

8. NÕUDLUSE JUHTIMINE

8.1. SISSEJUHATUS

Elektriettevõtted on huvitatud koormusgraafiku tipu alandamisest, et vähendada täiendava genereeriva võimsuse või võrkude läbilaskevõime suurendamise vajadust ning seega suurt kütusekulu koormustipu katmiseks. Teisest küljest on elektriettevõtted huvitatud tarbimise suurendamisest miinimumkoormuse perioodidel, et paremini ära kasutada seadmeid ning vähendada elektrienergia tootmise üldkulusid.

On olemas mitmesugused meetodid nimetatud eesmärkide saavutamiseks. Elektriettevõtted võivad toetada säästuprogramme või tipuvälisest tarbimist reklaami abil, omapoolse finantseerimise teel ja täiendavate stimuleerivate maksete kaudu. Lõppkasutaja koormusgraafikut võib modifitseerida süsteemi poolse stimuleerimise teel tariifide kaudu. Kui süsteemi poolt tarbijale pakutavad stiimulid (nagu kulude sääst, elektrivarustuse töökindlus jne.) on suuremad, kui tarbija "kulud" tarbimise muutmiseks (suurem elektriarve, madalam töökindlus, ebamugavus jms.), siis tarbija ka muudab oma tarbimise iseloomu. Kokkuvõttes annab selline modifitseerimine ühiskondlikku tulu - on kasulik nii tootjale kui tarbijale. Kogu sellist abinõude kompleksi nimetatakse **nõudluse (tarbimise) juhtimiseks** (*demand side management -DMS*). Kuna nõudluse juhtimine annab üleüldist kasu, siis sageli on temast huvitatud ka valitsus.

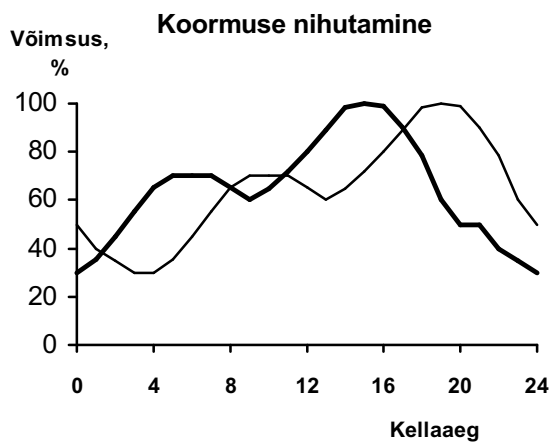
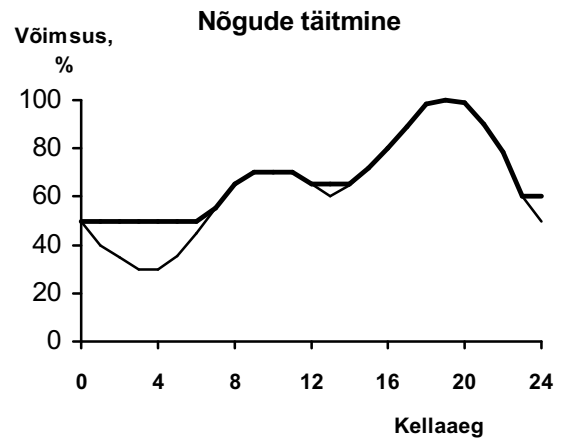
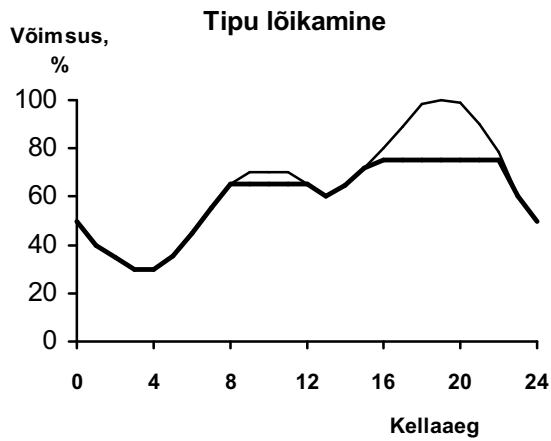
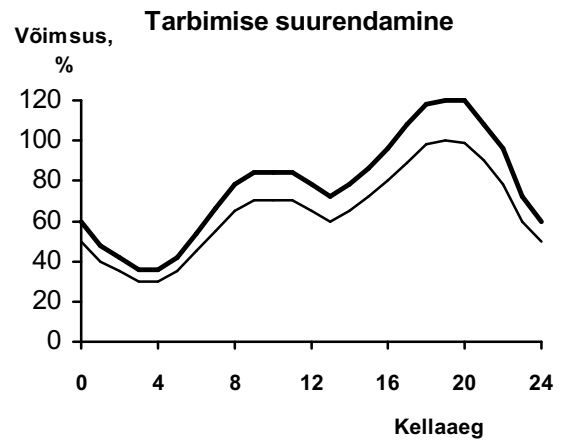
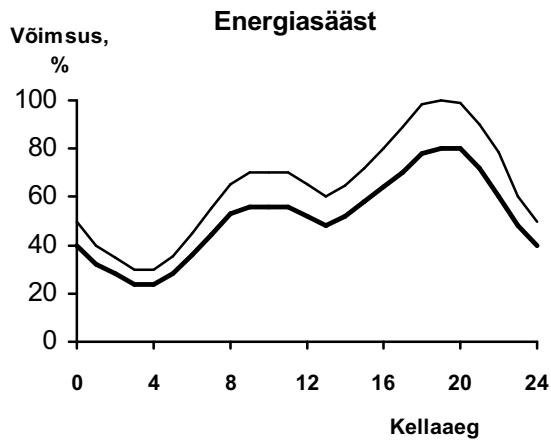
Seega siis - nõudluse juhtimine on energiaettevõtte või ka valitsuse tegevus klientide energia-nõudluse mõjutamiseks.

Nõudluse juhtimine on seotud eelkõige energiaettevõtte või valitsuse poliitika ja strateegiatega, kuid osaleda võivad ka kolmandad partnerid (tööstustootjad, energia hulgimüüjad, energiateenuste firmad, kliendid ise). Nõudluse juhtimine ei seisne ainult elektrienergia tarbimise mõjutamises, kuigi siin pöörame põhitähelepanu just elektrienergia nõudlusele.

Nõudluse juhtimise programmid on sihipärased tegevuste plaanid mõjutamaks klientide poolt tarbitava elektrienergia kogust ja tarbimise aega. Nõudluse juhtimise programmid hõlmavad elektriettevõtte, valitsuse või muid tegevusplaanid, mis innustavad kliente rakendama energiasäästlikke tehnoloogiaid, tooteid, seadmeid ja teenuseid. Sellised programmid annavad olulist tulu nii elektriettevõttele, kliendile ja kogu ühiskonnale tänu elektrivarustuse kulude vähenemisele, elektritootmisest tulenevate looduskahjustuste minimeerimisele ja kliendi kasumi suurenemisele.

Nõudluse juhtimise peamisi strateegilisi võimalusi illustreerib joonis 8.1.

Energiasäästu (*energy conservation*) eesmärgiks on tarbitava elektrienergiakoguse ja seega ka elektriarve vähendamine. Üldiselt võimaldab aga energia sääst vähendada ka üldist koormustippu. Energia sääst saavutatakse energiaefektiivsemate tarvitite (külmikud, valgustid, mootorid, trafod) ja tehnoloogiate (sagedusmuundurid) kasutusele võtuga, hoonete soojustamisega, mitmesuguste organisatsiooniliste abinõudega jne.



- Kütuste ümberlülitamine**
- Elektrienergia → Kütused
 - Kütused → Elektrienergia
 - Kütused → Kütused
- Turu transformatsioon**
- Riiklikud standardid
 - Avalikkuse informeerimine
 - Turu laiendamine

Joonis 8.1. Elektrienergia nõudluse juhtimise strateegiad

Tarbimise suurendamine (*load growth*) põhieesmärgiks on elektrienergia müügist saadava tulemi suurendamine piisava genereeriva võimsuse olemasolul. See saavutatakse eelkõige vastava turundus- ja hinnapoliitikaga.

Tipu lõikamine (*peak clipping*) - see on koormuse vähendamine lühiajaliselt tippkoormuse tundideks. Üldine energiatarbimine muutub seejuures tavaliselt vähe ning see pole eesmärgiks. Tippude vähendamine saavutatakse mitmesuguste koormuse juhtimise abinõudega, katkestuskõlblike tarbijate väljalülitamisega, klientide poolse tootmisega, hinnapoliitikaga.

Nõgude täitmine (*valley filling*) - koormuse suurendamine koormusmiinimumi tundidel, et saavutada genereerivate võimsuste parem ära kasutamine. Rakendatakse tavaliselt koos tippude lõikamisega ja saavutatakse samade vahenditega.

Koormuse nihutamine (*load shifting*) - tarbimise nihutamine teistele aegadele põhieesmärgiga vähendada süsteemi summaarse koormusgraafiku tippu. Energiatarbimine selle abinõu puhul muutub vähe. Koormuse nihutamine saavutatakse eelkõige klientide elektritarbimise harjumuste muutmisega nende informeerimise teel ja vastava tariifi struktuuri abil.

Kütuste ümberlülitamine (*fuel switching*) tähendab üleminekut kütuste tarbimiselt elektrienergiale (näiteks üleminek gaasipliidelt elektripliididele, üleminek elektriküttele jne.) või vastupidi, samuti üleminekut ühelt kütuseliigilt teisele (näiteks üleminek naftakütelt gaasiküttele jne).

