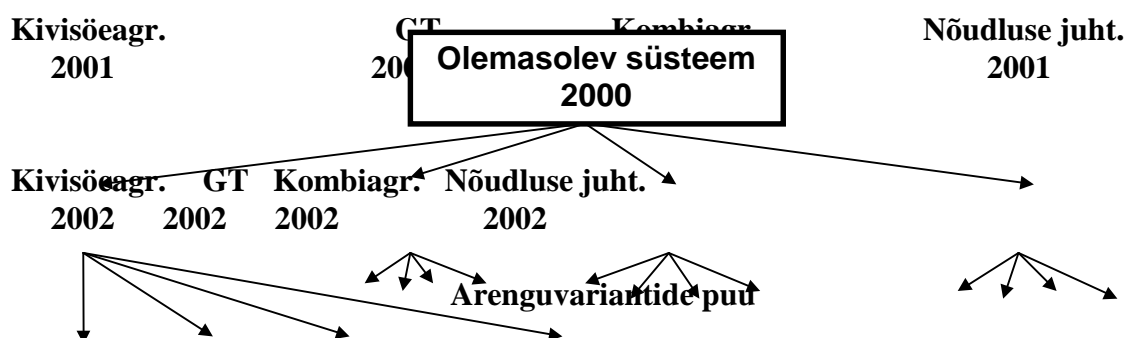
Aasta 2000

Aasta 2001

+ + + +

Võimsuste lisamise variandid

Kujutatud protsessi korratakse planeerimisperioodi iga aasta jaoks. Tulemuseks on suur valikute puu, mille kahele esimesele aastale vastav osa on toodud alljärgneval joonisel.



Selline puu muutub väga kiiresti väga suureks, kui kaalutakse paljusid võimsuste lisamise võimalusi. On mõningaid mooduseid ülesande mahu vähendamiseks.

Mõnel juhul pakuvad huvi eelkõige tulemused ainult lühikeseks (näiteks, kümneaastaseks) perioodiks, kuigi 20. a. planeerimisperiood on soovitatav. Sel juhul võib rakendada ekstrapolatsiooni, et ligikaudselt arvestada viimase kümne aasta mõju. Teine kümneaastane periood imiteeritakse, arvestamata koormuse kasvu ja genereerivate võimsuste eluea ammendumist. Sellisel juhul pole teisel perioodil vaja täiendavaid võimsusi lisada. Siis võib tootmisprotsessi imiteerida ligikaudselt, rakendades teisele perioodile esimese perioodi viimase aasta tootmiskulusid.

Teine ligikaudne meetod on nn. otsingu riba meetod. Nimelt kui on kättesaadavad andmed analoogilistele juhtumitele, võib valikute puud kärpida, nii et optimeerimine toimub suhteliselt kitsal marsruutide hulgal. Näiteks marsruudid, mis näevad ette lisada gaasiturbiine üle 35% koguvõimsusest, võib kärpida, kui apriori ebaökonoomsed. Tulemuseks on teatava marsruutide riba kehtestamine, millel toimub otsing. Selline lähenemine vähendab oluliselt arvutuste aega.

Iga võimaliku alternatiivse marsruudi iga-aastase tootmise imiteerimise tulemused salvestatakse vastavasse teeki, et neid kasutada dünaamilise planeerimise faasis. Selle teegi loomine ongi kõige tömahukam faas. Järgmiseks faassiks on investeeringute arvutus teegi marsruutidele. Viimaseks on dünaamilise planeerimise faas, kus optimeerimise käigus toimub teegi küsitlemine. Protsessi illustreerib järgnev näide.

Näide. Energiasüsteemi genereerivate võimsuste struktuur 1998. a. alguses on toodud tabelis 8.15.

Tabel 8.15

Olemasolevate võimsuste struktuur

Võimsuse tüüp	Võimsus, MW					
HEJ	41					
AEJ	330					
Sõe KEJ	2765					
Gaasi KEJ	569					
Gaasiturbiinid	171					
HAEJ	268					
HAEJ	100					
Võimsuse ost	-----					
	4244					
		Btu/kWh	Püsikulud, \$/kW/a	Muutuvkulud, \$/MWh	1998a. \$	1990a. \$
Sõe KEJ	Kivisüsi	9800	24	6	1800	1200
Kombiagr.	Lood. gaas	7800	10	3	800	550

Energiasüsteem kavatses edaspidist koormuse kasvu katta uute söe-KEJ-de või/ja gaasküttega kombitsükli lisamise teel. Nimetatud võimsuste karakteristikud on toodud tabelis 8.16.

Koormuse kasvu ja töökindluse analüüs näitab, et alates 1998.a. kuni 2008. a. tuleb igal aastal lisada 100 MW võimsusi. Loodusliku gaasi hinna tõusuks on prognoositud 11%/a, söe hinna tõusuks 6%/a. Käidu- ja hooldekulude tõusuks on prognoositud 5%/a.

Eesmärgiks on leida optimaalne võimsuste lisamise plaan aastaks 1998...2007, rakendades 20. a. hindamisperioodi. Viimasele kümnele aastale rakendame ekstrapolatsiooni. Tabelis 8.17 on toodud tootmiskulude nüüdisväärtuste teek, mis on koostatud energiasüsteemi tootmise imiteerimise teel aastail 1998...2018. Parameetreiks on tabelis aasta ja lisatud kombitsükli arv. Näiteks on aastal 2002 tootmiskulude nüüdisväärtus juhul, kui lisatakse 3 kombiagregaati (ja vastavalt 2 söeagregaati, kuna kokku tuleb lisada 5 agregaat) 223,11 M\$/a. Tootmiskulude tabelit ekstrapoleeriti aastale 2008...2017. Kõik kulud on diskonteeritud (ajaldatud) aastale 1990.

Tabel 8.17

Energiasüsteemi aastaste tootmiskulude nüüdisväärtused, milj.\$/a (ajaldatuna aastale 1990)

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1998										231,901	231,445
1999									230,523	229,605	229,043
2000								229,641	228,235	227,215	226,568
2001							228,235	226,414	224,913	223,843	223,126
2002						227,271	225,050	223,101	221,524	220,408	219,623
2003					226,725	224,126	221,789	219,735	218,093	216,930	216,080
2004				226,672	223,659	220,920	218,449	216,310	214,612	213,404	212,495
2005			227,123	223,669	220,542	217,647	215,049	212,837	211,112	209,852	208,880
2006		229,594	225,826	222,437	219,327	216,473	213,893	211,718	210,070	208,837	207,870
2007	232,344	228,223	224,553	221,209	218,113	215,298	212,763	210,650	209,050	207,831	206,869
2008	229,630	225,025	220,900	217,123	213,617	210,410	207,501	205,024	203,069	201,499	200,190
2009	227,061	221,973	217,394	213,191	209,281	205,692	202,417	199,590	197,292	195,386	193,747
2010	224,631	219,059	214,030	209,405	205,098	201,134	197,506	194,340	191,712	189,485	187,531
2011	222,332	216,278	210,801	205,759	201,062	196,732	192,759	189,265	186,321	183,787	181,535
2012	220,160	213,623	207,702	202,246	197,166	192,478	188,170	184,360	181,112	178,284	175,749
2013	218,107	211,089	204,725	198,861	193,404	188,367	183,733	179,617	176,077	172,970	170,165
2014	216,170	208,671	201,866	195,599	189,770	184,391	179,442	175,030	171,210	167,834	164,777
2015	214,343	206,362	199,120	192,453	186,260	180,547	175,290	170,593	166,505	162,875	159,575
2016	212,620	204,158	196,481	189,419	182,867	176,827	171,273	166,300	161,954	158,082	154,554
2017	210,998	202,054	193,944	186,492	179,587	173,228	167,384	162,146	157,553	153,450	149,707

Tabelis 8.18 on toodud investeerimiskulude määrad sõltuvalt lisatava võimsuse tüübist. Teises veerus on toodud investeerimiskulude kasvu indeks võrreldes aastaga 1990. Kolmandas veerus on toodud ühtlase maksteseeria (jooksvast aastast planeerimisperioodi lõpuni) ajaldustegur USF (vt. pt. 3). Neljandas veerus on toodud investeeringu ajaldustegur võimsuse lisamise aastast aastale 1990. Ühtlustatud püsikulude määraks on eeldatud 0,18.

Tabel 8.18

Investeeringute arvutus

Võimsuse lisamise aasta	Investeeri- miskulude kasvuindeks (aastast 1990)	USF	Ajaldustegur aastaks 1990	100 MW kombitsükli investeeri- miskulud M\$	100 MW söeagregaadi investeeri- miskulud, M\$
1998	1,477	8,513	0,466	58,09	126,74
1999	1,551	8,364	0,424	54,48	118,87
2000	1,628	8,201	0,385	50,99	111,25
2001	1,710	8,021	0,350	47,60	103,86
2002	1,795	7,823	0,318	44,32	96,42
2003	1,885	7,606	0,289	41,12	89,73
2004	1,979	7,366	0,263	38,02	82,96
2005	2,078	7,103	0,239	34,09	76,36
2006	2,182	6,813	0,217	32,05	69,91
2007	2,292	6,495	0,197	29,15	63,61

Näiteks, aastal 2002 lisatud söeagregaatide investeeringu aastamakse (st. investeerimiskulu) aastaiks 2002...2017 ajaldatuna aastale 1990 avaldub, kui:

$$1,795(\text{kasvuindeks tabelist 8.18}) \cdot 1200\$/\text{kW} (\text{tabelist 8.16}) \cdot 7,823(\text{USF tabelist 8.18}) \cdot 100000\text{kW}(\text{agregaadi võimsus}) \cdot 0,318 (\text{ajaldustegur tabelist 8.18}) \cdot 10^{-6} = 96,42 \text{ M\$}$$

Lahendus. Tabelite 8.17 ja 8.18 andmeid rakendame dünaamilisel planeerimisel. Esimeseks sammuks on alustamine planeerimisperioodi lõppaastast 2017 ning liikumine lähteaastani 1998, nagu postitõlla näites. Kuna viimased 10 a. kujutavad endast ekstrapolatsiooniperioodi, kus võimsusi ei lisata, siis kumulatiivsed kulud aastail 2008...2017 võib arvutada, summeerides tootmiskulud tabeli 8.17 vastavates veergudes aastail 2008...2017. Tulemused on toodud tabelis 8.19.

Edasi, liikudes aastast 2008 aastani 1998, tuleb rakendada juba dünaamilise planeerimise protseduuri.

Vaatleme näitena aastat 2007, kui aastaks 2006 oli lisatud näiteks kolm kombiagregaati ja kuus söeagregaati. Sel juhul aasta 2007 otsust iseloomustab tabel 8.20. Tabel on koostatud tabelite 8.17, 8.18 ja 8.19 põhjal.

Tabel 8.20

Optimeerimine aastal 2007, kui aastaks 2006 on lisatud

3 kombiagregaati ja 6 söeagregaati, M\$

Kulude kumulatiivne ajaldatud väärtus	Kumulatiivne ajaldatud kulu aastail 2007...2017	
	Aastal 2007 lisame kombiagregaadi (kokku 4 kombiagregaati)	Aastal 2007 lisame söeagregaadi (kokku 3 kombiagregaati)
Kulu aastail 2008...2017	1865,5	1826,3
Tootmiskulu aastal 2007	212,7	210,6
Investeeringuskulu a. 2007	29,2	63,6
Kogukulud aastail 2007...2017	----- 2107,4	----- 2100,5

Kahe marsruudi võrdlemine näitab, et kui aastaks 2006 oleks lisatud kolm kombi- ja kuus söeagregaati, siis aastal 2007 on ökonoomsem lisada üks söeagregaat.

Vaatleme teist näidet, kus aastaks 2006 on lisatud kaks kombi- ja seitse söeagregaati. Leiame parima lisamisvariandi aastal 2007. Tulemused on toodud tabelis 8.21.

Tabel 8.21

Optimeerimine aastal 2007, kui aastaks 2006 on lisatud**2 kombiagregaati ja 7 söeagregaati, M\$**

Kulude kumulatiivne ajaldatud väärtus	Kumulatiivne ajaldatud kulu aastail 2007...2017	
	Aastal 2007 lisame kombiagregaadi (kokku 3 kombiagregaati)	Aastal 2007 lisame söeagregaadi (kokku 2 kombiagregaati)
Kulu aastail 2008...2017	1826,3	1792,8
Tootmiskulu aastal 2007	210,6	209,1
Investeeringuskulu a. 2007	29,2	63,6
Kogukulud aastail 2007...2017	----- 2066,1	----- 2065,5

Nagu näha, on ka nüüd otstarbekam aastal 2007 lisada söeagregaat.

Tabelit 8.19 võib täiendada optimaalsete kuludega aastal 2007 tabelitest 8.20 ja 8.21. Vastav laiendatud tabel on 8.22. Optimaalsed otsustused aastal 2007 on toodud tabelis 8.23.

Vaatleme veel üht näidet - otsustuse aastat 2006, eeldades, et aastaks 2005 on lisatud 2 kombi- ja 6 söeagregaati. Optimaalse marsruudi arvutame, kasutades kumulatiivseid kulusid aastast 2007 kuni 2017 (tabel 8.22) ja aastaseid tootmis- ning investeeringuskulusid aastal 2006 (tabelid 8.19 ja 8.20). Arvutused on toodud tabelis 8.24.

Tabel 8.19

Tootmiskulude kumulatiivne väärtus lõppaastast 2017 aastani 2008, ajaldatuna aastale 1990, M\$

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
2008	2196,1	2128,3	2066,9	2010,5	1958,1	1909,8	1865,5	1826,3	1792,8	1763,6	1737,5

Tabel 8.22

Optimaalsete kumulatiivsete kulude väärtused lõppaastast 2017 aastani 2007, ajaldatuna aastale 1990, M\$

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
2007								2100,5	2065,5		
2008	2196,1	2128,3	2066,9	2010,5	1958,1	1909,8	1865,5	1826,3	1792,8	1763,6	1737,5

Tabel 8.23

Optimaalsed otsustused aastal 2007

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
2007								Söeagr.	Söeagr.		

