

Tallinna tehnikaülikool  
Elektroenergeetika Instituut

**Peeter Raesaar**

# **ELEKTRISÜSTEEMIDE ARENGU PLANEERIMINE**

**I osa**



**TALLINN**

**2000**

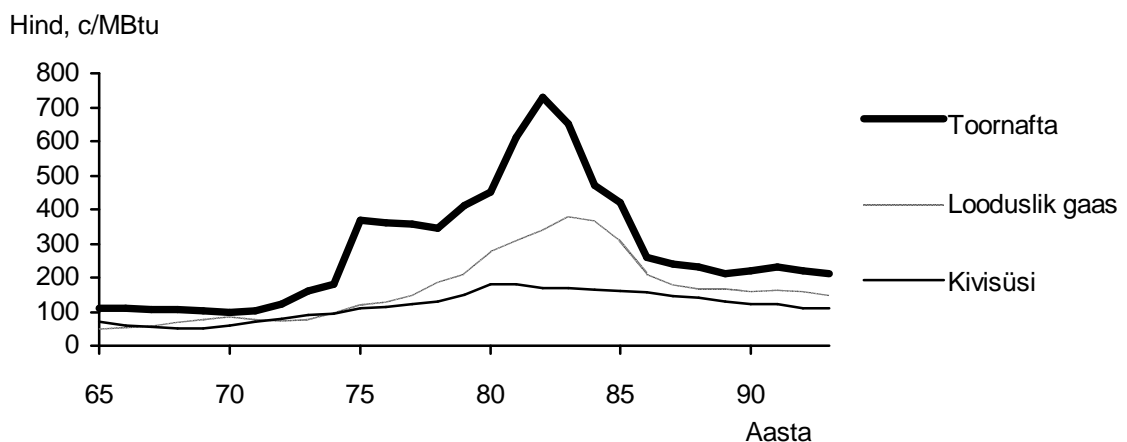
## 1. SISSEJUHATUS

Tänapäeva majanduse suur sõltuvus energiast tema mitmesugustes vormides nõuab nappivate energiaressursside efektiivset kasutamist ja arendamist. Elektroenergeetika valdkonnas võimaldab ratsionaalne majanduslik analüüs tõsta investeringute ja hinnapoliitika efektiivsust. Isegi väike tõus selles osas võib anda märgatavat tulu - seda tänu investeringute suurele mahule ja tarbijate suurtele energiavajadustele.

Traditsiooniliselt on kaasaegses elektroenergeetikas pöhirõhk suunatud energiasüsteemi (elektriettevõtte) arengu optimaalsele (vähimkulu-) planeerimisele ja projekteerimisele, talitluse optimeerimisele ja käidu ning hoolde parandamisele.

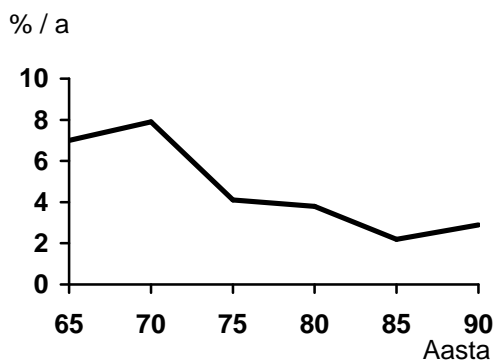
Viimasel ajal pööratakse üha rohkem tähelepanu efektiivsusele rahvuslikus kontekstis, hõlmates ressursside planeerimisel nii varustuse kui tarbimise poolt. **Varustusepoolne** planeerimine seisneb elektri jaamade võimsuste ja ülekande- ning jaotusvõrkude vähimkulu planeerimises, et rahuldada klientide koormusvajadusi. **Tarbimispoolne** planeerimine seisneb programmide väljatöötamises, et juhtida tarbimist ning tagada kogu elektrisüsteemi (laias mõttes) talitus minimaalsete kuludega. Selline tootmise ja tarbimise integreeritud planeerimine toob kaasa uusi tehnoloogiaid, nagu energiasääst tarbijate juures, koormuse juhtimine, soojuse ja elektrienergia koostootmine, elektrienergia sõltumatu (energiasüsteemi väline) tootmine, süsteemide tihedam koostöö jne.

Enne energiasüsteemide arengu planeerimise probleemide juurde asumist vaatleme lühidalt elektrienergia tootmise ja tarbimise arengutendentse viimasel ajal. Olulised muudatused algasid 1973. a seoses kütuste hindade tõusuga. Sinnani olid nafta, looduslik gaas ja kivisüsi olnud stabiilselt odavad energiakandjad, siis aga kasvasid nafta hinnad dramaatiliselt - algul 1973.a ja uuesti 1979. a. – vt joonis 1.1. Loodusliku gaasi hind jälgis nafta oma, seda ka tänu hindade deregulatsioonile. Samuti tõusis konkureeriva kivisöe hind. 1980-l aastatel tänu gaasi hindade langusele hakkasid tänu konkurentsile langema ka nafta hinnad, jõudes allapoole 1970-te aastate keskmist taset.



**Joonis 1.1.** Kütuste hindade kasvutendentsid

Hindade tõus avaldas olulist mõju energia tarbimisele - see vähenes. Tunduvalt langes elektrienergia tarbimise (ja vastavalt tootmise) kasvutempo. Näiteks USA-s langes see 7 %-lt 1950-60-l aastatel 2...4 %-ni 1980-l aastail (vt. joonis 2) - seda eelkõige tänu majanduse kasvutempo langusele, tarbijapoolsele energiasäästule ja energiamahukate tootmisharude osatähtsuse vähenemisele.



**Joonis 1.2.** Elektrienergia tarbimise kasvutempo dünaamika

Püütakse täiustada ka seadusandlust. Üheks tähtsamaks uuenduseks selles valdkonnas oli seadus, mis kohustas energiasüsteeme ostma väiketootjailt elektrienergiat välditud kuludega võrdse hinnaga. See seadus koos elektrihindade tõusuga viis tööstuslike koostootmisjaamade võimsuse neljakordistumisele (1960...1970-l aastail suurenes viimaste võimsus keskmiselt 500 MW/a, samas kui energiasüsteemides moodustas tootmisvõimsuste juurdekasv 15 000 MW/a. 1980-l aastail moodustas aga koostootmisjaamade võimsuste kasv põhilise osa tootmisvõimsuste summaarsest kasvust).

Kuna energiasüsteemides lasti käiku uusi tootmisvõimsusi keskmiselt 15 000 MW/a, suurte baasjaamade ehitusaeg on aga piires 5...10 a., siis viis see reservvõimsuste märgatavale kasvule - 30... 40 %-ni 1980-l aastail (normaalseks peetakse reservimäära 20...25 %). Selletõttu vähenes 1980-l oluliselt uute võimsuste käikulaskmine.

Koos sellega hakkas kasvama töös olevate jaamade keskmine tööiga (aastaks 2000 on ligi 30 % USA fossiilkütusel töötavate elektri jaamade eluiga üle 30. a). Tööea suurenemisel degradeerub nende efektiivsus ja töökindlus. Kui seni oli agregaatide keskmiseks tööeaks 40...45 a, siis seoses uute genereerivate agregaatide kõrge hinnaga pöörduiti olemasolevate agregaatide ulatuslikuma renoveerimise poole.

Intensiivselt arenesid ülekandesüsteemid. Tänu suurele erinevusele ühelt poolt kivisöe ja teiselt poolt nafta ja gaasi hindade vahel muutus ökonoomsemaks transportida odavat kivisöe ja hüdroenergiat suurte kauguste taha kallimate kütusehindadega piirkondadesse. See viis pikkade ja ülipikkade ülikõrgepingeliste vahelduv- ja alalisvoolu ülekannete rajamisele.

Ka tänapäeval jätkuvad elektroenergeetikas suured muudatused - seda nii meil kui mujal.

Seitsme- ja kaheksakümnendate aastate energiakriisid teadvustasid laiemale üldsusele, et **fossiilkütuste varud pole ammendamatud**, vaid tänase energiatarbimise kasvutempode juures jätkub neid veel mõneks aastasajaks, naftat ainult eelseisvaks poolsajandiks. Palju parem pole olukord tuumakütusega. Meie põlevkivivarusid hinnatakse jätkuvat parimal juhul sajaks aastaks. Seega tuleb energiavarudesse suhtuda äärmiselt säästlikult, et neid jätkuks ka meie lastele ja lastelastele.

Koos tarbimise vähenemisega vähenes ka tippkoormus, samuti ka koormusgraafiku täitetus - 65 %-lt 60 %-le.

Energiatootjad vähendasid oluliselt energiakadusid. USA-s vähenesid elektrienergia ülekande- ja jaotuskaod 11 %-lt (1960. a.) 8 %-le (1980. a).

1970-te aastate keskpaika isoleeritud mitmesugused energeetikaalased ettevõtmised, eriti energiakasutuse efektiivse osas.

Säästlikku suhtumist nõuab ka inimtegevuse jätkuvalt **kahjulik mõju keskkonnale**. Fossiilkütuste põletamine saastab atmosfääri väävli-, lämmastiku- ja muude ühenditega, happevihmade toimel surevad metsad, probleeme tekitavad tuumakütuse jäägid. Olukorra parandamiseks on kehtestamisel saastekvoodid ja saastemaksud. Keskkonnaprobleemid on ka meie elektroenergeetika üheks valupunktiks - on ju meie põlevkivijaamad Balti mere regiooni ühed suuremad saastajad.

Levib veendumus, et seisame silmitsi kasvuhuone efektist tingitud kliimamuutustega – **globaalse soojenemisega**. Seda põhjustab CO<sub>2</sub> hulga suurenemine atmosfääris tänu fossiilkütuste ulatuslikule põletamisele ja ka maakera “kopsude” - troopiliste vihmametsade - jätkuvale intensiivraidele. Eesti laiuskraadidel tähendab globaalne soojenemine lumeta talvi, suuremat sademete hulka, jahedamaid suvesid, sagenevaid epideemiaid, taimekahjurite hulga suurenemist. Tõsi - mõnevõrra väheneb kütte vajadus. Jääkatte sulamine poolustel põhjustab maailmamere taseme tõusu ning ulatuslike alade üleujutamise. See omakorda käivitab ulatuslikud migratsioonivood. Saastemaksude kõrval on hakatud rääkima rahvusvahelise CO<sub>2</sub> maksu kehtestamisest. Eestis pole olukord selles osas kiita - CO<sub>2</sub> emissioonilt ühe elaniku kohta oleme maailmas kurval viiendal kohal (Katari, Araabia Ühendemiraatide, Kuveidi ja Liechtensteini järel).

Seega seisab inimkonna ees tõsine ülesanne - maksimaalselt piirata fossiilsete energiavarude kasutamist. Samas pole me valmis loobuma energiakasutuse hüvedest. Pigem vastupidi - arengumaades seisab paljude hüvede kasutuselevõtt alles ees. Seetõttu on ainsaks väljapääsuks energia säästlik, efektiivne kasutamine. Enamik tänastest elektroenergeetika arengu võtmeprobleemidest ongi suunatud **energiakasutuse efektiivsuse tõstmisele**. Muidugi on energiasääst olnud alati aktuaalne, kuid siis on sellest põhiliselt huvitatud olnud energia tarbijad ja tootjad - ja nemadki igäüks enda vaatenurgast. Viimasel ajal on aga ülalmainitud põhjustel energiakasutuse efektiivsus tõusnud laia huvi orbiiti - sellega on tarbijate, tootjate ja teadlaste kõrval tegelema asunud poliitikud, valitsus- ja munitsipaalasutused, mitmesugused ühiskondlikud liikumised (rohelised, tarbijakaitsjad) jne. Peamiste **energiakasutuse efektiivsuse tõstmisele** suunatud arengutendentsidena tänapäeva elektroenergeetikas võiks nimetada järgnevaid.

♦ **Struktuursed muudatused elektritootmises**. Märksõnadeks on siin eraldamine, elektriturug, energiabörs, konkurents, regulatsioon. **Eraldamine** tähendab iseseisvate elektrienergia tootmise, ülekande ja jaotamise ettevõtete moodustamist, eelkõige juhtimise, finantseerimise ja raamatupidamise aspektist, sageli ka omandi osas, eesmärgiga muuta selgepiiriliseks kohustused ja vastutused ning tõsta seega toimimise efektiivsust. **Elektriturg** eeldab paljude iseseisvate elektritootmise ettevõtete olemasolu, kolmandate osapoolte (tööstuslike, munitsipaal- ja eraelektritootjate, aga ka välismaiste tootjate) juurdepääsu ülekande- ja jaotusvõrgule ning koormusjaotust pakkumiste põhimõttel energiabörsi vahendusel. See tähendab, et **energiabörs** jaotab koormuse igal ajahetkel vastavalt jaamade poolt pakutud hinnale, arvestades ka nende koostöö optimaalsust (st elektrivõrgu mõju). Elektriturg tekitab **konkurentsi** tootjate vahel ning nõuab neilt tootmiskulude minimeerimist agregaatide vahelise koormusjaotuse, agregaatide koosseisu ja remondigraafikute optimeerimise, omatarbekulude vähendamise jms teel. Energiabörsi funktsioone täidab reeglina üldriikliku põhivõrgu koosseisu kuuluv (vahel ka iseseisev) dispetsikeskus, kes, olles huvitatud kasumi suurendamisest, optimeerib koormusjaotuse tootjate vahel. Muidugi tuleb elektrisektorit vaadelda tervikuna, mille töö ja arendamine nõuab koordineerimist ka omanduse eraldamise korral. Seda saab kõige paremini teha põhivõrk, kuna tema ülesandeks on nagunii kogu elektrisüsteemi

operatiivjuhtimine dispetšikeskuse tegevuse kaudu ja tänu üldisele juurdepääsetavusele. Elektritootmise restruktureerimine nõuab vastava seadusandluse, st kõikehaarava **regulatiivse raamistiku** kehtestamist, mis ergutab ausat konkurentsi, tugevdab tarbija huvide kaitset ning parandab tegevusnäitajate jälgimist. Reguleerimine peaks olema suures ulatuses valitsusest sõltumatu ja võimaldama ettevõttele piisavat rentaablust. See tagab huvi nende ettevõtete omandiosaluse vastu ja investeeringud neisse, mille tulemusel suureneb konkurents, kasvab töövõime ja alanevad hinnad, samuti vähenevad kapitali vajadused, mida vastasel korral peaks katma valitsus. Viimane on oluline, kuna investeeringuvajadused elektrivarustuse (nagu ka muu infrastruktuuri) arendamiseks kasvavad vajaduse tõttu asendada ja uuendada vanu seadmeid ja/või rahuldada kiiresti kasvavat tarbimist. Ühtlasi kaitseb hinnaregulatsioon tarbija huve vahekordades loomulike monopolidega, millisteks paratamatult jäävad elektrivõrguettevõtted. Osa taolistest muutustest on juba aset Inglismaal, Walesis, Norras, Soomes, Uus-Meremaal ja Austraalias; teistes maades, nagu Itaalia, Rootsi, Ungari, Tšehhi, jätkuvad samasuunalised muutused. Vaatlejad usuvad, et need muudatused tagavad parema juhtimise ja teenindamise, suurema efektiivsuse ja madalamad kulud. Tuleb siiski märkida, et elektrimajandus on olemuselt kapitalimahukas ja pikkade tasuvusaegadega valdkond ja võtab aega - võib-olla kuni 10 a - enne kui kõik eelised realiseeruvad täielikult.

Efektiivsuse tõstmisele suunatud restruktureerimine ja omandivormi muutused toimuvad ka Eesti energiasüsteemis. Siin tuleb aga arvestada meie tänaseid olusid. Sotsiaalsed ja majanduspoliitised põhjused pidurdavad kulusid peegeldavate elektrihindade rakendamist, elektrivõrkude seisund ja nende teeninduspiirkondade majanduslik areng ning tööhõive on väga erinevad, puudub kõikehõlmav energiaalane seadusandlus. See kõik eeldab restruktureerimise esimestel etappidel tugeva koordineeriva katusfirma - kontserni - olemasolu. Samas suureneb tütarettevõtete iseseisvus, tulemustest huvitus ja vastutus.

♦ **Koostootmine.** Elektri ja soojuse koostootmine võimaldab optimaalselt ära kasutada kütuste energiasalduse. Kui kondensatsioonielektrijaamade kasutegur ulatub 35%-ni, kombineeritud gaasi- ja auruturbiinsükliga (nn. kombi-)jaamades 50%-ni, siis koostootmisel õnnestub kasutegur tõsta 85%-ni. Seega on viimane üheks efektiivseimaks energotehnoloogiaks, mis vähendab üldist kütusekulu ning keskkonna saastamist ja leiab seetõttu tänapäeval üha ulatuslikumat rakendamist tööstusettevõtete või kohalike väikejaamade näol. Iseloomulik on seejuures väikese võimsusega - isegi alla 1 MW - jaamade laienev levik. Koostootmisel kasutakse tavalisi auruturbiine (kui on saadaval odav kütus, nagu kivisüsi, põlevkivi, turvas, puit, jäätmed) või eriti efektiivseid kombitsükleid, kus gaasiturbiin kasutab kütteks naftat või gaasi, gaasiturbiini kõrgetemperatuurilist heitgaasi kasutatakse aga auru tootmiseks, mis käivitab auruturbiini (kui saadaval on piisavalt odav gaas või nafta). Kapitali erikulu on kombitsükli reeglina väiksem, kui auruturbiinide korral. Võib arvata, et elektrihindade tõusmisel muutub koostootmine konkurentsivõimeliseks ja leiab laialdast rakendust ka meil.

♦ **Nõudluse juhtimine.** Nõudluse juhtimine - see on sihipärane elektriettevõtte või valitsuse poliitika, mõjutamaks tarbitava elektrienergia kogust ja tarbimise aega ning innustamaks tarbijaid rakendama energiasäästlikke tehnoloogiaid, seadmeid ja teenuseid. Sageli osutub, et elektriettevõttel on tarbimise kasvu rahuldamine odavam, tehes kulutusi säästumeetmete, efektiivsema tehnoloogia või koostootmise rakendamiseks tarbijate juures, kui käiku lasta uusi tootmisvõimsusi või tõsta elektrivõrkude läbilaskevõimet. Elektritootmise ja -varustuse ettevõtted muutuvad üha enam **energiateenuseid osutavateks ettevõteteks**. Nõudluse juhtimine annab olulist tulu nii elektriettevõttele, tarbijale kui kogu ühiskonnale tänu

elektrivarustuse kulude vähenemisele, elektritootmisest tulenevate looduskahjustuste minimeerimisele ja tarbija kasumi suurenemisele. On olemas mitmeid meetodeid nõudluse juhtimiseks. Elektriette võtted võivad toetada säästuprogramme või tipuvälisest tarbimist reklaami abil, omapoolse finantseerimise teel ja stimuleerivate maksete kaudu. Koormusgraafikut võib modifitseerida tariifide abil. Kui süsteemi poolt tarbijale pakutavad stiimulid (kulude sääst, elektrivarustuse töökindlus jne) on suuremad tarbija "kuludest" tarbimise muutmiseks (madalam töökindlus, ebamugavus jms), siis viimane ka muudab tarbimise iseloomu. Üleüldise kasu tõttu on nõudluse juhtimisest sageli huvitatud ka valitsus, toetades seda seadusandlusega. Kuna Eesti elektroenergeetikas on olemas märgatav tootmisvõimsuste ülejääk, pole nõudluse juhtimine meil praegu aktuaalne. Küll aga muutub ta selleks tulevikus seoses elektri jaamade amortiseerumisega ja koormuste kasvuga.

♦ **Ressursside integreeritud planeerimine.** Ülalöeldu loomulikuks jätkuks on varustamise- ja tarbimise poolsete ressursside integreeritud planeerimine. Varustuse poolne planeerimine seisneb elektri jaamade võimsuste ja ülekande- ning jaotusvõrkude arengu vähimkulu planeerimises, et rahuldada koormusvajadusi. Tarbimise poolne planeerimine seisneb nõudluse juhtimise programmide väljatöötamises, tagamaks kogu elektrisektori talitlus minimaalsete kuludega. Selline integreeritud planeerimine arvestab kõiki võimalikke tehnoloogiaid, nagu energiasääst tarbijate juures, nõudluse juhtimine, koostootmine, elektrienergia süsteemiväline tootmine, süsteemide tihedam koostöö jne. Tarbimise poolsed lahendused mõjutavad tootjat ja vastupidi - elektriette võtte mõjutab tarbija majanduslikke näitajaid. Edukas arenguplaan peab rahuldama nii tootja kui tarbija majanduslikke kriteeriumeid.

♦ **Elektrienergia sääst.** Nõudluse juhtimine, ressursside integreeritud planeerimine ning elektritootmise ja -varustuse ettevõtete muutumine energiateenuseid osutavateks ettevõteteks nõuab energiasüsteemi töötajailt tarbimise poolsete säästuvõimaluste ja energiaefektiivsete tehnoloogiate tundmist ning säästupotentsiaali hindamist. Uuringud näitavad, et elektrienergia säästu maksimaalne tehniline potentsiaal, s.t. säästu potentsiaal kõigi tänapäeval tuntud säästumeetmete ja efektiivsete tehnoloogiate rakendamisel, moodustab 30...45 % kogu tänasest tarbimisest, olles enam-vähem sellistes piirides nii tööstuses kui äri- ja olmesektoris. Kuna Eestis (nagu teisteski postkommunistlikes maades) on energia kulu sisemise koguprodukti ühiku kohta märgatavalt kõrgem arenenud maade vastavast näitajast, on meie säästupotentsiaal veelgi kõrgem. Muidugi on majanduslikult põhjendatud säästupotentsiaal mõnevõrra väiksem, kuid koos energiahindade tõusu ja saastemaksude kehtestamisega läheneb ta maksimaalsele tehnilisele potentsiaalile.