Nõudluse juhtimise ühe abinõuna tuleb märkida veel nn **туру transformatsiooni** (*market transformation*) eesmärgiga muuta osaliste käitumist turul. Turu transformatsioon saavutatakse selliste abinõudega, nagu riiklike standardite kehtestamine tarvitite efektiivsusele, hoonete soojapidavusele jne.; tarbijate informeerimine energiasäästu kasudest, võimalustest, ja meetodikast; uute energiasäästlike seadmete ja tehnoloogiate turule ilmumise kiirendamine ja nende turuosa suurendamine koos vastava reklaamikampaaniaga.

Reeglina rakendatakse nõudluse juhtimisel kõiki vaadeldud meetmeid kombineeritult, eriti tipu lõikamist, nõgude täitmist ja koormuse nihutamist. Viimaste vahel on üldiselt ka raske selget vahet teha.

Nõudluse juhtimises võib eristada kaht peamist suunda - otsene ja kaudne juhtimine.

Nõudluse **otsene juhtimine** saavutatakse elektritarvitite (tarbijate) otsese väljalülitamise, ümberlülitamise ja talitluse modifitseerimise teel.

Kaudne juhtimine saavutatakse eelkõige elektritarvitite vastava struktuuri abil, et innustada tarbimise iseloomu muutumist sobivas suunas. Selleks rakendatakse sesoonseid ja ööpäevaseid tariifistruktuure 2...4 erineva sesooniga aastas ja 2...3 perioodiga ööpäevas, kusjuures tipuperioodil on elektrihind reeglina 2...4 korda kõrgem, kui tipuvälisel perioodil. Kaudse juhtimise moodusteks on ka tarbijate informeerimine ja koolitus, reklaamikampaaniad jne.

Tuleb silmas pidada, et nõudluse juhtimine on seotud täiendavate kulutustega. Nimelt nõuab nõudluse otsene juhtimine täiendavaid juhtimiseseadmeid, samuti juhtimiseks sobivate koormuste olemasolu süsteemis (nn. tarbijad-regulaatorid), kaudne juhtimine aga põhjalikumat energia mõõtmise ja arvelduse süsteemi. Kogemused näitavad, et näiteks olmesektoris, moodustavad kulud täiendavaile seadmeile keskmiselt 100...300 US\$ (1990.a.) kliendi kohta.

8.2. NÕUDLUSE OTSENE JUHTIMINE

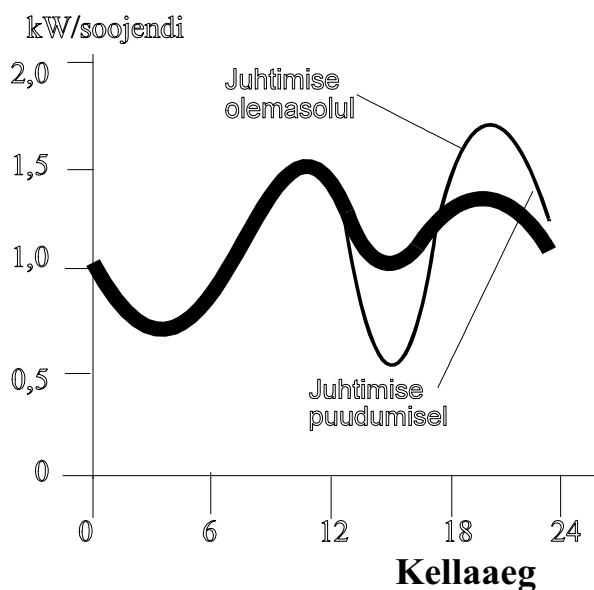
Energiasüsteemides kasutatakse mitmesuguseid nõudluse otsese juhtimise rakendusi, millistest siin võiks mainida järgmisi:

- Veesoojendite perioodiline väljalülitamine mõneks tunniks
- Elektrikütte perioodiline väljalülitamine mõneks tunniks
- Õhukonditsioneeride tsükliline sisse ja välja lülitamine
- Koormuspiirajate rakendamine - piiravad maksimaalset tarbimist süsteemi koormusgraafiku tippude ajal.

8.2.1. Elektrivesoojendite juhtimise strateegia

Juhtimine toimub tavaliselt süsteemipoolsete signaalidega (raadio või kõrgsageduskanali kaudu), mis kordamööda lülitavad sisse ja välja veesoojendeid. Välja lülitatakse tavaliselt mõneks tunniks. Veesoojendite tööd võib juhtida aastaringselt, vähendamaks koormustippu ja kütusekulu. Eriti otsustarbekas on nende juhtimine süsteemides, kus suvine ja talvine koormustipp on ligikaudu võrdsed.

Veesoojendite võimsus on harilikult piires 4...5 kW. Kaasaegsetel veesoojenditel on tavaliselt kaks küttekeha. Ülemine soojendab ülemist, umbes 20% veekogust, et võimaldada saada kiiresti väikesi soojavee koguseid. Alumine küttekeha kuumutab ülejäänud paagi osa. Korraga võib töötada ainult üks küttekeha. Veesoojendite elektritarbimine on suurem talvel - seda tänu siseneva vee madalamale temperatuurile ja talvise elutsükli erinevusele suvisest. Järgneval joonisel on toodud näide juhtimise mõjust.



Joonis 8.2 Veesoojendite juhtimise mõju ööpäevasele koormusgraafikule

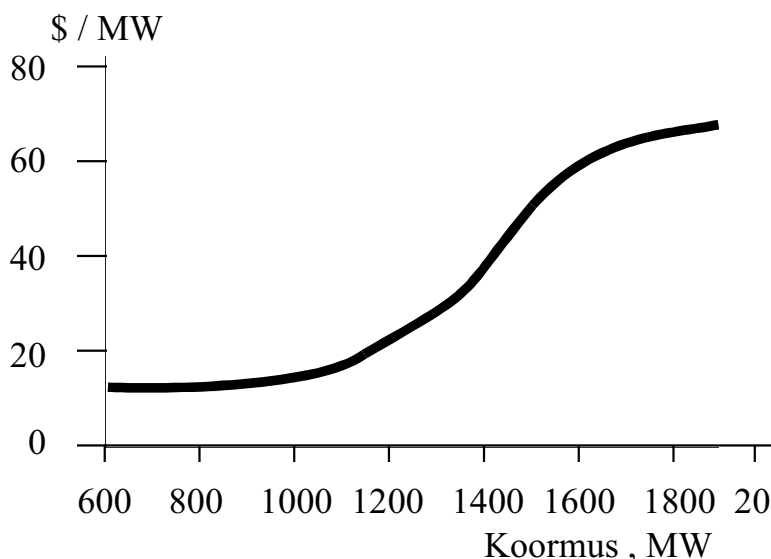
Veesoojendeid juhitakse kella 14.00 kuni 18.00-ni. Järgneval perioodil koormus kasvab mõneks tunniks. See tähendab, et juhtimise 4...5 tunnise perioodil tarbitud energia tarbitakse järgneva paari tunni jooksul. Kui juhtimisperioodil vee temperatuur alaneb, siis inimesed või programmeeritud seadmed segavad vähem külma vett ja rohkem madalama temperatuuriga kuuma vett, et saada soovitud lõpptemperatuuri. Sellisel juhul on energia "tagasimakse" reguleerimisjärgsel perioodil 100% (kui paak ei olnud just tühjendatud). Kui aga sellised seadmed, nagu pesumasinad või nõudepesijad, ei reguleeri sooja ja külma vett, on energia "tagasimakse" väiksem, kui 100%. Tegelikult, kuna reguleerimisperioodil on vee temperatuur veidi mada-

lam, siis on ka soojuskadud (ca 400 W) veidi madalamad. Seetõttu on energia "tagasimakse" alati alla 100%. Tüüpiline energia "tagasimakse" on 70...100% suvel ja 60...90% talvel. Vaadeldava energiasüsteemi koormustipp on 15.00 paiku suvel ja 17.00 paiku või hiljem talvel. Veesoojendite juhtimisperiood võiks siis olla kella 13.00 kuni 18.00 suvel ja 15.00 kuni 20.00 (või 13.00 kuni 22.00 koormusgraafiku kahekordse tipu juhul) talvel.

Koormustipu vähendamise majanduslikuks väärtuseks võiks võtta uue gaasiturbiini kapitalikulu e. umbes 250 \$/kW. Tootmiskulude sääst tuleneb tarbimise nihutamises kallilt tippkoormuse perioodilt odavamale tipuvälisele ajale. Tuleb aga arvestada, et see nihe on suhteliselt väike, sest kohe peale reguleerimisperioodi lõppu koormus kasvab 2...3 tunniks.

NÄIDE. Arvutada veesoojendite juhtimisest saadav majanduslik kasu energiasüsteemi järgnevail andmeil. Energiasüsteemis on installeeritud 1200 MW kivisöejaamu ja 800 MW nafta ja gaasküttega auru- ja gaasiturbiine. Energiasüsteemi marginaalkulude karakteristika on toodud joonisel 8.2.

Marginaalkulu



Kui koormus on näiteks 1700 MW, siis iga täiendava MWh tootmine maksab 55 \$/MWh. Analoogiliselt koormuse vähendamisel säästame sama palju.

Süsteemi päevased (kell 12.00 kuni 24.00) koormusgraafikud on toodud tabelis 8.1. Suvi on esitatud nelja, talv kolme ja kevad-sügis kahe tüüpäevaga. Talvine koormustipp moodustab 92% suvisest.

Joonis 8.3. Näitesüsteemi tootmise marginaalkulude karakteristik

Veesoojendite juhtimise karakteristikud on toodud tabelis 8.2. Energia “tagasimakse” on 97% suvel, 95% kevad-sügisel ja 90% talvel.