Tabel 8.25

Optimaalsete kumulatiivsete kulude väärtused lõppaastast 2017 aastani 2006, ajaldatuna aastale 1990, M\$

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
2006									2344,3		
2007								2100,5	2065,5		
2008	2196,1	2128,3	2066,9	2010,5	1958,1	1909,8	1865,5	1826,3	1792,8	1763,6	1737,5

Tabel 8.24

**Optimeerimine aastal 2006, kui aastaks 2005 on lisatud
2 kombiagregaati ja 6 söeagregaati, M\$**

Kulude kumulatiivne ajaldatud väärtus	Kumulatiivne ajaldatud kulu aastail 2006...2017	
	Aastal 2006 lisame kombiagregaadi (kokku 3 kombiagregaati)	Aastal 2006 lisame söeagregaadi (kokku 2 kombiagregaati)
Kulu aastail 2007...2017	2100,5	2065,5
Tootmiskulu aastal 2006	211,7	210,1
Investeeringukulu a. 2006	32,1	69,9
Kogukulud aastail 2006...2017	----- 2344,3	----- 2345,5

Nagu näeme, kui aastaks 2005 oleks lisatud 2 kombi- ja 6 söeagregaati, on aastal 2006 ökonoomsem lisada kombiagregaat. Tabeli 8.24 põhjal võib laiendada tabeleid 8.22 ja 8.23. Tulemused on toodud tabelites 8.25 ja 8.26.

Jätkates vaadeldud dünaamilise planeerimise protseduuri, saame optimaalsete kumulatiivsete ajaldatud kulude tabeli - tabel 8.27. Nagu näha tabelist, on optimaalse plaani kulude nüüdisväärtuseks 4783, 23 M\$.

Optimaalsete otsustuste plaan on toodud tabelis 8.28. Tabelist selgub, et aastal 1998 on optimaalne lisada üks kombiagregaat. Seega aastasse 1999 läheb energiasüsteem ühe kombiagregaadiga. Optimaalse otsustuse aastal 1999 leiame tabelist 8.28 aastale 1999 vastavast reast ja ühele kombiagregaadile vastavast veerust. Näeme, et jälle on optimaalne lisada kombiagregaat. Seega optimaalselt arendatud süsteem jõuab aastasse 2000 kahe kombiagregaadiga. Tabelist 8.28, aastale 2000 vastavast reast ja kahele kombiagregaadile vastavast veerust leiame, et ka aastal 2000 tuleb lisada kombiagregaat. Sama kordub ka aastal 2001. Seega aastasse 2002 jõuab süsteem nelja kombiagregaadiga. Aastal 2002 on aga optimaalne lisada söeagregaat. Sama kordub aastail 2003...2007.

Seega näeb optimaalne plaan ette lisada esimesel neljal aastal 1998...2001 kombiagregaadid, järgneval kuuel aastal 2002...2007 aga kivisöeagregaadid. Selline lisatava võimsusetüübi muutus tuleneb sisuliselt gaasi ja söe hindade kasvu erinevast kiirusest.

On huvitav vaadata süsteemi summaarsete laienduskulude tundlikkust lisatavate kombiagregaatide osakaalu suhtes - vt. järgnev joonis. Selgub et optimaalse arenguplaani puhul on lisatavate kombijaamade võimsuse protsent 40. Märkimisväärne, et optimum on küllalt lame - kombijaamade võimsuse muutumine 10% võrra muudab summaarsete laiendamiskulude nüüdisväärtust ainult 0,1%.

Tabel 8.26

Optimaalsed otsustused aastail 2006 ja 2007

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
2006											
2007								Söeagr.	Kombi Söeagr.		

Tabel 8.27

Optimaalsete kumulatiivsete kulude väärtused lõppaastast 2017 aastani 2007, ajaldatuna aastale 1990, M\$

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1998											4783,23
1999										4493,24	4436,72
2000									4208,23	4152,63	4098,25
2001								3927,60	3873,40	3820,05	3768,79
2002							3651,76	3599,38	3547,53	3497,35	3449,65
2003						3386,86	3330,01	3280,11	3231,50	3184,92	3140,70
2004					3132,61	3073,002	3018,49	2970,64	2925,70	2882,64	2841,83
2005				2887,76	2825,99	769,12	2717,08	2671,36	2630,00	2590,41	2552,44
2006			2650,88	2587,73	2529,09	2475,11	2435,67	2382,17	2344,30	2307,59	2271,90
2007		2420,13	2355,13	2295,37	2239,84	2188,72	214186	2100,53	2065,47	2031,01	2000,64
2008	2196,05	2128,29	2066,96	2010,55	1958,11	1909,81	1865,48	1826,26	1792,81	1763,65	1737,53

Tabel 8.28

Optimaalsed otsustused aastaiks 1998... 2007 (planeerimisperiod 1998...2017)

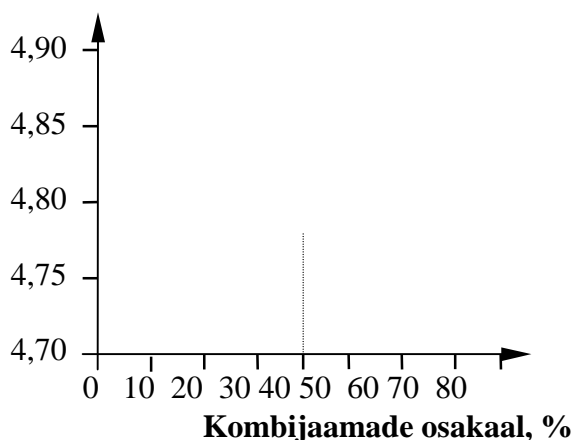
Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1998											Kombi
1999										Kombi	Kombi
2000									Kombi	Kombi	Kombi
2001								Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2002							Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2003						Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi
2004					Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi
2005				Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi
2006			Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi
2007		Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi

Tabel 8.29

Optimaalsed otsustused aastaiks 1998... 2007 (planeerimisperiod 1998...2007)

Aasta	Kombiagregaatide arv										
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1998											Kombi
1999										Kombi	Kombi
2000									Kombi	Kombi	Kombi
2001								Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2002							Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2003						Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2004					Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2005				Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2006			Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi
2007		Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Söeagr.	Kombi	Kombi	Kombi	Kombi

Kogukulude nüüdisväärtus miljrd.\$



Energisüsteemi laienduskulude sõltuvus kombijaamade võimsuse osakaalust

Kuigi see plaan on optimaalne aastate 1998...2007 jaoks, pole ta kaugeltki optimaalne pikemas perspektiivis (aastaks 1998...2017). Seega on planeerimisperioodi õige pikkuse valik väga oluline.

Toodud näide oli lihtne, kuna lisatava võimsuse alternatiive oli ainult kaks ja igal aastal lisatavad võimsused olid võrdsed. Kui lisatavate võimsuse tüüpide arv on suurem ja ka agregaatide võimsused on erinevad, kasvab kulude tabeli maht väga kiiresti. Töökulu vähendamiseks on otstarbekas tabeli väärtused arvutada ainult osa lahtrite jaoks, puuduvad suurused aga leida interpoleerides.

Kokkuvõttes on dünaamilise planeerimise meetod täpne, kuid väga töömahukas.

LIGIKAUDNE TEHNIKA - DEKOMPONEERIMINE AASTASTEKS OTSUSTUSTEKS

Ligikaudse tehnika eesmärgiks on saada energiasüsteemi arenguplaan, mis on võimalikult lähedane täpsele optimaalsele, kuid leitav märgatavalt väiksema töömahuga. Praktikas on kasutusel rida ligikaudseid tehnikaid, mis koonduvad täpseks lahendiks. Üheks väga laialt kasutatavaks ligikaudseks meetodiks on nn. **otsustuste aastase dekompositsiooni** (*annual decision decomposition*) meetod. Meetodi põhiideeks on ühe komplekse üle 20 aasta optimeerimise ülesanne jaotamine 20-ks aastase optimeerimise ülesandeks. Iga osaülesanne lahendub suhteliselt kiiresti ja kogu lahendusae tuleb märgatavalt väiksem.

Meetodit rakendatakse kolme sammuna.

Samm 1. Genereerivate võimsuste lisamise otsuseid vaatleme, kui seeriat aastaste optimeerimiste ülesandeid. Iga aastase ülesande lahendamisel teeme olulise lihtsustuse -

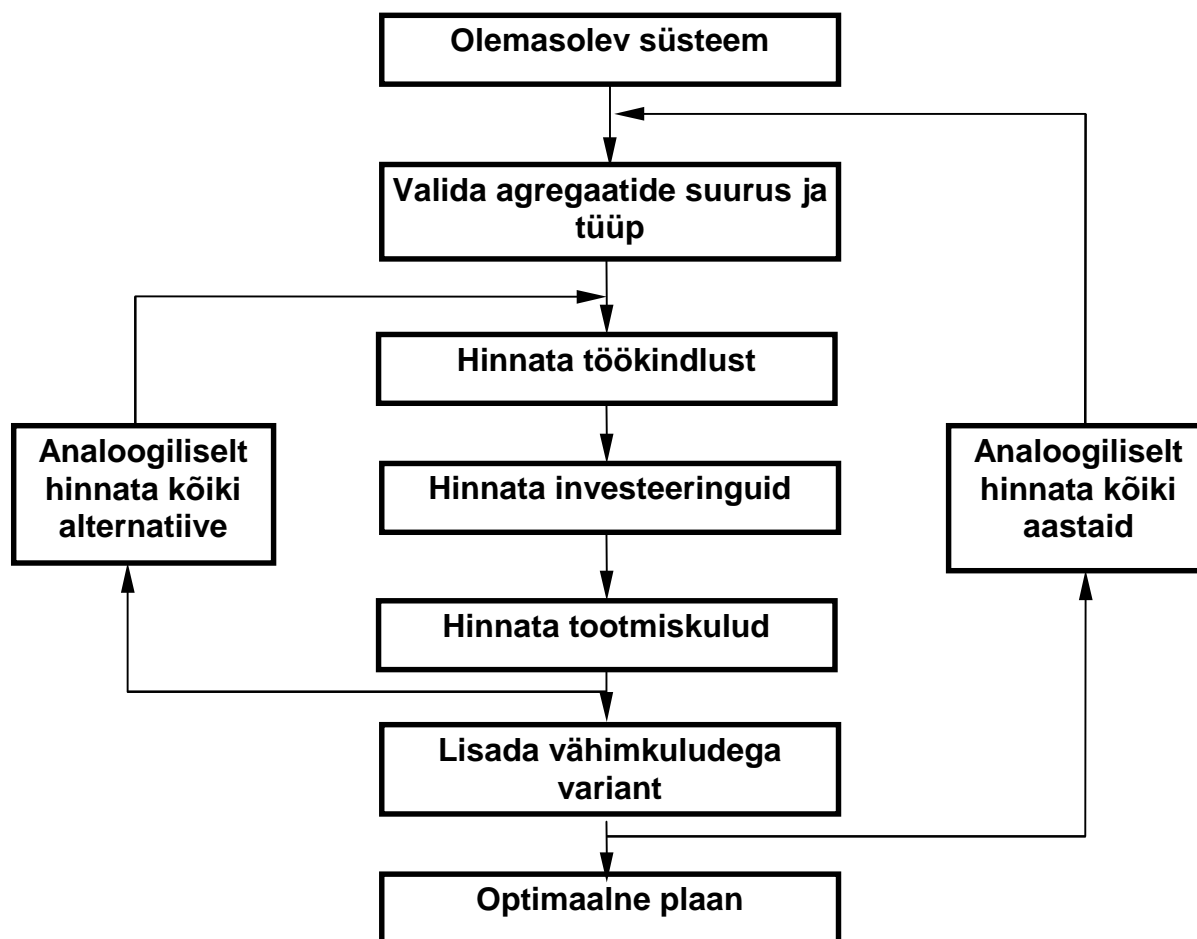
Optimaalset plaani mõjutab planeerimisperioodi pikkus. Lühem planeerimisperiood viib väiksema kapitaliintensiivsusega jaamade (gaasiturbiin- ja kombijaamade) osakaalu suurenemisele.

Näitena on tabelis 14-29 toodud optimaalsete otsuste tabel juhaks, kui planeerimisperioodi lõppaastaks on 2008 (s.t. 9 aastat varem).

Nagu näeme, on nüüd optimaalne lisada kombiagregaadid esimesel seitsmel aastal (1998...2004) ja siis kolmel järgneval aastal sõejaamad.

nimelt eeldame, et koormus järgnevatel aastatel ei suurene. Näiteks, kui aastaks 2000 soovime otsustada, kas lisada turboagregaat, kombiagregaat või gaasiturbiin, siis eeldame, et peale aastat 2000 koormus ei kasva. Seega pole ka järgnevail aastail vaja lisada genereerivaid võimsusi. Järelikult planeerimisperioodi järgnevail aastail 2001...2020 on elektriyaamade kasutustegurid (*capacity factor*) konstantsed.

Samm 2. Sammu illustreerib joonis.



Elektriyaamade võimsuste planeerimise protseduur

Vaadeldava aasta (näiteks aasta 2000) jaoks analüüsitakse töökindlust ning investeerimis- ja tootmiskulusid iga võrreldava variandi jaoks. Töökindluse analüüsil määratakse, kui palju on vaja lisada genereerivaid võimsusi, et tagada nõutav LOLP või reservi määr vaadeldaval aastal. Tootmiskulude arvutus tehakse sammu 1 eeldusel, et järgnevail aastail koormus ei kasva. Kuna sel juhul on elektriyaamade kasutustegur järgnevail aastail konstantne, tuleb tootmist imiteerida ainult analüüsitava aasta jaoks, kuna ülejäänud aastad kuni planeerimisperioodi lõpuni on identsed, v.a. kütuse hindade ning käidu- ja hooldekulude kasv. Seega ssaavutatakse tunduv arvutusaja sääst. Analoogiliselt korraldatakse antud aasta jaoks kõigi alternatiivide analüüsi. Iga variandi jaoks liidetakse kõigi juba analüüsitud aastate ühtlustatud aastased investeerimis- ja tootmiskulud, et saada iga variandi kogukulud. Vähimkuluga võimsuse tüüp kuulub lisamisele vaadeldaval aastal.

Samm 3. Eelmist sammu korratakse järgmise (näiteks aasta 2001) jaoks, lähtudes selle aasta koormustingimustest ja arvestades genereeriva võimsuse lisamisi eelmisel (2000) aastal. Seda protseduuri korratakse kõigi aastate jaoks kuni planeerimisperioodi lõpuni (s.t. aastani 2020).

NÄIDE. Rakendame meetodit eelmises punktis vaadeldud näitele.