♦ **Taastuvad energiaallikad (TEA).** Kogu maailmas jätkub ennaktempos TEA kasutuselevõtt. Paljud tehnoloogiad (väikehüdroenergeetika, biomassi ja heitvete soojuse kasutamine) on muutunud konkurentsivõimeliseks traditsiooniliste elektri jaamadega, kiiresti areneb päikese energia kasutamine ja tuuleenergeetika. TEA võistlusvõime kasvab tulevikus tänu tehnoloogilistele edusammudele, traditsiooniliste energialiikide kallinemisele, keskkonna normide karmistumisele ja saastemaksude kehtestamisele. Seda silmas pidades võib eeldada TEA laienevat rakendamist ka Eestis. Esimesed sammud selles suunas on juba astunud - on taastatud rida minihüdroelektri jaamu, uuritakse energiavõsa kasvatamise otstarbekust, kavas on üles seada tuulegeneraatorid Ruhnu jne. Ressursside piiratuse tõttu ei paku TEA (vähemalt lähitulevikus) suurt huvi meie suurenergeetikale, põhiroll jääb selles osas kohalikele initsiatiivile. Ilmselt rajatakse tulevikus tootmisjätmetel ja kohalikel kütustel (turvas, puit) töötavaid koostootmise jaamu, laieneb heitsoojuse kasutamine soojuspumpade vahendusel, jätkub minihüdro jaamade rajamine ja tuuleenergia kasutamine saartel. Suurenergeetika seisukohalt tuleks selliseid väike jaamu vaadelda loodusesõbraliku energiasäästu abinõuna. Seetõttu tuleb kohalikkudele initsiatiivi igati toetada vastava seadusandluse kaudu.

◆ **Kulusid peegeldav hinnakujundus.** Nagu kõigis majandusharudes, tuleb rahvuslikke ressursse kasutada efektiivselt ka elektroenergeetikas. See nõue eeldab, et elektrienergia hinnad peavad informeerima tarbijat õigestest majanduslikest kuludest elektrienergia tootmiseks. Ainult sel teel toimub tootmise ja tarbimise efektiivne sobitamine. On aeg muuta ühiskondlikku suhtumist elektrienergiasse - teda tuleb käsitleda kui kaupa, mida võib osta ja müüa, võttes arvesse tema hinna sõltuvusi nii ajas kui ruumis. Kaasaegse hinnateooria eesmärgiks ongi tagada, et individuaalset kasumit maksimeeriv käitumine ühtlasi võimalikult suurel määral sotsiaalselt optimaalse käitumisega. Sellest vaatevinklist on hind ainsaks koordineerivaks signaaliks elektri tootmises, ülekandes, jaotamises ja tarbimises osalejate vahel. Elektrienergia tariifid peaksid sisaldama maksimaalset informatsiooni tootmiskuludest ja tarbija vajadustest ning võimaldama laialdasi valikuvõimalusi. Samas peab tariifide struktuur olema piisavalt lihtne mõõtmisteks ja arveldusteks ning olema nn läbipaistev, lihtsalt mõistetav tarbijaile. Eesti oludes tuleb muidugi arvestada meie tarbijate madalat ostujõudu, tagades tarbimise teatud miinimumnivoo neile, kes pole võimelised tasuma täit hinda. Samuti peaksid tariifid arvestama majanduslikke ja strateegilisi lisanõudeid, nagu subsiidiumid edendamist vajavates tootmisharudes või äärealade arendamiseks jms.

◆ **Riskide arvestamine.** Viimasel ajal teevad elektriettevõtted investeerimisotsustusi kasvava määramatuse tingimustes. Paljude planeerimisparameetrite (nagu tarbimise määrade ja kasvutempode, tulevaste kütusehindade, ehituskulude, makromajanduslike tingimuste jne.) hindamine on muutunud raskeks nende suure hajuvuse tõttu. Sellistes oludes otsitakse uusi suundi elektritootmise efektiivsuseks planeerimiseks ja projekteerimiseks, nagu tundlikkuse ja stsenaariumite analüüs, stohhastiline planeerimine jms, mis püüavad minimeerida lähteinfo määramatust iseloomust tulenevaid majanduslikke riske.

Ülaltoodu oli väga põgus ülevaade mõnedest olulisematest maailma elektroenergeetika arengutendentsidest tänapäeval. Eesti energeetikute ees seisab palju täiendavaid ülesandeid. Eelkõige tuleb siin mainida energiasüsteemi **moderniseerimise** vajadust, seda nii primaarseadmete osas, kui ka dispetšijuhimise, releekaitse, automaatika ja sidesüsteemide osas - see võimaldab vähendada käidu- ja hooldekulusid ja tõsta elektrivarustuse kvaliteeti. Eraldi võiks märkida **jaotusvõrkude juhtimise automatiseerimist**. Väga oluline on tänapäevase **ratsionaalse arvutitarkvara** muretsemine, mis oleks **ühilduv** nii energiasüsteemi ettevõtteis, kõrgkoolides kui projekteerimis- ja teadusasutustes. Eluliselt vajalik on ebanormaalselt suurte **kadude vähendamine** elektrivõrkudes. Suurt tähelepanu tuleb pöörata **elektrivarustuse töökindluse ja kvaliteedi** tõstmisele. Tuleb ette valmistada ühinemiseks Euroopa ühend-energiastüsteemidega kavandatava nn **Balti ringi** kaudu. Jätkata tuleb **teadusuuringuid** energiasüsteemi talitluse ja arengu optimaalsete mudelite ja tarkvara ning ratsionaalse planeerimise ja projekteerimise meetodikate väljatöötamiseks muutuvates, mittetäieliku info tingimustes, samuti uuringuid uute seadmete ja materjalide sobivuse ja ühilduvuse alal. Suur töö seisab ees IEC ja teiste rahvusvaheliselt tunnustatud normidega kooskõlas olevate **standardite** koostamisel, Euroopa mallidele vastavate **käidu**-(töökindluse-, stabiilsuse, häiringukindluse) ja **hoolde näitajate** ning **meetodite** väljatöötamisel, **statistika ja erialase terminoloogia** kujundamisel. Kõik loetletud ülesanded nõuavad meie energeetikute **koolituse** ja selle **materiaal-tehnilise baasi** tõhustamist ning kõigi erialaspetsialistide **pidevat jätkuõpet** kõigis vormides.

## 2. MAJANDUSLIK HINDAMINE

### 2.1. SISSEJUHATUS

Vabaturul tegutsev ettevõtte püüab maksimeerida oma pikaajalisi tulusid. See ergutab võistlust ja tagab suurima kasu nii tarbijale kui ühiskonnale (madalate hindade ja kõrge kvaliteedi mõttes). Elektrivarustuse ettevõtte on aga oma teeninduspiirkonnas monopoolses seisundis. Seetõttu peab tema tegevus olema reguleeritud nii, et tagada talle aus ja mõistlik tulem investeeringutelt. Elektrivarustuse ettevõtte peab kehtestama madalaimad võimalikud tariifid vastuvõetava teeninduse kvaliteedi (töökindluse) ja tulemi juures. Seega omavad äriettevõtte vabaturul ja elektrivarustuse ettevõtte selgelt erinevaid ärieesmärke. Seetõttu on ka nende poolt kasutatavad majandusliku hindamise meetodid märgatavalt erinevad.

Enne, kui minna avaliku ettevõtte majandusliku tegevuse hindamise vaatlemisele, tuletame meelde energiasüsteemide ökonoomika kursuses vaadeldud raha hetkväärtuse arvutamise võtteid. Kokkuvõtte enim kasutatavaist valemeist on toodud tabelis 2.1. Neid valemeid kasutatakse planeerimisel sageli, kuna nad võimaldavad võrrelda erinevatel aegadel tehtud kulutusi ühe kindla (kas praeguse või tulevase) raha baasil.

- **Liitintressiteguri** valem võimaldab leida antud rahasumma  $P$  väärtuse (sularaha ekvivalendi)  $F$   $n$  aasta pärast intressimäära  $i$  puhul. Muuseas – et ligikaudselt hinnata, mitme aasta pärast makse väärtus kahekordistub, võib kasutada seost  $72 / i$ . Näiteks,  $i = 7\%$  puhul makse  $P$  kahekordistub  $72 / 7 = 10,28$  aastaga.
- **Ajaldusteguri** e. **nüüdisväärtusteguri** valem võimaldab arvutada tulevikus,  $n$  aasta pärast, teada oleva rahasumma  $F$  (näiteks tulevikus tehtava kulutuse või tulevikus saadava tulu) nüüdisväärtuse  $P$ , kui intressimäär on  $i$ .
- **Ühtlase makseteseeria ajaldusteguri** valemiga leiame  $n$  aasta jooksul tehtavate võrdsete maksete  $R$  (näiteks aastased tootmiskulud või aastane tulem) summaarse nüüdisväärtuse  $P$ , kui intressimäär on  $i$ .
- **Aastamakseteguri** e. **kapitali taastumisteguri** valem teisendab tänase rahalise makse  $P$  (näiteks investeeringu) võrdseteks aastamakseteks  $R$   $n$  aasta jooksul intressimäära  $i$  puhul. (näiteks, et katta investeeringukulu koos intressidega).
- **Liitmakseteguri** valem võimaldab  $n$  aasta jooksul tehtud võrdsete aastamaksete  $R$  järgi leida summaarne tulevikuväärtus  $F$ , kui intressimäär on  $i$ .
- **Fondimaksetetegur** e. ositimaksete tegur võimaldab leida võrdsed aastamaksed  $R$ , et  $n$  aasta järel oleks kogunenud summa  $F$ . (näiteks, kui palju tuleks panna pankka raha, et  $n$  aasta pärast oleks arvele kogunenud summa  $F$ ).
- Paljude planeerimisülesannete puhul on tegemist maksetega, mis kasvavad võrdeliselt inflatsiooni indeksiga - nn ühtlaste inflatsiooniliste aastamaksete seeriaga. **Inflatsioonilise makseteseeria ühtlustegur** võimaldab leida ühe ühtlase makse väärtuse vaadeldava perioodi jaoks. Tegurit kasutatakse laialdaselt paljudes uuringutes, kuna võimaldab mugavalt väljendada ühtlasele inflatsioonile allutatud makseid ühe arvu abil. Näiteks, kui



aastase inflatsiooni määr on 6% ja diskontomäär  $i$  12%, siis inflatsioonilise makseteseeria ühtlustustegur 10. aastase perioodi jaoks on umbes 1,25. See tähendab, et ühe krooni, mis infleerub 6% aastas, võib asendada ühe väärtusega 1,25 krooni kogu 10. aastase perioodi jaoks. Suurus 1,25 10. aasta jooksul on palju mugavam ja piltlikum, kui käsitada igat aastat eraldi.

**Tabel 2.1. Kokkuvõte - raha hetkväärtuse valemid**

( $Otsitav = Antud \times Kordaja$ )

Tegur	Lühend	Otsitav	Antud	Kordaja
<b>Liitintressitegur</b> ( <i>compound interest factor</i> )	<i>CIF</i>	<i>F</i>	<i>P</i>	$(1+i)^n$
<b>Ajaldustegur</b> e. nüüdisväärtustegur ( <i>present value factor</i> )	<i>PVF</i>	<i>P</i>	<i>F</i>	$\frac{1}{(1+i)^n} = \frac{1}{CIF}$
<b>Ühtlase makseteseeria ajaldustegur</b> ( <i>uniform series present worth factor</i> )	<i>USF</i>	<i>P</i>	<i>R</i>	$\frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} = \frac{CIF - 1}{i \cdot CIF}$
<b>Aastamaksetegur</b> e. kapitali taastumistegur ( <i>capital recovery factor</i> )	<i>CRF</i>	<i>R</i>	<i>P</i>	$\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \frac{1}{USF}$
<b>Liitmaksetegur</b> ( <i>compound-amount factor</i> )	<i>CAF</i>	<i>F</i>	<i>R</i>	$\frac{(1+i)^n - 1}{i} = \frac{CIF - 1}{i}$
<b>Fondimaksetetegur</b> e. ositimaksete tegur ( <i>sinking fund factor</i> )	<i>SFF</i>	<i>R</i>	<i>F</i>	$\frac{i}{(1+i)^n - 1} = \frac{1}{CAF}$
<b>Inflatsioonilise makseteseeria ühtlustustegur</b> ( <i>levelizing factor for uniform inflation</i> )	<i>LF</i>	<i>U</i>	<i>A</i>	$\frac{1 - \left(\frac{1+a}{1+i}\right)^n}{i - a} \cdot CRF$

*P* - sularaha nüüdisväärtus (*present spot cash equivalent*)

*F* - sularaha tulevikuväärtus (*future spot cash equivalent*)

*R* - aastamakse (annuiteet) (*recurring annual cash stream*)

*A* - maksumus esimesel aastal (*cost in the first year*)

*U* - inflatsioonilise makseteseeria ühtlustatud aastamakse (*uniform levelized annual equivalent of an inflation series*)

*n* - aastate arv

*i* - intressimäär, %/a (*present-worth rate*)

*a* - inflatsioonimäär, %/a (*inflation rate*)

## 2.2. AVALIKU ETTEVÖTTE MAJANDUSTEGEVUSE HINDAMISE MEETODID

Võistlev äriettevõtte jaoks on laialt kasutatavaks majandusliku hindamise meetodiks nn **sisemise tasuvuslävi meetod**: iga alternatiivi jaoks leitakse rahavoogude nüüdisväärtused ja sisemised tasuvuslävid. . Sisemine tasuvuslävi on diskontomäär, mille puhul ajaldatud puhasmaksumus (*NPV*) osutub nulliks. Optimaalseks loetakse maksimaalse tasuvusläviga variant. Kõik projektid, millede sisemine tasuvuslävi ületab raha hinna (s.t. turu intressimäära), on elujõulised (arvestamata investeerimisriski).

Avaliku e reguleeritud ettevõtete puhul rakendatakse kõige enam nn **tulemi miinimumvajaduse meetodit**. Avaliku ettevõtte puhul on iga investeeringu kasu miinimum määratud lubatud tulemiga. Optimaalseks on minimaalse tulemivajadusega variant.

Teiseks laialt kasutatavaks meetodiks on **tasuvusaja meetod**. Seda kasutavad nii vabaturu kui reguleeritud ettevõtted. Esimesed kasutavad tasuvusaja meetodit võrreldavate variantide hulga vähendamiseks. Vähendatud hulgal rakendatakse ajaldatud kasu miinimumi meetodit. Reguleeritud ettevõtted rakendavad tasuvusaja meetodit väikeste alternatiivideta investeeringute (tagavaraosade soetamine, uuendamine jms.) hindamiseks.

## 2.3. TULEMI MIINIMUMVAJADUSE MEETOD

Nagu öeldud, kasutatakse tulemi miinimumvajaduse meetodit eelkõige **avatud (reguleeritud) ettevõtete** majandustegevuse planeerimisel. **Vajalik aastane tulem** - koosneb kahest osast:

- uuest investeeringust tulenevad **aastased püsieraldised**
- **aastased tootmiskulud**

Optimaalsuse kriteeriumiks on vajaliku tulemi nüüdisväärtuse miinimum.

### 2.3.1. AASTASED PÜSIERALDISED

Aastased püsieraldised (*annual fixed charges*) on defineeritud, kui aastane omanikukulu investeeringult ja ta on määratud, kui

$$\text{Aastased püsieraldised} = \text{investeering} \times \text{püsieraldistemäär}$$

kus **püsieraldistemäär** - avaliku ettevõtte uue objekti omanikukulu alginvesteeringu ühiku kohta. Tüüpiliseks väärtuseks on 20 % / a. Kui investeering on mingisse objekti tehtud ja see on alustanud tööd, siis **omaniku kulud** koosnevad järgnevatest põhikomponentidest:

- projekti finantseerimiseks väljastatud võlakirjade intressid;
- projekti finantseerinud aktsionäride dividendid;
- riiklikud ja kohalikud tulumaksud;
- kinnisvara- ja kindlustusmaksud;
- investeeringu amortisatsioon.

Seega

$$\text{Aastased püsieraldised} = \text{intressid} + \text{puhaskasum} + \text{raamatupidamise amortisatsioon} +$$

+ *tasutud tulumaks* + *viivitatud tulumaks* + *kinnisvaramaks* + *investeeringu maksusoodustus* +  
 + *investeeringu maksusoodustuse amortisatsioon*

Kui kõik komponendid ülaltoodud seoses on väljendatud suhtelistes ühikutes, on tulemuseks aastane **püsieraldistemäär** (*fixed charge rate*).

**Intressid** ja **puhaskasumi vajadus** kujutavad endast investorite finantstulu investeeringult. Intressimäärad ja eelisaktsiate dividendimäärad kehtestuvad finantspakkumiste ajal. Lihtaktsiate kasumimäär on reguleeritud lubatud kasuminormiga.

$$\text{Puhaskasum} = \text{eelisaktsiate dividendid} + \text{lihtaktsiate kasum}$$

Lihtaktsiate kasumist makstakse lihtaktsiate dividendid (tüüpiliselt 60% kasumist). Ülejäänu moodustab jaotamata kasumi, mida kasutatakse teiste projektide finantseerimiseks.

**Raamatupidamise amortisatsioon** avaldub, kui:

$$\text{Raamatupidamise amortisatsioon} = \frac{1}{\text{eluiga}}$$

Raamatupidamise amortisatsioon võib ka aastati muutuda - seda juhul, kui objekti investeeritakse täiendavalt. Energeetikaobjekti (elektri jaam, ülekandeliin, jaotusvõrk jms.) eluiga on üldiselt 30...40 a. Seega on amortisatsioonimäärad piires 0,0333...0,025.

**Tulumaksude** arvutatakse, nagu tulumaksu deklaratsioonis. Pikaajaliste laenude intressid arvatakse maksustatavast tulust välja, dividendid aga mitte. Maksustamisel rakendatav amortisatsioon erineb sageli raamatupidamise amortisatsioonist. Nimelt rakendatakse siin tavaliselt nn. maksuamortisatsiooni, mille toimeiga on lühem, kui objekti eluiga (energeetika-objektidel tüüpiliselt 15 aastat). Sellest erinevusest tuleneb ka **viivitatud tulumaks**.

**Kinnisvaramaksud** põhinevad tavaliselt objekti alimaksumusel (tüüpiliselt 2...4 % / a). Mõnes riigis põhineb kinnisvara maks uuendamiskuludel või objekti vabaturuhinnal. Sel juhul võib kinnisvara maks kasvada inflatsiooni toimele.

### 2.3.2. ÜHTLUSTATUD (AASTASTE) PÜSIERALDISTEMÄÄR

Püsieraldistemäär muutub aasta-aastalt. Näiteks võib ta väärtuselt 28 %/a esimesel aastal langeda väärtusele 11 %/a 30. aasta pärast. See teeb tema kasutamise tülilikaks. Kui planeerimisperiod on 20...30 a., muutub muutuva püsieraldistemäära kasutamine üpris koormavaks. Hoopis mugavam on kasutada nn. **ühtlustatud püsieraldistemäära** - püsieraldistemäära keskendatud väärtust üle objekti eluea.

Mistahes suuruse  $V$  ühtlustamise (keskendamise) valem avaldub kujul:

$$\bar{V} = CRF_N \cdot \sum_{j=1}^N \frac{V_j}{(1+r)^j},$$

kus  $V_j$  - suuruse väärtus aastal  $j$ ;

$r$  - intressimäär;

$N$  - ühtlustusperioodi pikkus aastates;

$CRF_N$  - aastamakse (kapitali taastumis-)tegur.

Valem leiab algul suuruste  $V_j$  nüüdisväärtuste summa üle vaadeldava perioodi ja teisendab siis selle ühtlaseks aastamakseks  $\bar{V}_j$ . Ühtlustatud püsieraldistemäära leidmiseks tuleb seda valemit rakendada püsikulumäära iga komponendi jaoks eraldi.

**Kokkuvõttes** – püsieraldistemäära arvutus on seotud üsna mahukate raamatupidamislike arvutustega. Samas on ta väga laialt kasutatav näitaja planeerimisarvutustes.

Püsieraldistemäär riiklikele ja munitsipaaltegevõtetele (avalikele ettevõtetele) on madalam, kui investorite omanduses olevaile. Nimelt paljudes riikides (näit. USA) ei maksa avalikud ettevõtted tulumaksu. Lisaks sellele on avaliku ettevõtte laenuintressid tulumaksuvabad ja tavaliselt on nad vabastatud ka kinnisvara maksudest. Seetõttu on avaliku ettevõtte võlakirjad väärtpaberi turul odavamad (1...3%), kui erainvestorite poolt väljastatavad võlakirjad. Kohalikke makse avalikud ettevõtted tavaliselt maksavad.

### 2.3.3. AASTASED TOOTMISKULUD

Vajaliku aastase tulemi teiseks komponendiks on aastased tootmiskulud. Tootmiskulude põhikomponentideks on

- kulutused kütusele
- käidukulud
- hooldekulud

### 2.3.4. TULEMIVAJADUSE ARVUTAMINE

Vajaliku tulemi nüüdisväärtus võib olla arvutatud kolmel meetodil:

- summaarse nüüdisväärtuse meetod
- ühtlustatud (keskmiste) aastakulude meetod
- ekvivalentse kapitaliseeritud kulu meetod

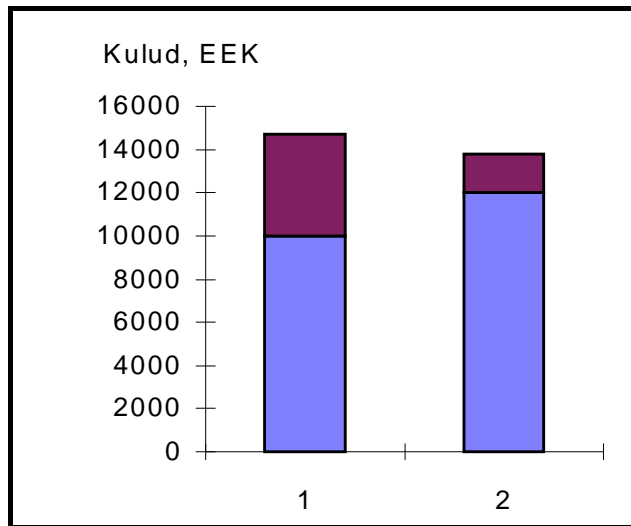
**Summaarse nüüdisväärtuse meetodi** puhul võrreldakse alternatiivsete projektide summaarsete kulude nüüdisväärtusi. Meetod on laialt levinud.