Tabel 8.1

Süsteemi koormusgraafikud , MW (koormuse juhtimine puudub)

P.arv K.a.	Suvi				Talv			Kevad-sügis	
	25	25	25	5	25	25	20	70	70
12	1500	1200	1200	1155	1200	1075	975	800	700
13	1700	1355	1280	1170	1218	1093	993	900	800
14	1725	1425	1275	1205	1305	1180	1080	964	864
15	1755	1470	1350	1200	1383	1258	1158	1040	940
16	1700	1430	1340	1115	1450	1325	1225	1070	970
17	1675	1435	1315	1105	1570	1445	1345	1020	920
18	1550	1340	1190	980	1605	1480	1402	912	812
19	1425	1230	1125	915	1558	1433	1333	812	712
20	1330	1150	1060	850	1550	1425	1325	742	642
21	1265	1070	980	800	1478	1353	1253	698	598
22	1180	1045	925	775	1363	1238	1138	640	540
23	1135	1030	895	730	1290	1165	1065	600	500
24	1050	975	825	675	1230	1105	1005	560	460

Juhtimise periood on kella 14.00 kuni 18.00 suvel, 15.00 kuni 19.00 kevad-sügisel ja 15.00 kuni 21.00 talvel. Juhtimisele allutati 40000 veesoojendit.

Tabel 8.2

Veesoojendi võimsuse tarvidus, kW/soojendi

Kellaeg	Suvi		Talv		Kevad-sügis	
	Norm.	Juhtim.-ga	Norm.	Juhtim.-ga	Norm.	Juhtim.-ga
12	1,0	1,0	1,5	1,5	1,0	1,0
13	0,8	0,8	1,3	1,3	0,9	0,9
14	0,7	0	1,2	1,2	0,8	0,8
15	0,7	0	1,1	1,1	0,8	0
16	0,7	0	1,0	1,0	0,8	0
17	0,8	0	1,0	0	0,9	0
18	0,8	0	1,2	0	1,0	0
19	0,9	3,1	1,2	0	1,0	0
20	0,9	2,0	1,2	0	1,0	3,6
21	1,0	1,3	1,2	0	1,0	2,2
22	1,0	1,0	1,3	4,2	1,1	1,5
23	0,9	0,9	1,2	2,9	1,0	1,0
24	0,8	0,8	1,1	1,7	0,8	0,8

Lahendus. Süsteemi koormusgraafikud koormuse juhtimise rakendamisel on toodud tabelis 8.3.

Tabel 8.3

Süsteemi koormusgraafikud , MW koormuse juhtimisel

P arv K.a.	Suvi				Talv			Kevad-sügis	
	25	25	25	5	25	25	20	70	70
12	1500	1200	1200	1155	1200	1075	975	800	700
13	1700	1355	1280	1170	1218	1093	993	900	800
14	1697	1397	1247	1177	1305	1180	1080	964	864
15	1727	1442	1322	1172	1383	1258	1158	1008	908
16	1672	1402	1312	1087	1450	1325	1225	1038	938
17	1643	1403	1283	1073	1530	1405	1305	984	884
18	1518	1308	1158	948	1557	1432	1354	876	776
19	1513	1318	1213	1003	1510	1385	1285	772	672
20	1374	1194	1104	894	1502	1377	1277	846	746
21	1277	1082	992	812	1430	1305	1205	746	646
22	1180	1045	925	775	1479	1354	1254	656	556
23	1135	1030	895	730	1358	1233	1133	600	500
24	1050	975	825	675	1254	1129	1029	560	460

Tootmiskulude sääst. Arvutame tootmiskulude säästu iga tunni jaoks: koormuste erinevuse juhtimise puudumisel ja juhtimisel korrutame vastava marginaalkuluga. Tarbimise muutused tänu vee-soojendite juhtimisele on toodud tabelis 8.4. Näiteks sääst suvel, esimesel tüüppäeval kell 24.00 on:

$$(1725 - 1697) \times 55 = 28 \times 55 = 1540 \$$$

Siin 55 on tootmise keskmine marginaalkulu koormustel 1697...1725 MW.

Kulude säästu suve esimest tüüpi päevadel kell 14.00 saame, kui korrutame saadud säästu esimest tüüpi päevade arvuga aastas, s.t. 25-ga:

$$1540 \times 25 = 31333 \$.$$

Analoogiliselt arvutame säästud iga tüüppäeva iga kellaaja jaoks ja tulemused liidame. Saame **summaarseks tootmiskulude säästuks 501600 \$/a.**

Tabel 8-4

Veesoojendite juhtimisest tingitud koormuste (MW) ja tarbimise (MWh) muutused

Kellaeg	Suvi	Talv	Kevad-sügis
12	0	0	0
13	0	0	0
14	28	0	0
15	28	0	32
16	28	0	32
17	32	40	36
18	32	48	40
19	-88	48	40
20	-44	48	-104
21	-12	48	-48
22	0	-116	-16
23	0	-68	0
24	0	-24	0
Tarbimise muutus ööpäe- vas, MWh	4	24	12

Vajaliku genereeriva võimsuse ja ülekande- ning jaotusvõrgu läbilaskevõime vähenemine. Veesoojendite juhtimine võimaldas vähendada suvist koormusmaksimumi 1755 MW-lt (suvel kell 15.00) 1727 MW-le ehk 28 MW võrra. Selline vähenemine leiab aset 25 suvepäeva jooksul. Olgu efektiivne võimsuse vajaduse vähenemine (arvestades agregaatide töökindlust ja reservi vajadusi) 27 MW. Olgu ühe kW võimsuse vähenemise väärtuseks keskendatuna eelseisva 5 aasta peale 63,6 \$/a. Siis sääst vajaliku genereeriva võimsuse vähenemise arvelt:

$$27000 \times 63,6 = 1718000 \$/a$$

Ülekandevõrgu vajalik läbilaskevõime väheneb 28 MW võrra. Sellest vähenemisest tulenev efektiivne tulu sõltub genereeriva võimsuse ja koormuse vastastikusest paiknemisest. Kui elektrijaamad on koormustsentrist eemal, on tulu suur, vastasel korral väike. Siin loeme ülekandevõrkude läbilaskevõime vajaduse vähenemisest saadava tulu nulliks.

Jaotusvõrgu koormusmaksimum esineb tavaliselt mõni tund pärast kogu süsteemi koormusmaksimumi, ja võib langeda energia "tagasimakse" ajale. Seega võib veesoojendite juhtimine jaotusvõrgu koormustippu isegi suurendada. Sel juhul on jaotusvõrgu läbilaskevõimet vaja suurendada ning tulemuseks on täiendav kulu. Siin näites loeme jaotusvõrguga seotud tulud/kulud võrdseks nulliga.

Seega kokkuvõttes **sääst vajaliku võimsuse ja läbilaskevõime vähenemise arvel moodustab 1 718 000 \$/a.**

Tulemi vähenemine. Kuna energia “tagasimakse” on alla 100%, siis väheneb mõnel määral energia tarbimine, seega jääb energiasüsteemil saamata teatud kogus müügi tulu.

Müümata jääb (tabelite 8-4 ja 8-3 põhjal):

Suvel:	$4 \text{ MWh} \times (25 + 25 + 15 + 5) = 280 \text{ MWh/a}$	
Talvel	$24 \text{ MWh} \times 70$	$= 1680 \text{ MWh/a}$
Kevad-sügisel	$12 \text{ MWh} \times 140$	$= 1640 \text{ MWh/a}$

Kokku **3640 MWh/a**

Olgu keskmine elektrienergia tariif 50,8 \$/MWh ehk 5,08 c/kWh. Siis **saamata jäänud müügitulu:**

$$3640 \times 50,8 = \mathbf{184800 \text{ \$/a}}$$

Koormuse juhtimissüsteemi käidu- ja hooldekulud. Peamiseks käidu- ja hooldekuludeks on abonendi juhtimissüsteemi parandamise kulud. Olgu aastane rikete määr 5%. Iga rike nõuab seadmete mahavõtmist, parandamist (või asendamist) ja uuesti üle seadmist. Olgu keskmine paranduskulu 50 \$/riike. Siis **käidu- ja hooldekulude hinnang:**

$$40000 \times 0,05 \times 50 = \mathbf{100\ 000 \text{ \$/a}}$$

Maksed kliendi ergutamiseks. Veesoojendite juhtimine mõjutab kliendi elustiili ja mugavusi. Reguleerimisperiodil vee temperatuur väheneb mõnevõrra. Enamik energiasüsteeme on täheldanud, et klient on nõus aktsepteerima reguleerimist teatud ergutusmaks puhul. Siin on eeldatud ergutusmaksiks 25 \$/klient·a. Seega **summaarne makse:**

$$40000 \times 25 = \mathbf{1\ 000\ 000 \text{ \$/a}}$$

Kogu tulu. Summaarsed tulud ja kulud on toodud tabelis 8-5.

Tabel 8-5

Summaarne tulu veesoojendite juhtimisest

Tulu/kulu artikkel	Ühtlustatud aastane tulu \$/a	Ekvivalentne kapitaliseeritud tulu, \$/veesoojendi
Tootmiskulude sääst	501 600	62,7
Võimsuse sääst	1 718 000	214,8
Müügitulu vähenemine	-184 800	-23,1
Käidu- ja hooldekulu	-100 000	-12,5
Ergutusmaksed	-1 000 000	125,0
	-----	-----
Kokku	934 800	116,9

Tabelis on toodud ka säästude ekvivalentsed kapitaliseeritud väärtused veesoojendi kohta. Need on saadud, jagades säästu juhitavate veesoojendite arvuga (40000) ja ühtlustatud püsikumääraga, milleks siin on võetud 20 %/a.

Lõpptulemus - kui koormuse juhtimise seadme hind ületab 116,9 \$, siis pole veesoojendite juhtimine majanduslikult otstarbekas ning õigem on suurendada installeeritud võimsust.