Aastal 1998 on kaks alternatiivi - kas lisada kombi- või söeagregaat. Algul hindame kombiagregaaadi lisamise varianti üle 20 aasta ühtlustatud aastaste laienduskulude baasil. Selleks tehakse laienduskulude - s.t. tootmis- ja investeerimiskulude - analüüs, mille tulemused on kokkuvõetud tabelis 8.30.

Tabelis 8.31 on toodud analoogiliste arvutuste tulemused kivisöeagregaaadi lisamise variandi jaoks.

Näeme, et kombiagregaaadi lisamisel on ühtlustatud aastased kogukulud 821,6 M\$/a, kivisöeagregaaadi lisamisel aga 832,9 M\$/a. Seega tuleks 1998.a. lisada kombiagregaat.

Lõplik tootmise imiteerimine 1998.a. tehakse kombiagregaaadi, kui optimaalse, lisamisel, kasutades 1998.a. tegelikke (mitte ühtlustatud) kütusehindu ning käidu- ja hooldekulusid. Arvutuse tulemused on toodud tabelis 8.32.

Sellist aastast optimeerimist korratakse planeerimisperioodi kõigi aastate jaoks kuni aastani 2019. Tulemuseks on optimaalne arenguplaan, mille kohaselt tuleks aastail 1998...2002 lisada igal aastal üks kombiagregaat, edasi aga aastail 2003...2007 üks kivisöeagregaat aastas.

Tabelis 8.33 on toodud laienduskulude kokkuvõtte aastate kaupa. Kulud on toodud nii jooksva aasta vääringus kui ajaldatuna aastale 1990.

Nagu näeme, on eelmise ja käesoleva näite tulemused erinevad. Siiski näeme, et laienduskulude erinevus on ainult 0,1%. Seega andis vaadeldud meetod väga hea optimumi lähedase tulemuse.

Kokkuvõttes võib öelda, et vaadeldud meetod annab üldiselt sama tulemuse, kui täpne dünaamilise planeerimise meetod või vähemalt sellele väga lähedase. Põhimõtteliselt tuleks sellist planeerimisprotseduuri korrata igal aastal. Sellisel juhul on globaalne tulemus veelgi lähedamal täpsele lahendile. Seega on vaadeldud meetod heaks alternatiiviks väga töömahukale dünaamilise planeerimise meetodile.

Tabel 8.30

Kombiagregaadi lisamiskulude hinnang 1998.a. ühtlustatud kulude baasil

Võimsuse tüüp	Installeeritud võimsus, MW	Aastane toodang, MWh	Kasutustegur	Kütuse hind, \$/MBtu	Kulutused kütusele M\$/a	Käidu- ja hooldekulud, M\$/a	Kulude juurdekasv M\$/a	Kogukulud M\$/a
HEJ	41	323 244	0,900	0,00	0	1	0	0,8
AEJ	330	2023 560	0,700	1,47	31	27	0	57,9
Söe KEJ, uued	635	4450 080	0,800	2,30	100	59	0	159,0
Söe KEJ, vanad	2130	13026 513	0,698	2,30	299	181	0	480,5
Kombi, uued	100	227 136	0,259	8,31	15	2	15	31,8
Kombi, vanad	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
Gaasi KEJ	569	870 982	0,175	8,31	76	11	0	86,8
GT, uued	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
GT, vanad	171	30 671	0,020	8,31	3	0	0	3,6
HAEJ	268	-146 730	0,063	0,00	0	1	0	1,2
Hädaabi	0	468	0,000	23,73	0	0	0	0,1
Kokku toodang	4244	20805 922			524	282	15	821,6
Ost	100	569 400			0			0,0
KOKKU	4344	21375 322			524	282	15	821,6

Tabel 8.31

Kivisöeagregaadi lisamiskulude hinnang 1998.a. ühtlustatud kulude baasil

Võimsuse tüüp	Installeeritud võimsus, MW	Aastane toodang, MWh	Kasutustegur	Kütuse hind, \$/MBtu	Kulutused kütusele M\$/a	Käidu- ja hooldekulud, M\$/a	Kulude juurdekasv M\$/a	Kogukulud M\$/a
HEJ	41	323 244	0,900	0,00	0	1	0	0,8
AEJ	330	2023 560	0,700	1,47	31	27	0	57,9
Söe KEJ, uued	735	4550 880	0,800	2,30	116	68	32	215,9
Söe KEJ, vanad	2130	12537 692	0,672	2,30	288	177	0	465,1
Kombi, uued	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
Kombi, vanad	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
Gaasi KEJ	569	884 641	0,177	8,31	77	11	0	88,0
GT, uued	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
GT, vanad	171	31 859	0,021	8,31	3	0	0	3,7
HAEJ	268	-146 730	0,063	0,00	0	1	0	1,2
Hädaabi	0	778	0,000	23,73	0	0	0	0,2
Kokku toodang	4244	20805 922			516	285	32	832,9
Ost	100	569 400			0			0,0
KOKKU	4344	21375 322			516	285	32	832,9

Tabel 8.32

Kombiagregaadi lisamiskulude hinnang 1998.a. tegelike 1998.a. kulude baasil

Võimsuse tüüp	Installeeritud võimsus, MW	Aastane toodang, MWh	Kasutustegur	Kütuse hind, \$/MBtu	Kulutused kütusele M\$/a	Käidu- ja hooldekulud, M\$/a	Kulude juurdekasv M\$/a	Kogukulud M\$/a
HEJ	41	323 244	0,900	0,00	0	1	0	0,8
AEJ	330	2023 560	0,700	1,47	31	27	0	57,9
Sõe KEJ, uued	635	4450 080	0,800	2,30	100	59	0	159,0
Sõe KEJ, vanad	2130	13026 513	0,698	2,30	299	181	0	480,5
Kombi, uued	100	227 136	0,259	8,31	15	2	15	31,8
Kombi, vanad	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
Gaasi KEJ	569	870 982	0,175	8,31	76	11	0	86,8
GT, uued	0	0	0,000	8,31	0	0	0	0,0
GT, vanad	171	30 671	0,020	8,31	3	0	0	3,6
HAEJ	268	-146 730	0,063	0,00	0	1	0	1,2
Hädaabi	0	468	0,000	23,73	0	0	0	0,1
Kokku toodang	4244	20805 922			524	282	15	821,6
Ost	100	569 400			0			0,0
KOKKU	4344	21375 322			524	282	15	821,6

Tabel 8.33

Energiasüsteemi summaarsed laiendamiskulud, M\$

Aasta	Tipp-koormus MW	Installeeritud võimsus, MW	Reservimäär	Aastased kulud vaadeldava aasta vääringus				Kulude nüüdiseväärtus (1990.a.)	
				Kulud kütusele	Käidu- ja hooldekulud	Investeermiskulud	Kogukulud	Aastased kulud	Kumulatiivsed kulud
1998	3578	4244	1,214	299	198	15	512	217	217
1999	3674	4344	1,210	332	212	30	574	221	438
2000	3770	4444	1,205	369	226	46	642	225	663
2001	3855	4544	1,205	410	241	63	714	228	891
2002	3940	4644	1,204	456	257	81	794	230	1121
2003	4025	4744	1,203	497	277	122	895	236	1357
2004	4110	4844	1,203	540	299	164	1003	240	1597
2005	4195	4944	1,202	588	321	209	1118	243	1840
2006	4280	5044	1,202	649	346	256	1251	248	2088
2007	4365	5144	1,201	717	371	306	1394	251	2339

OPTIMAALSETE LAIENDUSPLAANIDE TUNDLIKKUS

Võimsuste lisamise optimaalne plaan on sõltuv paljudest teguritest, nagu olemasolevate genereerivate võimsuste struktuur, kütuste hinnad, käidu- ja hooldekulud, kapitalikulud, võimsuste reservi normatiivid, koormuste struktuur, nõudluse juhtimise võimalused ning mitmesugused majanduslikud näitajad (püsikumäär, diskontomäär, inflatsioonimäär jms.).

Illustreerime tundlikkust eelpool vaadeldud näite baasil. Aasta 1998 alguses oli süsteemi genereerivate võimsuste koosseis järgmine (tabel 8.34):

Tabel 8.34
Olemasolevate võimsuste struktuur

Võimsuse tüüp	Võimsus, MW
HEJ	41
AEJ	330
Sõe KEJ	2765
Gaasi KEJ	569
Gaasiturbiinid	171
HAEJ	268

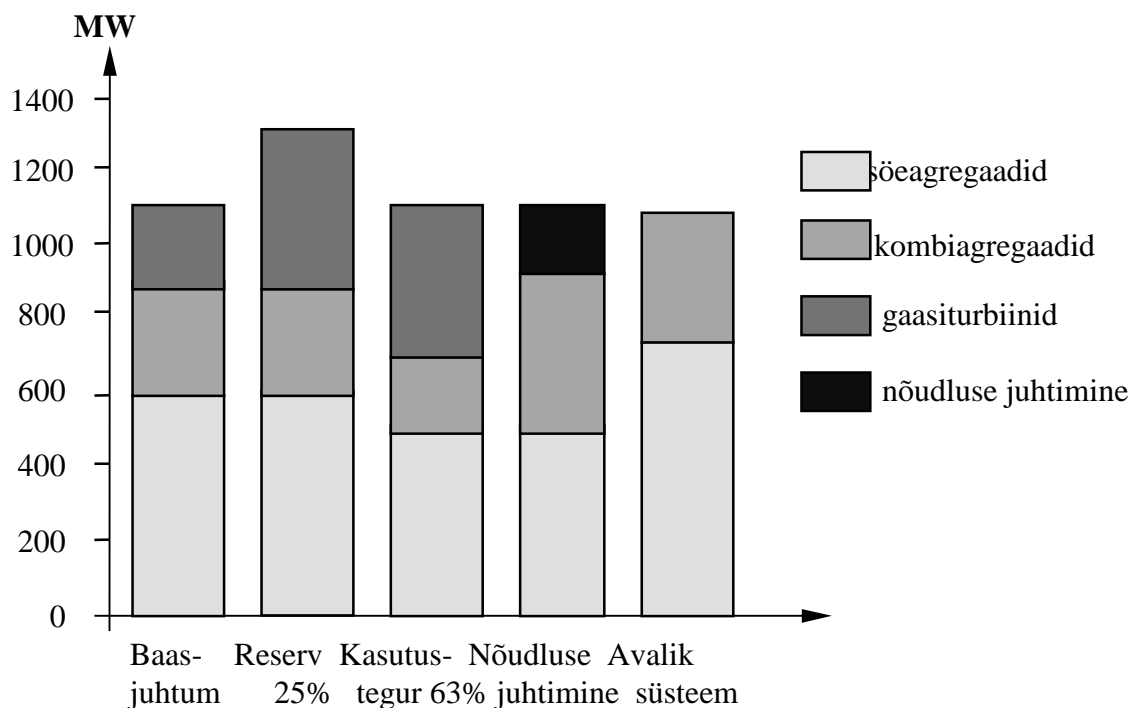
KOKKU	4144

Aastane koormustegur on 68%, minimaalne nõutav reservimäär on 20%. Süsteem on investorite omanduses.

Olgu intressimäär (ajaldusmäär - *present-worth rate*) 10%, ühtlustatud püsikumäär 18% ja planeerimisperiod 20.a. Võimalikeks laiendusalternatiivideks on gaasiturbiinide ning söe- ja kombiagregaatide lisamine ja nõudluse juhtimine. Baasjuhtumil lisatakse 600 MW kivisõeagregaatide, 300 MW kombiagregaatide ja 200 MW gaasiturbiine.

Laiendusplaani tundlikkust mitmesugustele teguritele illustreerib järgnev joonis.

Lisavõimsus aastail 1998...2007



Optimaalse lahendi tundlikkus

Kui reservinõuet suurendada 20-lt 25%-ni, on vaja installeerida rohkem võimsust, et tagada vajalik reserv tippkoormusel. Kõige ökonoomsem on lisada gaasiturbiine.

Kui koormustegur väheneb 68-lt 63%-ni sama tippkoormuse juures, siis aastane energiatarbimine väheneb. See tähendab, et elektrihaamade kasutustegur väheneb. See omakorda tingib väiksema baasvõimsuse ja suurema tipuvõimsuse vajaduse.

Uuriti ka võimalust, kus aastail 1998...2007 lisati hüpoteetiline "nõudluse juhtimise seade". Viimane töötab 3 kuud suvel ja 3 kuud talvel ning nihutab osa tippkoormust miinimumkoormuse ajale. Eeldati ka, et nõudluse juhtimine vähendab süsteemi koormustippu sama energiatarbimise juures. Seega vähendab nõudluse juhtimine gaasiturbiinide vajadust. Mõnevõrra väheneb ka baasvõimsuse vajadus.

Avalikul energiasüsteemil on saadav odavam raha - ajaldusmääraga 8% ja ühtlustatud püsikumääraga 13%. See muudab kapitalimahukamad lisavõimsused konkurentsivõimelistemaks.

PLANEERIMINE MÄÄRAMATUSE TINGIMUSTES

Võimsuste lisamise plaanid sõltuvad paljudest **prognoositud** näitajatest, nagu koormus, kütuse ja seadmete hinnad, tehnoloogia kättesaadavus, keskkonna- ja regulatsioonialane seadusandlus ja mitmesugused majanduslikud ja finantsnäitajad. Kõigi nende näitajate prognoosid on suures osas tõenäosusliku või määramatu iseloomuga, s.t. me ei tea näitajate suurusi täpselt, vaid saame hinnata ainult nende võimaliku muutumise piirkonda. Arenguplaan, mis on optimaalne näitajate ühe kombinatsiooni puhul, ei pruugi seda olla mingi teise kombinatsiooni korral. Üheks võtmeküsimuseks on teadvustada need määramatused ja välja töötada arenguplaan, mida oleks kerge sobitada muutunud tingimustega ning mille tõenäolised kulud oleksid minimaalsed.

Planeerimine määramatuse tingimustes on dünaamiline aastast aastasse kulgev protsess. Analüüs algab võimalike määramatute tingimuste identifitseerimisest ning neile tõenäosuste omistamisest. Siis on võimalik leida nende sündmuste kaalutud kogumõju süsteemi arengule. Analüüsi korraldatakse erinevatele arenguvariantidele.