**Ühtlustatud (keskmiste) aastakulude meetod** puhul võrreldakse variantide ühtlustatud (üle eluea keskendatud) aastakulude väärtusi. Ühtlustatud aastakulu leitakse, korrutades summaarsete kulude nüüdisväärtuse aastamaketeguriga (kapitali taastumisteguriga) *CRF*. Viimane jaotab summaarsed kulud ühtlaselt üle planeerimisperioodi.

**Ekvivalentse kapitaliseeritud kulu meetod** teisendab summaarsete kulude nüüdisväärtused ekvivalentseteks kapitaliseeritud kuludeks. **Ekvivalentne kapitaliseeritud kulu** - selline ekvivalentne alginvesteering, mis on võrdne tegelike kulude voo nüüdisväärtusega. Märkimisväärne, et alginvesteeringu ekvivalentne kapitaliseeritud kulu on võrdne investeeringu endaga.

Ekvivalentseid kapitalikuluseid illustreerib joonis 2.1.

Ekvivalentne kapitaliseeritud kulu võimaldab paremini võrrelda kogukuluseid investeeringutega, olles märksa piltlikum. Seetõttu on ta laialt levinud.



**Joonis 2.1.** Ekvivalentne kapitaliseeritud kulu



### NÄIDE

Võrdleme kaht plaani, mille andmed on toodud tabelis 2.2

**Tabel 2.2.** Tulemivajaduse arvutuse näide

	Plaan A	Plaan B
Eluiga, a	5	5
Investeering, kr	10 000	12 000
Tootmiskulud (esimesel aastal), kr/a	1390	528
Inflatsioon - 8 % / a		
Intressimäär - 9,7 % / a		
Ühtlustustegur $LF$ - 1,156		
Ühtlase makseteseeria ajaldustegur $USF$ - 3,82		
Ühtlustatud püsieraldistemäär - 0,339		

### Summaarse nüüdisväärtuse meetod

Plaani A tulemivajaduse nüüdisväärtus  $TV_A$ :

$$\begin{aligned}
 TV_A &= 5 \text{ a. püsieraldiste nüüdisväärtus} + 5 \text{ a. tootmiskulude nüüdisväärtus} = \\
 &= 10\,000 \times 0,339 \times USF_{5a} + 1390 \times 1,156 \times USF_{5a} = \\
 &= 10\,000 \times 0,339 \times 3,82 + 1390 \times 1,156 \times 3,82 = \mathbf{19\,080 \text{ kr}}
 \end{aligned}$$

Sama plaanile B:

$$TV_B = 12\,000 \times 0,339 \times 3,82 + 528 \times 1,156 \times 3,82 = \mathbf{17\,870 \text{ kr}}$$

Seega parem on variant B.

**Ühtlustatud (keskmiste) aastakulude meetod**

Aastane ühtlustatud tulemivajadus  $\dot{U}TV_A$  plaanile A:

$$\dot{U}TV_A = 10\,000 \times 0,339 + 1390 \times 1,156 = \mathbf{5\,000\ kr}$$

Sama plaanile B:

$$\dot{U}TV_B = 12\,000 \times 0,339 + 528 \times 1,156 = \mathbf{4680\ kr}$$

Seega parem on variant B.

**Ekvivalentse kapitaliseeritud kulu meetod**

Ekvivalentne kapitaliseeritud kulu  $EKK_A$  plaanile A:

$$\begin{aligned} EKK_A &= \text{Kogukulude nüüdisväärtus} / (\text{ühtlustatud püsieraldistemäär} \times USF) = \\ &= 10\,000 + 1390 \times 1,156 \times 3,82 / (0,339 \times 3,82) = \mathbf{14\,740\ kr} \end{aligned}$$

Sama plaanile B:

$$EKK_B = 12\,000 + 528 \times 1,156 \times 3,82 / (0,339 \times 3,82) = \mathbf{13\,800\ kr}$$

Seega parim on variant B.

**2.4. TASUVUSAJA MEETOD**

Tasuvusaja meetod on väga lihtne ja piltlik meetod. Teda kasutatakse tavaliselt väiksemate valikuvabade investeeringute hindamisel. Käidukulud võidakse arvesse võtta konstantsetena, inflatsioonile alluvatena või nüüdisväärtustena. Avalike ettevõtete projektidel loetakse vastuvõetavaks tasuvusajaks 3...5 a.

**NÄIDE**

Kasutades alltoodud andmeid, arvutada plaani B tasuvusaeg plaani A suhtes, eeldades käidukulude inflatsioonilist kasvu.

Aasta	Infl. määr,%/a	Käidukulude sääst, kr	Kumulatiivne sääst, kr	Täiendav investeering, kr
1	1,00	862	862	
2	1,08	931	1793	
3	1,166	1005	2798	2000

$$\begin{aligned} \text{Tasuvusaeg} &= \text{Täiendav investeering} / \text{Täiendav käidukulu sääst} = \\ &= 2000 / 862 = \mathbf{2,32\ aastat} \end{aligned}$$

## 3. FINANTSANALÜÜS JA REGULATSIOON

### 3.1. ÜHTNE FINANTSSIMULEERIMINE

Eelmises peatükis vaadeldud majandusliku hindamise meetodeid kasutatakse laialdaselt majanduslike otsuste tegemisel. Detailsem analüüs toimub siiski ühtse finantstegevuse mudeli abil, mis arvestab mitmesuguseid “reaalse maailma” tegureid, nagu elektritariifide regulatsioon, kütuste hinnakõikumised, aktsiatulude kasv, välised finantseerimistingimused ja aktsiaturu keskkond.

Ettevõtte **finantstegevuse simuleerimise** (*corporate financial simulation*) **ühtne mudel** on toodud joonisel 3.1. Finantsmudel annab energiavarustuse ettevõtte põhiliste finantsaruannete - bilansiaruande, kasumi aruande, fondide aruande ja jaotamata kasumi aruande prognoosid tulevikuks. Finantsmudel simuleerib finantsseoseid analoogselt äritegevuse juhtimisega. Simuleerimine toimub aastate või detailsemal analüüsil kuude kaupa. Kui finantsanalüüs näitab, et tegevustulu osutub väiksemaks seatud eesmärgist, tuleb korrigeerida tariife, et saada rahuldavat tulemit.

**Finantsalased lähteandmed** - finantsalane hetkeseis, eeldatavad intressimäärad, dividendide määrad, inflatsiooni määr, finantsalane seadusandlus jms.

#### 3.1.1. KAPITALIKULUD

Kapitalikulud hõlmavad raha, mis on kulutatud ettevõtte uute objektide (elektrijaamade, ülekandeliinide, alajaamade jms.) lisamiseks ja/või asendamiseks ning olemasolevate objektide renoveerimiseks. Kapitalikuludesse arvestatakse ka mahahindlused ehituse kestel kasutatud fondidesse (need võivad ulatuda 20...30% kogumaksumusest). Mahahindluste osa on seda suurem, mida pikem on objekti ehitusaeg. Seega on olemas tugevad majanduslikud stiimulid ehitusperioodide lühendamiseks. Kõik kulutused teisendatakse jooksva aasta rahasse.

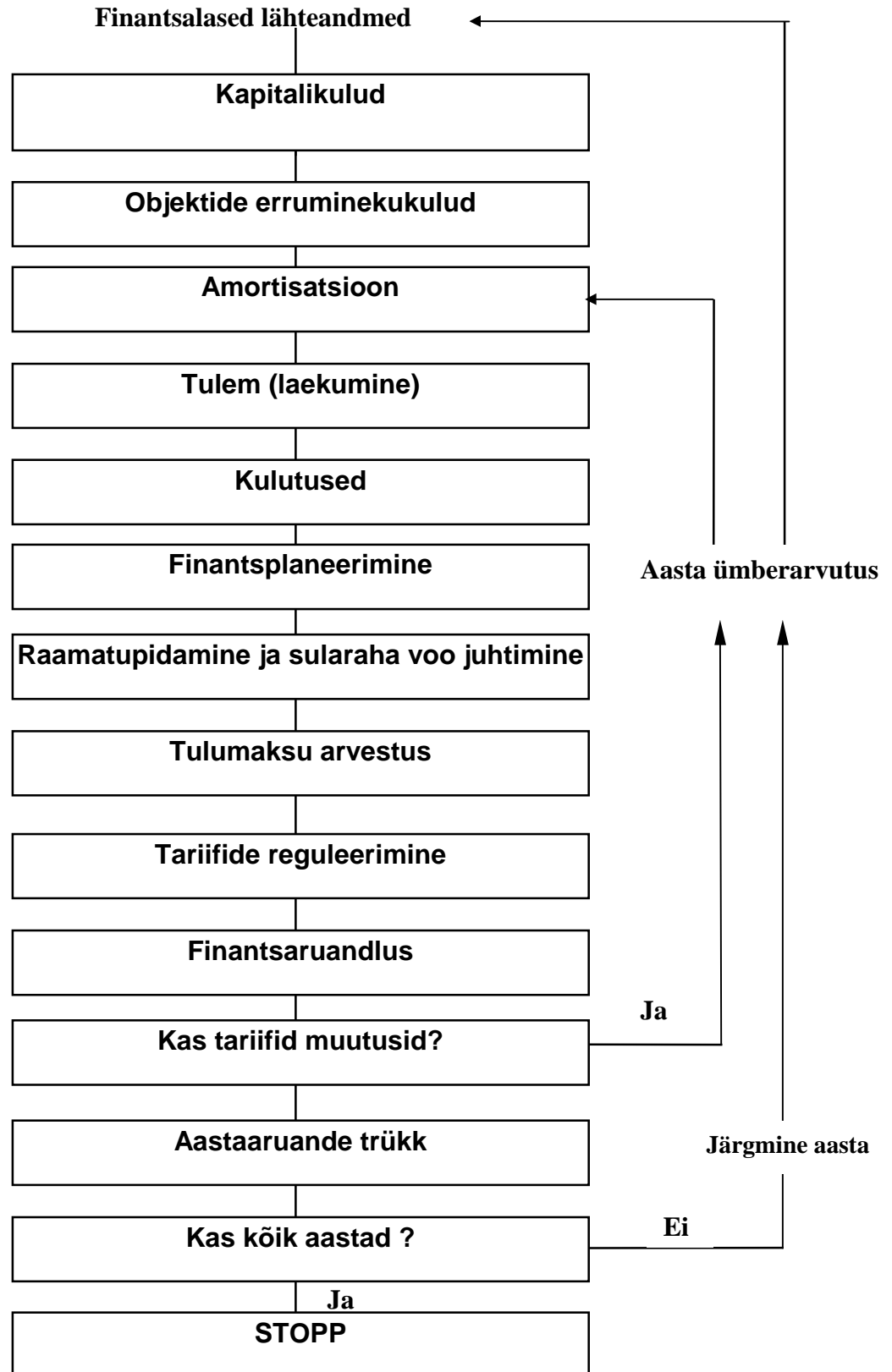
#### 3.1.2. OBJEKTIDE ERRUMINEKUKULUD

Objektide töö lõpetamise kulud lahutatakse töös olevate objektide kontodest. Fossiilkütustel töötavad elektrijaamad on erruminekul reeglina täielikult amortiseerunud ning nende lammutamise ja kõrvaldamise kulud on tavaliselt väikesed. Tuumajaamade mahakandmise kulud on aga üsna märkimisväärsed.

#### 3.1.3. AMORTISATSIOON

Amortisatsioon arvutatakse kõigile käidus olevatele objektidele. Raamatupidamise amortisatsioon leitakse tavaliselt lineaarse amortisatsiooni meetodil üle objekti eluea (30-50 a.).

Maksuamortisatsioon (mis on vajalik tulumaksu arvutamiseks) leitakse kiirendatud amortisatsiooni vastaval meetodil sõltuvalt objekti käikulaskmise ajast. **Maksuamortisatsiooni iga** on tavaliselt (näit. USA-s) 30 a. ülekande- ja jaotusvõrkudele, 28 a. soojuselektrijaamadele 20 a. tuuma- ja gaasiturbiinjamadele, 50 a. hüdroelektrijaamadele.



Joonis 3.1. Ühtse finantstegevuse mudeli plokk skeem



### 3.1.4. TULEM

Tulem arvutatakse tegelike tariifide järgi. Iga tarbijaklassi tariif võib omada kolme komponenti - energia-, võimsuse ja püsikomponenti. Komponentide määrad võivad sõltuda sesoonist, nädalapäevast ja kellaajast. Tulemi arvutamiseks korrutatakse iga tariifikomponent vastava tarbimise suurusega ning tulemused liidetakse kõigi tarbijaklasside jaoks.

Paljudes energiasüsteemides rakendatakse vajaliku tulemi nn. **automaatset häälestust kütuse järgi**. Häälestuse eesmärgiks on kompenseerida kütuse maksumuse muutusi ilma käivitamata kogu tariifide muutmise keerukat protseduuri. Häälestus võib olla osaline või täielik.

Vaatleme näitena ühe energiasüsteemi (USA) andmeid baasaastal 1990 ja jooksva aastal 1992, mis on esitatud tabelis 3.1.

**Tabel 3.1. Näide tulemi häälestamisest kütuse järgi**

Kütuse tüüp	Võimsus MW	Kütuse hind \$/tke	Sooj. erikulu tke/MWh	Tootmise erikulu \$/MWh	Müük TWh	Kogu kulu M\$
Baasaasta 1990						
Hüdroen.	1100	-	-	-	5	-
Tuumaan.	1300	22.22	0,378	8,4	8	67,2
Kivisüsi	5700	55.56	0,360	20,0	30	600,0
Õli, gaas	5700	111.12	0,360	40,0	15	600,0
<b>Kokku</b>	<b>13800</b>				<b>58</b>	<b>1267,2</b>
<b>Keskmine kulu, \$ / Mwh</b>		<b>1267,2 / 58 = 21,85</b>				
Jooksev aasta 1992						
Hüdroen.	1100	-	-	-	5	-
Tuumaan.	1300	25,00	0,378	9,45	8	75,6
Kivisüsi	6500	58.34	0,360	21,00	35	735,0
Õli, gaas	5700	122.23	0,353	43,12	15	646,8
<b>Kokku</b>	<b>14600</b>				<b>63</b>	<b>1457,4</b>
<b>Keskmine kulu, \$ / Mwh</b>		<b>1457,4 / 63 = 23,13</b>				

$$\text{Tulemi häälestus kütuse järgi} = 63\,000\,000 (23,13 - 21,85) = \mathbf{80,6\,M\$}$$

Selline häälestus arvestab kütuse hinna tõusu, kuid ebatäpselt. Nimelt - nagu näha tabelist, oli 1992. a. käiku lastud uus kivisüsi jaam võimsusega 800 MW. Kuna viimane tariifide reguleerimine toimus 1990. a., siis selle jaama maksumus ei kajastu elektritariifides. Tegelikult peaks uue jaama maksumus tariife veidi suurendama.

Toodud häälestus hõlmab ka uue jaama täiendavat kütusekulu, mistõttu automaatne häälestus puhtalt kütuse hinna järgi on mõnevõrra alandatud. See loob ebakõla, mistõttu tulem pole kooskõlas energiasüsteemi kuludega. Seda ebakõla võib kompenseerida, lähtudes häälestamisel kütuse vahetusest baasaastal (mitte aga tegelikust vahetusest jooksva aastal). Vastav arvestus on toodud tabelis 3.2.

**Tabel 3.2. Näide tulemi häälestamisest kütuse järgi, lähtudes baasaasta (1990) müügistruktuurist**

Kütuse tüüp	Võimsus MW	Kütuse hind \$/tke	Sooj. erikulu tke/MWh	Tootmise erikulu \$/MWh	1990.a. müük TWh	Kogu kulu M\$
Hüdroen.	1100	-	-	-	5	-
Tuumaen.	1300	25,00	0,378	9,45	8	75,6
Kivisüsi	5700	58,34	0,360	21,00	30	630,0
Õli, gaas	5700	122,23	0,353	43,12	15	646,8
<b>Kokku</b>	<b>13800</b>				<b>58</b>	<b>1352,4</b>
<b>Keskmine kulu, \$ / Mwh</b>			<b>1352,4 / 58 = 23,31</b>			

Häälestus 1992. a. lähtub nüüd keskmisest tootmiskulust 23,31 \$/Mwh:

$$\text{Tulemi häälestus kütuse järgi} = 63\,000\,000 (23,31 - 21,85) = 91,98 \text{ M\$}$$

Nagu näha, on tulemi parandus nüüd 11M\$ võrra suurem.

Kütuse hinna järgi häälestamine võib arvestada ka täiendavaid muudatusi. Tabelitest 5.1 ja 5.2 näeme, et energiasüsteem on investeerinud, parandamaks nafta- ja gaasijaamade efektiivsust - nimelt vähendades kütuse erikulu nendes 0,353 tke/MWh-ni 1992.a.

Ülaltoodud avaldistest on näha, et efektiivsuse suurendamine vähendab tulemi vajadust. Samas pole tulemi häälestuses arvesse võetud täiendavat kapitalikulu efektiivsuse suurendamiseks. Üheks võimaluseks ületada seda ebakõla on rakendada kütuse hinna järgi häälestamisel baasaasta soojuse (s.t. kütuse) erikulu määrasid - vt tabel 3.3.

**Tabel 3.3. Näide tulemi häälestamisest kütuse järgi, lähtudes baasaasta (1990) müügistruktuurist ja efektiivsuse näitajatest**

Kütuse tüüp	Võimsus MW	Kütuse hind \$/tke	1990.a. sooj. erikulu tke/MWh	Tootmise erikulu \$/MWh	1990.a. müük TWh	Kogu kulu M\$
Hüdroen.	1100	-	-	-	5	-
Tuumaen.	1300	25,00	0,378	9,45	8	75,6
Kivisüsi	5700	58,34	0,360	21,00	30	630,0
Õli, gaas	5700	122,23	0,360	44,00	15	660,0
<b>Kokku</b>	<b>13800</b>				<b>58</b>	<b>1365,6</b>
<b>Keskmine kulu, \$ / Mwh</b>			<b>1365,6 / 58 = 23,54</b>			

$$\text{Tulemi häälestus kütuse järgi} = 63\,000\,000 (23,54 - 21,85) = 106,47 \text{ M\$}$$

Seega on vajalik tulemi veel 14,5 M\$ võrra suurem, kattes efektiivsuse tõstmiseks tehtud kulutused.

Võimalik on rakendada ka muid häälestusi. Sageli rakendatakse häälestust efektiivsuse suurendamise ja säästuabinõude suhtes, mis võimaldavad kütust kokku hoida.

Kütuse järgi häälestamine kiirendab investeringute tagastumist. Häälestuse mõju planeerimisotsustustele vaatleme allpool.

### 3.1.5. TOOTMISKULUD

Tootmiskulud hõlmavad kulutusi kütusele, elektrijaamade käidu- ja hooldekulusid, ülekande- ja jaotusvõrkude käidu- ja hooldekulusid, müügi- ja klientidega arveldamise kulusid ning püsikulusid (*overheads* - üld- ja administratiivkulud). Tabelis 3.4 on toodud nende kulude keskmine jaotus Eestis ja USA-s.

**Tabel 3.4. Tootmiskulude komponendid ja nende tüüpiline osakaal**

Kulu	Osakaal, %	
	Eesti 1993	USA 1985
Kütus ja ostetud energia	54,7	64
Jaamade käidu- ja hooldekulud		14
Ülekandevõrkude käidu- ja hooldekulud		2
Jaotusvõrkude käidu- ja hooldekulud		6
Klientidega arvelduse kulud		4
Müügikulud		0,1
Üld- ja administratiivkulud		10
<b>Kokku</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Palgad ja töötasud	13,7	15

Tänapäevane arvutitarkvara võimaldab leida kulutused kütusele ja ostetud energiale hinnaproгноoside alusel. Ülejäänud kulud võib modelleerida funktsioonina kapitalikuludest või klientide arvust.

Märkimisväärt, et ainult 15% kuludest läheb töötasudeks, ülejäänud aga ostudeks (kütus, materjalid, seadmed).

### 3.1.6. FINANTSPLANEERIMINE

Finantsplaneerimise üheks eesmärgiks on **välise finantseerimise planeerimine**. Selline vajadus tekib, kui firma rahaliste vahendite vajadus (põhiliselt kapitaalvahetused ja dividendid) ületab sisemiste fondide (põhiliselt puhastulu, amortisatsioon ja viivitatud maksud) laekumised. See juhtub tavaliselt siis, kui energiaettevõtte on seotud ulatusliku ehitus- või laiendusprojektiga. Finantsplaneerimine sätestab välise finantseerimise tähtsused ja allikad (aktsiad, eelisaktsiad, võlakirjad, lühiajalised laenud jne.) vastavalt kehtivatele piirangutele ja juhistele.

Kui sisemiste fondide laekumised ületavad nende rakendamise mahud, on finantsplaneerimise eesmärgiks leida nende sularaha ülejääkidele investeerimise võimalused. Selline olukord esineb tavaliselt siis, kui ettevõtte ei ehitata või ehitab ainult väikesi objekte.

**Välise finantseerimise vajadus** leitakse tavaliselt finantsseisukorra aruandest, mis peegeldab fondide allikaid ja nende kasutamist. Sellise aruande näide on toodud tabelis 3.5.