8.2.2. Õhukonditsioneeride juhtimine

Ka õhukonditsioneeride puhul rakendatakse telejuhtimist - kompressori ja tema ventilaatori sisse ja välja lülitamiseks. Tsirkulatsiooniventilaator jääb tavaliselt tööle. Tüüpiliselt lülitatakse kompressor välja iga poole tunni jooksul 7,5 minutiks (nn. 25% juhtimine). Konditsioneerid jaotatakse gruppidesse nii, et igal hetkel on välja lülitatud mõned grupid. Iga paari minuti järgi toimub ühe grupi sisse- ja teise väljalülitamine nii, et koormuse muutumine igal tunnil on ühesugune. Juhtimise periood on 4...10 tundi ööpäevas sõltuvalt energiasüsteemi tippkoormuse kestusest. Juhtimise tulemusel ruumide temperatuur mõnevõrra tõuseb (2...6 °C).

Konditsioneeride juhtimine võimaldab vähendada koormust 0,5...1 kW korteri kohta (soojal päeval). Koormuse vähenemise määr sõltub välistemperatuurist (ligikaudu lineaarselt). Peale juhtimisperioodi lõppu on koormus mõnevõrra suurem, kui ta oleks samal ajal juhtimise puudumisel.

8.3.KOORMUSE KAUDNE JUHTIMINE

Koormuse kaudne juhtimine seisneb hinnasignaali andmises tarbijatele, et muuta nende elektrienergia kasutamise iseloomu. Hinnasignaaleks on elektritariifid, mis sõltuvad aastaajast, kuisest koormusmaksimumist, energia tarbimisest, ning ööpäevasest ja sesoonsest võimsuse vajadusest või energia tarbimisest.

Kaudse juhtimise rakendamine nõuab hästi kujundatud tariifstruktuuri ning vastavaid arvesteid klientide juures, mis on võimelised mõõtma tariifi erinevaid komponente. Suurtele kommerts- ja tööstustarbijatele pole selliste arvestite hankimine probleemiks. Olmetarbijatele on aga uued keerukad arvestid üsna oluliseks kuluartikliks.

Paljude tegurite hulgas, mis mõjutavad energiasüsteemi muutuvaid käidukuluseid, on ka aastaaeg, kellaeg ja ilmastik. Kaudse juhtimise filosoofiaks on, et tarbijat tuleb informeerida nendest kulu-dest elektritariifide kaudu, et tagada majanduse maksimaalne ühiskondlik efektiivsus. Tuleb teadvustada, et elektrienergia on samasugune hüve, kui igasugune muu kaup või teenus. Tarbija hindab oma elektritarbimise määra majandusliku analüüsi alusel lähtudes elektrienergia hinnast. Kui elektri hind on kõrge, võib klient vähendada elektritarbimist, kasutades asendusvõimalusi (säästumeetmed, teised energialiigid jne.). Vastupidi, madala hinna puhul võib klient suurendada tarbimist, saavutamaks kõrgemat efektiivsust.

Igasugusel ettevõttel on alati tegemist kaht liiki kuludega - kogukuludega, mis põhinevad tegelikel jooksvatel tootmiskuludel, ja marginaalkuludega - kuludega ühe täiendava tooteühiku tootmiseks. Probleemiks on, millistel kuludel peaksid põhinema tarbijatele antavad hinnasignaalid, et nad soodustaksid majanduslikult õigeid otsuseid? Paljud majandusteadlased ja elektritariifide spetsialistid eelistavad marginaalseid hinna signaale.

Paljud energiasüsteemid rakendavad sesoonseid tariife, eriti, kui koormus sõltub suurel määral aastaajast. Samuti rakendatakse kellaajast sõltuvaid tariife. Eriti aitab ühiskondlikku kasu suurendada tippkoormuse tariif. Defineerime tippkoormuse hinna elastsuse :

$$\beta = \text{tippkoormuse hinna elastsus} = \frac{\ln(\text{vähenenud tippkoormus})}{\ln(\text{tipptarbimise hind} - \text{keskmine hind})}$$

Antud seos tähendab, et tippenergia hinna ühe protsendine muutus keskmise hinna suhtes tingib tipptarbimise vähenemise β %.

Olmearbijate valmisolek osaleda tarbimise ajalises ümberjaotuses sõltub nende säästuvõimalustest ja elustiili muutumise määra. Kliendi entusiasmi võib mõjutada potentsiaalse säästuga. Üldiselt võib tippkoormuse hinnakujundus vähendada ka üldist energiatarbimist. Olmearbijate tipuenergia hinnakujunduse majanduslikku efekti võib hinnata samuti, kui nõudluse otsese juhtimise puhul.

NÄIDE. Energiasüsteem kavatses üles seada mitmetariifsed arvestid 40 000 kodukliendile. Tippenergia hinda kavatsetakse rakendada juunist augustini kuus tundi ööpäevas.

Olmearbijate iseloom on järgmine:

Energia tarbimine suvise tipu ajal kliendi kohta	800 kWh/a
Energia tarbimine suvel, tipuvälisel ajal	2200 kWh/a
Energia tarbimine talvel, kevadel ja sügisel	7000 kWh/a
Summaarne aastane tarbimine	10000 kWh/a

Tipptarbimise hinna elastsus $\beta_1 = -0,30$

Tipuvälise tarbimise hinna elastsus $\beta_2 = -0,10$

Soovitatud tariifi struktuur on selline, et kliendi aastane elektriarve jääks endiseks, kui ta ei muuda oma tarbimise režiimi:

	Olemasolev tariif	Pakutav tariif
Suvine tipuenergia hind	8 c/kWh	16,00 c/kWh
Suvine tipuvälise energia hind	8 c/kWh	5,09 c/kWh
Talvine, kevadine ja sügisene hind	5 c/kWh	5,00 c/kWh

Energiasüsteemi marginaalsed tootmiskulud:

- suvise tipu ajal	22,5 c/kWh
- suvel tipuvälisel ajal	4,0 c/kWh
- talvel, kevadel, sügisel	3,0 c/kWh

Arvestite rikete määr on 0,5% aastas, arvesti remondikulud keskmiselt 100 \$/arvesti. Hinnata uute tariifimäärade rakendamise majanduslikku efektiivsust.

Lahendus. Muutus tipuenergia tarbimises:

$$\frac{\text{Tarbimine}_{\text{uus tariif}}}{\text{Tarbimine}_{\text{vana tariif}}} = \left(\frac{\text{Tipuenergia hind}}{\text{Endine suvine hind}} \right)^{\beta_1} = \left(\frac{16}{8} \right)^{-0,3} = 0,812$$

Muutus suvise tipuvälise energia tarbimises:

$$\frac{\text{Tarbimine}_{\text{uus tariif}}}{\text{Tarbimine}_{\text{vana tariif}}} = \left(\frac{\text{Uus suvine hind}}{\text{Endine suvine hind}} \right)^{\beta_2} = \left(\frac{5,09}{8} \right)^{-0,1} = 1,046$$

Energia tarbimine ja säästud on arvatud tabelis 8-6.

Tabel 8-6

Energia tarbimine ja säästud

	Olemasolev tariif			Uus tariif			Säästud		
	Hind, c/kWh	Tarbimine, kW	Tulem \$/a	Hind, c/kWh	Tarbimine, kW	Tulem \$/a	Energia, kWh	Käidukulud c/kWh	Kulude sääst \$
Suvine tipp	8	800	64	16,00	650	104	150	22,5	34
Suvine tipuväline	8	2200	176	5,09	2301	117	-101	4,0	-4
Talv, kevad sügis	5	7000	350	5,00	7000	350	0	0,0	0
Kokku		10000	590		9951	571	49		30

Üldiste kulude hinnanguks saame:

	Aastane tulu, \$/a/klient	Kapitaliseeritud kulu \$/klient
Süsteemi käidukulude sääst	30,0	187,5
Saamata tulem	-19,0	-118,8
Arvestite käidukulu	- 0,5	- 3,1
Kokku	10,5	65,6

Kapitaliseerimisel on aastaseks ühtlustatud kapitali kulu määraks eeldatud 16%.

Seega, kui arvesti ostu ja ülesseadmise kulud on alla 65,6 \$, tasub energiasüsteemil programmi rakendada.

Tipuenergia tariifidele reageerivad ka suured kommerts- ja tööstustarbijad. Nende puhul on aga üldiselt tipuenergia hinna elastsus madalam. See on tingitud mitmest tegurist. Eelkõige on neil koormustegur juba küllalt kõrge ning seetõttu on võimalused tarbimise iseloomu muutmiseks väikesed. Pealegi maksavad tavaliselt need tarbijad juba nagunii kuise maksimumkoormuse eest. Siiski on ka nende tarbijate osas reserve olemas.

8.4. TOOTMISE JA NÕUDLUSE INTEGREERITUD PLANEERIMINE

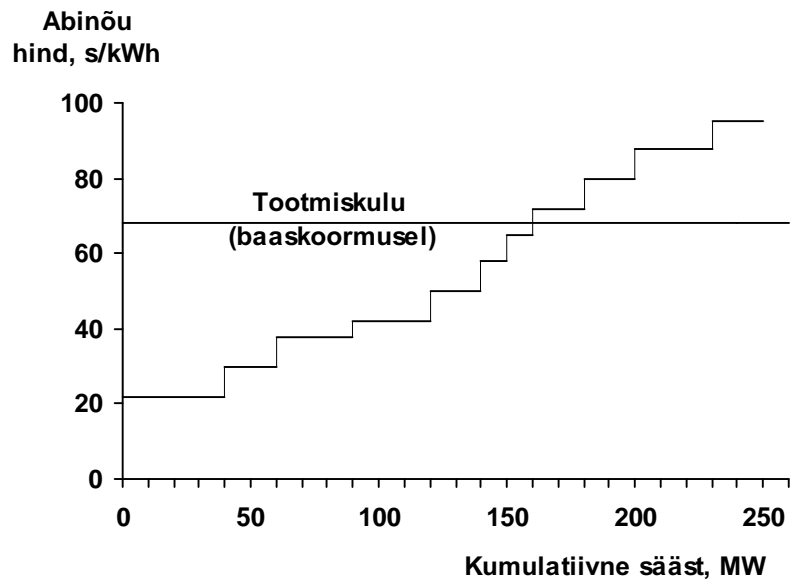
8.4.1. Integreeritud planeerimise olemus

Tänapäeval on arenenud riikide elektriettevõtetes loomulik tootmise ja nõudluse integreeritud planeerimine. Tarbimisepoolsed lahendused mõjutavad tootjat ja vastupidi - elektriettevõtte mõjutab tarbija majanduslikke näitajaid. Edukas arenguplaan peab rahuldama nii tootja kui tarbija majanduslikke kriteeriumeid.