KOORMUSE MÄÄRAMATUS

Üheks põhiliseks määramatuseks energiasüsteemi arengu planeerimisel on koormuse kasv. Viimast mõjutavad paljud tegurid, nagu rahvusliku ja kohaliku majanduse areng, energia hinnad, säästumeetmete rakendamine jne. Keskmise (5...10 a.) ja pika (10...30 a.) ennetusajaga prognooside määramatuse piirkond on küllalt lai. See paneb täiendava vastutusekoorma arengu planeerijatele.

Üldiselt on energiasüsteemidel raske adapteeruda nõudluse muutustega, kuna uute võimsuste käikulaskmine on suure inertsiaga (sõejaamad 6...8 a., tuuma- ja hüdrojaamad rohkemgi, nõudluse juhtimise programmide juurutamine nõuab mitu aastat klientide kaasahaaramiseks jne.).

Koormuse määramatuse analüüs taandub lühidalt järgnevaks. Koostatakse mitu koormuse kasvu stsenaariumit (sageli piirdatakse kolme stsenaariumiga - aeglase, keskmise ja kiire

kasvu stsenaarium). Võimalikku arenguvarianti analüüsitakse erinevate koormuskasvu stsenaariumite puhul ja hinnatakse vajalikke korrigeerivaid aktsioone ning nendega seotud kulusid. Erinevate stsenaariumite kulud summeeritakse siis kaalutuna vastavate tõenäosustega - tulemuseks on vaadeldava variandi kulude matemaatiline ootus. Sama protseduuri korratakse teiste arengustrateegiatega jaoks. Viimastes varieeritakse selliseid näitajaid, nagu vajalik reservimäär, tarbijapoolse energia tootmise või säästu ulatus, lisatavate võimsustüüpide osakaal jms. Optimaalseks tunnistatakse vähimate tõenäoliste kuludega arenguvariant.

Süsteemi koormuse prognoosi tuleb kohandada uute kasvutendentsidega, kui need ilmnevad. Siiski tuleb seda teha ettevaatlikult ja piisava inertsiga, sest koormuse muutus võib osutada ainult lühiajaliseks fluktuatsiooniks tänu ilmastikuoludele, majanduse tsüklitele vms. Seetõttu tuleb adaptatsioonil lähtuda mitme aasta andmetest. Kui näiteks 1995. a. ilmnis, et koormuse kasv oli eeldatud 83 MW asemel 45 MW, ei tähenda see, et järgnevaid prognoose tuleb vähendada 38 MW võrra. Vähendada tuleb väiksema väärtuse võrra. Prognoosi valem oleks järgmine:

$$\text{Koormuskasvu uus prognoos} = (1 - \alpha) \cdot \text{eelmine koormuskasvu prognoos} + \alpha \cdot \text{tegelik koormuse kasv} , \quad (8-5)$$

kus α on parameeter vahemikus 0...1 ja peegeldab uue tendentsi jälgimise inertsit. Kui $\alpha = 1$, siis uut ilmnenu tendentsi arvestatakse täies ulatuses viivitamatult, kui aga $\alpha = 0$, siis üldse mitte.

Näide. Vaatleme metoodika rakendust eelmises punktis toodud näite baasil. Analüüsime kolme koormuskasvu stsenaariumit. Eeldame, et on koostatud arenguplaan baasjuhtumiks - keskmise koormuskasvu juhtumiks. Vaatleme kolme koormuskasvu stsenaariumit - aeglane, keskmine (baasjuhtum) ja kiire - vt. tabel 8.35.

Tabel 8.35

Koormuskasvu stsenaariumid

	Aeglane	Keskmine (baasjuhtum)	Kiire
Koormuse aastane kasv, MW/a	43	85	127
Stsenaariumi tõenäosus	20	60	20

Võtame koormuskasvu jälgimise inertsit teguriks prognoosimisel $\alpha = 0,40$. Genereerivate võimsuste käikulaskmise inertsit olgu kivisöejaamadel 6 a., kombijaamadel 4 a. ja gaasiturbiinjaamadel 2 a. Ehituskulude jaotus ehitamise aastate vahel on toodud tabelis 8.36. Need andmed on vajalikud juhiks, kui agregaadi ülesseadmine lükkub edasi - näiteks, kui koormuse kasv osutub väiksemaks, kui esialgu eeldati.

Tabel 8.36

Ehituskulude jagunemine ehitusaastate vahel (%)

Ehitusaasta	Kivisöejaam	Kombijaam	Gaasiturbiinjaam
-------------	-------------	-----------	------------------

1	5	10	20
2	10	30	80
3	15	30	
4	25	30	
5	30		
6	15		

Baasstsenaariumit analüüsiti eelnevais näiteis. Lähteastaks oli 1998.

Koormuse kiire kasvu stsenaarium. Selle stsenaariumi järgi on “tegelik” koormus aastal 1999 3716 MW, sel ajal, kui baasstsenaariumi järgse prognoosi kohaselt peaks ta olema 3674 MW. Seega süsteem peab häälestama prognoosi, et arvestada seda viga. Seda tehakse valemiga (8-5), kusjuures α väärtuseks on võetud 0,40. Uus koormuse kasvu prognoos on toodud tabelis 8.37.

Tabel 8.37

Koormuse 1999.a. prognoosi mudel

Aasta	Vana prognoos	Koormuse kiire kasvu stsenaarium	Uus prognoos 1999.a.
1999	3674	3716	3716
2000	3770	3854	3829
2001	3855	3981	3931
2002	3940	4108	4032
2003	4025	4235	4134
2004	4110	4362	4236
2005	4195	4489	4338
2006	4280	4616	4440
2007	4365	4743	4541
2008	4450	4870	4643
2009	4535	4997	4745
2010	4620	5124	4847
2011	4705	5251	4949
2012	4790	5378	5050

Uus koormuse prognoos 1999 a. (tabeli viimane veerg) on aluseks arenguplaani revideerimiseks 1999.a. Esialgse (baasstsenaariumi järgi koostatud) arenguplaani ja uue koormuskasvu tingimustes pole tagatud nõutav töökindlus, s.t. 20%-ne võimsusreserv - vt. tabel 8.38. Seetõttu tuleb võimsuste lisamise plaani korrigeerida. Lühima inertsiga on gaasiturbiinide ülesseadmise. Seega on plaani esimeseks paranduseks täiendava gaasiturbiini lisamine aastal 2001. Järgmine täiendav võimsus osutub vajalikuks aastal 2004. Kuna kivisöejaama ehitusaeg on 6 a., lisatakse kombiagregaat. Aastal 2008 on vaja lisada veel 100 MW, milleks võib juba olla söeagregaat.

Seega aastal 1999 süsteemi arenguplaneerija teadvustab uute võimsuste lisamise vajadust. Plaani korrigeerimine peab arvestama võimsuste lisamise inertsiga (s.t. ehitusaegu) ning ei pruugi seetõttu olla optimaalne.

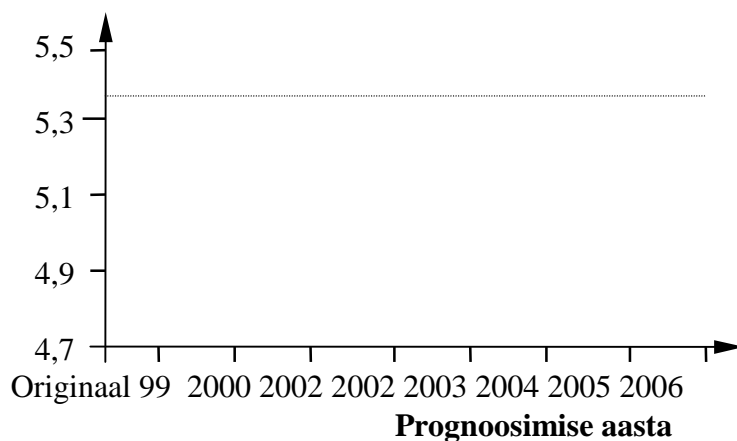
Tabel 8.38

Võimsuste lisamise plaani korrigeerimine 1999. a.

Aasta	Vana võimsuste lisamise plaan			Korrigeeritud plaan	
	Lisatud võimsus, MW	Võimsuse tüüp	Reservi-määr uue koormus-prognoosi puhul,%	Lisatud võimsus ja tüüp koos parandustega	Reservi-määr %
1999	100	100 Kombi	20	100 kombi	20
2000	100	100 Kombi	19	100 kombi	19
2001	100	100 Kombi	18	100 kombi+100 GT	21
2002	100	100 Söe	18	100 söe	20
2003	100	100 Söe	17	100 söe	20
2004	100	100 Söe	17	100 söe+100 kombi	21
2005	100	100 Söe	16	100 söe	21
2006	100	100 Söe	16	100 söe	20
2007	100	100 Söe	15	100 söe	20
2008	100	100 Söe	15	100 söe+ 100 söe	22
2009	100	100 Söe	15	100 söe	21
2010	100	100 Söe	14	100 söe	21
2011	100	100 Söe	14	100 söe	20
2012	100	100 Söe	14	100 söe	20

Analoogilist protseduuri korratakse ka järgnevate aastate 2000...2012 jaoks. Alljärgnev joonis illustreerib koormuse prognoosi 2012. aastaks erinevatel aastatel koormuse kiire kasvu stsenaariumi puhul.

Koormus, GW



Aasta 2012 koormuse prognoos erinevail aastail koormuse kiire kasvu stsenaariumi puhul

Põhiline prognoosi adapteerumine toimub 3 a. jooksul peale prognoosi vea ilmnemist.

Tabel 14-39

Lõplik võimsuste lisamise plaan koormuste kiire kasvu stsenaariumi puhul

Aasta	Võimsuse lisamine
1999	100 kombi
2000	100 kombi
2001	100 kombi+100 GT
2002	100 söe+100 GT
2003	100 söe
2004	100 söe+100
2005	kombi
2006	100 söe+100
2007	kombi
2008	100 söe+100
2009	kombi
2010	100 söe
2011	100 söe+100 söe
2012	100 söe
	100 söe+100 söe

Nagu näha tabelist 8.39, näeb lõplik plaan ette täiendava 800 MW lisamist, millest 300 MW lisamise vajadus ilmnes 1999. a. Kuigi majanduslikult oleks õigustatud söejaamade lisamine, ei võimalda seda söejaamade rajamise aeg.

Revideeritud plaan on sisendiks süsteemi laienduskulude (*expansion cost*) arvutamiseks. On saadud 20. a. perioodi laienduskulude nüüdisväärtuseks 9118,3 M\$.

Koormuse aeglase kasvu stsenaarium. Siin on analüüs analoogiline. Seejuures ilmneb, et osa agregaatide käikulaskmist võib edasi lükata, kuna tekib täiendav võimsuse reserv üle normeeritud väärtuse (20%). Siin eeldame, et ei lükata edasi nende agregaatide käikulaskmist, millede valmimisaste on 40% ja rohkem.

Plaani korrigeerimine toimub jälle aastast aastasse. Korrigeeritud võimsuste lisamise plaan on toodud tabelis 8.40.

Tabel 8.40

Lõplik võimsuste lisamise plaan koormuse aeglase kasvu stsenaariumi puhul

Aasta	Lähteplaan	Lõplik plaan	Esialgne installeerimise aasta	Edasi lükatud, aastat	Juba kulutatud ehitusaeg edasilükkamise hetkel
1999	100 Kombi	100 Kombi			
2000	100 Kombi	100 Kombi			
2001	100 Kombi	100 Kombi			
2002	100 Söe				
2003	100 Söe				
2004	100 Söe				
2005	100 Söe	100 Söe	2002	3	3
2006	100 Söe				
2007	100 Söe	100 Söe	2003	4	2
2008	100 Söe				
2009	100 Söe	100 Söe	2004	5	1
2010	100 Söe				
2011	100 Söe	100 Söe	2005	6	0
2012	100 Söe				

Viimased kaks veergu on vajalikud lõpliku maksumuse määramisel ehituse venimise kulude arvestamiseks. Tänu maksete akumulatsioonile ehituse ajal kasutatavatesse fondidesse ja hindade kasvule jaamade maksumus ehituse venimisel suureneb. Käikulaskmisega viivitamise maksumused arvutati ja need on toodud tabelis 8.41.

Tabel 8.41

Käikulaskmisega viivitamise kulud

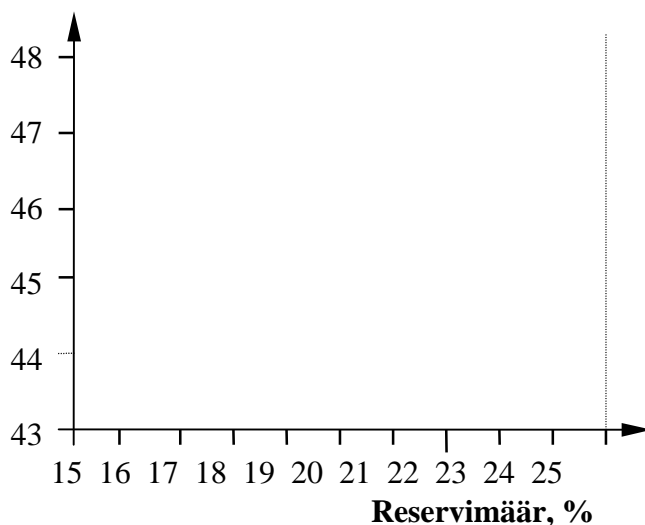
Agregaat	Edasilükatud aastad	Ehitusaeg enne edasilükkamist	Viivitamise kulud, % lõppmaksumusest käikulaskmise aasta \$
2005 söe	3	3	4,9
2007söe	4	2	3,4
2009 söe	5	1	1,5
2011söe	6	0	0,0

Need kulud ja võimsuste lisamise korrigeeritud plaan on sisendiks süsteemi summaarsete laienduskulude nüüdisväärtuse arvutamiseks. Tulemuseks saadi 7002,4 M\$.

Lõplik süsteemi laiendamise maksumus saadakse, liites vastavate tõenäosustega kaalutud maksumused. Ühtlustatud kuludeks toodetud energiaühiku kohta üle 20. a. perioodi saadi 44,2 \$/Mwh.

Optimaalne reserv. Näide. Eelmine näide lähtus normeeritud reservi määrast 20%. Analüüsi võib korrata, et hinnata kogukulude tundlikkust reservi suurusele koormuse määramatuse tingimustes. Analüüsi tulemused on toodud järgneval joonisel.