Tabel 3.5. Ettevõtte finantsseisukorra aruanne (näide)

	1995 a., Mkr	
<b>Bilanss aasta algul</b>		<b>60</b>
<u>Laekumised põhitegevusest</u>		
Puhastulu	187	
Amortisatsioon	118	
Viivitatud maksud	63	
<b>Kokku laekumised põhitegevusest</b>		<b>368</b>
<b>Laekumised mittepõhitegevusest</b>		<b>53</b>
<u>Välised allikad</u>	211	
Pikaajalised laenud	25	
Eelisaktsiad	25	
Lihtaktsiad	3	
Lühiajalised laenud		
<b>Kokku fondid välistest allikatest</b>		<b>264</b>
<b>Kokku käibekapitali allikad</b>		<b>685</b>
Ehitus- ja planeerimiskulud	341	
Eelisaktsiate dividendid	27	
Lihtaktsiate dividendid	117	
<u>Väärtpaberite väljaost ja laenude tasumine</u>		
Pikaajalised laenud	89	
Eelisaktsiad	9	
Lihtaktsiad	3	
Lühiajalised laenud	22	
Fondide muud rakendused	57	
<b>Kokku käibekapitali kasutamine</b>		<b>683</b>
<b>Bilanss aasta lõpul</b>		<b>62</b>

$$\begin{aligned}
 \text{Väliste fondide vajadus} &= \text{Käibekapitali kasutamine} + \text{Bilansi muutus} - \\
 &\quad - \text{Sisemiste fondide allikad} = \\
 &= \text{Käibekapitali allikad} - \text{Sisemiste fondide allikad} = \\
 &= 683 + (62 - 60) - (368 + 53) = 685 - 421 = \mathbf{264 \text{ Mkr}}
 \end{aligned}$$

Väliste fondide jagunemine tuleneb energiaettevõtte ühtsest finantspoliitikast. Traditsiooniliseks on katta 50% väliste fondide vajadusest pikaajaliste laenudega, 10% eelisaktsiatega ja 40% lihtaktsiatega.

Moodustagu meie näite bilansiaruandes pikaajalised laenud 1530 Mkr ja olgu summaarne kapitalisatsioon planeeritud 3141 Mkr. Sellisel juhul pikaajaliste laenude osa muutus  $f_B$ , et tagada nende 50% osakaal, on leitav võrrandist:

$$\frac{1530 - 89 + f_B \cdot 264}{3141 - 89 - 9 - 3 + 264} = \frac{1441 + f_B \cdot 264}{3304} = 0,5$$

Siit saame  $f_B = \mathbf{0,799}$  ehk

$$\text{Uued pikaajalised laenud} = 0,799 \cdot 264 = \mathbf{211 \text{ Mkr}}$$

Analoogiliselt leitakse finantseerimismahud teistest allikatest.

Finantseerimisallikate - pika- ja lühiajaliste laenude ning eelis- ja lihtaktsiate - osatähtsuse valikut mõjutavad paljud tegurid.

Lühiajalisi laene (tähtajaga alla ühe aasta) kasutatakse tavaliselt suurte finantssüsteemide vaheaegadel. Lühiajalised laenud tagavad paindlikkuse, võimaldades kapitalikuludid akumuleerida kuni vajaduseni suuremate finantseeringute järgi. Kuna intressimäärad ja aktsiate hinnad turul muutuvad, tuleb otstarbekalt valida aktsiate müügi ja pikaajaliste laenude võtmise aega.

Pikaajalised laenud püütakse sobitada finantsturu tsüklitega. See on odavam finantseerimise viis. Laenude suur osakaal põhjustab suure fikseeritud intresside mahu ja võib oluliselt stabiliseerida tulu, kuna intressimäärad on fikseeritud laenamise hetkel. Kergetööstuses ja teeninduses on pikaajaliste laenude osakaal tavaliselt 20% ja alla selle, avalikel ettevõtetel on see aga tavaliselt 50% ja enamgi tänu äritegevuse stabiilsusele ja kasumi riigipoolsele regulatsioonile. Energeetikaetevõtetel võib pikaajaliste laenude osa ulatuda isegi 80%-ni.

Sageli kehtivad võlakirjade pakkumistel teatud kitsendused. Pikaajaliste laenude võlakirju hinnatakse spetsiaalsete investeerimisteenistuste poolt. Hinnat mõjutavad firma mitmesugused finantsnäitajad. Võlakirja hinne on võtmenäitajaks intressimäära kehtestamisel. Kõrgelt hinnatud võlakirjade intressimäär on madal.

Oluliseks finantsinstrumendiks on aktsiad. Reeglina eelisaktsiad on odavamad, kui lihtaktsiad. Viimaste osakaal ettevõtte finantseerimisel on tavaliselt 35...45% kogu välisest finantseerimisest. Lihtaktsiate omanikud on ettevõtte tegelikud omanikud. Nende aktsiate väärtus sõltub ettevõtte finantskäitumisest. Seega kannavad aktsionärid ettevõtte äritegevuse riski. Madalama kvaliteediga lihtaktsiad nõuavad kõrgemat "intressimäära", kuna nende riski aste on kõrgem. Üheks aktsiate kvaliteedi mõõdupuuks on aktsia turu- ja raamatupidamise hinna vahe.

### 3.1.7. RAAMATUPIDAMINE JA SULARAHHA VOO JUHTIMINE

Ettevõtted rakendavad kahesisendilist raamatupidamist. Sularaha voo juhtimine seisneb ettevõtte rahaliste vahendite sobitamises, et tagada vajaliku sularaha hulk igal kuul, nädalal, päeval ja isegi tunnil. Üleliigne sularaha hulk investeeritakse, samal ajal, kui lühiajaline defitsiit kaetakse pangalaenude või jooksva krediteerimise arvel.

### 3.1.8. TULUMAKSU ARVESTUS

Põhiliseks tulumaksu arvutamisel on maksustatava tulu määramine:

$$\text{Maksustatav tulu} = \text{Tulem} - \text{Tootmiskulud} - \text{Maksuamortisatsioon} - \text{Intressid} - \text{Mahahindlused laenufondidesse}$$

Siia lisanduvad mitmesugused täpsustused seoses maksureformidega ja vastavate ülemineku- perioodidega.

### 3.1.9. HINNAREGULATSIOON

Elektrihinnad kehtestatakse hindade reguleerimise protseduuriga. Kui leiavad aset muudatused energiaetevõtte kuludes või tuludes, võetakse ette uus reguleerimine. Reguleerimise protseduur algab vastuvõetava omanikutulu määramisest, et tagada ettevõtte finantsalane usaldatavus, õiglus ja mõistlikkus. Seejärel arvutatakse vajalik tulem, mis tagab vastuvõetava omanikutulu. Leitud tulem jaotatakse erinevate tarbijagruppide vahel sõltuvalt nende teenindamise kuludest.

Tariifimäärade reguleerimine on üsna keerukas ja aeganõudev protseduur, kestes 0,5...2 aastat. Ettevõttelt nõuab mitu kuud aega materjalide ettevalmistamine tariifide muutmise taotluse esitamiseks. Seejärel uurib reguleeriv agentuur - avalik hinna komisjon - esitatud

dokumentatsiooni ja võib nõuda ettevõttelt täiendavaid materjale. Avalikel järelepärimistel juhitudakse administratiivseadusandlusest. Lõpuks uurib komisjon komplekselt kõiki materjale ja teeb tariifide muutmise otsuse.

Tariifi regulatsioon võib põhineda möödunud aasta andmetele. Sel juhul uuritakse ettevõtte viimase aja finantskäitumist ja määratakse vajalik tulem. Viimase alusel arvutatakse tariifid, mis lülitatakse tulevasse elektritariifide süsteemi. Lähtumisel möödunud aastast tuginetakse ettevõtte tegelikele finantsandmeile. Sellise lähenemise puuduseks on, et tulevikus rakendatavad tariifid tuletatakse mineviku andmeist ning seega nad ei peegelda adekvaatselt ettevõtte tegelike kulude muutusi tulevikus tänu inflatsioonile, tarbimise struktuuri muutustele ja energiasüsteemi laiendustele. Seega kaldub ettevõtte tulem olema väiksem vajalikust, seda eriti inflatsioonilise majanduse korral.

Teiseks võimaluseks on lähtumine eelseisva aasta prognoositud andmetest. See võimaldab arvestada võimalikke trende. Puuduseks on aga, et ei tugineta mitte faktilistele andmetele vaid prognoosidele. Viimased sisaldavad teatud subjektivismi ja võivad viia pikaajalistele vaidlustele.

Enamik praktilisi hinna reguleerimise meetodeid asuvad nende kahe äärmusliku lähenemise vahepeal, s.t. lähtutakse nii mineviku statistikast kui ka teadaolevaist tuleviku tendentsidest.

Reguleeritud investorite omanduses olevad energiavarustuse ettevõtted on n.ö. kahe isanda teenrid. "Isandateks" on ühest küljest tarbijad, keda nad peavad teenindama vähimkuludega, ja teisest küljest aktsionärid, kelle investeeringutest moodustatakse fondid ja kes peavad saama selle eest õiglast ja mõistlikku tulu. Riiklike ja kohalike võimude regulatsioon loob mehhanismi rahuldamiseks nende kahe poole huvisid. Siiski tuleb märkida, et alati pole regulatsioon perfektne ja võib luua hälbeid ühe või teise poole kasuks. Nende ületamiseks korrigeeritakse pidevalt regulatsioonialast seadusandlust.

### **3.1.10. KOKKUVÕTE**

Kokkuvõttes on finantsmodelleerimine väga oluline protseduur energiaettevõtte tegevuse planeerimisel. Ta annab infot elektrienergia tulevastest tariifimääradest, välise finantseerimise vajadustest ja ettevõtte finantskäitumisest. Pikaajalisel planeerimisel on kasulik rakendada lihtsustatud mudeleid. Lühiajalisel planeerimisel ja eelarvete koostamisel kasutatakse tavaliselt detailseid ühtseid finantsmudeleid.

### 3.2. AVALIKU ETTEVÕTTE STIIMULID

Elektrivarustusettevõtted on reguleeritud, tagamaks madalaimad elektri hinnad antud kasuminormi juures. Elektrienergia hinnad võivad olla madalamad või kõrgemad marginaal- (piir-)kuludest.

**Elektritootmise marginaalkulu - see on kulu ühe täiendava energiaühiku andmiseks tarbijale.** Marginaalkulu võib sisaldada ka kulusid tootmisvõimsuste suurendamiseks.

Suure võimsusreservi perioodidel on elektrienergia tootmise marginaalkulu väiksem keskmisest hinnast. Väikese võimsusreservi puhul, kui süsteem peab installeerima täiendavaid võimsusi, on marginaalkulu tavaliselt suurem keskmisest hinnast. Marginaalkulude arvutamist käsitleme lähemalt edaspidi.

Kui teatud tarbijagrupi teenindamisel elektrivarustusettevõtte kulud ületavad tulemi, on ettevõttel kolm võimalust:

- kaotada oma raha
- kanda kaotatud raha teistele tarbijagruppidele
- kanda kaotatud raha hiljem samale tarbijagrupile

Kui puudub vastav hinnakujunduse mehhanism, on tõenäoline, et süsteemi osaks jääb esimene võimalus. Kui reguleerimisprotseduur sobitab keskmist hinda, siis toimib teine võimalus - kaotatud raha jaotatakse uute tariifide kaudu kõigile tarbijatele. Kui aga reguleerimis- mehhanism arvestab eraldi iga tarbijagrupi teenindamiskulusid, on tulemuseks kolmas võimalus. Seejuures toimib hinnaregulatsioon teatud ajalise nihkega. Kuna teeninduskulusid arvestatakse hinna reguleerimisel tehtud kulutuste, mitte aga marginaalkulutuste järgi, on tulemuseks reeglina teise ja kolmanda võimaluse kombinatsioon. Samad võimalused esinevad juhul, kui energiaettevõtte saab teatud tarbijategrupi teenindamisel lississetulekuid.

Mittereguleeritud vabaturu tingimustes on keskmised ja marginaalkulud numbriliselt ligi- kaudu võrdsed. Reguleeritud ettevõtete puhul loob keskmiste hindade ja marginaalkulude erinevus teatud stiimuleid ettevõttele. Vaatleme siin mõningaid juhtumeid elektrivarustusettevõtete praktikast.

#### 3.2.1. ELEKTRIENERGIA SÄÄST

Vaatleme nii varustusettevõtte kui kliendi stiimuleid elektrienergia säästu puhul lõpptarbija juures. Olgu kulud järgmised:

- |  |          |
|--|----------|
| • elektritootmise (-varustuse) marginaalkulu | 50 s/kWh |
| • elektrienergia hind                        | 60 s/kWh |
| • elektrienergia säästu marginaalkulu        | 40 s/kWh |

Nagu näeme, on elektrienergia tootmise marginaalkulu väiksem elektrienergia hinnast, suurem aga säästu marginaalkulust.

Tabel 3.6 illustreerib stiimuleid, kui energia kokkuhoiuks vajalikud kulutused kannab energia- ettevõtte (s.t. ostab kliendile säästuks vajalikud seadmed). Andmed on antud sentides iga säästetud kWh kohta.

Nagu näha, energiaettevõtte kaotab iga säästetud kWh kohta 50 senti. Seega puuduvad tal iga- sugused stiimulid säästmiseks tarbija juures - hoopis vastupidi.

**Tabel 3. Säästu stiimulid – energiaettevõtte kannab säästukulud**

	Energiaettevõtte		Tarbija	Kogu ühiskond		
Brutotulu	Piirkulu sääst	50	Sääst el. arves	60	Piirkulu sääst	50
Kulud	Säästu kulud	40	Säästu kulud	0	Säästu kulu	40
	Tulemi kaotus	60				
<b>Puhastulu</b>		<b>-50</b>		<b>60</b>		<b>10</b>

Vaatleme nüüd juhtumit, kus säästmiseks vajalikud kulutused teeb tarbija - vt. järgmine tabel:

**Tabel 3.7. Säästu stiimulid - tarbija kannab säästukulud**

	Energiaettevõtte		Tarbija	Kogu ühiskond		
Brutotulu	Piirkulu sääst	50	Sääst el. arves	60	Piirkulu sääst	50
Kulud	Tulemi kaotus	60	Säästu kulud	40	Säästu kulu	40
<b>Puhastulu</b>		<b>-10</b>		<b>20</b>		<b>10</b>

Nüüd näeme, et energiasüsteemil puuduvad endiselt stiimulid, pigem vastupidi. Küll on aga stiimulid tarbijal. Ühiskondlik kasu on mõlemal juhul ühesugune.

Kui elektritootmise (-varustuse) marginaalkulu on suurem elektrienergia keskmisest hinnast, siis stiimulid muutuvad. Oletame, et marginaalkulu on 50 asemel 70 s/kWh. Tabelis 3.8. on esitatud juhtum, kus kokkuhoiuks tehtavad kulud kannab tarbija.

**Tabel 3.8. Säästu stiimulid - tarbija kannab säästukulud**

	Energiaettevõtte		Tarbija	Kogu ühiskond		
Brutotulu	Piirkulu sääst	70	Sääst el. arves	60	Piirkulu sääst	70
Kulud	Tulemi kaotus	60	Säästu kulud	40	Säästu kulu	40
<b>Puhastulu</b>		<b>10</b>		<b>20</b>		<b>30</b>

Näeme, et nüüd on stiimulid olemas nii tootjal kui tarbijal. Oleks õiglane, kui tootja annaks tulud, mis ta saab, üle tarbijale, kes seda tulu toodab. Vaadeldud näite puhul peaks tootja andma tarbijale 10 senti iga säästetud kWh kohta. See võib toimuda erinevates vormides, nagu tarbijale preemiate maksmine säästu stimuleerimiseks, säästuprojektide osaline finantseerimine jms. Sel juhul säiluvad tarbijal stiimulid säästuprojektide rakendamiseks, millede marginaalkulu ulatub kuni 70 s/kWh.

Analoogiliselt, tabelis 3.7 toodud näite puhul oleks õiglane, kui energiasäästuga tootjale tekitatud kahjumi kannaks säästuprojekti juurutanud tarbija. Vastasel korral võib esineda kaks tulemust:

- süsteemi tulemi vähenemise katavad kõik tarbijad
- tarbija võib rakendada säästuprojekte marginaalkuluga kuni 60 s/kWh, mis oleks kahjulik kogu ühiskonna vaatevinklist.

### 3.2.2. MÜÜGI STIIMULID

Kui marginaalkulu on madalam keskmisest müügihinnast, on elektritootjal stiimul müüa täiendavalt elektrienergiat. Täiendavast müügist saadud puhastulu on õiglane jagada täiendava koguse tarbijaga madalama tariifi kaudu.



### 3.2.3. TÖÖSTUSLIK KOOSTOOTMINE

Huvi soojuse ja elektri tööstusliku koostootmise vastu on viimasel ajal märgatavalt tõusnud. Näiteks USA-s lasti enne 1980-d käiku keskmiselt 500 MW koostootmise võimsusi aastas, edasi aga keskmiselt 2000 MW/a. Koostootmine areneb kiiresti paljudes maailma maades.

Ka koostootmisega kaasnevad vastavad stiimulid. Vaatame näidet, kus marginaalkulu on väiksem elektri hinnast:

- elektritootmise (-varustuse) marginaalkulu 50 s/kWh
- elektrienergia keskmine hind 60 s/kWh
- koostootmise keskmine hind 55 s/kWh

Koostootmise marginaalkuluks on võetud elektritootmise kulu.

Vaatleme juhtumit, kus koostootmise jaam võimaldab tööstusettevõttel loobuda süsteemi elektrienergia tarbimisest.

**Tabel 3.9. Koostootmise stiimulid - koostootja tarbib toodetud elektrienergia**

	Energiattevõtte		Koostootja	Kogu ühiskond		
Brutotulu	Piirkulu sääst	50	Sääst el. arves	60	Piirkulu sääst	50
Kulud	Tulemi kaotus	60	Koostootmise piirkulu	55	Koostootm. kulu	55
<b>Puhastulu</b>		<b>-10</b>		<b>5</b>		<b>-5</b>

Nagu näeme, on tarbija huvitatud koostootmisjaama rajamisest, kuigi see on kahjulik ühiskonnale ja eriti energiasüsteemile. Viimane võib likvideerida tarbija stiimulid, alandades elektrienergia hinda. Näiteks alandades hinna 55 s/kWh-le kaob koostootmisjaama ehitamise stiimul. Energiasüsteem küll kaotab 5 s/kWh, kuid see on poole väiksem kaotus, kui tabel 5.9. juhtumil. Seega on energiasüsteemil kasulik hinda alandada, et olla konkurentsivõimeline koostootmisjaamaga.

Kui süsteemi marginaalkulu on suurem elektri hinnast, suurenevad märgatavalt koostootmise stiimulid. Olgu elektritootmise marginaalkulu süsteemis 70 s/kWh. Sel juhul on kaks võimalust:

- koostootmine vähendab tööstusettevõtte tarbimist süsteemist;
- koostootja müüb kogu toodetud elektrienergia süsteemile süsteemi marginaalkuluga võrdse hinnaga ja ostab endale vajaliku elektrienergia süsteemist tööstusliku tariifiga.

Neid võimalusi illustreerib tabel 3.10

Nagu näeme, ühiskondlik puhastulu ei sõltu võimaluse valikust. Samas kogu energia müümine süsteemile suurendab koostootja stiimulit, muutes energiattevõtte stiimuli nulliks.

**Tabel 3.10. Koostootmise stiimulid - koostootja müüb kogu toodangu süsteemile**

	Energiasüsteem			Koostootja			Kogu ühiskond	
Brutotulu	Piirkulu sääst	70	70	El. arve väh.	60	70	Piirkulu sääst	70
Kulud	Tulemi kadu	60	70	Koost. kulu	55	55	Koost. kulu	55
<b>Puhastulu</b>		<b>10</b>	<b>0</b>		<b>5</b>	<b>15</b>		<b>15</b>

### 3.2.4. JÄRELDUSI

Seega marginaalkulu ja keskmise elektri hinna erinevus loob energiaettevõttele ja tarbijale erinevaid stiimuleid. Kui hind võrduks marginaalkuluga, siis need erinevused kaoksivad.

Siiski, elektri hinnad kujundatakse kogukulude, mitte lühiajaliste marginaalkulude baasil. See kindlustab reguleeritud kasumi investeringutelt. Elektritariifide struktuur koostatakse selliselt, et anda marginaalkulude lähedasi hinnasignaale tarbijale ja tagada kogukulude täielik tagastamine tootjale. Näiteks elanikkonnale müüdava elektri tariif koosneb energiamaksust, mis on ligikaudu võrdne marginaalkuluga, ja fikseeritud kuumaksust, mis tagab kogukulude tagastamise.

Energiasüsteem rahuldab paljude osaliste - investeerijate, hulgitarbijate ja väiketarbijate huvisid. Igal neist peab olema oma panus energiasüsteemi otsustustele. Selleks on ellukutsutud nn. "Huvipoolte analüüsi" protseduur, mille käigus analüüsitakse otsustusi iga huvipoolte vaatevinklist. Selline analüüs võimaldab hinnata iga huvipoolte kasu või kahju ühest või teisest otsusest. Kui mõni osapooltest kannab olulist kahju, tuleb süsteemi poolt tehtud otsustusi korrigeerida.

Huvipoolte analüüsi eeliseks on, et ta võimaldab õigeaegselt arvestada osapoolte huvisid ning seega suurendada energiasüsteemi äriotsustuste edukust. Huvipoolte analüüsi põhiinstrumentideks on finantsmodelleerimine ja marginaalkulude analüüs.