Vahel kasutatakse nõudluse juhtimise abinõude esialgseks analüüsiks määrata nõudluse vähendamise "hind" senti / kWh. Hindamine seisneb aastase investeerimismakse jagamises aastas säästetud elektrienergia kogusega. Võimalikud nõudluse juhtimise programmid reastatakse "hinna" kasvamise järjekorras ning võrreldakse seejärel tootmiskuludega, nagu näidatud joonisel 8.4. Nagu joonisel näha, on majanduslikult põhjendatud säästa 165 MW.

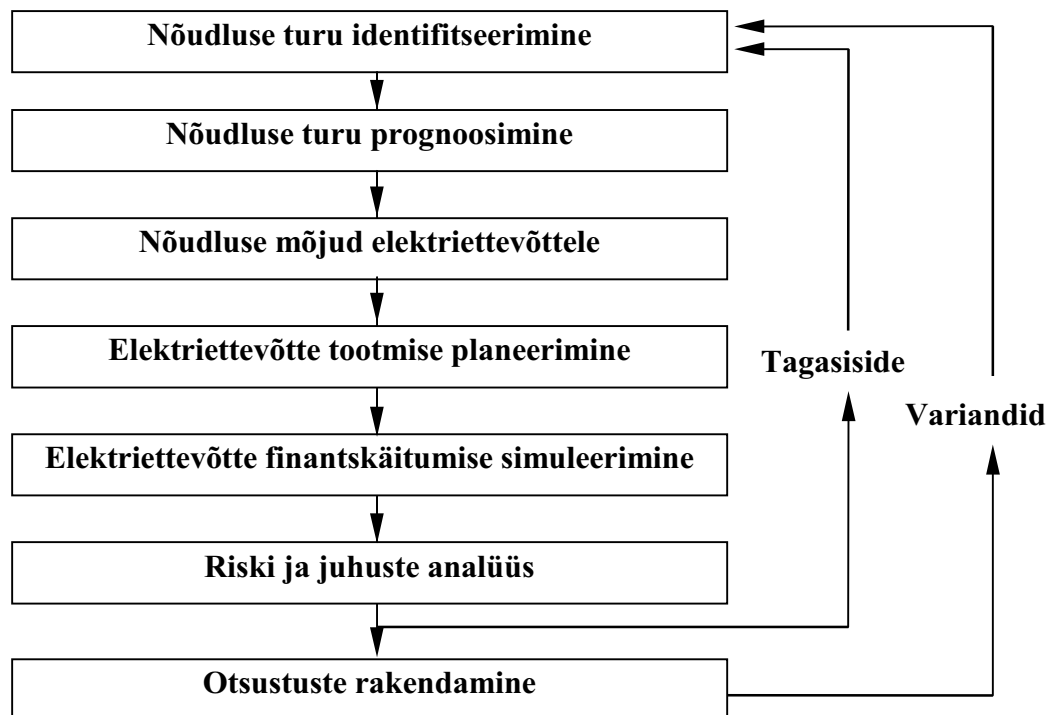
Joonisel toodud kõver on kasulik nõudluse juhtimise abinõude prioriteetide ilmestamiseks. Siiski ei arvesta ta, kuidas nõudluse juhtimise abinõu integreerub süsteemi summaarse koormusega ja tootmisvõimsusega. Näiteks, nõudluse juhtimise abinõu võib muuta tarbimist ainult mõneks tunniks talvise tippkoormuse perioodil. Energiasäästu "hind" võib olla küllalt kõrge, kuid abinõu võib olla siiski õigustatud, kuna süsteemi marginaalne tootmiskulu talvisel tippkoormuse ajal on märgatavalt

kõrgem. See aga ei ilmne kõverast joonisel 8.4. Analoogiliselt mõned mõõduka “hinnaga” nõudluse juhtimise abinõud võivad mõjutada koormust süsteemi koormusgraafiku nõgude ajal.



Joonis 8.4. Nõudluse juhtimise abinõude ökonoomsuse kõver

Seega, kuigi joonise 8.4. kohaselt on selline abinõu efektiivne, osutub ta siiski ebaotstarbekaks tootmise-nõudluse integraalse analüüsi korral. Seega otsustuste tegemiseks on selline analüüs vajalik. Nõudluse-tootmise integreeritud planeerimise üldine struktuur on toodud joonisel 8.5.



Joonis 8.5. Tootmise ja nõudluse integreeritud planeerimine

Integreeritud nõudluse-tootmise planeerimise protseduur algab nõudluse turu-uuringuga, s.t. potentsiaalsete klientide ja nende tarbimiskavade väljaselgitamisega. Esmalt koostatakse nõudluse poolsete alternatiivide loend. See võib sisaldada selliseid abinõusid, nagu õhukonditsioneeride tsükliline töö, vee soojendamise juhtimine, koduse säästu ergutamine, tipuvälise energiahinna alandamine, tööstuslik koostootmine jms. Andmed saadakse vastavatest koormuse uuringutest. Uuritakse iga nõudlusepoolse võimaluse mõju elektriettevõttele (kuidas muutub ööpäevane koormusgraafik, töökindluse nõuded jne) ja kliendile (elustiili muutused jne). Seejärel koostatakse iga alternatiivi jaoks turuprognosis, lähtudes peamisest klienti mõjutavatest teguritest, nagu investeerimisvajadused, kliendi majanduslik kasu, finantside kättesaadavus ja elustiili muutus.

Mõjudena elektriettevõttele hinnatakse üldist nõudlust, tootmistingimusi, ettevõtte finantskäitumist. Kuna elektriettevõtte mõjutab tarbija otsuseid (läbi elektritariifide, stimuleerivate maksete ja toite töökindluse kaudu) ja lõpptarbija mõjutab otseselt elektriettevõtet (oma ostu mahtudega), siis eksisteerib vastav tagasiside ahel. Lõpuks hinnatakse määramatuse mõju ja äririski.

On oluline märkida, et nõudluse juhtimise mehhanism erineb tootmisvõimsuste laiendamise mehhanismist. Viimasel juhul on küsimus, millist tüüpi, kui suurt võimsust ja millal lisada. Seejuures on kõik tootmise küsimused elektriettevõtte enda otsustada. Lõppkasutuse planeerimisel peab aga elektriettevõtte oma otsused koordineerima partneriga - tarbijaga. Seejuures tarbija ei allu elektriettevõtte otsesele juhtimisele ning võib oma käitumises ilmutada märgatavat inertsi.

8.4.2. Nõudluse turu identifitseerimine

Lõppkasutuse juhtimine toob sisse täiendavad ärilised suhted elektriettevõtte ja lõppkasutaja (tarbija) vahel. Need suhted mõjutavad nii elektriettevõtet kui tarbijat. Elektriettevõtte on mõjutatud sellistest teguritest, nagu tarbimise iseloom (ööpäevane ja sesoonne muutlikkus, kooskõla tarbimise ja elektriettevõtte tootmis- ning edastusvõime vahel), tarbija teeninduse nõuded, elektrivarustuse töökindluse nõuded, käidu mõju lõppkasutusele.

Nõudluse identifitseerimise etapil tehakse kindlaks põhilised tarbijaklassid, elektrienergia võimaliku säästu ulatus ja tarbimise laiendamise võimalused. Säästuprogrammid hõlmavad selliseid valdkondi, nagu hoonete soojustamine, valgustus, ruumide küte, õhu konditsioneerimine, vee soojendus, elektriajam, külmutus- ja jahutusseadmed jne.

Tarbimise laiendamise programmide eesmärgiks on leida võimalused ühiskonna majandusliku efektiivsuse tõstmiseks elektrienergia tarbimise suurendamise kaudu. Eesmärgiks võib olla ka tipuvälise energia kasutamise suurendamine. Tarbimise laiendamise programmid innustavad tarbijat ümber lülituma teistelt energialiikidelt (puit, turvas, kivisüsi, masuut jms) elektrienergiale.

Oluline on ka tarbijate klassifitseerimine, kuna erinevate tarbijate kasu tarbimise juhtimisest on erinev. Näiteks, elektrikütet kasutavad tarbijad saavad öistest tariifidest rohkem kasu, kui tarbijad, kes seda ei kasuta. Madalama sissetulekuga tarbijad on tarbimise juhtimisele rohkem aldis, kui kõrgema sissetulekuga tarbijad. Intensiivse elektrikasutusega tegevusharud on nõudluse juhtimisest rohkem huvitatud ja rakendavad mitmesuguseid säästumeetmeid agaramalt, kui madala elektrikasutusega tegevusharud jne.