Laienduskulud, \$/Mwh



Laienduskulude sõltuvus reservimäärast koormuse määramatuse tingimustes

Kui reservimäär on madal, on tarbija katkestuskahjum suur. See on eriti nii koormuse kiire kasvu stsenaariumi puhul.

Kui reservimäär on suur, kasvavad kulud tänu suurematele investeermiskuludele täiendavate võimsuse installeerimiseks.

Nagu näha, on vaadeldavas süsteemis optimaalne reservimäär 20% lähedal.

KÜTUSE HINNA MÄÄRAMATUS

Teiseks oluliseks määramatuseks planeerimisel on kütuse, eriti nafta ja loodusliku gaasi, hind. Näiteks, nafta hinnad neljakordistusi 1974. a., kahekordistusi 1979. a. ja alanesid poole võrra perioodil 1982...1986. Nafta hindade muutust järgis loodusliku gaasi hind. Kivisöe hindadel oli tugev lagi 1974. a.-ni madalate nafta ja gaasi hindade näol. Viimaste kasv peale 1974. a. võimaldas eskaleeruda ka söe hindadel. Siiski alates 80-ndaist on söe hinnad olnud stabiilsed. Enamik nafta hindade pikaajalisi prognoose näitab nende edasist tõusu, kuna väheneb uute naftamaardlate kasutuselevõtt. Seega näeme, et tulevased kütuste hinnad on määramatud küllalt suures ulatuses,

Elektri jaamade ehituse suur inerts ja pikk eluiga loovad teatud paindlikkuse plaanide korrigeerimiseks kütuse hindade oluliste muutuse korral. Üheks selle paindlikkuse kasutamise kopntseptsiooniks on genereerivate võimsuste nn. progresseruv planeerimine, mida iseloomustab järgnev joonis.

Süsteemi vajadus

Kiiresti rakendatav võimsus

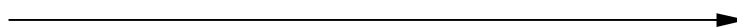
Faas 1 GT

Madalam baasenergia hind

Faas 2 GT Kombitsükkel

Süsi, kui pikaajaliselt perspektiivne kütus

Faas 3 GT Kombitsükkel Gasifitseerimine



Aeg

Genereeriva võimsuse progresseeruva planeerimise kontseptsioon

Progresserival planeerimisel toimub võimsuste lisamine “faaside” kaupa. Esimeses faasis lisatakse gaasiturbiinid rahuldavaks tipuvõimsuse vajadust lühikeses perspektiivis. Teises faasis viiakse need üle kombijaamadeks, et saavutada suurem efektiivsus. Lõpuks, kolmandas faasis lisatakse söe gasifitseerimine, et kasutada madalama hinnaga kivisütt.

Selline mitmefaasiline lähenemine võimaldab paremini adapteeruda muutustega. Kuni nafta ja gaasi hinnad on küllalt madalad, võib kolmanda faasi edasi lükata. Kui peaks kiirenema koormuse kasv, võib lisada gaasiturbiine, mis võib hiljem modifitseerida kombitsükkliteks ja veelgi hiljem gasifitseerimisega kombitsükleiks. Selline paindlikkus on süsteemile väga kasulik.

Üldiselt analüüsitakse kütuse hinna määramatuse mõju samuti diskreetsete stsenaariumite baasil, nagu koormuse kasvu määramatuse mõju.

Kütuse hindade määramatus. Näide. Illustreerime laiendamise paindlikkuse väärtust eelpool toodud näitetes vaadeldud energiasüsteemi baasil.

Võrdleme kahte laiendusplaani - plaani konventsionaalsete kivisöejaamade lisamisega ja progresseeruva genereerimise plaani. Kapitali- ja käidukulude näitajad on siin eeldatud konventsionaalsetele söejaamadele ja gasifikatsioonijaamadele võrdseiks.

Kütuse hinnad on määramatu iseloomuga. Baasjuhtumil, mille tõenäosuseks on 60%, kasvavad nafta ja gaasi reaalhinnad 6 %/a, söe hinnad 1,5 %/a. Tõenäosusega 20% toimub aastal 2002 100 %-ne hinna kasvu tõus ja tõenäosusega 20 % samal aastal 100 %-ne hinna kasvu vähenemine (selline astmeline hinna kasvu muutus aastal 2002 on toodud näitena - täielikum analüüs peaks muidugi hõlmama ka teisi aastaid ja teistsuguseid hinna muutusi).

Võimsuste lisamise plaanid on toodud tabelis 8.43. Konventsionaalsete söejaamade tehnoloogia puhul lisatakse 1998. a. gaasiturbiin, aastail 1999...2001 kombiagregaat ja kõigil järgnevatel aastail tavalised kivisöeagregaadid. Viimaste valik on tingitud nafta ja gaasi hindade kiirest tõusust.

Progresseertuva genereerimise plaan näeb samuti ette gaasiturbiini lisamist 1998. a. ja kombiagregaatide lisamist aastail 1999...2001. Siiski - arvestades kombitsükli hilisema modifitseerimise võimalust gasifikatsiooni agregaadiks lisatakse ka aastal 2002 kombiagregaat, mis 2006. a. modifitseeritakse gasifikatsiooniagregaadiks. Teine kombitsükkel modifitseeritakse 2009. a. ning 2011. a. lisatakse kombiagregregaat, et tagada võimsuse tüüpide tasakaal. Progresseeruv plaan on majanduslikelt näitajatelt pisut parem konventsionaalsest plaanist. Nimelt tulevad kogukulud 16 M\$ (1998.a.\$) võrra väiksemad. Sellisele tulule vastab gasifikatsioonijaama tasuvuslävi 27 \$/kW. See tähendab, et kui gasifikatsioonijaama maksumus on 27 \$/kW võrra suurem konventsionaalse söejaama maksumusest, siis mõlemad jaamad omavad võrdset summaarset nüüdisväärtust.

Gasifikatsioonijaama eeliseks on võimalus teda modifitseerida kombitsüklist hiljem söeküttega töötavaks kombijaamaks, kui nafta ja gaasi hinnad on märgatavalt tõusnud.

Tabel 8.43

Võimsuste lisamise plaanid kütuse hindade muutumise baasjuhtumil

Aasta	Konventsionaalne tehnoloogia			Progresseruv genereerimine		
	Söeagr.	Kombiagr.	GT	Gasif.agr.	Kombiagr.	GT
1998			200			200
1999		100			100	
2000		100			100	
2001		100			100	
2002	100				100	
2003	100			100		
2004	100			100		
2005	100			100		
2006	100			200	-100 (konv.)	
2007	100			100		
2008	100			100		
2009	100			200	-100 (konv.)	
2010	100			100		
2011	100				100	
2012	100			100		
Kokku	1100	300		1100	300	0

Kõrgete kütusehindade stsenaarium. Sellele stsenaariumile vastavad kaks plaani on toodud tabelis 8.44. Eeldame, et tavalise kombitsükli modifitseerimise aeg gasifikatsiooniagregaadiks on 4 a. Seega hindade tõusu tõttu aastal 2002 toimub esimene konversioon 2006. a.

Tabel 8.44

Võimsuste lisamise plaanid kütuse hindade muutumise baasjuhtumil

Aasta	Konventsionaalne tehnoloogia			Progresseruv genereerimine		
	Söeagr.	Kombiagr.	GT	Gasif.agr.	Kombiagr.	GT
1998			200			200
1999		100			100	
2000		100			100	
2001		100			100	
2002	100				100	
2003	100			100		
2004	100			100		
2005	100			100		
2006	100			200	-100 (konv.)	
2007	100			200	-100 (konv.)	
2008	100			200	-100 (konv.)	
2009	100			200	-100 (konv.)	
2010	100				200	-100 (konv.)
2011	100			200	-100 (konv.)	
2012	100				200	-100 (konv.)
	-----	-----		-----	-----	-----
Kokku	1100	300		1300	300	0

Progresseruva genereerimise plaan näeb ette kombitsükli modifitseerimist gasifikatsioonitsükliks aastail 2006...2009. Ka tavalised gaasiturbiinid modifitseeritakse - algul kombitsükliks (aastatel 2010 ja 2012), siis gasifikatsiooniregaaadiks (2011).

Selgub, et progresseruva plaani kulud on veidi - 4 M\$ võrra - suuremad, mis vastab gasifikatsioonijaamade tasuvusläävile 7 \$/kW.

Madalate hindade stsenaarium. Stsenaariumile vastavad kaks plaani on toodud tabelis 8.45. Söejaamade ehitusajaks eeldame 6 a., kombitsükli ümberehitusajaks gasifikatsioonijaamaks - 4 a. Samuti eeldame, et söejaamadest valmidusastmega alla 10 % ja kombitsükli modifitseerimisest valmidusastmega alla 10 % loobutakse aastal 2002 seoses kütuse hindade kasvu 100 % vähenemisega.

Hindade alanemisel 2002. a. konventsionaalne plaan lisab gaasiturbiini 2007. a. Progresseruv plaan teeb seda juba 2006. a. Madalate kütusehindade puhul omab progresseruv plaan suuri eeliseid. Täiendav 2002. a. installeeritud kombiagregaat modifitseeritakse kõrgete või keskmiste hindade puhul gasifikatsiooniregaaadiks, madalate hindade puhul aga mitte - sel juhul säästetakse ümberehitamise kulud. Teiseks eeliseks on suurem paindlikkus tänu lühematele ehitusaegadele modifitseerimise faasis. Progresseruva plaani kumulatiivne kulude säästu nüüdisväärtus on 216 M\$. See vastab gasifikatsioonijaama tasuvusläävile 365 \$/kW.

Tabel 8.45

Võimsuste lisamise plaanid kütuse hindade muutumise baasjuhtumil

Aasta	Konventsionaalne tehnoloogia			Progresseruv genereerimine		
	Söeagr.	Kombiagr.	GT	Gasif.agr.	Kombiagr.	GT
1998			200			200

1999		100			100	
2000		100			100	
2001		100			100	
2002	100				100	
2003	100			100		
2004	100			100		
2005	100			100		
2006	100					100
2007			100			100
2008			100			100
2009			100			100
2010			100			100
2011			100			100
2012			100			100
Kokku	----- 500	----- 300	----- 800	----- 300	----- 400	----- 900

Kokkuvõte. Tabelis 8.46 on toodud progresseeruva plaani kulude säästu nüüdisväärtused võrreldes konventsionaalse plaaniga.

Tabel 8.46

Progresseeruva plaani kulude säästu nüüdisväärtused võrreldes konventsionaalse plaaniga, M\$

	Kütusehindade kasvu stsenaarium			Säästu mat. ootus
	Madal	Keskmine	Kõrge	
Tõenäosus	20	60	20	
Progr. plaani sääst	216	16	-4	52

Tulud võib esitada ka tasuvuslävide baasil, nagu tabelis 8.47.

Tabel 8.47

Progresseeruva plaani tasuvuslävi (kapitalikulude osas), \$/kW

	Kütusehindade kasvu stsenaarium			Lävi mat. ootus
	Madal	Keskmine	Kõrge	
Tõenäosus	20	60	20	
Progr. plaani tasuvuslävi	365	27	-7	88

Progresseeruva plaani keskmine tasuvuslävi perioodil 2002...2012 on 82 \$/kW. Muidugi sõltub tasuvuslävi konkreetsest süsteemist ja hindade kasvu stsenaariumitest.

Kokkuvõttes - progresseeruva planeerimise eeliseks on suur paindlikkus määramatute hindade keskkonnas.

MARGINAALKULUD

Sageli on vaja teada energiasüsteemi tootmise marginaalkulu. **Marginaalkulu** - see on energiaettevõtte kulu täiendava energia- (või võimsus-)ühiku tootmiseks. Sageli kasutatakse samas tähenduses termineid “**väljätud kulu**” (*avoided cost*) “**kulu juurdekasv**” või “**täiendkulu**” (*incremental cost*), “**vähennemiskulu**” (*decremental cost*). Marginaalkulud

kasutatakse elektritariifide struktureerimisel, elektriyaamade võimsuste lisamise planeerimisel ja elektriostude planeerimisel (USA-s näiteks, nõuab avalike ettevõtete regulatsioonipoliitika akt, et energiaettevõtted ostaksid elektrit koostootjailt või elektri väiketootjailt marginaalkulu tariifidega).

Marginaalkulud arvutatakse tavaliselt energiaettevõtte kahe juhtumi tootmiskulude vahena: baasjuhtum ja juhtum, kus on lisandunud väike täiendava võimsuse ost või müük. Tootmiskulud mõlemil juhul leitakse imiteerimise teel. Marginaalkulu sõltub ööpäevase koormusgraafiku iseloomust, energia ostu (või müügi) määra, samuti käidu iseloomust.

Energiasüsteemi arengu planeerimisel on energia ostu arvestamine olulise tähtsusega, kuna see võimaldab edasi lükata tootmisvõimsuste suurendamist.