## 4. ELEKTRITARBIMISE PROGNOOSIMINE

### 4.1. SISSEJUHATUS

Elektrivarustusettevõtte arengu planeerimine algab **elektrinõudluse** (tarbimise, koormuse) prognoosimisest. Sõltuvalt nõudlusest ettevõtte kavandab kas genereerivate võimsuste, ülekandeliinide ja jaotusvõrgu elementide lisamist või demontaazhi. Kuna nimetatud objektide projekteerimise ja ehituse aeg on üsna pikk (vt. tabel), tuleb laiendamisotsused teha ennetusajaga 2...10 a.

Elektrisüsteemi elementide projekteerimis- ja ehitusajad	
Objekt	Aeg (a)
Tahke kütuse jaamad	6...10
Gaasiturbiinjaamad	2...3
Ülekandeliin	2...4
Jaotusvõrgu laiendus	1...2

Sellised pikad ennetusajad eeldavad planeerimisperioodi pikkuseks vähemalt 10 a. Kuna arengu projekteerimine hõlmab ka investeeringute ja käidukulude majanduslikku analüüsi, võib hindamisperioodi pikkus ulatuda 15...30 a. Prognoosimine nii pikaks ajaks ette on tõsiseks probleemiks (rahvusliku ja regionaalse majanduse kasvu määramatus, samuti elektrienergia kasutusviiside ja säästu trendide määramatus).

**Elektritarbimise prognoosimine** - see on keeruline teadusel, kogemustel ja intuitsioonil põhinev protseduur. Võtmeküsimuseks on prognoosijate teadmised elektritarbijaist ning elektrienergia ja konkureerivate energiavormide kasutusviisidest.

**Tarbijad otsustavad** kas osta elektrienergiat või mitte. Tarbijad hindavad elektrienergia vajadust, lähtudes mitmest aspektist, nagu hind, kättesaadavus, töökindlus, mugavus, puhtus jne. Täpne prognoosimine nõuab kõigi selliste faktorite kvantitatiivset hindamist tulevikus.

Tavaliselt koosneb koormuse prognoosimine järgnevaist etappidest:

- **Demograafiliste ja majanduslike näitajate prognoos** - elektrinõudlus sõltub majanduse olukorrast ja kasvust. Majanduse kasv loob juurde töökohti, mille tulemusel tarbimine kasvab. Kui majanduslikud prognoosid on vigased, on vigane ka koormuse prognoos.
- **Elektrikasutuse prognoos** - kui elektrikasutuse prognoosid (tarbija või SKP krooni kohta) on vigased, on vigane ka koormuse prognoos.

Prognoosi väljundiks (tavaliselt)

- **aastane elektrienergia müük (kWh)**
- **aastane koormusmaksimum (kW)**

Enamik süsteeme prognoosib kõigepealt aastase energiatarbimise, kuna see on integraalne näitaja, mis sõltub vähem ilmastikust ja muudest juhuslikest faktoritest.

Tarbimise alusel hinnatakse aastane koormusmaksimum:

$$P_{\max} = \frac{\text{Aastane energiatarbimine}}{8760 \cdot \text{koormustegur}} \quad (4-1)$$

kus **koormustegur** (e. koormusgraafiku täitetegur - *load factor*):

$$\text{Koormustegur} = \frac{P_{\text{kesk}}}{P_{\max}} = \frac{\text{Aastane energiatarbimine}}{8760 \cdot P_{\max}}$$

Tänapäeval on enamkasutatavaiks järgmised koormuse prognoosi meetodid:

- **ökonomeetriline meetod**
- **tarvititega küllastumise meetod**
- **lõppkasutuse meetod**

Ühe või teise meetodi kasutatavus sõltub kättesaadavaist andmeist, tarbijate struktuurist ja nõutavast täpsusest.

**Ökonomeetrilise meetodi** puhul määratakse mineviku majanduslike ja energiatarbimise andmete alusel regressioonanalüüsi abil tarbijate tarbimiselastsused. **Tarbimiselastsus** - mõõt, mis näitab, kuidas reageerib tarbimine mitmesuguste tegurite (hind, mugavus, töökindlus, konkureerivate energiakandjate hind jms.) muutustele. Energiatarbimine prognoositakse eeldusel, et elastsused ei muutu.

**Tarvititega küllastumise meetod** - uuritakse tarbijaid, tehes kindlaks teatud liiki tarvititega varustus ja tarviti keskmine aastane energiatarvidus. Edasi ennustatakse tarvitite arv tulevikus ja ühe tarviti tarbimise muutumine. Nende andmete alusel prognoositakse antud tarvitite summaarne energiatarbimine. Sama korraldatakse kõigi võimalike tarvitite jaoks ning tulemused summeeritakse. Meetodit kasutatakse tavaliselt tarbimise prognoosimiseks olmesektoris.

**Lõppkasutuse meetod** - analoogne eelmisega, ainult lähtepunktiks on siin tarvitite asemel lõppkasutuse (*end-use*) protsessid. Näiteks rakendades meetodit kommertssektoris, tehakse koormuse uurimise teel kindlaks kõigi elektriseadmete (küte, jahutus, valgustus, abiseadmed) energiatarvidus äripinna ühiku ( $m^2$ ) kohta. Summaarse energiatarbimise prognoos lähtub siis äride põrandapinna prognoosist. Tootmises võib lähtuda tarbimisest toodanguühiku kohta jne.

Kõik nimetatud meetodid on laialt kasutusel. Kui on saadaval 10...15 a. mineviku andmed, on eelistatavamaks ökonomeetriline meetod. Kui on olemas detailsed andmed tarvitite või lõppkasutuse kohta, tuleb eelistada vastavaid meetodeid. Mõnikord on sobivaimaks **hübriidmudelid**. Näiteks võib kasutada regressioonmudelit, et ennustada elektriboilerite hulka majapidamistes lähtudes perekonna sissetulekust ning siis kasutada tarvititega küllastumise meetodit.

## 4.2. ÖKONOMEETRIILISE MEETODI ALUSED

Ökonomeetrilise meetodi puhul põhineb prognoos makromajanduslikel prognoosidel. Makromajanduslikeks, nn. **mõjuteguriteks**, on näiteks SKP, tööstustoodangu maht, elektri hind jne.

### 4.2.1. ÜHE MUUTUJAGA ÖKONOMEETRIILISED VÕRRANDID

Vaatame illustreerimiseks elektrienergia tarbimise prognoosimist ühe tarbija kohta olmesektoris. Oletame, et see sõltub ainult ühest majanduslikust muutujast - sissetulekust majapidamise kohta.

ENERGIASÜSTEEMI ARENGU PLANEERIMINE

Kui sissetulek majapidamise kohta kasvab, peaksid inimesed kulutama rohkem raha elektritarvikutele ning seega peaks kasvama ka elektritarbimine. Tarbimise andmed aastate 1988...1994 kohta on toodud tabelis 4-1. Eesmärgiks on tuletada elektrienergia tarbimise prognoosi võrrand.

**Tabel 4.1. Tarbimise andmed aastail 1988...1994**

i	Aasta	Müük kliendi kohta Y, kWh	Sissetulek majap. kohta X, kr
1	1988	40	100
2	1989	45	200
3	1990	50	300
4	1991	65	400
5	1992	70	500
6	1993	70	600
7	1994	80	700

Eeldame, et elektrienergia müük tarbija kohta Y sõltub lineaarselt keskmisest sissetulekust:

$$Y = A + \beta \cdot X, \quad (4-2)$$

kus  $A$  ja  $\beta$  - tegurid - nn. **regressioonikordajad**, mis tuletatakse mineviku statistika (tabelis toodud andmete) põhjal. Koormuse prognoos põhineb eeldusel, et  $A$  ja  $\beta$  jäävad tulevikus samaks.

Matemaatilisi võrrandeid on mugavam tuletada ja lihtsam interpreteerida, kui nad on väljendatud **normaliseeritud** kujul:

$$Y_i = A + \beta(X_i - \bar{X}) + \varepsilon_i = \hat{Y}_i + \varepsilon_i, \quad i = 1, \dots, 7, \quad (4-3)$$

kus  $Y_i$  - tegelik müük kliendi kohta (sõltuv muutuja);

$\hat{Y}_i$  - prognoositud müük kliendi kohta;

$\varepsilon_i$  - prognoosi viga -  $Y_i$  ja  $\hat{Y}_i$  erinevus;

$X_i$  - sissetulek majapidamise kohta (sõltumatu e. juhtmuutuja e. mõjutegur);

$\bar{X}$  - juhtmuutujate keskväärtsus:

$$\bar{X} = \frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 X_i; \quad (4-4)$$

$A$ ,  $\beta$  - otsitavad - nn. **regressioonikoefitsiendid**.

$A$  ja  $\beta$  leiame **vähimruutude** meetodil, s.t. kasutame kriteeriumi:

$$\min \sum_{i=1}^7 (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \quad (4-5)$$

ehk arvestades (4-3):

$$\min \sum_{i=1}^7 [Y_i - A - \beta(X_i - \bar{X})]^2 \quad (4-6)$$

Tuletades võrrandit (4.6) A järgi ja võrrutades nulliga, saame:

$$\sum_{i=1}^7 (-2)[Y_i - A - \beta(X_i - \bar{X})] = 0 \quad (4-7)$$

Märgime, et viimane võrrand on samaväärne võrrandiga

$$\sum_{i=1}^7 \varepsilon_i = 0 \quad (4-8)$$

s.t., et tegurid A ja  $\beta$  leitakse nii, et vigade summa oleks null.

Kuna  $\sum_{i=1}^7 X_i = 7\bar{X}$  (vt. (4-4)), siis  $\beta$  elimineerub võrrandist (4-7) ja

$$A = \frac{\sum_{i=1}^7 Y_i}{7} = 60 \quad (4-9)$$

Seega tegur A on suuruste  $Y_i$  keskvärtus.

Diferentseerides võrrandit (4-6)  $\beta$  järgi ja võrrutades nulliga, saame:

$$\sum_{i=1}^7 (-2)(X_i - \bar{X})[Y_i - A - \beta(X_i - \bar{X})] = 0 \quad (4-10)$$

ehk

$$\sum_{i=1}^7 (X_i - \bar{X})Y_i - A \sum_{i=1}^7 (X_i - \bar{X}) = \beta \sum_{i=1}^7 (X_i - \bar{X})^2 \quad (4-11)$$

Kuna  $\sum_{i=1}^7 (X_i - \bar{X}) = 0$ , siis:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^7 Y_i (X_i - \bar{X})}{\sum_{i=1}^7 (X_i - \bar{X})^2} = 0,068 \quad (4-12)$$

Tabel 4.2. Ühese regressiooni arvutusnäide

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Aasta	$X_i$	$x_i = X_i - \bar{X}$	$Y_i$	$x_i Y_i$	$x_i^2$	Prognosis $\hat{Y}_i = A + \beta x_i$	Viga $\varepsilon_i = Y_i - \hat{Y}_i$	Ruutviga $\varepsilon_i^2$
1988	100	-300	40	-12 000	90 000	39,64	0,36	0,13
1989	200	-200	45	-9 000	40 000	46,43	-1,43	2,04
1990	300	-100	50	-5 000	10 000	53,21	-3,21	10,33
1991	400	0	65	0	0	60,00	5,00	25,00
1992	500	100	70	7 000	10 000	66,78	3,21	10,33
1993	600	200	70	14 000	40 000	73,57	-3,57	12,75
1994	700	300	80	24 000	90 000	80,36	-0,36	0,13
	$\Sigma X_i = 2800$		$\Sigma Y_i = 420$	$\Sigma x_i Y_i = 19\ 000$	$\Sigma x_i^2 = 280\ 000$		0,00	$\Sigma \varepsilon_i^2 = 60,71$
	$\bar{X} = \frac{2800}{7}$		$A = \frac{\Sigma Y_i}{N} = \frac{420}{7}$		$\beta = \frac{\Sigma x_i Y_i}{\Sigma x_i^2} = \frac{19000}{280000}$			$\sigma^2 = \frac{\Sigma \varepsilon_i^2}{N - 2} = \frac{60,71}{5} = 12,14$
	$\bar{X} = 400$		<b><u>A = 60</u></b>		<b><u><math>\beta = 0,0678</math></u></b>			<b><u><math>\sigma = 3,48</math></u></b>

Arvutame ka **ruutkeskmise vea e. dispersiooni**:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^7 \varepsilon_i^2}{N-2} = \frac{\sum_{i=1}^7 (Y_i - \hat{Y}_i)^2}{7-2} = 12,14 \quad (4-13)$$

Siis **standardhälve**:

$$\sigma = 3,48$$

Toodud arvutused on koondatud tabelisse 4-2.

#### 4.2.2. MUDELI SOBIVUSE HINDAMINE

Regressioonmudelite sobivuse ja usaldusväarsuse hindamiseks kasutatakse mitmesuguseid statistilisi näitajaid, milledest vaatleme siin olulisemaid.

- **$R^2$  -tegur.** Üheks saadud regressioonsirge ja tegelike punktide omavahelise sobitumise mõõduks on nn.  **$R^2$  -tegur**:

$$R^2 = \frac{\sum_i (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{\sum_i (Y_i - \bar{Y})^2} = 0,9590 \quad (4-14)$$

Üldiselt näitavad  $R^2$  -teguri väärtused piires 0,9...1,0 head sobivust. Siiski sõltub  $R^2$  väärtus ka andmete hulgast ja nende variatsioonist. Nii võib näiteks nelja katse korral  $R^2$  tulla küll 0,9, kuid sobivus võib olla siiski väga halb. Samas aga 100 katse korral  $R^2 = 0,7$  võib tähendada piisavalt head sobivust.

- **Usaldusintervallid.** Järgmiseks sammuks oleks regressioonikordajate  $A$  ja  $\beta$  **statistiliste usaldusintervallide** määramine. "Õiged"  $A$  ja  $\beta$  väärtused saaksime, kui lähteandmete hulk oleks lõpmata suur ja kui oleks välistatud teiste mõjutegurite toime. Seega reaalses tingimustes:

$$\begin{aligned} A_{oige} &= A_{arv} \pm A_{usaldus\ intervall} \\ \beta_{oige} &= \beta_{arv} + \beta_{usaldus\ intervall} \end{aligned} \quad (4-15)$$

Eeldame, et prognoosivead  $\varepsilon_i$  on sõltumatud (s.t. nende vaheline korrelatsioon on null) - see on üsna mõistlik eeldus. Sellisel juhul teguri  $\beta$  standardhälve:

$$\sigma_\beta = \frac{\sigma_\varepsilon}{\sqrt{\sum_i x_i^2}}, \quad (4-15)$$

kus  $\sigma_\varepsilon$  - vigade standardhälve e. mudeli ruutkeskmise viga ( antud näites 3,48).

Edasi  $\beta$  usaldusintervall, sõltuvalt etteantud tõenäosusest (usaldusnivoost):

$$\beta_{oige\ usaldus\ intervall} = \beta_{arv} \mp \sigma_\beta \cdot \gamma, \quad (4-16)$$



kus  $\gamma$  - standardhälvete kordsus sõltuvalt etteantud usaldusnivoost - ta leitakse aluseks valitud jaotuse tabelitest.

Sageli kasutatakse usaldusintervalli arvutamisel **normaaljaotust**. Põhimõtteliselt on tema kasutamine õigustatud, kui katsete (andmete) hulk on lõpmata suur. Lõpliku andmete hulga puhul on õigem kasutada **Studenti t-jaotust**. Viimane on sarnane normaaljaotusega, kuid on rohkem hajutatud ("laiali määritud"). Parameetriteks selle jaotuse puhul on standardhälve ja vabadusastmete arv. Viimane on võrdne katsete arvuga miinus arvatud regressioonikordajate arv (meie näites seega  $7 - 2 = 5$ ).

Võttes aluseks Studenti t-jaotuse ja usaldusnivoo 95 %, saame meie näite puhul:

$$\sigma_{\beta} = \frac{\sigma_{\varepsilon}}{\sqrt{\sum_i x_i^2}} = \frac{3,48}{\sqrt{280000}} = 0,00658 \quad (4-17)$$

$$\beta_{\text{oiige}} = 0,068 \mp 2,571 \cdot 0,00658 = 0,068 \pm 0,017 = 0,051 \dots 0,085$$

Usaldusintervall on väga heaks regressioonanalüüsi usaldatavuse mõõduks. Kui usaldusintervall on kitsas, on analüüs usaldatav ja vaadeldav juhtmuutuja on tõesti esinduslik. Vastasel korral on kahtlane, kas vaadeldav muutuja on ikka juhtmuutuja.

**t - statistika.** Usaldusvoo üheks näitajaks on parameeter  $t_{\text{stat}}$ :

$$t_{\text{stat}} = \frac{\text{regressioonikoefitsient}}{\text{standardhälve}} = \frac{\beta}{\sigma_{\beta}} \quad (4-18)$$

Parameeter  $t_{\text{stat}}$  näitab, kui suure tõenäosusega  $\beta = 0$  (nn. **nullhüpotees**). Kui  $t_{\text{stat}} = 10$ , siis tõenäosusega 99,9 %  $\beta \neq 0$ . Üldiselt peetakse kriitiliseks piiriks  $t_{\text{stat}} = 2$ , mis vastab usaldusnivoole 95 %. See tähendab, et kui  $t_{\text{stat}} < 2$ , siis vaadeldav muutuja pole suure tõenäosusega esinduslik mõjutegur ja vastupidi.

Meie näite jaoks saame  $t_{\text{stat}} = 0,068 / 0,00658 = 10,38$ . Seega võib saadud regressioonivõrrandit kasutada suure usaldatavusega elektrienergia olmetarbimise prognoosimiseks, kui on teada keskmine sissetulek majapidamise kohta, kuna  $t_{\text{stat}}$  tuli väga kõrge.

#### 4.2.3. MULTIREGRESSIOONANALÜÜS

Paljudel juhtudel ainult üks juhtmuutuja ei kirjelda piisavalt sõltumatu muutuja - elektrienergia tarbimise - muutumist. Sel juhul tuleb rakendada **mitme juhtmuutujaga** (mõjuteguriga) nn. **multiregressiooni**.

**Multiregressioonanalüüs** on ülalvaadeldud ühese regressiooni üldistuseks. Kirjutades võrrandid maatrikskujul, saame analoogilised seosed. **Lineaarse multiregressiooni mudel:**

$$y_i = \mathbf{x}_i \mathbf{b} + \varepsilon_i = \sum_k x_{ik} \beta_k + \varepsilon_i, \quad (4-19)$$

kus  $y_i$  - normaliseeritud sõltuv muutuja ( $i$ -s katses);

$\mathbf{x}_i$  - normaliseeritud juhtmuutujate vektor ( $i$ -s katses):  $\mathbf{x}_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{ik})$ ;

$\mathbf{b}$  - regressioonikordajate maatriks;

$\varepsilon_i$  - mudeli viga:

$$\varepsilon_i = y_i - \mathbf{x}_i \cdot \mathbf{b} \quad (4-20)$$

Regressioonikordajad  $\bullet_k$  leitakse jällegi vähimruutude meetodil, kasutades kriteeriumit

$$\begin{aligned} \min \sum_i \left[ y_i^2 - 2y_i \left( \sum_k x_{ik} \beta_k \right) + \left( \sum_k x_{ik} \beta_k \right)^2 \right] = \\ = \min \sum_i \left[ y_i^2 - 2y_i \mathbf{x}_i \mathbf{b} + (\mathbf{x}_i \mathbf{b})^2 \right] \end{aligned} \quad (4-21)$$

Ülesande lahendamiseks tuletame viimast võrrandit kordajate  $\bullet_k$  järgi ja võrrutame tuletised nulliga - siis saame:

$$\begin{aligned} \sum_i 2y_i x_{il} = \sum_i \frac{d}{d\beta_l} (x_{i1}\beta_1 + x_{i2}\beta_2 + \dots + x_{ik}\beta_k) = \\ = 2 \sum_i x_{ik} (x_{i1}\beta_1 + x_{i2}\beta_2 + \dots + x_{ik}\beta_k) \end{aligned} \quad (4-22)$$

$l = 1, \dots, k$

Lihtsustades saame:

$$\sum_i y_i x_{il} = \left( \sum_i x_{i1} x_{il} \right) \beta_1 + \left( \sum_i x_{i2} x_{il} \right) \beta_2 + \dots + \left( \sum_i x_{il}^2 \right) \beta_l + \dots + \left( \sum_i x_{ik} x_{il} \right) \beta_k \quad (4-23)$$

$l = 1, \dots, k$

Regressioonikordajad  $\bullet_k$  saadakse võrrandsüsteemi (4-23) lahendamisel.

Võrrandsüsteemi (4-23) võime lihtsustada, defineerides:

$$w_{1l} = \sum_i x_{i1} x_{il} = \mathbf{x}_1^T \mathbf{x}_l \quad (4-24)$$

Maatriks  $\mathbf{w}$  on  $k$ -t järku maatriks. Edasi tähistame:

$$\mathbf{x}_l^T \mathbf{y} = \sum_i x_{il} y_i \quad (4-25)$$

Sel juhul võime kirjutada:

$$\mathbf{x}^T \mathbf{y} = \mathbf{w} \mathbf{b} \quad (4-26)$$

millest

$$\mathbf{b} = \mathbf{w}^{-1} \mathbf{x}^T \mathbf{y} \quad (4-27)$$

**4.2.4. MULTIREGRESSIOONI USALDUSINTERVALLID**

Avaldise (4-27) võib esitada kujul

$$\mathbf{b} = \mathbf{w}^{-1} \mathbf{x}^T (\mathbf{x} \mathbf{b}_{\text{õige}} + \boldsymbol{\varepsilon}) \quad (4-28)$$

Arvestades, et

$$\mathbf{w}^{-1} = (\mathbf{x}^T \mathbf{x})^{-1} \quad (4-29)$$

saame

$$\mathbf{b} - \mathbf{b}_{\text{õige}} = \mathbf{w}^{-1} \mathbf{x}^T \boldsymbol{\varepsilon} \quad (4-30)$$

Siis kõrvalekallete ruutude vektor

$$(\mathbf{b} - \mathbf{b}_{\text{õige}})(\mathbf{b} - \mathbf{b}_{\text{õige}})^T = \mathbf{w}^{-1} \boldsymbol{\varepsilon} \boldsymbol{\varepsilon}^T \mathbf{x} (\mathbf{w}^{-1})^T \quad (4-31)$$

Siit saame

$$\text{cov}(\mathbf{b} - \mathbf{b}_{\text{õige}}) = \sigma_{\varepsilon}^2 \mathbf{w}^{-1} \quad (4-32)$$

(arvestades, et  $\mathbf{w}^{-1} = (\mathbf{x}^T \mathbf{x})^{-1}$  ja  $\mathbf{x}^T \mathbf{x} (\mathbf{w}^{-1})^T = \mathbf{1}$ ). Siit

$$\sigma_{\beta l} = \sigma_{\varepsilon} \sqrt{S_{ll}} \quad (4-33)$$

kus  $S_{ll}$  - matriksi  $\mathbf{S} = \mathbf{w}^{-1}$  diagonaalelement.