8.4.3. Nõudluse turu prognoos.

Nagu genereerivate võimsuste planeerimine sisaldab valikut erinevat tüüpi lisatavate võimsuste vahel (põlevkivi või kivisöe agregaat, kombiagregaat, gaasiturbiin jne) toob ka lõppkasutuse juhtimine sisse valiku erinevate võimaluste vahel (ruumi küte, vee soojendus, ööpäevased tariifid, koostootmine jne). Tootmise planeerimisel on võtmeteguriteks koormuse ööpäevaste ja sesoonsete muutuste iseloom ning see viib investeerimiskulude ja käidukulude otstarbekale tasakaalule. Lõppkasutuse juhtimisel on võtmetegureiks samuti koormuse muutlikkus ja ka tarbijate klassid. Seejuures erinevad nõudluse juhtimise abinõud omavad erinevat mõju elektriettevõttele (näiteks, konditsioneeride juhtimine mõjutab suvist koormust, ruumi kütte juhtimine aga talvist koormust, vee soojenduse juhtimine mõjub aastaringselt jne) ning omavad erinevaid investeerimis- ja käidukulu karakteristikuid.

Nõudluse prognoosimise põhiprobleemideks on:

- Lõppkasutuse juhtimise abinõu majanduslik kasu tarbijale - näiteks tasuvusaeg. Kuigi majanduslikud näitajad pole ainsad mõjutegurid lõppkasutuse abinõu praktikasse juurdumisel, on nad siiski peaaegu alati kõige olulisemateks.
- Iga lõppkasutuse juhtimise abinõu praktikasse juurdumise tõenäoline määr. See oleneb sellistest teguritest, nagu tarbija majanduslik tulu, mõju tarbija elustiilile, reklaam, turundus jms.
- Elektritarbimise summaarse muutuse arvutamine lõppkasutuse juhtimise tulemusel.

NÄIDE. Vaatleme nõudluse prognoosi lihtsustatud näite baasil.

Elektriettevõtte plaanib suvise koormustipu vähendamiseks käivitada efektiivsete olmekonditsioneeride - soojuspumpade juurutamise programmi. Oodatakse, et tarbijad ostavad 25000 asendusühikut (s.t. uut konditsioneerid vana asemel) ja 20000 uut ühikut aastas. Elektriettevõtte pakub tarbijate ergutamiseks hinnaalandust, kui majapidamine seab üles uue efektiivsema konditsioneerid, mis säästab aastas 1400 kWh ja vähendab suvist koormustippu 0,5 kW võrra. Uus ühik on 450 \$ kallim vanast tüübist. Eelnevad uuringud näitavad, et ostu tõenäosus on võrdeline tasuvusajaga (vt. tabel 8.7).

Tabel 8.7

Efektiivsemate seadmete ostutõenäosus sõltuvalt tasuvusajast	
Tasuvusaeg, a	Ostu tõenäosus, %
1	95
2	90
3	50
4	20
5	5

Elektritariif olmetarbijatele on 7 c/kWh, elektritootmise marginaalkulu on 5 c/kWh ning genereerimise, ülekande ja jaotamise marginaalkulu on 90 \$/kW·a. Arvutada oodatav koormuse vähenemine aastas, kui elektriettevõtte pakub hinnaalandust 150 \$ efektiivsema konditsioneerid ostuks.

Lahendus. Efektiivsema konditsioneerid kasutamisel säästab klient aastas
 $1400 \text{ kWh} \cdot 0,7 \text{ c/kWh} = 98 \text{ $/a}$

Hinnaalanduse puudumisel oleks efektiivsema konditsioneerid tasuvusaeg (võrreldes vähem-efektiivsega)

$$450 \text{ $} : 98 \text{ $/a} = 4,6 \text{ a}$$

Sel juhul oleks vastavalt tabelile 8.7 efektiivsemate konditsioneerid ostu tõenäosus 9 %.

Kui elektriettevõtte pakub hinnaalandust 150 \$, on kliendile tasuvusaeg
 $300 \$: 98 \$/a = 3,1 \text{ a}$

mis annab ostu tõenäosuseks 47 %. Seega on efektiivsemate konditsioneeride müügi eeldatav kasv tänu hinnaalandusele

$$(0,47 - 0,9) \cdot (25000 + 20000) = 17100 \text{ tk}$$

Sel juhul suvise koormustipu oodatav vähenemine

$$17000 \cdot 0,5 = 8,55 \text{ MW}$$

Elektriettevõtte kulu selliseks tippkoormuse vähendamiseks näib olevat

$$150 \$: 0,5 \text{ kW} = 300 \$/\text{kW}$$

See tulemus näib väga atraktiivne teiste ressurssidega võrreldes. Siiski pole siin arvestatud kõiki kulusid. Elektriettevõtte kõiki kulusid arvestades saame investeeringu (liht-)tasuvusajaks 8,8 a.:

Energia sääst :	$1400 \text{ kWh} \cdot 0,05 \$/\text{kWh} =$	70 \$
Võimsuse sääst:	$0,5 \text{ kW} \cdot 90 \$/\text{kW} \cdot a =$	45 \$
Elektri müügi vähenemine:	$1400 \text{ kWh} \cdot 0,07 \$/\text{kWh} =$	- 98 \$

Puhas (neto)kokkuvõide		17 \$
Investeeringud		150 \$
Lihttasuvusaeg:	$150 \$: 17 \$ =$	8,8 a

Kui elektriettevõtte rahastab investeeringut ning aastane püsialdiste määr investeeringutelt on 15 % siis on aastased kapitalikulud (investeeringust tingitud püsikulud) 22,5 \$ ning seega elektriettevõtte kaotab iga subsideeritud konditsioneerimisest kohta

$$22,5 \$ - 17 \$ = 5,5 \$$$

Kui elektriettevõtte kaotab raha ühe klientide klassi teenindamisel, siis tema sissetulekud vähenevad. Kontseptuaalselt, ettevõtte üldised tariifimäärad häälestatakse tagantjäre järjekordsel tariifide reguleerimisel, nii et uute tariifide baasil saaks ettevõtte kätte oma reguleeritud tulemi. Tulemuseks on, et ühte tarbijate gruppi subsideeriti teiste klientide poolt.

Seega - kui ettevõtte ei pakuks hinnaalandust, siis müüdaks väga vähe efektiivsemaid konditsioneeride. Teisest küljest, kui elektriettevõtte pakub suurt hinnaalandust, on läbimüük suur, kuid elektriettevõtte kaotab raha.

Püüame nüüd hinnata, kas kõrgeefektiivsete konditsioneeride juurutamise programm on hea kogu ühiskonna vaatevinklist või mitte, s.t. kas selle programmi tulemuseks on üldine kasu või mitte?

Elektriettevõtte hinnaalandus ja müügitulem on ainult maksed ühest majandussektorist teise ega mõjuta üldist sotsiaal-majanduslikku tulu. Seega peaks olema esimeseks sammuks ühiskondlik-majandusliku puhastulu arvutus:

Tulu energia säästust	$1400 \text{ kWh} \cdot 0,05 \$/\text{kWh} =$	70 \$
Tulu võimsuse säästust	$0,5 \text{ kW} \cdot 90 \$/\text{kW} =$	45 \$
Kogusääst		115 \$
Investeering		450 \$
Tasuvusaeg	$450 \$: 115 \$ =$	3,9 a

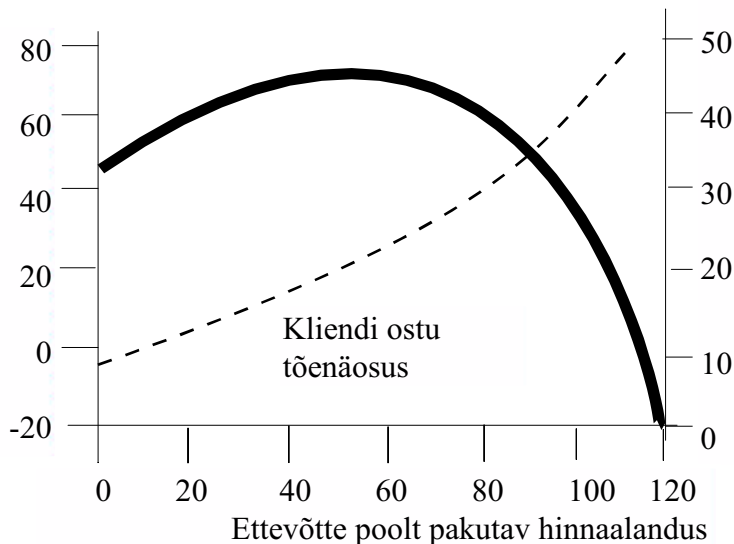
Seega kogu ühiskonnale oleks tasuvusaeg 3.9 a.

Eeldame, et ettevõtte hinnaalandus on häälestatud nii, et klient saavutab tasuvusaja 3,9 a. Korrates arvutust kliendi jaoks, saame, et tasuvusaeg 3,9 a. saavutatakse hinnaalanduse 67 \$ puhul. Selline hinnaalandus tagab ka elektriettevõttele tasuvusaja 3,9 a. ning aastase puhastulu 7 \$/a·ühik. Sellise tasuvusaja puhul on ostu tõenäosus 23 % e. 10350 seadet aastas. See viib koormusmaksimumi vähenemisele 5.2 MW võrra.

Eeldame, et varieerime elektriettevõtte poolt pakutavat hinnaalandust, nagu näidatud joonisel 8.6.

Elektriettevõtte tulu, tuh.\$

Ostu tõenäosus, %



Joonis 8.6. Elektriettevõtte puhastulu sõltuvus nakutavast hinnaalandusest

Elektriettevõtte tulu võrdub tuluga ühe seadme kohta korrutatud müüdü seadmete arvuga. Kui hinnaalandus on väike, on kliendi tasuvusaeg pikk ja ostu tõenäosus madal. Siiski on elektriettevõtte tulu ühe seadme kohta suur. Hinnaalanduse suurendamisel ostu tõenäosus suureneb, kuid ettevõtte tulu ühe seadme kohta väheneb. Seega eksisteerib teatud hinnaalandus, mille puhul ettevõtte puhastulu on maksimaalne. Toodud näites on see umbes 60 \$.