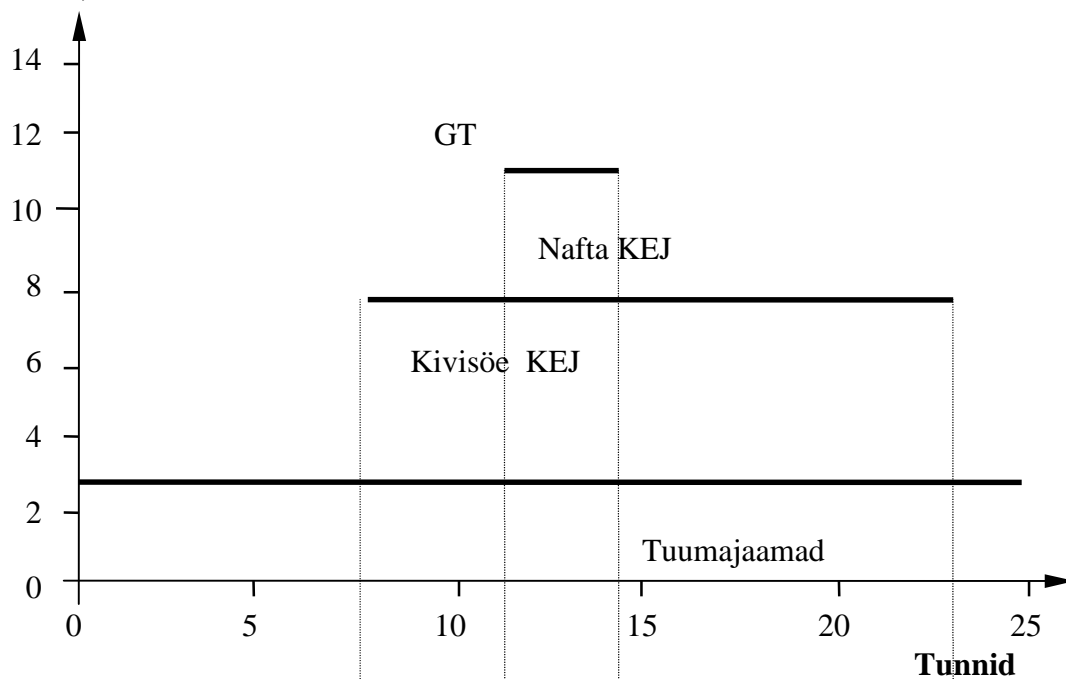
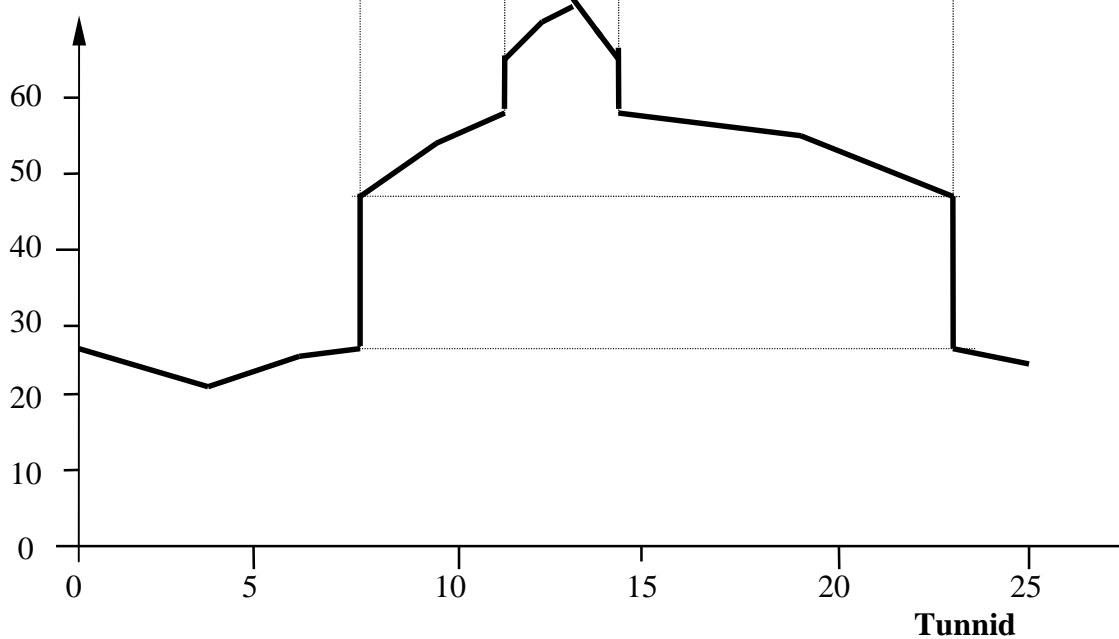
LÜHIAJALINE MARGINAALKULU

Lühiajaline marginaalkulu vastab tingimustele, kus energia ost (või koormuse vähendamine) ei tulene otsesest vajadusest suurendada tootmisvõimsusi antud aastal. Või vastupidi - täiendava koormuse katmine ei nõua täiendava genereeriva võimsuse installeerimist. See tähendab, et süsteemi tootmisvõimsus jääb samaks nii energia ostu korral, süsteemi genereeritava võimsuse suurendamisel või ka selle puudumisel. Lühiajalist marginaalkulu nimetatakse ka energia marginaalkuluks, kuna see kulu on seotud ainult täiendava energia koguse tootmisega, ostuga või säästuga (mitte aga täiendava võimsuse installeerimisega).

Marginaalkulu muutub ööpäeva lõikes, sõltuvalt ööpäevasest koormusgraafikust. Seda illustreerib järgnev joonis.

Igal ajahetkel katab täiendava energia vajadust vähima tootmiskuluga agregaat. Näiteks, kelle kümme kaetse täiendav energiavajadus naftaagregaadi poolt, kuna tuuma- ja kivisöejaamad on juba maksimaalselt koormatud.

Joonis vastab juhule, kus kivisöe hind on 2 \$/MBtu, nafta ja gaasi hind 4 \$/MBtu. Kondensatsioonjaamades on soojuse erikulu piires 9500...11000 Btu/kWh, gaasiturbiinidel aga 12000...14000 Btu/kWh. Marginaalkulu on piires 20...70 \$/MWh ja muutub hüppeliselt vastavalt genereeriva võimsuse tüübi muutusele. Ööpäevane keskmine marginaalkulu on 37 \$/MWh. Märkime, et lisaks kütuse maksumusele hõlmab marginaalkulu ka käidu ja hoolde muutuvkulusid.

Koormus, GW**Marginaalkulu, \$/MWh****Marginaalkulu muutumine ööpäevas**

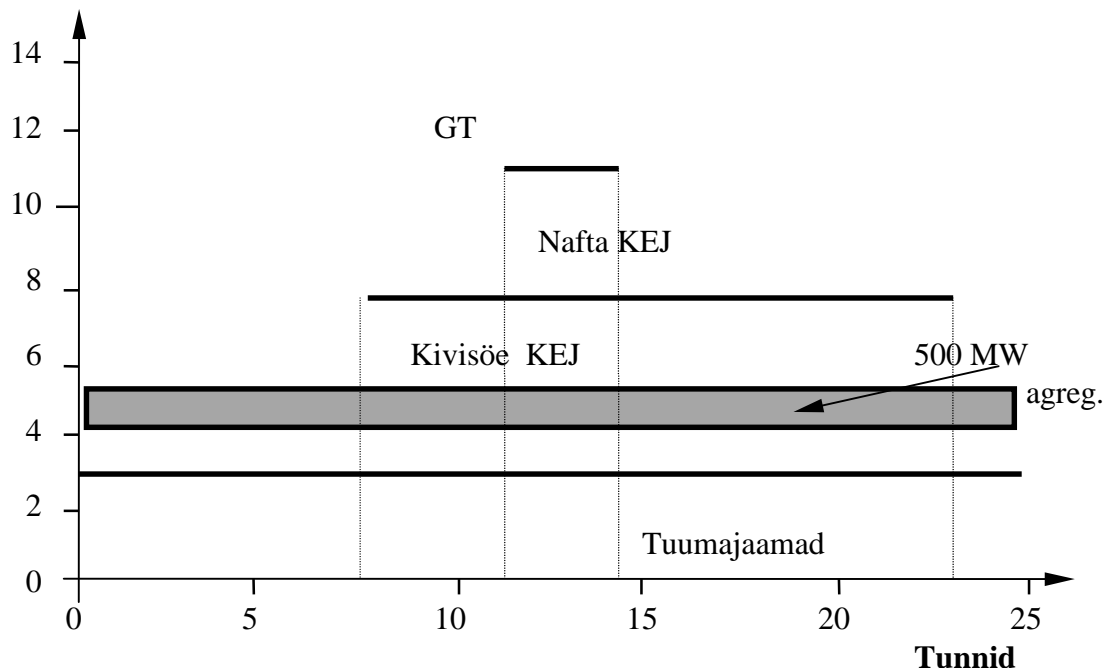
Mõnel juhul kasutatakse elektritariifide struktuuri väljatöötamisel keskmisi kulusid üle teatud arvu tundide. Tavaliselt defineeritakse tippkoormuse ja tipuvälise koormuse perioodid. Joonisel toodud näites võiks tippkoormuse perioodiks olla 12.00 kuni 15.00, tipuväliseks perioodiks aga 0.00 kuni 12.00 ja 15.00 kuni 24.00. Alternatiivina võiks piiritleda tipuperioodi, pooltipu perioodi ja tipuvälise perioodi (vastavalt 12.00 kuni 15.00, 8.00 kuni 12.00 ja 15.00 kuni 23.00 ning 0.00 kuni 8.00 ja 23.00 kuni 24.00).

PIKAAJALINE MARGINAALKULU

Kui energia ostu või tarbimise muutus on seotud võimsuse lisamisega antud aastal, siis hõlmab marginaalkulu peale lühiajalise kulu ka tootmisvõimsuse asendamise (laiendamise) kulu - siis on tegemist nn. pikaajalise marginaalkuluga. Pikaajaline marginaalkulu sõltub asendatava võimsuse tüübist ja võimsuse ostu (või koormuse) ööpäevasest graafikust.

Eeldame näiteks, et töökindluse analüüsi põhjal selgus järgmist. Võiks loobuda 500 MW kivisöeagregaadi installeerimisest või lükata seda tulevikku, kui õnnestub saavutada koormuse vähenemine või võimsuse ostu suurenemine üle kogu aasta 500 MW võrra, nagu näidatud alltoodud joonisel. Lihtsuse mõttes ei arvesta me siin agregaaadi efektiivset koormatavust.

Koormus, GW



Energia ostu mõju pikaajalisele marginaalkulule

Kuna koormuse aastaringne vähenemine 500 MW võrra võimaldab vähendada kivisöejaamade võimsust 500 MW võrra, siis tootmisvõimsuste struktuur praktiliselt ei muutu - koormusgraafiku poolbaasi osast tuleb ainult eemaldada 500 MW laiune riba (joonisel viirutatud). Seega on energia marginaalkulu muutus suhteliselt väike ja haarab ainult 500 MW kivisöeagregaadi tootmiskulud - toodud näites 19 \$/MWh.

Küll on aga suur võimsuse asendamise kulu. Kui söeagregaadi installeeritud võimsusühiku erimaksumus on 1500 \$/kW ja eeldame ühtlustatud püsikulumäära 18 %, saame võimsuse kulutuste vähenemiseks:

$$1500\$/kW \times 0,18 / 8760 \times 10^{-3} = 30,8 \$/MWh$$

Seega kokku oleks pikaajaline marginaalkulu:

$$30,8 + 19 = \mathbf{49,8 \$/MW}$$

Nagu näha, on pikaajaline marginaalkulu kõrgem, kui keskmine lühiajaline marginaalkulu (37 \$/MWh). See on tüüpiline.

Vaatleme nüüd juhtumit, kus analoogilise ühtlase võimsuse ostu või tarbimise vähendamise tulemusel lükati edasi gaasiturbiinide installeerimine 500 MW ulatuses. Pikaajaline marginaalkulu energia tootmiseks muutub nüüd vähe, kuna gaasiturbiini töösoleku aeg on väga väike. Seetõttu võib selle kulu võtta võrdseks keskmise lühiajalise marginaalkuluga, s.t. antud juhul 37 \$/MWh. Olgu asendatava gaasiturbiini kapitalikulu 300 \$/kW. Siis võimsuse asendamise (e. välditud) kulu oleks:

$$300\$/kW \times 0,18 \times 8760 \times 10^{-3} = 6 \$/Mwh.$$

Seega kogu pikaajaline marginaalkulu:

$$37 + 6 = \mathbf{43 \$/MWh}$$

Nagu näha, osutus toodud näites gaasiturbiini pikaajaline marginaalkulu väiksemaks, kui kivisöeagregaadil. Üldiselt sõltub see konkreetse energiasüsteemi näitajatest. Igal juhul sõltub pikaajaline marginaalkulu asendatava võimsuse tüübist.

Kui energia ost või koormuse vähendamine võimaldab loobuda gaasiturbiinist, on pikaajalises marginaalkulus suur energia tootmise kulude osakaal, võimsuse maksumuse osa aga suhteliselt väike. Vastupidi on olukord, kui asendusvõimsuseks on kivisöeagregaat.

Vaatleme selles peatükis varem vaadeldud võimsuste lisamise näidet. Olgu energiasüsteemil võimalik aastaringne (s.t. 8760 tundi) võimsuse ost. Vaadeldava süsteemi arenguplaan nägi ette kahe 100 MW gaasiturbiini lisamist aastal 1998, seejärel ühe kombiagregaadi lisamist aastatel 1999, 2000 ja 2001 ning seejärel kuni aastani 2005 ühe kivisöeagregaadi lisamist aastas.

Tabel 8.47

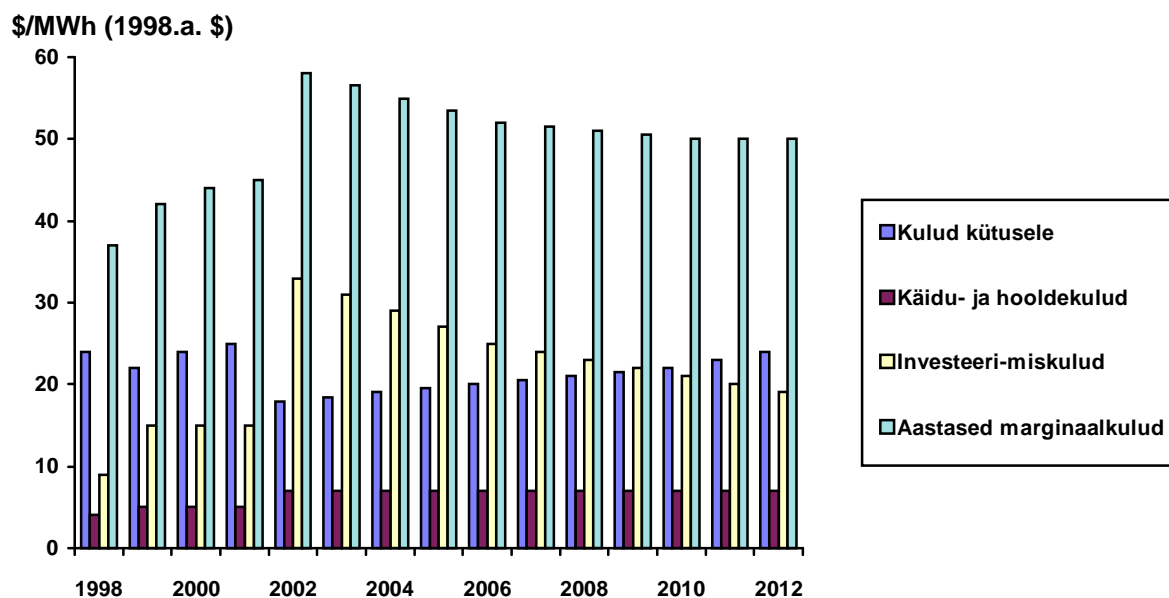
Tootmisvõimsuste arenguplaani muutused 100 MW võimsuse ostu puhul

Aasta	Lähteplaan võimsuste lisamiseks	Optimaalne plaan võimsuse ostu puhul	Plaanide erinevus
1998	2×100 MW GT	100 MW GT	- GT
1999	100 MW kombiagr.	100 MW GT	+kombiagr. - GT
2000	100 MW kombiagr.	100 MW kombiagr.	
2001	100 MW kombiagr.	100 MW kombiagr.	
2002	100 MW söeagr.	100 MW kombiagr.	+kombiagr. - söeagr.
2003	100 MW söeagr.	100 MW söeagr.	
2004	100 MW söeagr.	100 MW söeagr.	
2005	100 MW söeagr.	100 MW söeagr.	