Siit  $l$ -da regressioonikordaja usaldusintervall:

$$\beta_l \text{ õige} = \beta_l \pm \sigma_{\varepsilon} \sqrt{S_{ll}} \cdot t \quad (4-34)$$

kus  $t$  - standardhälbe kordsus sõltuvalt etteantud usaldusnivoost ja vabadusastmete arvust.

Igale regressioonikordajale võib rakendada ka  $t$ -testi:

$$t_l = \frac{\beta_l}{\sigma_{\varepsilon} \sqrt{S_{ll}}} \quad (4-35)$$

Nagu ühese regressiooni puhulgi, võib siin  $l$ -t juhtmuutujat pidada esinduslikuks, kui  $t_l > 2$ .

**MULTIREGRESSIOONI NÄIDE**

Laiendame eelpool toodud näidet, võttes teiseks juhtmuutujaks naftahinna, mille muutumine aastail 1988...1994 olgu järgmine ( $\$/t$ ): 36, 33, 37, 37, 34, 32, 36.

Multiregressioonanalüüs annab:

$$\beta_1 = 0,0688 ; \quad \beta_2 = 0,597$$

Seega regressioonivõrrand:

$$Y = 60 + 0,0688 X_1 + 0,597X_2$$

Mudeli vigade ruutkeskmise hälve  $\sigma_\varepsilon^2 = 13,1$  ja standardhälve  $\sigma_\varepsilon = 3,6$ . Edasi leiame  $t$ -statistikate väärtused:  $t_1 = 9,89$ ;  $t_2 = 0,795$ . Seega nafta hind pole esinduslik mõjutegur, küll on seda aga sissetulek majapidamise kohta. Lõpuks hindame leitud mudeli kvaliteeti  $R^2$ -kriteeriumiga:

$$R^2 = 0,998.$$

#### 4.2.5. ESINDUSLIKE MÕJUTEGURITE (JUHTMUUTUJATE) LEIDMINE

Olgu regressioonanalüüsi tulemuseks regressioonvõrrand:

$$Y = 10,6 + 28,1X_1 + 4 X_2 + 12,7 X_3 + 0,84 X_4.$$

Olgu regressioonikordajate standardhälbed vastavalt 2,6; 11,4; 1,5; 14,1; 0,76 ja vastavad  $t$ -statistikad 4,1; 2,5; 2,6; 0,9; 1,1.

**Esinduslike juhtmuutujate** komplekti leidmiseks eemaldame juhtmuutujate hulgast vähima  $t$  väärtusega (juhul, kui see on alla 2) muutuja ning kordame regressioonanalüüsi määramaks allesjäänud muutujatele uued regressioonikordajad (sest need nüüd muutuvad). Nimetatud protseduuri kordame seni, kuni ei leidu ühtki muutujat, millel  $t < 2$ .

### 4.3. TARBIJATE KLASSID

Koormuse prognoosimisel on väga oluline jagada kõik tarbijad sarnase tarbimise iseloomuga homogeenseteks gruppideks. Tüüpiline on esmane jaotus kolmeks ulatuslikuks kategooriaks, millised võib omakorda jagada gruppideks:

- **olmetarbijad** (ühe- ning kahepere elamud, paljukorterilised elamud jne.)
- **kommertstarbijad** (ärikeskused, haiglad, koolid, kontorid, teenendus jne.)
- **tööstus** (suur- ja väiketööstus, toiduainete töötlemine, kaevandused jne.)

Vahel on otstarbekas edasinegi jaotus, et paremini mõista ja ennustada koormuse trende (näit. elektriküttega ja ilma selleta elamud jms).

Järgnevas tabelis on toodud peamised tarbimist mõjutavad tegurid kolme tarbijate põhikategooria jaoks. Ka kategooriate siseselt võivad erinevaid tarbimise gruppe mõjutada erinevad tegurid.

**Tabel 4.3. Põhilised tarbimist mõjutavad tegurid**

Olmetarbimine	Kommertstarbimine	Tööstustarbimine
Elektri hind	Elektri hind	Tööstustoodangu maht
Tarbijate arv	Sissetulek majapidamise kohta	Elektri hind
Tarvititega küllastusaste	Hõivatus äri sektoris	Hõivatus tööstuses
Võistlevate kütuste arv ja nende hinnad	Olmetarbijate arv	Tööviljakus
Keskmine sissetulek	Võistlevate kütuste arv ja nende hinnad	Sissetulekud tööstuses
Tarvitite hinnaindeks	Kütteseadmetega küllastatus	Võistlevate kütuste arv ja nende hinnad
Inimeste arv majapidamise kohta	Kooliealise rahvastiku osa	Kütmisspäevade arv
	Valitsemiskulud	Kekkonnaalane seadus

Kütmisspäevade arv	Investeeringud äritegevusse Isikliku tarbimise määr Kütmisspäevade arv	andlus
--------------------	--	--------

#### 4.4. ÖKONOMEETRILISE MUDELI STRUKTUURID

Suur tähtsus, eriti pikaajalisel prognoosimisel, on regressioonimudeli sobival kujul. Seni vaatlesime lihtsaimat - lineaarset - mudelit.

Prognoosimise praktikas rakendatakse tavaliselt nn. konstantse elastsusega mudelit:

$$W = A_0 X^{\beta_1} Y^{\beta_2} Z^{\beta_3} \quad (4-36)$$

kus  $X, Y, Z$  - mõjutegurid;

$A_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3$  - regressioonitegurid - leitakse multiregressioonanalüüsi teel.

Leiame avaldise (4-36) tuletise ühe mõjuteguri, näiteks  $X$ , suhtes:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = A_0 Y^{\beta_2} Z^{\beta_3} \beta_1 X^{\beta_1 - 1} \quad (4-37)$$

Lihtsustame mudelit (4-37):

$$\frac{\frac{\partial W}{\partial X} X}{W} = \frac{\partial W / W}{\partial X / X} = \beta_1 \quad (4-38)$$

Viimane seos ütleb, et mõjuteguri  $X$  protsendine muutus põhjustab tarbimise muutuse  $\beta_1$  protsenti. Koeffitsienti  $\beta_1$  nimetatakse elektrienergia tarbimise **elastsuseks** mõjuteguri  $X$  suhtes. Prognoosimisel kasutatakse sageli eeldust, et elastsused ei muutu ennetusaja jooksul. See tähendab, et tarbijad reageerivad ühe või teise mõjuteguri muutusele tulevikus samuti, kui minevikus.

Seega näeme, et mudeli (7-20) koeffitsiendid  $\beta_1, \beta_2, \beta_3$  pole midagi muud, kui suuruse  $W$  elastsused vastavalt mõjutegurite  $X, Y$  ja  $Z$  suhtes.

Võrrand (4-36) pole lineaarne. Siiski on ta teisendatav lineaarseks, kui võtta temast naturaallogaritm:

$$\ln W = \ln A_0 + \beta_1 \ln X + \beta_2 \ln Y + \beta_3 \ln Z \quad (4-39)$$

See **logaritmiline mudel** on juba lineaarne regressioonikordajate suhtes ning viimaste leidmiseks on rakendatav ülalvaadeldud lineaarse regressiooni tehnika (leides eelnevalt statistiliste andmete logaritmid).

Viimase mudeli erikujuks on nn. **osalise häälestusega mudel**:

$$W(t) = A_0 W(t-1) \lambda X^{\beta_1}(t) Y^{\beta_2}(t) Z^{\beta_3}(t) \quad (4-40)$$

kus  $t$  - aasta, milleks prognoositakse;

$t-1$  - eelmine aasta;

$\lambda$  - regressiooni kordaja.

Nagu näha, arvestab see mudel tarbimise prognoosimisel ka tarbimist eelmisel aastal - s.t. tarbimise muutumise inertsi. Samas arvestatakse aga inertsi kõigi mõjutegurite suhtes ühtlaselt (kordaja  $\lambda$  kaudu). Tegelikult võib aga tarbimise muutumise inertsi erinevate mõjutegurite suhtes olla erinev. Nii näiteks toodangu mahu suurenemisel suureneb elektritarbimine koheselt, elektri hinna muutumisel aga küllalt pika aja pärast (kuni muutuvad harjumused, võetakse kasutusele säästumeetmeid jms.).

Osalise häälestusega mudeli edasiarenduseks on **mudel ajalise häälestusega kõigi mõjutegurite suhtes**:

$$W(t) = A_0 X^{\beta_1}(t) Y(t-1)^{\beta_2} Z^{\beta_3}(t-2) . \quad (4-41)$$

See mudel võimaldab arvestada erinevate mõjude erinevat inertsi.

**Kokkuvõttes** - sobivate mõjutegurite ja mudeli struktuuri valik on otsustava tähtsusega prognoosi kvaliteedi suhtes.

#### 4.5. ÖKONOMEETRILISE PROGNOOSIMISE METOODIKA

Ülaltoodu põhjal võib esitada järgmise ökonomeetrilise prognoosimise üldise protseduuri:

1. **Tarbijad jaotatakse klassidesse** ning valitakse **igale klassile kümnekond** tõenäolist **mõjutegurit** - edasine analüüs selgitab nende hulgast olulisemad.
2. Valitakse sobiv **regressioonmudeli struktuur** (tavaliselt logaritmiline) vastavalt teatud eeldustele (need eeldused kehtivad siis ka prognoosimisel).
3. **Mõjutegurite aegridade uurimine**. Et prognoosida 10...15 a. ette, kogutakse reeglina andmed 20 möödunud aasta kohta. Raskusi tekib, kui elektriturg on viimastel aastatel draamatiliselt muutunud - siis tuleb mineviku andmetesse suhtuda ettevaatlikult. Prognoosimudel peab arvestama ka võimalikke turumuutusi tulevikus.
4. **Multiregressioonanalüüs** vastava tarkvara abil. Leitakse regressioonikordajad ja nende usaldusintervallid ning otsustatakse, millised mõjutegurid jätta mudelisse. On kaks üldist samm-sammulist metoodikat selle kindlakstegemiseks.

**Alt-üles lähenemisel** alustatakse ühest tõenäolisest mõjutegurist, seejärel leitakse teine, siis kolmas jne. tõenäoliselt olulisim mõjutegur, s.t. regressioonmudelit täiendatakse igal sammul uue muutujaga, kuni nende  $t$ -testid muutuvad väga viletsaks ja kuni  $R^2$ -tegur enam oluliselt ei parane.

**Ülalt-alla lähenemine** toimub vastupidiselt eelmisele. Algul lülitatakse mudelisse kõik tõenäolised mõjutegurid. Seejärel eemaldatakse halvima  $t$ -testiga (kui see on alla kahe) mõjutegur ning korratakse regressioonanalüüsi. Nii jätkatakse seni, kuni kõikide muutujate  $t$ -testid on muutunud aktsepteeritavaks.

Mainigem, et vahel võidakse mudelisse lülitada ka mõni mõjutegur, mille  $t$ -test on vilets (väiksem kahest). Seda juhul, kui on oodata vastava mõju kasvu tulevikus, kuigi minevikus võis ta olla ebaoluline.

5. **Mudeli testimine ja hindamine** - see on üks olulisemaid etappe. Mudelit rakendatakse minevikule ning analüüsitakse prognoosivigu. Uuritakse ka regressioonitegurite stabiilsust. Selleks koostatakse üks mudel kogu mineviku, näiteks aastate 1975...1995, statistika alusel, teine mudel aga osaliste andmete, näiteks 1975...1985 a. andmete, alusel. Seejärel rakendatakse mõlemat

mudelit 1985...1995 a. tarbimiste prognoosiks. Kui tulemuse erinevad oluliselt, näitab see, et mitte kõiki trende pole adekvaatselt arvestatud. Siis tuleks lisada täiendavaid mõjutegureid ja kogu protseduuri korrata.

Ökonomeetrilised mudelid on üldiselt väga jõulised prognoosiinstrumendid. Siiski on neil ka mõningad puudused. Oluliseimaks neist on, et tulevikku ennustatakse mineviku andmete alusel. Teiseks probleemiks jääb, kas oluliseks tunnustatud mõjutegur on ikka tõepoolest oluline. Näiteks SKP ja õlletarbimise vahelisest korrelatsioonist võidakse teha järeldus, et SKP suurendamiseks tuleks suurendada õlle tarbimist. See tähendab, et tuleb kindel olla, kas avastatud seos on ikka põhjuslik. Kolmanda raskusena võib nimetada minevikus oluliste mõjutegurite olulisuse küsimust tulevikus.

## 4.6. TARVITITEGA KÜLLASTUSE MEETOD

Tarvititega küllastuse meetodeid kasutatakse eelkõige olmetarbimise, vahel ka kommerts- ja tööstustarbimise prognoosimiseks. Meetodika põhiprintsiibiks on lisanduvate elektritarvitite hulga ja ühe tarviti tarbimise prognoosimine. Nende kahe näitaja korrutamisel saadakse täiendav tarbimine vaadeldud liiki tarvitite poolt. Meetod annab sügavuti pildi, kuidas tarbitakse elektrienergiat tarvitite kaupa ja summaarselt.

### 4.6.1. MEETODI ÜLDINE PROTSEDUUR

1. **Majapidamiste arvu prognoos** teenenduspiirkonnas. Tavaliselt prognoositakse majapidamiste arv rahvastiku vanuselise struktuuri alusel. Rahvastiku statistika (elanike arv, tema vanuseline struktuur, suremuse määrad, migratsioonimäärad, sündimus jne) põhjal prognoositakse rahvastiku arv ja tema vanuseline struktuur. Majapidamiste arv prognoositakse lähtuvalt perekondade formeerumisest igas vanusegrupis (vastavalt planeerimisagentuuride, tööstustatistika büroode jm. ametkondade andmeile). Majapidamiste arv on ligikaudu võrdne koduklientide arvuga. Päris nii see siiski pole - ühe majapidamise kohta võib sageli olla mitu klienti (suvilate, aiamaajade jms arvel).

2. **Määratakse jooksev tarvitite arv** teenenduspiirkonnas - tsensus- ja kommertsaruannete ning turu- ja spetsiaaluuringute alusel. Energiaettevõtted korraldavad tavaliselt vastavaid küsitlusi ja kasutavad elektriarveid - see on mugav ja suhteliselt odav moodus heade andmete saamiseks.

3. **Uute võimalike elektritarvitite ennustamine.** Ennetusaegade puhul 15...20 a. ja enam on oluline ette näha, millised uued tarvitite liigid lähevad moodi ja muutuvad kättesaadavaks (koduarvutid, elektriautod, olmeautomaatika ja -juhtimisseadmed jne.).

4. **Elektritarvitite hulga prognoos** - toimub jooksvate trendide ekstrapoleerimise teel või ökonomeetriliste mudelite abil. Näiteks analüüsitakse sügavkülmikute arvu muutumist teenenduspiirkonnas ja koostatakse regressioonvõrrand selliste mõjufaktorite, nagu perekonna sissetulek ja elektrienergia hind, suhtes. Prognoosida tuleb ka tööst välja minevate tarvitite hulk, kuna nende elektritarbimine võib olla suurem (või ka väiksem), kui uutel mudelitel.

5. **Olemasolevate tarvitite elektritarbimise määramine** - toimub vastavate ametkondade andmete või spetsiaalsete koormuse uuringute alusel.

6. **Tarvitite efektiivsuse kasvu prognoos** - lähtutakse diskussioonidest tarvitite tootjatega, samuti viimaste 10...15 a. andmete regressioonanalüüsist (tarvitite tüübi valik sõltuvalt tarvitite hinnast ja pere sissetulekutest).

7. **Elektrimüügi prognoos** - lähtutakse eelmiste sammude tulemustest. Kogutarbimise prognoos saadakse erinevate tarvitite elektritarbimise prognooside summana.

ENERGIASÜSTEEMI ARENGU PLANEERIMINE

8. **Prognooside täpsuse kontroll** - saadud prognoosi mudelite abil prognoositakse tarbimist möödunud 10...15 a. jaoks. Seejuures tuleb arvestada erinevate aastate iseärasusi (nagu kütispäevade arvu, temperatuuride kõrvalekaldeid keskmisest jne). Vajaduse korral tuleb mudeleid korrigeerida.

### NÄIDE

Järgnevas tabelis on toodud andmed külmikute müügi kohta USA-s aastail 1960...1986 ja müügi prognoos aastani 2000.

**Tabel 4.4. Andmed külmikute müügi kohta**

Aasta	Müüdnud külmikuid (milj. tk.)	Aasta	Müüdnud külmikuid (milj. tk.)
1960	2,9	1980	4,9
1961	3,0	1981	4,7
1962	3,2	1982	4,2
1963	3,3	1983	5,1
1964	3,5	1984	6,1
1965	3,6	1985	5,8
1966	3,8	1986	5,5
1967	3,9	1987	5,6
1968	4,0	1988	6,1
1969	4,1	1989	6,4
1970	4,2	1990	6,3
1971	4,3	1991	5,8
1972	4,3	1992	6,0
1973	4,3	1993	6,3
1974	4,3	1994	6,2
1975	4,4	1995	7,6
1976	4,5	1996	7,0
1977	5,2	1997	6,6
1978	5,5	1998	6,3
1979	5,4	1999	5,9
		2000	6,7

Tabelis 4.5 on toodud ühe külmiku keskmine energiatarbimine ja selle prognoos aastail 1960...2000. Külmikute keskmine tööiga on 17 aastat. Koostada külmikute energiatarbimise prognoosi mudel.

**Tabel 4.5. Külmikute elektrienergiatarbimine**

Aasta	Ühe külmiku elektritarbimine , kWh / a
1960	1100
1970	1500
1980	1700
1990	1500
2000	1400

Kommentaari kõrvalolevale tabelile. 1960-ndail kasvas külmikute maht, seetõttu tulid kasutusele automaatse sulatusega külmikud. Edasi hakati kasutama efektiivsemaid külmikuid (parema isolatsiooniga ja efektiivsema külmutustsükliga).



**Lahendus.** Tabelis 4.6 on toodud eelnevate tabelite põhjal arvutatud külmikute elektrienergia tarbimise muutused. Nagu näha, tarbimise kasv aeglustub (vanad vähem efektiivsed külmikud asendatakse uute efektiivsematega).

Tabelis 4.7 on toodud külmikute elektritarbimise prognoosi mudel aastate kaupa.

**Tabel 4.6. Külmikute elektrienergia tarbimise muutused**

Aasta	Uute külmikute müük, milj.	Tarbimine, kWh/külmik	Tööst välja läinud külmikute arv, tk.	Tööst välja, kWh/külmik	Aastase tarbimise muutus, milj. kWh
1980	4,9	1700	3,3	1190	4,4
1990	6,3	1500	4,3	1547	2,8
2000	6,7	1400	5,1	1623	1,1

$$\text{Küllastatus külmikutega} = \text{külmikute arv} / \text{koduklientide arv}$$

Analoogilist meetodikat võib rakendada ka teistele tarvititele.

Prognoosi võtmefaktoreiks on tarvititega küllastatuse ja koormuse uuringud. Uute tarvitite müüki iseloomustavad sellised tegurid, nagu kasutuselevõtu määr uutes majapidamistes, ülemineku määr teistele tarvititele ja tarvitite asendamise määr olemasolevais majapidamistes:

$$\text{Uute tarvitite müük} = \text{kasutuselevõtu määr} \cdot \text{uute majapidamiste arv} + (\text{ülemineku määr} + \text{asendamise määr}) \cdot \text{olemasolevate majapidamiste arv}$$

Sageli on kasutuselevõtu määr uutes majapidamistes viimase aastakümne jooksul enam-vähem stabiilne. Kasutuselevõtu aste sõltub asenduskaupade pakkumisest.

Lõpuks on järgnevas tabelis toodud tüüpilisemate tarvititega küllastatus ja tarbimine USA-s 1985. a. ja prognoos 1995. a-ks:

**Tabel 4.8. Tarvititega küllastatus ja tarbimine USA-s**

Tarviti	Küllastatus 1985. a., %	Uue tarviti aastane tarbimine 1985. a., kWh	Küllastatus 1995. a., %	Uue tarviti aastane tarbimine 1995. a., kWh
Elektripliidid	54	900	57	850
Kuivatajad	46	950	48	900
Külmikud	111	1600	111	1500
Sügavkülmikud	36	1120	27	1050
Tsentraalsed konditsioneerid	33	2250	44	1960
Toakonditsioneerid				
Veekuumutid	45	1130	35	980
Soojuspumbad	41	3970	45	3700
Elektriradiaatorid	6	5780	15	5000
Muud	13	1272	11	1200
<b>KOKKU</b>	100	800	100	900

Paljud energiaettevõtted detailiseerivad veelgi tarvitite nimistut, lisades sinna televiisorid, ventilaatorid, valgustuse, raadiod jms. Edasine liigendamine saadakse majapidamiste jaotamises ühepereelamuiks, paljukorterilisteks elamuteks, mobiilkodudeks jne.