Seega on elektriettevõttel olemas stiimul ergutada efektiivsete konditsioneeride ostu hinnaalanduse abil.

Kliendi arvates võiks hinnaalanduse suuruseks olla 113 \$ - siis on elektriettevõtte puhastulu null, samas aga kõik tema kulud saavad kaetud. Samas ühiskondlikust vaatevinklist iga müüdü efektiivne konditsioneer annab tulu. Seega - mida rohkem neid seadmeid ostetakse, seda suurem on ühiskondlik tulu. See oleks argument 113 \$-se hinnaalanduse kasuks.

Näeme, et hinnaalanduse suuruse määramine peaks hõlmama kõiki aspekte - nii kliendi, ettevõtte kui kogu ühiskonna tulusid. Et toimiks loomulik turg, peaks iga osapool saama teatud puhastulu.

Toodud näites oli marginaalne tootmiskulu suurem keskmisest tootmiskulust. Oletame aga, et tootmise marginaalkulu on väiksem keskmisest - 4 c/kWh. Võimsuse lisamise marginaalne kulu olgu 50 \$/kW·a. Huvipoolte tulud (\$) sel juhul hinnaalanduse puudumisel:

	Klient	Ettevõtte	Ühiskond
Tulu energiasäästust	98	56	56
Tulu võimsuse vähenemisest		25	25
Elektrimüügi vähenemine		-98	
Netotulu säästust	98	-17	81
Investeeringud	450	0	450
Tasuvusaeg	4,6 a		5,6 a
Investeeringu püsieraldised aastas	67,5		67,5
Puhastulu	30,5	-17	13,5

Nagu näeme, sel juhul on tasuvusaeg ühiskonnale, aga ka kliendile küllalt pikk, elektriettevõtte aga kaotab raha. Üldine ühiskondlik tulu on siiski positiivne. Seega annab ostu stimuleerimise programm igal juhul tulu ühiskonnale. Elektriettevõtte kannab aga kahju ega oma fondi hinnaalanduse pakkumiseks - need tuleks katta teiste klientide arvel. Kliendi tulu on suurem kogu ühiskonna tulust ning see õigustab hinnaalanduse puudumist. Seega elektriettevõtte valib ilmselt variandi mitte ergutada säästu ning mitte deformeerida vabaturgu hinnaalandusega. Efektiivsete konditsioneeride ostu tõenäosus on sel juhul 9 %.

Lõpuks, eeldame, elektriettevõtte energiatootmise marginaalkulu on 3,03 c/kWh ja võimsuse laiendamise marginaalkulu on 50 \$/kW·a. Sel juhul ühiskondlik tulu:

Tulu energia säästust	1400 kWh ' 0,0303 \$/kWh =	42,5 \$
Tulu võimsuse säästust	0,5 kW ' 50 \$/kW =	25 \$
Kogu säästutulu		67,5 \$
Investeering		450 \$
Tasuvusaeg	450 \$: 67,5 =	6,7 a
Investeeringu püsieraldised aastas	450 \$ ' 0,15 =	7,5 \$
Ühiskonna puhastulu		0 \$

Seega antud juhul efektiivsete konditsioneeride juurutamise programm ei too üldist tulu. Siiski võivad majapidamised leida, et uued konditsioneerid on neile kasulikud, kuna nende otsustused põhinevad keskmistel müügihindadel, mitte aga marginaalkuludel.

Toodud näites vaatlesime lihtsustatud majanduslikku analüüsi, et illustreerida turu prognoosi kontseptsiooni. Analüüsid eeldasime antuks süsteemi asendusvõimsuse maksumuse konstantseks. Tegelikult aga see muutub sõltuvalt lõppkasutuse juhtimise ja tootmise programmide ellurakendamise määradest. Lisaks - siin uurisime ainult ühte ajamomenti. Tegelikult muutuvad võimsuse asenduskulud märgatavalt ajas, põhjustades seega tarbimise juhtimise programmi majanduslike näitajate muutumise. Reaalsete uuringute puhul on vaja simuleerida elektriettevõtte mitmeaastast tegevust, rakendades ajaldamist ja finantstegevuse imiteerimist.

8.4.4. Mõjud elektriettevõttele

See segment (vt. joon. 8.3) koosneb kolmest arvutusetaapist:

- Sobitada koormuse prognoos nõudluse juhtimise programmiga, s.t. korrigeerida koormuse prognoosi, arvestades klientide tarbimise muutust nõudluse juhtimise programmi juurutamisel.
- Koostada koormuse mudel käidu simuleerimiseks - nii genereerimise, ülekande ja jaotuse tasandil. Mudel arvestab nõudluse juhtimise programmi mõju koormuse iseloomule.
- Koostada ühtne finantsmudel koos koormuse vajalike andmetega tariifide analüüsiks ja tarbijate klassifitseerimiseks.

Teatud lõppkasutuse strateegia mõju hindamiseks tootjale võib kasutada tavalisi tootmise planeerimise meetodeid. Nõudluse juhtimine avaldab mõju neljale tootjapoolsele valdkonnale - genereerimisele, ülekandele, jaotamisele ja muudele tegevustele. "Muud tegevused" hõlmavad sekundaarset äritegevust. Näiteks, gaasi äri kombitootmise ettevõttes sõltub suuresti soojuspumpade kasutuselevõttust ruumi kütteiks.

Genereerimise planeerimisel on kolm põhifunktsiooni: töökindluse hindamine ja arvestamine, käidu simuleerimine ning investeerimiskulude leidmine. Töökindluse analüüsil on oluline arvestada nõudluse juhtimise mõju tarbimise sesoonsusele. Näiteks, olgu efektiivsete konditsioneeride juurutamise programmi tulemuseks koormuse vähenemine 100 MW võrra kolme suvekuu jooksul. Sel juhul ekvivalentne tootmisvõime krediit (s.t. võimsus, mille installeerimise võib edasi lükata, mille võib demonteerida ja ära müüa) töökindluse seisukohalt võib olla umbes 100 MW, kui süsteemis on suur suvine koormusmaksimum või ainult umbes 25 MW enam-vähem võrdse suvise ja talvise koormustipu puhul. Seda seejuures eeldusel, et lõppkasutuse juhtimise töökindlus on 100 %. Kuna mõned lõppkasutuse juhtimise variandid sõltuvad vastavate elektroonsete või mehhaaniliste seadmete tööst, tuleb kasutada sobivat sundseisu määra ekvivalenti.

Lähiminevik ja tulevikuprojektsioonid näitavad, et elektrisüsteemi kapitalikuludest langeb 65 % elektrijaamadale, 10 % ülekandele ja 25 % jaotamisele. Kuigi ülekande keskmine panus on suhteliselt väike, võib nõudluse juhtimisest tulenev võimsuse krediit tagada tulu, mis moodustab 5...20 % üldisest tulust. Ülekandesüsteemi planeerimine on seotud aeganõudvate püsiseisundite, stabiilsuse ja lühisvoolude arvutustega nii normaaltalitluses kui häiringuolukordades. Seetõttu kasutatakse siin sageli ligikaudseid meetodeid, mis korreleerivad ülekandekulud vastavate kuludega elektrijaamades.

Jaotussüsteemi kulutused pikaajalises perspektiivis arvutatakse tavaliselt korrelatsioonimudelitel abil. Need mudelid võivad põhineda olme- või kommertskoormuse kasvu mudelitel, koormuse oodatavatel karakteristikutel ja keskmistel müüginäitajatel.

Nõudluse juhtimise mõju jaotussüsteemile võib olla küllalt märgatav. Üheks põhjuseks on jaotussüsteemi koormustipu nihutus - 2...6 tundi hiljem süsteemi summaarse koormuse maksimumist (eriti olmekoormuse puhul). Seega nõudluse juhtimise abinõud, mis vähendavad süsteemi koormuse tippu tänu tarbimise nihkumisele mõne tunni võrra, võivad suurendada jaotussüsteemi koormustippu.

8.4.5. Elektriettevõtte finantskäitumine

Energiaettevõtte traditsiooniliseks eesmärgiks on varustada tarbijaid töökindlalt madalate tootmis- kulude juures. Samas võib aga ettevõtte finantsolukorrale olla kasulik lõppkasutuse teenuste osutamine. Selles osas on nõudluse juhtimisel rida kasulikke finantsalaseid omadusi. Ta võib olla majanduslikult atraktiivne ja samas vähe kapitaliintensiivne ning võib edasi lükata genereeriva võimsuse ja edastusvõime suurendamise pikaks ajaks.

Kompleksne finantsanalüüs peaks hindama üleüldiseid tootmiskulusid (kr/kWh) iga nõudluse juhtimise stsenaariumi jaoks. Paljude teeninduskulude analüüsi mudelite puhul elektriettevõtte vastavad kulud adresseeritakse vastavatele tarbijaklassidele. Teeninduskulude arvutus võib põhineda marginaal- või keskmistel kuludel. Edasi arvutatakse keskmised tariifimäärad, mille alusel toimub tariifide detailiseerimine (energia-, võimsuse- ja teenusmaksu täpsustamine).

Integraalse tootmise-nõudluse plaani finantsanalüüsil tuleks hinnata elektriettevõtte tulu mitme võimaliku variandi puhul, nagu ergutavad maksed tarbijaile säästu eest, energia ost tööstuslikult koostootjalt, kampaaniad tipuvälise energiatarbimise edendamiseks jne. Planeerimise protseduur on tavaliselt lõhestatud lõppkasutuse optimeerimiseks, millele järgneb optimaalse tootmisplaani koostamine. Lõppkasutuse planeerimine algab elektritariifide, ergutusmaksude ja koormuse juhtimise poliitika eeldamisega. Tagasiside ahela kaudu sobitatakse need eeldused ettevõtte tootmisplaaniga. Kokkuvõttes on tegemist iteratiivse lahendusprotseduuriga. Tavaliselt piisab 1-2 iteratsioonist.