Võimsuse ost võimaldab pikaajalises perspektiivis loobuda ühest baasvõimsuse agregaadist. Nagu näha tabelist 8.47, on 100 MW-se ostu esmaseks tulemuseks ühe gaasiturbiini

installeerimise edasilükkamine aastalt 1998 aastale 1999. Samas lükkub esimese kombiagregaadi käikulaskmine aastalt 1999 aastale 2000. Aastal 2002 on tulemuseks kombiagregaadi lisamine ja söeagregaadi lisamise edasilükkamine.

Alltoodud joonisel on toodud pikaajalise marginaalkulu ja tema struktuuri dünaamika aastate lõikes.



Pikaajaliste marginaalkulude dünaamika

MARGINAALKULUDE ÖÖPÄEVANE MUUTUMINE

Eelnevad näited põhinesid eeldusel, et osteti (sääteti) baasvõimsust, s.t. 8760 tunni jooksul aastas. Kui marginaalse võimsuse allikas töötab vähem, kui 8760 tundi aastas (tipu- või pooltipuperioodidel), siis on kulude sääst täiendava võimsuse ja energia tootmiseks erinevad. Kütusekulu osatähtsus suureneb, kuna marginaalne energiatootmise kulu keskendatakse ainult üle tipu- või pooltipuperioodi. Suurem on ka võimsuse marginaalkulu, kuna võimsuse lisamise kulutude sääst jagatakse väiksema energiahulgaga.

Kui marginaalne ost toimub tipuvälisel perioodil, siis võimsuse lisamise kulude säästu osa marginaalkulus on praktiliselt null ja ainsaks komponendiks on tipuvälise asendusenergia maksumus.

Sõltuvalt tipu perioodi määratlusest (kas näiteks 3 tundi või 6 tundi või koguni 12 tundi vms.) ja konkreetsest energiasüsteemist võib tipuenergia marginaalkulu sisaldada ainult kulude säästu tänu gaasiturbiinidest loobumisele. Tipuvälise energia marginaalkulu võib sisaldada ka kulude säästu tänu ühelt võimsuse tüübilt (näiteks söejaamad) teisele (näiteks kombijaamad) ülemineku loobumisest.

Marginaalkulud väljendatakse tavaliselt kuludena energiaühiku kohta - EEK/MWh, kuid ta võib olla ka jagatud energia ja võimsuse komponentideks (vastavalt EEK/MWh ja

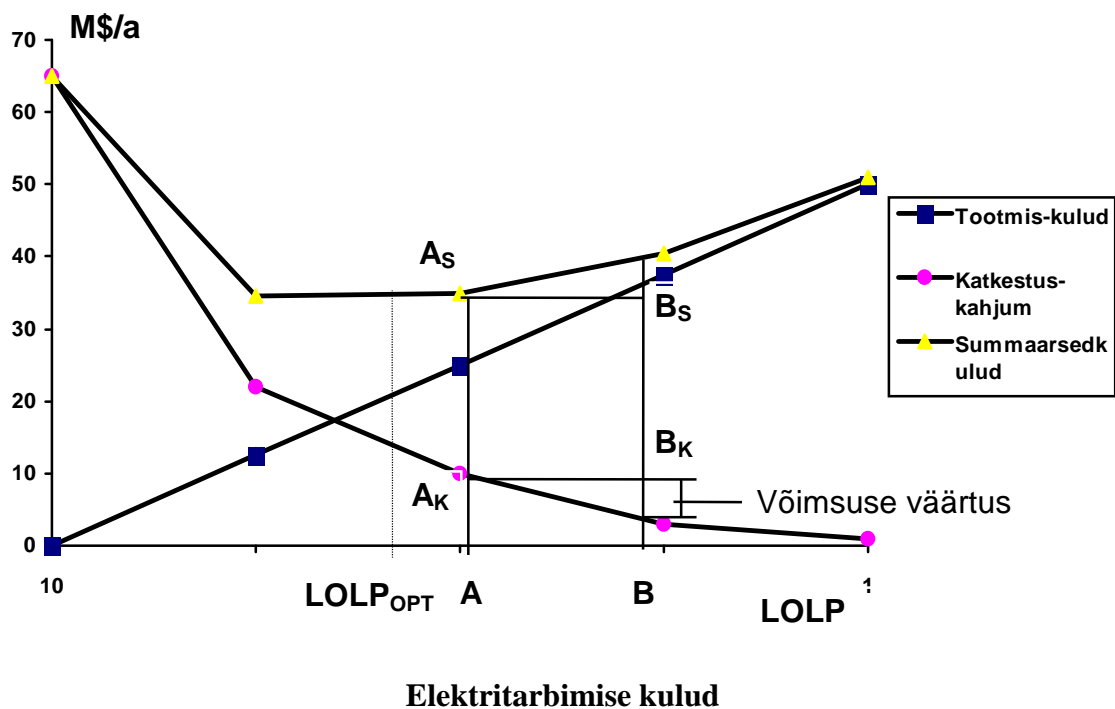
EEK/kW/a). Energiakulu komponent hõlmab tavaliselt kütuse maksumust ning muutuvaid käidu- ja hooldekulusid, võimsuskulu komponeent aga investeerimiskulude ning püsivate käidu- ja hooldekulude muutust.

VAHEPEALNE (POOLTIPU) MARGINAALKULU

Energia ost (näiteks tööstuslikult koostootjalt või eratootjalt) võib tagada töökindla energia saamise. Samas võib aga energiasüsteemil olla endal piisavalt võimsust nõutava töökindluse tagamiseks ka ilma täiendava ostuta. Sel juhul energia ost ei võimalda edasi lükata tootmisvõimsuste lisamist süsteemis (lisada pole nagunii vaja!). Seega energiasüsteemi, kui energia ostja, välditud kulude aspektist pole müüja (väiketootja) õigustatud saama tasu täiendava võimsuse eest (küll aga muidugi energia eest).

Siiski - energia müüja varustab süsteemi töökindla võimsusega. Tänu sellele energiasüsteemi teenenduse töökindlus tõuseb ning tarbija katkestuste tõenäosus väheneb. Kuna tarbija saab katkestuste vähenemisest tulu, peaks võimsuse müüja saama selle eest teatud tasu. Võimsuse katkestuste vähenemise määra ja sellest tuleneva ühiskondliku tulu arvutust vaatlesime peatükis 10 toodud näites.

Järgneval joonisel on toodud elektritarbimisega seotud kulude kõverad.



Kulud koosnevad energiasüsteemi teenenduskuludest - need kaetakse tarbija poolt elektritariifide kaudu - ja tarbija katkestuskahjumist. Optimaalne LOLP nivoo vastab summaarsete kulude miinimumile.

Oletame, et energiasüsteemi reserv tagab optimaalsest kõrgema töökindluse nivoo (Punkt A). Ost sõltumatult tootjalt suurendab töökindluse nivood (s.t. vähendab võimsusdefitsiidi

tõenäolist kestust LOLP) veelgi - punktini B. Seega võimsuse ost vähendas tarbija katkestuskahjumi väärtuselt A_K väärtuseni B_K . Järelikult tagab sõltumatu tootja tarbijale lisatulu ja peaks saama selle eest tasu. Kui sõltumatu tootja saab tasu müüdüd võimsuse väärtuse ulatuses, s.t. lõigu $A_K - B_K$ ulatuses, tuleks selle arvel reguleerida tariifi. Energiasüsteemi kogukulud (punkt B_S) jääksid seejuures endiseks, s.t. väärtusele A_S .

Sõltumatult tootjalt ostetud võimsusühiku väärtus (\$/MW/a) avaldub, kui:

$$\text{Võimsuse väärtus} = - \frac{\partial \text{ katkestuskahjum}}{\partial \text{ võmsus}} = - \frac{\partial \text{ katkestuskahjum}}{\partial \text{ LOLP}} \times \frac{\partial \text{ LOLP}}{\partial \text{ võmsus}} \quad (8-6)$$

Arvestades valemeid (10-25) ja (10-26), saame:

$$\begin{aligned} \text{Võimsuse väärtus} &= - M \times TKA \times TKEK \times \frac{\partial \text{ LOLP}}{\partial \text{ võmsus}} = \\ &= + M \times TKA \times TKEK \times \frac{1}{M} \text{ LOLP} \end{aligned} \quad (8-7)$$

kus M - LOLP-i võimsusest sõltuvuse logaritmilne kalle, MW
 TKA - ööpäevase koormustipu kasutustundide arv, h
 $TKEK$ - tarbija katkestuse erikahjum, \$/MWh

Paigutades valemi (11-27) valemisse (8-7), saame:

$$\text{Võimsuse väärtus} = AKEK \times \frac{\text{LOLP}}{\text{LOLP}_{\text{OPT}}} \quad (8-8)$$

kus $AKEK$ - aastane kapitali erikulu tippvõimsuse suurendamiseks, \$/kW/a

Kui, näiteks, antud aastal on võimsusvajaku tõenäoline kestus (LOLP) 0,3 päeva/aasta, tipuvõimsuse kapitaliseeritud kulu 300 \$/kW, töökindluse nivoo normeeritud väärtuseks 1,0 päeva/aasta ja ühtlustatud püsikumäär 0,20, saame täiendava võimsusreservi väärtuseks:

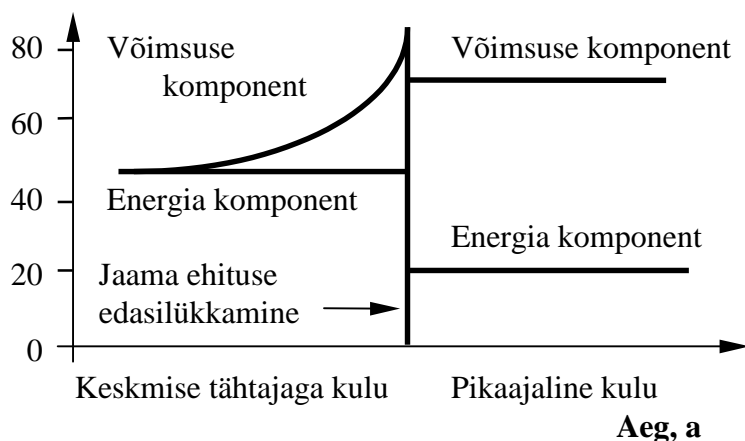
$$300 \cdot 0,2 \cdot 0,3/1,0 = 18 \text{ $/kW/a}$$

See täiendava reservi väärtus lisatakse välditud energiatootmiskulude komponendile marginaalkulude arvutamisel.

KOKKUVÕTE

Energiaettevõtte marginaalkulusid on vaja teada elektritariifide väljatöötamisel, genereerivate võimsuste planeerimisel ja elektrienergia ostude planeerimisel. Marginaalkulud võib arvutada aenergiasüsteemi planeerimise programmide abil aastaegade, päevade või tundide kaupa. Järgnev joonis illustreerib reaalse (mitte nominaalse) marginaalkulude trende ajas.

senti/kWh

**Marginaalkulude muutumise tendentsid ajas**

Lühi- ja keskmiseajalised marginaalkulud koosnevad suurel määral täiendavatest kuludest energia tootmiseks. Väikese osa moodustab marginaalse tipuvõimsuse lisamise kulu - viimane kasvab ajaperspektiivi pikenemisel vastavalt seosele (14-8) kuni välditud võimsuse käikulaskmise ajani.

Pärast seda tuleb rakendada pikaajalise marginaalkulu arvutust. Seejuures võib võimsuse komponent moodustada tunduvalt suurema osa, kui energia komponent - seda näiteks juhul, kui välditakse suure kapitaliintensiivsusega kivisöejaama käikulaskmine.

VÄIKESED PARENDUSPROJEKTID

Sageli on energiaettevõtetal vaja hinnata väikeste täiendusprojektide majanduslikku efektiivsust (näiteks otsustada, millisel firmalt tellida turbiini uus rootor, hinnata alandatud kadudega trafode ülesseadmise otstarbekust jms.). Seda tüüpi otsuseid tuleb teha võrdlemisi sageli - võib-olla kümneid või isegi sadu aastas.

Iga selline väike parendusprojekt üksikult mõjutab energiaettevõtte kogu käidu ökonomikat äärmiselt vähe. Arvestades aga nende suurt hulka, võivad nad kõik kokkuvõttes mõjutada ettevõtte majanduslikke näitajaid küllalt oluliselt. Seetõttu tuleb ka sellistele projektidele pöörata piisavat tähelepanu.

Väikeste täiendusprojektide majanduslikuks hindamiseks võib kasutada tavalisi detailseid meetodeid. Siiski, arvestades iga sellise projekti suhteliselt väikest mõju ning nende suurt arvu, on otstarbekam rakendada lihtsustatud meetodeid. Need kasutavad energiasüsteemi tundlikkuse näitajaid, mis on tuletatud detailsete hindamismeetoditega. Üheks tähtsamaks näitajaks on asendusenergia maksumus (s.t. energiatootmise marginaalkulu).