Tabel 4.7 Kõlmikute elektrienergia tarbimise prognoosi mudel

Aasta	Kodu- klientide arv, milj.	Kõlmiku- te müük, milj./a.	Kõlmi- kuid tõöst välja, milj./a.	Uusi kül- mikuid juurde milj./a.	Uute kõlmiku- te tarbi- mine, kWh/tk	Vanade kõlmiku- te tarbi- mine, kWh/tk	Muutus tarbimi- ses, miljr. kWh	Kõlmi- kute koguarv milj.	Kõllas- tatus kõlmiku- tega, %	Kõlmiku keskm. tarbi- mine kWh/tk	Kogutar- bimine, miljr. kWh
1977	74,1							84,5	114,0		132,9
1978	76,0	5,5	3,0	2,5	1660	1110	5,8	87,0	114,5	1594	138,7
1979	77,3	5,4	3,2	2,2	1680	1116	5,5	89,2	115,4	1617	144,2
1980	79,1	4,9	3,3	1,6	1700	1191	4,4	90,8	114,8	1637	148,6
1981	80,8	4,7	3,5	1,2	1680	1227	3,6	92,0	113,9	1654	152,2
1982	82,5	4,2	3,6	0,6	1660	1270	2,4	92,6	112,2	1670	154,6
1983	85,2	5,2	3,8	1,3	1640	1333	3,3	93,9	110,2	1682	157,9
1984	86,9	6,1	3,9	2,2	1620	1354	4,6	96,1	110,6	1691	162,5
1985	88,5	5,8	4,0	1,8	1600	1420	3,6	97,9	110,6	1697	166,1
1986	90,2	5,5	4,1	1,4	1580	1461	2,7	99,3	110,1	1700	168,8
1987	91,8	5,6	4,2	1,4	1560	1485	2,5	100,7	109,7	1701	171,3
1988	93,5	6,1	4,3	1,8	1540	1533	2,8	102,5	109,6	1699	174,1
1989	95,1	6,4	4,3	2,1	1520	1541	3,1	104,6	110,0	1694	177,2
1990	96,8	6,3	4,3	2,0	1500	1547	2,8	106,6	110,1	1689	180,0
1991	98,3	5,8	4,3	1,5	1490	1591	1,8	108,1	110,0	1682	181,8
1992	99,8	6,0	4,4	1,6	1480	1586	1,9	109,7	109,9	1675	183,7
1993	101,2	6,3	4,5	1,8	1470	1636	1,9	111,5	110,2	1665	185,6
1994	102,7	6,2	5,2	1,0	1460	1625	0,6	112,5	109,5	1655	186,2
1995	104,2	7,6	5,5	2,1	1450	1658	1,9	114,6	110,0	1641	188,1
1996	105,7	7,0	5,4	1,6	1440	1681	1,0	116,2	109,9	1627	189,1
1997	107,2	6,6	4,9	1,7	1430	1702	1,1	117,9	110,0	1613	190,2
1998	108,7	6,3	4,7	1,6	1420	1669	1,1	119,5	109,9	1601	191,3
1999	110,2	5,9	4,2	1,7	1410	1671	1,3	121,2	110,0	1589	192,6

2000	111,7	6,7	5,1	1,6	1400	1624	1,1	122,8	109,9	1577	193,7
------	-------	-----	-----	-----	------	------	-----	-------	-------	------	-------

Elektrikütte koormused määratakse vastavate uuringutega. Tuleviku tarbimist ei mõjuta mitte ainult kütteseadmete efektiivsuse suurenemine, vaid ka muutused ehitusnormides, rekonstrueerimistöde maht, tubade soovitud temperatuur ja majade (korterite) suurus. Üheks meetodiks küttekoormuse muutuse hindamiseks on maja (korterite) soojusbilansi lihtsustatud mudel. See meetod võimaldab hinnata elektritarbimise muutusi sõltuvalt majade põrandapinnast ja soojusisolatsiooni taseme muutustest.

#### 4.6.2. TARVITITEGA KÜLLASTATUSE ÖKONOMEETRILINE MEETOD

Selle meetodi puhul üksikliendi teatud tarviti aastane (või kuu) tarbimine seotakse regressioonvõrrandi kaudu teatud mõjuteguritega.

Kliendi  $c$  tarviti  $i$  energiatarbimise võrrand:

$$W_{ic} = A_{ic} \left( E_{i0} + \sum_{j=1}^m E_{ij} X_{jc} \right), \quad (4-42)$$

kus  $W_{ic}$  - kliendi  $c$  tarvitite  $i$  aastane (kuine) elektrienergia tarbimine;

$A_{ic}$  - kliendi  $c$  küllastatus tarvitiga  $i$  ( $A_{ic} = 1$ , kui omab,  $A_{ic} = 0$ , kui ei oma);

$E_{i0}$  - tarviti  $i$  konstantne tarbimine;

$E_{ij}$  - tarviti  $i$  tarbimine mõjuteguri  $j$  toimel;

$X_{ij}$  - mõjutegur (juhtmuutuja) - elektrienergia hind, pere reaalsissetulek, inimeste arv peres, põranda pind, maja (korterite) iseloom, küttepäevade arv jms.;

$m$  - mõjutegurite arv.

Kliendi  $c$  kogutarbimine  $W_c$ :

$$W_c = \sum_{i=1}^n W_{ic}, \quad (4-43)$$

kus  $n$  - tarvitite liikide arv.

Andmed mõjutegurite  $X_{ic}$  ja tarvititega küllastatuse kohta leitakse klientide suure valiku põhjal. Kasutatakse ka andmeid nende klientide aastase (kuise) elektritarbimise kohta (elektriarved).

Asetades võrrandi (4-42) võrrandisse (4-43), saame võrrandi, mis sisaldab tundmatute energia-kasutuse koefitsientide  $E_{i0}$  ja  $E_{ij}$  maatriksit. Kui modelleeritakse 15 erinevat tarviti ja 10 mõjutegurit, saame 150 tundmatut koefitsienti. Need määratakse tuhandete klientide elektrienergia tarbimise regressioonanalüüsi alusel.

Kogutarbimise leidmiseks olmesektoris kasutatakse samu samme, kui eelmise meetodi puhul.

Tarvititega küllastatuse meetodid on väga praktilised koormuse prognoosimiseks olmesektoris. Meetodid on eriti sobivad tundlikkuse analüüsiks tarbijapoole juhtimiskavade väljatöötamisel.

#### 4.6.3. PÕRANDAPINNA MEETOD

Meetod on sarnane tarvititega küllastatuse meetodiga, ainult kasutatakse teda tööstus- ja äri-sektoris. Analüüsitakse igat lõpp-kasutust (valgustus, küte, jahutus, ventillatsioon, töötlemine jne). Siin vaatleme meetodi rakendust äri-sektoris.

Põrandapinna meetodi üldine protseduur on järgmine.

1. Klassifitseeritakse hooned vastavalt tegevuse iseloomule - kauplused, laod, kontorihooned jne.
2. Klassifitseeritakse lõppkasutused - valgustus, küte, jahutus, külmutus, ventillatsioon, protsessid, abiseadmed jne.
3. Leitakse iga hoonete tüübi jaoks põrandpinna suuruste hinnangud.
4. Määratakse iga lõppkasutuse elektritarbimise määr põrandapinna ühiku kohta. Üldiselt on see äri sektoris võrdlemise raske ülesanne andmete vähesuse ja hoonetüüpide paljususe tõttu. Siin võib rakendada ka eelmises punktis vaadeldud ökonomeetrilist meetodit.

**Tabel 4.9. Tüüpilised andmed lõppkasutuse tarbimiste kohta USA äri sektoris kWh/m<sup>2</sup>**

Hoone tüüp	Küte	Kaasnev küte	Konditsioneerid	Abiseadmed	Valgustus	Muu
Koolid	139,9	26,9	7,5	33,4	39,8	15,1
Valitsushooned	72,1	21,5	25,8	15,1	79,6	14,0
Hotellid, motellid	173,2	50,6	32,3	28,0	59,2	12,9
Kontorihooned	85,0	26,9	30,1	19,4	105,5	18,3
Kultusehooned	161,4	15,7	77,5	29,1	89,3	7,5
Kaubamajad	50,9	46,3	24,6	7,5	33,4	2,2
Raamatukogud	134,0	24,8	6,5	32,3	38,7	14,0
Ühiselamud	173,2	50,6	32,3	28,0	59,2	12,9
Autoteenendus	66,7	46,3	38,7	5,4	24,8	1,1
Laboratooriumid	83,9	28,0	30,1	22,6	102,5	18,3
Laod	241,0	331,4	62,4	149,6	138,8	30,1
Terviseasutused	95,8	102,2	57,0	163,6	144,2	54,9
Lõbustusasutused	90,4	28,0	32,3	19,4	105,5	18,3
Mitmesugused	85,0	28,0	30,1	22,6	105,5	18,3

5. Täiendava põrandapinna prognoos iga hoonetüübi jaoks. Arvestatakse ehituse trende, klientide küsitlusi või makromajanduslike andmete statistikal põhinevat regressioonanalüüsi, samuti hoonete amortiseerumist. Viimasel juhul on mõjuteguriks muuhulgas tööstustootmise indeks ja reaalsed kulutused kommertsehitusele.
6. Leitakse iga lõppkasutuse kasutusmäär ja elektritarbimise prognoosid. Siin tuleks teatud teguri kaudu arvesse võtta ka mitmesuguseid säästu meetmeid, nagu valgustuse moderniseerimine, ruumide temperatuurisätete muutmine, ehituse kvaliteedi paranemine jne.
7. Elektrienergia kogumüügi prognoos. Antud lõppkasutuse jaoks:

$$W = \text{lõppkasutusega küllastatus} \times \text{erikoormus}(\text{kWh/m}^2) \times \text{põrandapinna prognoos}$$

Leides iga lõppkasutuse elektrienergia tarbimise iga hoone tüübi jaoks ja summeerides tulemused, saamegi summaarse tarbimise prognoosi.

8. Prognoosi sobivuse hindamine. Selleks rakendatakse mudelit mineviku prognoosimiseks. Suurte ebakõlade puhul tuleb mudelit korrigeerida.

Lõppkasutuse meetodid annavad lähteandmeid ka koormustippude prognoosiks.

## 4.7. KOORMUSMAKSIMUMI PROGNOOSIMINE

### 4.7.1. KOORMUSTIPU PROGNOOSI MEETODID

Koormusmaksimumide tulevikuväärtustel on otsustav tähtsus energiavarustuse ettevõtete tootmisvõimsuste (jaamade võimsuste, võrkude läbilaskevõime) planeerimisel.

Tippkoormuse prognoosimine järgneb üldiselt elektrienergia tarbimise prognoosimisele. Tippkoormust on raske prognoosida makromajanduslike näitajate alusel. Koormusmaksimumi aegridade hajuvus on üsna suur tänu ilmastiku tundlikkusele. Isegi taandades ilmastiku mõjud normaaltingimustele (mis sageli on küllalt raske), jääb hajuvus võrdlemisi suureks. Aastaste energiategradade aegriid on palju väiksema hajuvusega, kuna toimib keskendamise ja silumise efekt 8760 tunni jooksul. Peale selle pole andmed erinevate tarbijaklasside koormusmaksimumide kohta sedavõrd kättesaadavad, kui energiategradade osas (viimaseid peegeldavad elektriarved).

Koormusmaksimumid prognoositakse üldiselt, korrutades koormusteguri (koormusgraafiku täiteteguri) prognoosi energia kogutarbimise prognoosiga. Täpsem tulemus saadakse, tehes seda üksikute tarbijaklasside jaoks eraldi.

Koormustegur on defineeritud, kui

$$\text{Koormustegur} = \frac{\text{keskmise koormus}}{\text{tippkoormus}} = \frac{\text{aastane tarbimine}}{8760 \cdot \text{tippkoormus}} \quad (4-44)$$

Koormustegur prognoositakse mineviku ilmastiku järgi normaliseeritud aegriid alusel. Sel juhul normaliseeritud koormusmaksimum:

$$\text{Tippkoormus} = \frac{\text{aastane tarbimine}}{8760 \cdot \text{koormustegur}} \quad (4-45)$$

Täpsem prognoos saadakse, rakendades meetodit eraldi erinevatele lõppkasutusele. Siis lõppkasutuste koormustegurid:

$$\text{Koormustegur(suvi)} = \frac{\text{kasutuse aastane tarbimine}}{8760 \cdot \text{kasutuse koormus suvise maksimumi ajal}}$$

$$\text{Koormustegur(talvi)} = \frac{\text{kasutuse aastane tarbimine}}{8760 \cdot \text{kasutuse koormus talvise maksimumi ajal}}$$

Siis suvine ja talvine koormusmaksimum vastavalt (kus  $i$  - lõppkasutuse indeks):

$$\text{Suvine maksimum} = \sum_i \frac{(\text{aastane tarbimine})_i}{8760 \cdot (\text{suvine koormustegur})_i}$$

$$\text{Talvine maksimum} = \sum_i \frac{(\text{aastane tarbimine})_i}{8760 \cdot (\text{talvine koormustegur})_i}$$

Toodud koormustegurite määratluste puhul on võimalik, et mõne lõppkasutuse koormustegur osutub olevaks üle ühe - seda juhul, kui antud lõppkasutuse koormusmaksimumi aeg ei ühti süsteemi koormusmaksimumi ajaga.

Lõppkasutuse koormustegurite meetod on väga kasulik ja praktiline meetod süsteemi tippkoormuse prognoosimiseks. Meetodit võib laiendada sesoonsete koormusmaksimumide prognoosimiseks. Seda on vaja käidu ja remontide planeerimiseks, elektriyaamade kütuseostude planeerimiseks ja energiasüsteemi töökindluse prognoosimiseks.

Täiendavaks üldistuseks on tunniste koormuste sünteesi meetod. See nõuab üksikute lõppkasutuste tunniandmete akumulierimist ja nende andmete detailset analüüsi. Selline analüüs võimaldab selgitada ka ööpäevaste koormustippude muutumise trende tulevikus.

#### 4.7.2. KOORMUSMAKSIMUMI KORRIGEERIMINE ILMASTIKU JÄRGI

Tippkoormus sõltub suurel määral ilmastiku tingimustest. Mõjutavateks teguriteks on kuiva termomeetri näit (temperatuur), märja termomeetri näit (et arvestada niiskuse mõju), tuule kiirus, päikesekiirguse intensiivsus, ilmastiku tingimused viimase kahe päeva jooksul (et arvestada koormuse inertsit), kellaeg ja aastaeg. Tavaliselt defineeritakse nn. ilmastiku indeks ning siis see ja mõjutegurite koefitsiendid leitakse koormusmaksimumide statistika multiregressioonanalüüsist.

Ilmastikuindeks avaldatakse tavaliselt kraadides ( $^{\circ}\text{C}$  või  $^{\circ}\text{F}$ ). Näiteks:

$$\text{Keskmine temp.} = 1/2 (\text{kuiv temp.} + \text{märg temp.})$$

$$\begin{aligned} \text{Ilmastiku indeks} = & 0,6 \cdot \text{tänapäevane keskmine temp.} + 0,3 \cdot \text{eiline keskmine temp.} + \\ & + 0,1 \cdot \text{keskmine temp. 2 päeva tagasi} \end{aligned}$$

Kui ilmastikuindeks on defineeritud, arvutatakse välja nn. normaalilmastik, kui 20...30 a. keskmine ilmastikuindeks. Kõik koormusmaksimumid normaliseeritakse keskmistele ilmastikutingimustele. Tippkoormuse regressioonanalüüs ilmastikuindeksi suhtes annab koormuse tundlikkuse teguri ilmastiku suhtes, MW/ $^{\circ}\text{C}$ .

#### NÄIDE

Tippkoormuse prognoos oli 10000 MW normaalilmastiku puhul. Tegelik tippkoormus 10200 MW esines 17. juulil, mil ilmastiku indeks oli  $28^{\circ}\text{C}$ . Ilmastiku normindeks on  $26^{\circ}\text{C}$ , ja koormuse ilmastiku tundlikkus 200 MW /  $^{\circ}\text{C}$ . Arvutada jooksva aasta koormuse prognoosi viga.

**Lahendus.** Ilm oli tippkoormuse päeval  $28 - 26 = 2^{\circ}\text{C}$  võrra kuumem normaalsest. Seega normaaltingimustele taandatud (normaliseeritud) koormuse prognoos oleks pidanud olema :

$$\begin{aligned} & 10200 \cdot (\text{tegelik koormustipp } 28^{\circ}\text{C puhul}) - \\ & - 400 \cdot (\text{parandus ilmastikutundlikkusest: } 2 \cdot 200) = 9800 \text{ MW.} \end{aligned}$$

Seega prognoosi viga:  $10000 - 9800 = 200\text{MW}$ .

Sellist protseduuri on sobiv teha prognoosi täpsuse järelkontrolliks ning prognoosimudeli täpsustamiseks.

Põhimõtteliselt tuleb ilmastiku järgi häälestada ka energiatarbimise prognoose. Seda tehakse aga tavaliselt aasta või kuu küttepäevade arvu, mitte ilmastikuindeksi järgi.



## 5. ELEKTRIAAMADE TÖÖKINDLUSE KARAKTERISTIKUD

### 5.1. SISSEJUHATUS

Elektrivarustuseettevõtte eesmärgiks on varustada tarbijat elektrienergiaga ökonoomselt ja töökindlalt. Sajaprotsendilist töökindlust pole seadmete juhuslike tõrgete ja vigastuste tõttu võimalik saavutada. Siiski võib seadmete hea hoolduse puhul töökindlus läheneda 100%-le, kui teha investeeringuid reservseadmetesse ja -süsteemidesse. Kuna töökindluse tõstmine on kulukas, siis eksisteerib teatud tasakaal süsteemi töökindluse ja ökonoomsuse vahel.

**Tõenäosusteooria põhimõisteid** - sündmuse tõenäosus, statistiline kogum, sõltumatud ja sõltuvad sündmused, üksteist välistavad sündmused. Tinglikud tõenäosused. Järjestik- ja rööplülituse töökindlus.

### 5.2. KEERULISE SÜSTEEMI TÖÖKINDLUS - OLEKUTE LOENDI MEETOD

Keeruka süsteemi töökindluse hindamisel on väga kasulikuks **olekute loendi meetod**. Loendisse kantakse kõikvõimalikud üksteist välistavad süsteemi olekud. Igale olekule vastab teatud tootmisvõimsus. Iga oleku tõenäosus on arvutatav lihtsate tõenäosusvalemitega.

Näiteks, kui agregaadil on kaks toiteveepumpa, millest kumbki võimaldab agregaadi tööd 60%-se võimsusega ja omab töökindlust 95%, saame sellise agregaadi toitevee varustuse töökindlusolekute loendi järgmisena:

**Tabel 5.1. Töökindlusolekute loend**

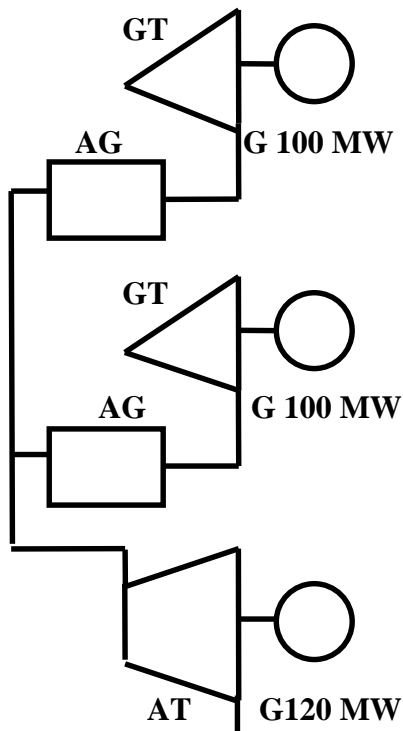
Nr	Pump A	Pump B	Agr.-di võimsus	Oleku tõenäosus	Tootmisvõime kaalutud tõenäosus
1	Töös	Töös	100	$0,95 \cdot 0,95 = 0,9025$	$0,9025 \cdot 1,0 = 0,9025$
2	Väljas	Töös	60	$0,05 \cdot 0,95 = 0,0475$	$0,0475 \cdot 0,6 = 0,0285$
3	Töös	Väljas	60	$0,95 \cdot 0,05 = 0,0475$	$0,0475 \cdot 0,6 = 0,0285$
4	Väljas	Väljas	0	$0,05 \cdot 0,05 = 0,0025$	$0,0025 \cdot 0 = 0$
Ekvivalentne töökindlus					<b>0,9595</b>
Ekvivalentne sundseisumäär					<b>0,0405</b>

Olekute loendi tulemused võib grupeerida tootmisvõime järgi, et kirjeldada osalise tootmisvõimega olekuid - vt. järgnev tabel.

Kasutatav võimsus, %	Tõenäosus
0	0,0025
60	0,0950
100	0,9025

Sellist tootmisvõime olekute tabelit kasutatakse energiasüsteemi töökindluse arvutustel.

Energiasüsteemides mõõdetakse elemendi mittetöökindlust (*unreliability*) tavaliselt aja osaga, mil element pole kasutatav - nn. **sundseisumäär** (*forced outage rate*).

**SEISUOLEKUTE LOENDI NÄIDE**

Koostootmisjaam võimsusega 320 MW koosneb kahest 100 MW gaasiturbiinist ja 120 MW turboagregaadist - vt. joonis. Gaasiturbiinide heitgaasid (ca 500°C) on sisendiks auru-generaatorisse. On teada järgmist:

1. Gaasiturbiini avarii põhjustab kasutatava võimsuse vähenemise 160 MW võrra (tööst on väljas 100 MW gaasiturbiinigeneraator ja auru-turbiinigeneraatori võimsus väheneb poole võrra.