8.4.6. Riski ja juhuste analüüs

Elektriettevõtte tootmisotsused on traditsiooniliselt suunatud elektritariifide minimeerimisele, säilitades elektrivarustuse vajaliku tääkindluse ja ettevõtte adekvaatse finantskäitumise. Muudeks aspektideks, mis mõjutavad otsustusi, on pika- ja lühiajaliste kulude minimeerimine, kohalikud majanduslikud tingimused, finantsalased, ökoloogilised ja regulatiivsed probleemid, klientide elustiili muutus jne.

Optimaalse arenguplaani väljaselgitamiseks tuleb välja töötada mitu võimaliku varianti erinevate nõudluse juhtimise programmidega. Neid tuleb siis analüüsida ülal kirjeldatud viisil ning omavahel võrrelda. Tulemuseks võib olla üks optimaalne plaan, kuid tavaliselt teatud optimumi lähedaste plaanivariantide hulk.

Elektriettevõtetes on integraalsete nõudlus-tootmisplaanide otsustused seotud väga suurte rahadega - suurte ettevõtete puhul võivad summad ulatuda miljardite kroonideni. Selliseid suurte kuludega seotud otsustusi tuleb tavaliselt teha perioodiliselt. Ettevõtte juhtidel peab olema selge pilt selliste tohutute kapitalikuludega seotud riskidega. Seetõttu tuleb koostada palju stsenaariume ja sooritada mitmeid tundlikkuse analüüse hindamaks riske ja ühe või teise määramatuse mõju.

Määramatuste analüüs peaks algama võtmetegurite väljaselgitamisest. Need tegurid iseloomustatakse nende mõju matemaatilise ootusega ja esinemise tõenäosusega. Sündmuste jaoks, millede suuruse ja tõenäosuse korrutis on märgatav, koostatakse korrigeerivate tegevuste plaan. Väikese mõjuga ja väikese tõenäosusega olukorrad jäetakse edasisest vaatlusest kõrvale. Korrigeerivat plaani rakendatakse kohe vastava olukorra ilmnemisel eesmärgiga modifitseerida optimaalset arenguplaani nii, et ilmnenud sündmuse negatiivset mõju võimalikult vähendada. Seejuures välja valitud optimaalset plaani muudetakse kooskõlas korrigeeriva(te) plaani(de)ga nii, et vastava olukorra ilmnemisel oleks koheselt võimalik küllalt lihtsalt sobivat korrigeerivat plaani rakendada.

Seega korrigeerivate tegevuste plaan mõjutab optimaalset plaani isegi siis, kui vaadeldavat sündmust ei esine. Selle tulemusel antud plaan ei pruugi olla enam optimaalne. Seetõttu on vaja ümberhinnata ka teised plaanivariandid ning uuesti leida optimaalne. Põhjalikumalt vaadeldakse planeerimist määramatuse tingimustes ptk 14.

Kokkuvõttes vaatlesime siin punktis integraalse nõudluse-tootmise planeerimise üldist formuleeringut. Sõltuvalt konkreetsest rakendusest võib osa samme ka ära jätta. Tänapäeval on integraalne planeerimine usaldusväärse vähimkulu planeerimise põhiliseks meetodikaks.

8.5. NÕUDLUSE JUHTIMISE MAJANDUSLIK VÄÄRTUS

Sageli on otstarbekas hinnata mingi tehnoloogilise valiku väärtust elektriühe võtte. Vaatleme hüpoteetilise nõudluse juhtimise plaani väärtuse arvutust järgneva näite baasil.

Aasta 1998 alguses oli süsteemi genereerivate võimsuste koosseis järgmine (tabel 8.8):

Tabel 8.8
**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 püsieraldiste (kapitali kulu) määr 18% ja planeerimisperiood 20.a. Võimalikeks laiendusalternatiivideks on gaasiturbiinide ning söe- ja kombi-agregaatide lisamine ja nõudluse juhtimine. Baasvariandis lisatakse 600 MW kivisöeagregaatide, 300 MW kombiagregaatide ja 200 MW gaasiturbiinide. Sellise variandi kulud olid 8098 M\$.

Uuriti ka võimalust, kus aastail 1999...2007 lisati hüpoteetiline "nõudluse juhtimise seade". Viimane töötab 3 kuud suvel ja 3 kuud talvel ning nihutab osa tippkoormust miinimumkoormuse ajale. Nõudluse juhtimine vähendab ka süsteemi koormustippu sama energiatarbimise juures. Seega vähendab nõudluse juhtimine gaasiturbiinide vajadust. Mõnevõrra väheneb ka baasvõimsuse vajadus.

Nõudluse juhtimise väärtused arvutame nõudluse juhtimise programmi erinevate rakendussuuruste jaoks - 50, 100, 200, 300 ja 400 MW. Programmi rakendusväärtus tähendab, et lähtudes baasolukorrast 1998. a., aastal 1999 vähendab nõudluse juhtimine tippkoormust näiteks 100 MW võrra ja nii igal järgneval aastal kuni aastani 2007.

Tootmisprotsessi simuleerimise teel leiti, et tarbimise juhtimine 100 MW ulatuses viib kulud väärtusele 7990,1 M\$. Seega on potentsiaalne kulude sääst tänu tarbimise juhtimisele moodustas baasvariandiga võrreldes 97,9 M\$.

Arvutame 100 MW-se koormuse juhtimise programmiga seotud kapitalikulud. Olgu koormuse juhtimise seadmete maksumus 1994. a. 100 \$/kW. Need seadmed kallinevad viie aasta jooksul (1994...1998) 5 % /a ehk 1,276 korda. Kapitalikulude aastased eraldised arvutame üle planeerimisperioodi, s.t. 1999-2007. Ühtlase makseteseeria ajaldustegur (*uniform series factor*) on 10 %-se diskontomäära puhul 6,5. Kapitalikulude aastaste eraldiste määr olgu 0,18. Siis aastased kapitalikulud koormuse juhtimiseks 100 MW ulatuses:

$$100 \text{ \$ / kW} \cdot 1,276 \cdot 6,5 \cdot 0,18 \cdot 100 \text{ 000 kW} = 14,9 \text{ M\$ / a}$$

Koormusejuhtimise väärtuse leiame tingimusest, et kapitalikulu on võrdne potentsiaalse säästuga:

$$14,9 \text{ M\$} \times \frac{\text{koormuse juhtimise väärtus \$ kW}}{100 \text{ \$ / kW}} = 97,9 \text{ M\$}$$

Siit

$$\text{Koormuse juhtimise väärtus} = \frac{97,9 \text{ M\$} \times 100 \text{ \$ / kW}}{14,9 \text{ M\$}} = 664 \text{ \$ / kW}$$

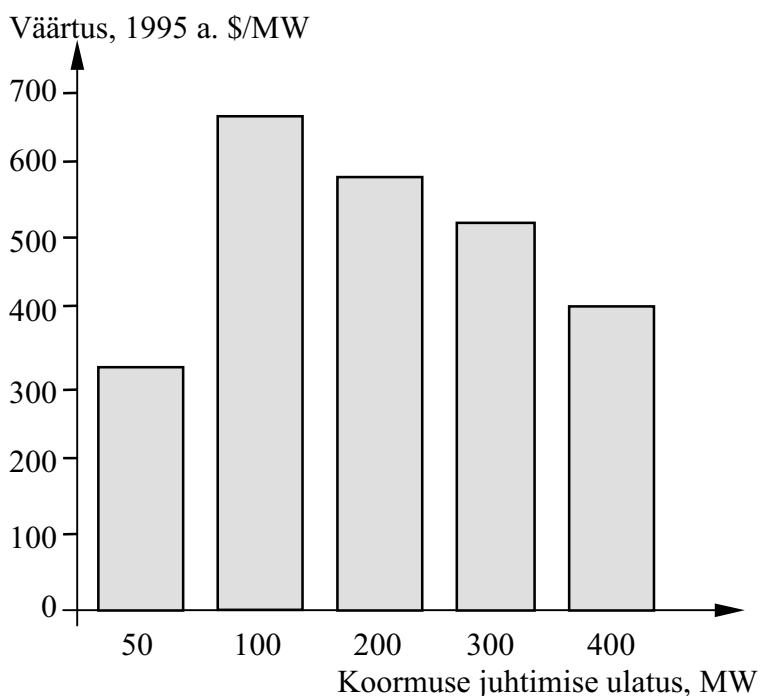
Samasugused arvutused kordame ka ülejäänud rakendusväärtuste 50, 200, 300 ja 400 MW jaoks. Tulemused on toodud järgnevas tabelis.

Tabel 8-9

Koormuse juhtimise väärtus

	Baasvar.	50 MW	100 MW	200 MW	300 MW	400 MW
Arenguplaani nüüdisväärtus, M\$	8089,1	8064,6	7990,1	7915,3	7861,8	7883,5
Potentsiaalne kulude sääst, M\$		24,5	97,9	173,8	227,3	255,6
Koormuse juhtimise programmi kapitalikulude nüüdisväärtus 100 \$/kW puhul		7,5	14,9	29,7	44,3	58,5
Koormuse juhtimise väärtus, \$/kW		329	664	585	513	436

Tabelis toodud tulemused on graafiliselt esitatud joonisel 8.7.



Nagu jooniselt näha, juhtimise ulatuse suurenedes üle 100 MW juhtimise väärtus kW kohta langeb. See on üldiselt tavaline - mingi tehnoloogia ulatuslikumal juurdumisel tema rakendamise suhteline väärtus langeb.

Joon. 8.7. Koormuse juhtimise väärtus sõltuvalt juhtimise ulatusest