NÄIDE. Energiasüsteem kavatses osta 400 MW-se kivisöel töötava turboagregaadi ning on saanud pakkumise kahelt tootjalt. Agregaat tuleks installeerida 1995. a. ja ta hakkaks tööle koormusgraafiku baasi osas - kasutusteguriga (*capacity factor*) 95 %. Kahe pakutava variandi karakteristikud oleks järgmised:

	Variant 1	Variant 2
Agregaadi võimsus, MW	400	410
Sundseisumäär, %	5	10

Plaaniline seisumäär, %	10	10
Kütuse maksumus (ühtlustatuna üle 20. a.), \$/MBtu	3,0	3,0
Soojuskulu (neto), Btu/kWh	10 000	10 200
Maksumus, M\$	560	540
Erimaksumus, \$/kWh	1 400	1 350

Energisüsteemi töökindluse analüüs andis süsteemi M-kaldeks 250 MW. Töökindluse sobitamiseks võib kasutada gaasiturbiine. Viimaste erimaksumus on 300 \$/kW ja sundseisumäär 5%. Energiatootmise marginaalkulu on 55 \$/MWh (ühtlustatuna üle kahekümne aastase perioodi). Leida vähima 20 aastase nüüdisväärtusega variant, kui inflatsioonimäär on 6 %/a, intressimäär 10 %/a ja ühtlustatud aastane püsikumäär 20 %/a.

LAHENDUS

A. Töökindlus. Variandid erinevad nimivõimsuselt ja töökindlusnäitajatelt. Arvutame lisakulu, mis on vajalik, et mõlemad variandid tagaksid võrdse töökindluse. Selleks arvutame mõlema variandi puhul agregaadid efektiivse koormatavuse nn. Garveri valemi (10-17)

$$LCC = C - M \cdot \ln[(1-FOR) + FOR \cdot \exp(C / M)]$$

abil (kus C -agregaadid võimsus):

	Variant 1	Variant 2
M-kalle, MW	250	250
Nimivõimsus, MW	400	410
Sundseisumäär, %	5	10
Efektiivne koormatavus, MW	354,9	323,1
Koormatavuse erinevus, MW	baasvariant	31,8

Seega, et saavutada võrdne töökindlus, on teise variandi puhul vaja täiendavalt üles seada 31,8 MW gaasiturbiinide efektiivset võimsust.

Eeldades, et gaasiturbiini sundseisumäär on 5%, oleks teise variandi puhul vaja installeerida täiendavalt

$$31,8 / (1 - 0,05) = 33,5 \text{ MW}$$

gaasiturbiinide võimsust, mille maksumus oleks $33,5 \text{ MW} \times 300 \text{ $/kW} = 10,05 \text{ M\$}$. Seega, tagamaks võrdne töökindlus mõlema variandi puhul tuleks installeerida järgnevalt:

	Variant 1	Variant 2
Võimsuse lisamine	400 MW söeagr.	410 MW söeagr. ja 33,5 MW GT
Gaasiturbiini maksumus		10,05 M\$

B. Tootmiskulud. Leiame variantide tootmiskulud:

	Variant 1	Variant 2
	<u>Asendusenergia</u>	<u>maksumus</u>
Agregaadid kasutustegur(<i>capacity factor</i>)	0,95	0,95

Sundseisumäär	0,05	0,10
Plaaniline seisumäär	0,10	0,10
Maksimaalne kasutatavus (<i>availability</i>)	$0,95 \cdot 0,9 = 0,855$	$0,9 \cdot 0,9 = 0,81$
Energia toodang, MWh	$400 \cdot 8760 \cdot 0,855 \cdot 0,95 = 2846124$	$410 \cdot 8760 \cdot 0,81 \cdot 0,95 = 2763736$
Energiatoodangu erinevus, MWh	baasvariant	82388
Aastase asendusenergia maksumus, \$/MWh/a (1995.a. \$)		4,531 M\$/a
	<u>Kütuse</u>	<u>maksumus</u>
Soojuse erikulu, Btu/kWh	10 000	10 200
Kütuse ühtlustatud hind, \$/Btu	3,0	3,0
Energiatoodang, MWh	2 846 124	2 763 736
Aastane kütuse maksumus, \$/a	85 383 720	84 570 322
Kütuse maksumuse erinevus, M\$/a	baasvariant	-0,813
	<u>Summaarsed</u>	<u>tootmiskulud</u>
Asendusenergia maksumuse erinevus M\$/a	baasvariant	4,531
Kütuse maksumuse erinevus, M\$/a	baasvariant	-0,813

Aastaste tootmiskulude erinevus, M\$/a	baasvariant	3,718
	<u>Aastane kapitalise</u>	<u>eritud väärtus</u>
	(jagame püsikulu	määraga 0,2)
Tootmiskulude erinevuse kapitaliseeritud ekvivalent üle 20. a., M\$	baasvariant	18,59 M\$

C. Kogukulud. Kogukulud moodustuvad tootmis- ja investeerimiskuludest:

	Variant 1	Variant 2
Kivisöeagregaadi maksumus, M\$	560	540
Täiendavate gaasiturbiinide maksumus, M\$	baasvariant	10,05
Tootmiskulude erinevuse kapitaliseeritud ekvivalent, M\$	baasvariant	18,59
	-----	-----
Kogukulude hinnang	560	568,64

Seega on ökonoomsem esimene variant, mille 20.a. kogukulude nüüdisväärtus on 8,64 M\$ võrra väiksem, kui teisel variandil. Märkigem, et esmapilgul võib paremana tunduda teine variant, mille puhul agregaaadi nimivõimsus on suurem ja hind madalam. Siiski, esimese variandi suurem töökindlus (väiksem sundseisumäär) ja suurem kasutegur (väiksem soojuse erikulu) muudavad esimese variandi efektiivsemaks.

Lihtsustatud meetodikat võib kasutada ka genereerivate agregaatide uuendamise ja eluea pikendamise projektide majanduslikuks hindamiseks. Uuendamise projektide rakendamisel vähenevad tavaliselt agregaaadi plaaniline ja sundseisumäär, hooldekulud ja soojuse erikulu.

Plaanilise seisumäära vähendamine näiteks ühe päeva võrra viib asendusenergia säästule. Üldine kulude sääst on võrdne asendusenergia maksumuse ja parendatud agregaaadi

tootmiskulude vahega. Seega plaanilise seisumäära ühe päevasest vähendamisest saadav tulu:

$$\text{Hooldepäeva tulu} = \text{Nimivõimsus} \times \text{kasutustegur} \times 24 \times \\ \times (\text{asendusenergia hind} - \text{kütuse hind} \times \text{soojuse erikulu}), \text{ \$/päev/a} \quad (8-9)$$

Seda tulu nimetatakse ka asendusenergia säästu tuluks. Siin asendusenergia hind on \\$/MWh, kütuse hind on võetud soojusühiku hinnana - \\$/MBtu, soojuse erikulu - MBtu/MWh. Asendusenergia hinnaks võetakse energia keskmine hind (energiatootjale) nende tundide jooksul, millal taäiustatav agregaat töötab ja sel aastaajal, millal toimub hooldus. Ka kasutustegur võetakse sama aastaaja jaoks.

Sundseisumäära vähendamine viib nii asendusenergia säästule (nagu plaanilise seisumäära vähendamisel) ja asendusvõimsuse säästule (kuna on vaja vähem võimsust osta või/ja lükkub edasi võimsuse lisamise vajadus).

$$\text{Asendusvõimsuse säästu tulu} = \\ = \text{Nimivõimsus} \times \text{aastane asendusvõimsuse hind} / 365, \text{ \$/päev/a} \quad (8-10)$$

Siin nimivõimsus on MW-s. Aastase asendusvõimsuse hinnaks \\$/MW/a (energia tootjale) on kas aasta keskmine võimsuse hädaostu hind või uue tippvõimsuse agregaadil lisamise investeeringu aastamakse (võimsuse ühiku kohta).

Seega tulu sundseisumäära vähendamisest ühe päeva võrra:

$$\text{Sundseisu päeva tulu} = \\ = \text{asendusvõimsuse säästu tulu} + \text{asendusenergia säästu tulu}, \text{ \$/päev/a} \quad (8-11)$$

Säästu tulud on siin võetud ühe päeva kohta. Märkime, et asendusenergia päevase säästu tulu, mis leitakse valemiga (8-9), tuleb sundseisu puhul numbriliselt erinev kui plaanilise seisaku korral, kuna sundseisu puhul tuleb kasutada asendusenergia hinna ja kasutusteguri aasta keskmisi väärtusi (kuna sundseisak on juhuslik sündmus ja võib toimuda mistahes päeval aastas), plaanilise seisaku korral - vastavaid väärtusi plaanilise hooldeperioodi kohta.

Agregaatide soojuskarakteristikute parendamine annab mitut liiki tulu. Kui agregaadil võimsus on piiratud katla võimsusega, siis agregaadil kasuteguri tõstmine võimaldab sama kütusekulu (s.t. katla tootlikkuse) juures arendada suuremat võimsust. Seda täiendavat võimsust võib kasutada süsteemi kõige kallima (s.t. suurimate tootmiskuludega) genereeriva ühiku asendamiseks.

Võimsuse suurenemine soojuse erikulu (Btu/kWh) vähendamisel:

$$\text{Võimsuse suurenemine} = \text{nimivõimsus} \times \text{erikulu vähenemine} / \text{erikulu} \quad (8-12)$$

Seega aastane asendusenergia säästu tulu (\\$/Btu/a):

$$\text{Asendusenergia säästu tulu} = \text{võimsuse suurenemine} \times 8760 \times \\ \times \text{aastane kasutustegur} \times \text{asendusenergia hind} \quad (8-13)$$

Lisaks saadakse ka asendusvõimsuse säästu tänu täiendavale võimsusele:

$$\begin{aligned} & \text{Asendusvõimsuse säästu tulu} = \\ & = \text{võimsuse suurenemine} \times \text{aastane asendusvõimsuse hind} \end{aligned} \quad (8-14)$$

Kui agregaadid võimsus on piiratud turbiini või generaatori võimsusega, võimaldab kasuteguri tõstmine arendada sama võimsust väiksema kütusekulu juures. Sel juhul tulu kütusekulu vähendamisest (\$/Btu/a):

$$\begin{aligned} & \text{Kütuse säästu tulu} = \\ & = 8760 \times \text{aastane kasutustegur} \times \text{kütuse hind} \times \text{nimivõimsus} \times 10^{-3} \end{aligned} \quad (8-15)$$

Siin võimsuse ühikuks on võetud MW, kütuse hinna ühikuks aga \$/Mbtu.

Valemid (8-12)...(8-15) võib kokku võtta, avaldades tulu soojuse erikulu vähenemisest (\$/Mbtu/a):

$$\begin{aligned} & \text{Soojuse erikulu vähendamise tulu} = \text{kütuse säästu tulu} + \\ & + \text{kütuse limiit} \times (\text{asendusenergia säästu tulu} - \text{kütuse säästu tulu} + \text{asendusvõimsuse} \\ & \quad \text{säästu tulu}) = \\ & = 8760 \times \text{aastane kasutustegur} \times \text{nimivõimsus} \times 10^{-3} \times \text{kütuse hind} + \\ & \quad + \text{kütuse limiit} \times \\ & \times [\text{nimivõimsus} \times (\text{erikulu vähenemine} / \text{erikulu}) \times 8760 \times \text{aastane kasutustegur} \times \\ & \quad \times (\text{asendusenergia hind} - \text{kütuse hind} \times \text{soojuse erikulu}) + \text{nimivõimsus} \times \\ & \quad \times (\text{erikulu vähenemine} / \text{erikulu}) \times \text{aastane asendusvõimsuse hind}] \end{aligned} \quad (15-16)$$

kus **kütuse limiit** = 0, kui kütuse kulu pole piiratud, on aga piiratud generaatori või turbiini võimsus

= 1, kui piiratud on kütusekulu (s.t. katla tootlikkus)

NÄIDE. 200 MW kivisöeagregaadid kasutegur on 75%. Generaatori staatoril on bituumenisolatsioon. Töökindluse analüüs näitab, et järgneval kümnel aastal on staatori isolatsioonivõõ mõranemise tõenäosus 3,22%. Generaatori uuendamisel on nõutav, et investeringu tasuvusaeg oleks alla 4 aasta. Kas energiasüsteem peaks asendama generaatori staatori isolatsiooni uue mikaniitisolatsiooniga, mille riknemise tõenäosus on praktiliselt null. Olukorra põhinäitajad:

Nimivõimsus, MW	200
Agregaadid kasutustegur, %	75
Kütuse hind, 1995.a. \$/Mbtu	2,0
Soojuse erikulu, Btu/kWh	10 000
Asendusenergia hind, 1995.a. \$/MWh	40,0
Asendusvõimsuse hind, 1995.a. \$/kW/a	60,0
Staatori rikke aastane määr, %	3,22
Rikke järgse katkestuse kestus, päeva	84

Remondikulud peale riket, 1995.a. \$	200 000
Generaatori parendamise investeerimiskulu, 1995.a. \$	800 000

Sundseisu kulu päeva kohta arvutame valemitega (8-9)...(8-10).

Valemiga (8-9):

$$\begin{aligned} \text{Hooldepäeva tulu} &= \text{Asendusenergia säästu tulu} = \\ &= \text{Nimivõimsus} \times \text{kasutustegur} \times 24 \times \\ &\times (\text{asendusenergia hind} - \text{kütuse hind} \times \text{soojuse erikulu}) = \\ &= 200 \times 75 \times 24 \times (40 - 2 \times 10) = \mathbf{126\ 000\ \$/päev/a} \end{aligned}$$

Valemiga (8-10):

$$\begin{aligned} \text{Asendusvõimsuse säästu tulu} &= \\ &= \text{Nimivõimsus} \times \text{aastane asendusvõimsuse hind} / 365 = \\ &= 200 \times 60\ 000 / 365 = \mathbf{32\ 877\ \$/päev/a} \end{aligned}$$

Valemiga (8-11):

$$\begin{aligned} \text{Sundseisu päeva tulu} &= \\ &= \text{asendusvõimsuse säästu tulu} + \text{asendusenergia säästu tulu} = \\ &= 126\ 000 + 32\ 877 = \mathbf{158\ 877\ \$/päev/a} \end{aligned}$$

Seega tõenäoline aastane tulu:

$$\begin{aligned} \text{Aastase tulu matemaatiline ootus} &= \\ &= 0,0322 \times (158\ 877 \times 84 + 200\ 000) = \mathbf{436\ 170\ \$/a} \end{aligned}$$

Investeeringu tasuvusaeg (arvestamata kulude eskalatsiooni):

$$800\ 000 / 436\ 170 = \mathbf{1,83\ aastat}$$

Seega generaatori parendamine õigustab ennast igati.