2. Ühe aurugeneraatori avarii põhjustab võimsuse vähenemise 60 MW võrra.

3. Auruturbiinagregaadi avarii tulemuseks on võimsuse vähenemine 120 MW võrra.

Elementide sundseisumäärad on:

- Gaasiturbiinagregaat - 6 %
- Auruturbiinagregaat - 4 %
- Aurugeneraator - 3 %

**Lahendus.** Kuna jaam sisaldab 5 elementi, on olekute arv  $2^5 = 32$ . Kuna mõlemi gaasiturbiinagregaadi ja mõlemi aurugeneraatori töökindlused on võrdsed, on osa olekuid samaväärsed. Erinevate seisulekute loend on toodud järgnevas tabelis.

Peale olekute tõenäosuste määramist grupeerime võrdse tootmisvõimega olekud - saame **võimsusolekute** loendi.

Jaama ekvivalentne sundseisumäär on leitav, kui tootmisvõimsuse kao kaalutud tõenäosuste summa jagatud jaama koguvõimsusega.

$$\text{Võimsuse järgi kaalutud tõenäosus} = \text{tõenäosus} \cdot \text{mittekasutatav võimsus}$$

**Tabel 5.3. Võimsusolekute loend**

Mittekasutatav võimsus, MW	Tõenäosus	Võimsuse järgi kaalutud tõenäosus
0	0,798124	0,00000
60	0,049368	2,96208
120	0,036106	4,33272
160	0,105039	16,80624
220	0,007759	1,70698
320	0,003598	1,15136
	-----	-----
	1,000000	26,95938

Tabel 5.2. Seisuolekute loend

Olek	Oleku- te arv	Olekud (1 - töös, 0 - väljas)					Tööst väljas MW	Tõenäosused					Kokku
		GT	AG	GT	AG	AT		GT	AG	GT	AG	AT	
1	1	1	1	1	1	1	0	0,94	0,97	0,94	0,97	0,96	0,798124
2	1	1	1	1	1	0	120	0,94	0,97	0,94	0,97	0,04	0,033255
3	2	1	1	1	0	1	60	0,94	0,97	0,94	0,03	0,96	0,049368
4	2	1	1	0	1	0	160	0,94	0,97	0,06	0,97	0,96	0,101888
5	2	0	0	1	1	1	160	0,06	0,03	0,94	0,97	0,96	0,003151
6	1	0	1	0	1	1	320	0,06	0,97	0,06	0,97	0,96	0,003251
7	1	1	0	1	0	1	120	0,94	0,03	0,94	0,03	0,96	0,000763
8	2	0	1	1	0	1	220	0,06	0,97	0,94	0,03	0,96	0,003151
9	2	1	1	1	0	0	120	0,94	0,97	0,94	0,03	0,04	0,002057
10	2	1	1	0	1	0	220	0,94	0,97	0,06	0,97	0,04	0,004245
11	1	1	0	1	0	0	120	0,94	0,03	0,94	0,03	0,04	0,000031
12	1	0	1	0	1	0	320	0,06	0,97	0,06	0,97	0,04	0,000135
13	2	0	0	1	1	0	220	0,06	0,03	0,94	0,97	0,04	0,000131
14	2	0	1	1	0	0	220	0,06	0,97	0,94	0,03	0,04	0,000131
15	2	0	0	1	0	1	220	0,06	0,03	0,94	0,03	0,96	0,000097
16	2	0	0	0	1	1	320	0,06	0,03	0,06	0,97	0,96	0,000201
17	2	0	0	1	0	0	220	0,06	0,03	0,94	0,03	0,04	0,000004
18	2	0	0	0	1	0	320	0,06	0,03	0,06	0,97	0,04	0,000008
19	1	0	0	0	0	1	320	0,06	0,03	0,06	0,03	0,96	0,000003
20	1	0	0	0	0	0	320	0,06	0,03	0,06	0,03	0,04	0,000000
	----- 32												----- 1,000000

Ekvivalentne sundseisumäär (ekvivalentne mittetöökindlus):

$$\text{Ekv. sundseisumäär} = 26,95938 / 320 = \mathbf{0,084248}$$

Seega vaadeldava koostootmisjaama **ekvivalentne sundseisumäär on 8,4 %**. Jaama **ekvivalentne töökindlus on 91,6 %**.

Mõned alaosüsteemid sisaldavad terve seeria ühesuguseid elemente. Näiteks turbiini rootor omab paljusid labasid, millest igäühe rike põhjustab terve turbiini seisaku. Kui N elementi on identsed, siis kogu alaosüsteemi korrasoleku tõenäosus:

$$P(\text{korras}) = [1 - P(\text{elemendi rike})]^N \quad (5-1)$$

ja alaosüsteemi rikke (tõrke) tõenäosus:

$$P(\text{rike}) = 1 - [1 - P(\text{elemendi rike})]^N. \quad (5-2)$$

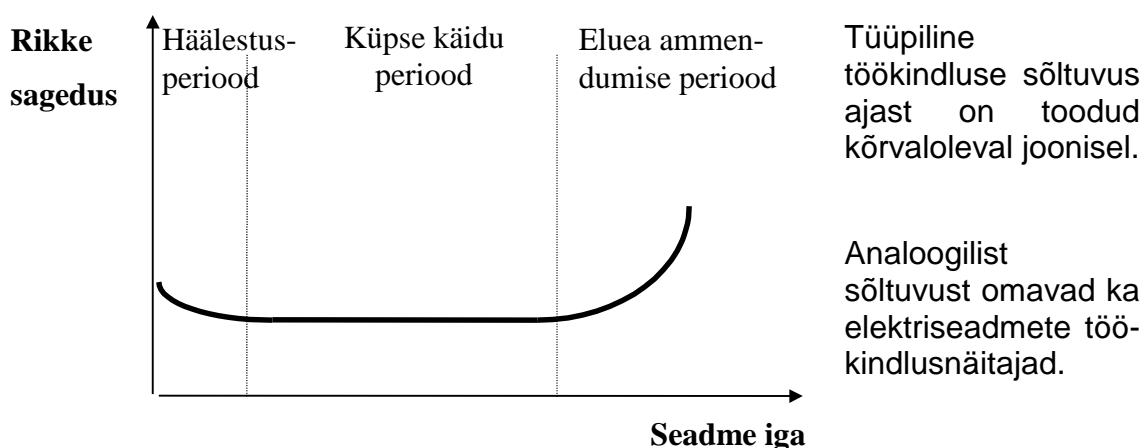
Siiski on vahel kasulik teda teatud hulga labade rikke tõenäosust. Ka siin võib rakendada olekute loendi meetodit, kuid kui N on suur, on kombinatsioonide arv väga suur ja arvutuste maht tohutult suur. Õnneks on identsete elementide puhul rakendatav **binoomikordajate valem** ühesuguste olekute arvu leidmiseks:

$$B(n, N) = \frac{N!}{n!(N-n)!}, \quad (5-3)$$

kus N - elementide koguarv;

n - identsete olekute arv.

### 5.3. SEADMETE TÖÖKINDLUSE MUUTUMINE AJAS



### 5.4. RIKETE MUDELID

Vahel on vaja hinnata elektriseadme üksikute elementide rikete tõenäosust. See on eriti vajalik, kui seadme tööiga läheneb lõpule. Üheks lähenemisviisiks rikke tõenäosuse ennustamisel on kirjeldada elemendi töökindluse käitumist nn. rikete mudeli abil.

Tuleb vahet teha “mitteparandatavate” ja “parandatavate” elementide vahel. **“Mitteparandatav”** on element, mille riknemisel pole teda võimalik asendada analoogilise elemendiga. Elemendi saab asendada ainult uuel tehnoloogial põhineva elemendiga, mille

rikete karakteristikud on teistsugused. **“Parandatava”** elemendi võib rikke korral parandada või asendada samasugusega. Tema rikete näitajad on endised, ainult töökindluse ajalise sõltuvuse algushetk nihutatakse uuesti nulli.

Energiasüsteemides on elemendid tavaliselt parandatavad.

#### 5.4.1. MITTEPARANDATAVATE ELEMENTIDE RIKETE MUDELID

Üheks lihtsaimaks tõenäosuslikuks mudeliks on nn. **eksponentsiaalne mudel**, mis eeldab, et rikete sagedus on sõltumatu seadme vanusest. Mudel on esitatav kujul:

$$\frac{dp(t)/dt}{p(t)} = -\frac{1}{\alpha}, \quad (5-4)$$

kus  $p(t)$  - tõenäosus, et element pole tõrkunud vanuseni  $t$ ;

$\alpha$  - konstant, mis leitakse mineviku rikete statistikast;

$dp(t)/dt$  - rikke tõenäosuse muutumise kiirus vananemisel.

Võrrand (5-4) sedastab, et rikete sagedus  $e$ . rikke tõenäosus vanusel  $t$  (vanusel  $t$  riknenud ja säilinud elementide arvu suhe) on konstantne  $-1/\alpha$ .

Võrrandi (5-4) integreerimine annab:

$$p(t) = \exp(-t/\alpha), \quad (5-5)$$

s.t. säilumise tõenäosus ajahetkel  $t = 0$  on võrdne ühega ning kahaneb vanuse kasvamisel.

Rikke kumulatiivne tõenäosus  $F(t)$ , s.o. rikke tõenäosus ajaperioodi  $0..t$  kestel on võrdne üks miinus säilumise tõenäosus:

$$F(t) = 1 - \exp(-t/\alpha). \quad (5-6)$$

Rikke tõenäosus ajaühikus:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{1}{\alpha} \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right). \quad (5-7)$$

Keskmine aeg rikkeni:

$$\begin{aligned} \text{Kesk. aeg rikkeni} &= \int_0^{\infty} \frac{1}{\alpha} t \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) dt = \\ &= -t \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) \Big|_0^{\infty} - \int_0^{\infty} \exp\left(-\frac{t}{\alpha}\right) dt = \alpha \end{aligned} \quad (5-8)$$

Seega eksponentsiaalse mudeli puhul on keskmine aeg rikkeni võrdne rikete sageduse pöördväärtusega.

Elementide töökindluse analüüsil kasutatakse sageli riskifunktsiooni (*hazard function*) - rikke tõenäosus ajaühikus jagatud säilinud elementide määraga:

$$h(t) = \frac{dF(t)/dt}{1-F(t)}. \quad (5-9)$$

Riskifunktsioon näitab rikete sagedust säilinud elementide hulgas seadmete teatud vanusel  $t$ , s.t. rikke tõenäosut vanusel  $t$ .

Ekspponentsiaalse rikete mudeli puhul riskifunktsioon:

$$h(t) = \frac{1/\alpha \exp(-t/\alpha)}{\exp(-t/\alpha)} = \frac{1}{\alpha} \quad (5-10)$$

Seega on riski funktsioon e. rikete suhteline sagedus ekspponentsiaalse mudeli puhul konstantne ega sõltu seadmete east.

Kumulatiivne riskifunktsioon:

$$H(t) = \int_{-\infty}^t h(t)dt = \int_{-\infty}^t \frac{[dF(t)/dt]dt}{1-f(t)} = \ln[1-F(t)] \quad (5-11)$$

Võttes viimasest avaldisest antilogaritmi, saame:

$$F(t) = 1 - \exp[-H(t)] \quad (5-12)$$

Seega kumulatiivse riskifunktsiooni abil saab leida rikke kumulatiivse tõenäosuse.

**NÄIDE.** Elektriijaama elemendi rikke sagedus, s.t. riskifunktsioon on 0,05 1/a. Leida tõenäosus, et element rikneb järgneva 10. a. jooksul.

**Lahendus.** Seega antud on  $h(t) = 0,05$ . Sel juhul:

$$H(t) = \int_{-\infty}^t h(t)dt = \int_{-\infty}^t 0,05dt = 0,05t \quad ,$$

kus  $t$  - elemendi vanus aastais.

Võrrandist (5-12) saame rikke kumulatiivse tõenäosuse:

$$F(t) = 1 - \exp(-0,05 \cdot t)$$

ehk

$$F(10) = 1 - \exp(-0,05 \cdot 10) = \mathbf{0,393}$$

Ekspponentsiaalne mudel, s.t. mudel konstantse riski määraga, on sageli liiga lihtne kirjeldamiseks elemendile mõjuvate mehaaniliste ja elektriliste pingete tagajärgi. Rakendust on leidnud Weibulli, normaalne ja lognormaalne mudel.

Laialt on kasutusel **Weibulli mudel**, kuna ta kirjeldab rikete trendide laia diapasooni. Weibulli mudeli kohaselt riskifunktsioon e. rikete sagedus:

$$h(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left( \frac{t}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (5-13)$$

Siin on rikete sagedus proportsionaalne seadme tööeaga. Parameeter  $\beta$  on kujutegur, mis määrab ajast sõltuvuse iseloomu,  $\alpha$  on ajaskaala tegur.

Kui  $\beta = 1$ , saame ekspponentsiaalse mudeli, kui  $\beta > 1$ , siis rikete sagedus kasvab seadme vanusega, kui aga  $\beta < 1$ , siis see kahaneb aja jooksul.

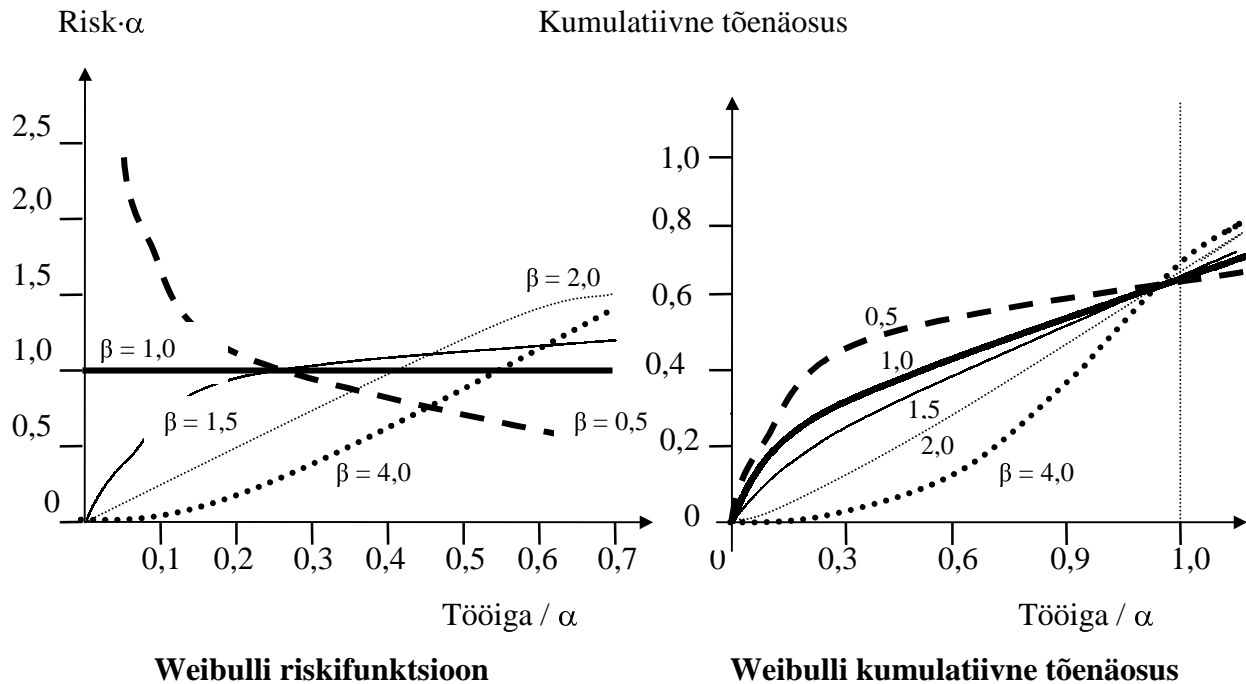
Weibulli kumulatiivne riskifunktsioon:

$$H(t) = \left( \frac{t}{\alpha} \right)^{\beta} \quad (5-14)$$

Siit rikke kumulatiivne tõenäosus:

$$F(t) = 1 - \exp\left[-(t/\alpha)^\beta\right]. \quad (5-15)$$

Weibulli jaotust rakendatakse tõenäosusmudelites laialdaselt tänu tema paindlikkusele. Erijuhul, kui  $\beta = 1$ , saadakse eksponentsiaalne kuju, kui  $\beta$  on vahemikus 3...4, on Weibulli jaotus lähedane normaalsele. Teisi jaotusfunktsioone kasutatakse rikete mudelitena harvemini. Järgnevad joonised illustreerivad Weibulli riskifunktsioone ja kumulatiivse tõenäosuse funktsioone erinevate  $\beta$ -de puhul.



**NÄIDE.** Elektriseadme element on leitud käituvat Weibulli jaotuse järgi, kusjuures  $\alpha=500$  ja  $\beta=1,5$ . Seade omab 60 sellist elementi, millest igapähe rike põhjustab seadme sundseisaku kahekümneks päevaks. Milline on seadme sundseisakute (kumulatiivne) tõenäosus järgneva 10. a. jooksul?

**Lahendus.** Rakendame Weibulli rikete mudelit. Elemendi rikke kumulatiivne tõenäosus 10. a. jooksul:

$$F(10) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{10}{500}\right)^{1,5}\right] = 0,002824.$$

Süsteemis on 60 elementi. Ühe elemendi rike põhjustab kogu seadme tõrke. Ühe elemendi kõlblikkuse tõenäosus 10. a. jooksul:

$$P(\text{element kõlblik}) = 1 - 0,002824 = 0,997176.$$

Seadme kõlblikkuse ja rikke tõenäosused 10. a. jooksul:

$$P(\text{seade kõlblik}) = (0,997176)^{60} = 0,843935.$$

$$P(\text{seadme rike}) = 1 - 0,843935 = 0,156.$$

Seega on süsteemi sundseisakute tõenäosus 10.a. jooksul **0,156**.

Elektrijaamadess on palju seadmeid, mis sisaldavad elementide seeriaid, mille rike viib kogu seadme rikkele (turbiini labad, katla torud, kondensaatori torud jne.).

#### 5.4.2. MITTEPARANDATAVATE ELEMENTIDE RIKETE TINGLIKUD TÕENÄOSUSED

Sageli on töökindluse mudel teada elemendi kogu eluea jaoks. Vahel on aga vaja leida rikke tõenäosus, teades, et elemendi vanus (tööiga) on  $t_0$ .

Saab näidata, et **rikke tinglik kumulatiivne tõenäosus**  $F(t | t_0)$  vanuseni  $t$  tingimusel, et vanuseni  $t_0$  ( $t_0 < t$ ) pole riket olnud (s.t. et elemendi vanus on  $t_0$ ):

$$F(t | t_0) = \frac{F(t) - F(t_0)}{1 - F(t_0)}, \quad (5-16)$$

kus  $F(t)$  - rikke kumulatiivne tõenäosus vanuseni  $t$ .

**NÄIDE.** Generaatori rootor on 15. a. vana ning pole siiani riknenud. Analoogiliste generaatorite avariistatistika näitab, et rikke tõenäosus allub Weibulli seadusele, kusjuures  $\alpha = 40$  aastat ja  $\beta = 2$ . Arvutada rikke kumulatiivne tõenäosus järgneva 10 aasta jooksul.

**Lahendus.** Valemi (5-15) abil saame rikete kumulatiivsed tõenäosused:

$$F(15) = 0,131$$

$$F(25) = 0,323$$

Rikke tinglik tõenäosus valemi (5-16) järgi:

$$F(25 | \text{pole riket vanuseni } t_0) = \frac{0,323 - 0,131}{1 - 0,131} = 0,221.$$

**Seega rootori rikke tõenäosus järgneva 10. a. jooksul on 22%.**

#### 5.4.3. PARANDATAVATE ELEMENTIDE RIKETE MUDELID

Parandatavad elemendid toovad seni vaadeldusse täiendusi. Parandatud element võib tõrkuda uuesti. Selline olukord on üldiselt tüüpiline energiasüsteemide objektidele. Kuna selliste elementide rikete mudelid on üsna keerukad, siis neid siin lähemalt ei vaatle. Lihtsam on parandatud elementi käsitleda uue elemendina ning rakendada mitteparandatavate elementide mudelit. Mainime ainult, et peale mõnda riket käitub rikete tõenäosus eksponentsiaalselt sõltumata esimeste rikete jaotuse iseloomule. Peale kolme või nelja riket läheneb rikete sagedus keskmise riketevahelise perioodi pöördväärtusele.

**NÄIDE.** Element remonditakse peale iga riket ühesugusel viisil. Remont võtab aega (s.t. sundseisaku kestus on) 2,5 päeva. Element on esitatud eksponentsiaalse mudeliga, kusjuures  $\alpha = 5$  aastat. Leida elemendi keskmine sundseisu päevade arv aastas.

**Lahendus.** Aastane rikke tõenäosus on  $1/\alpha = 1/5$ . Seega aastase sundseisakute kestuse matemaatiline ootus on  $1/5 \cdot 2,5 = 0,5$  päeva.



### 5.5. TÖÖKINDLUSE MUDELITE TULETAMINE RIKETE STATISTIKAST

Weibulli kumulatiivne riskifunktsioon oli (5-14):

$$H(t) = \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}$$

Logaritmides saame:

$$\log H(t) = \beta \cdot \log t - \beta \log \alpha \quad (5-17)$$

ehk

$$\log t = 1/\beta \log H(t) + \log \alpha . \quad (5-18)$$

Võrrand (5-18) on logaritmilises koordinaadistikus sirge. Sel juhul parameeter  $\alpha$  on seadme vanus, kui  $H(t) = 1,0$  ja  $\beta$  on graafiku (5-18) tõusu pöördväärtus.

$\alpha$  ja  $\beta$  määramise protseduuri on kõige parem illustreerida näite abil.

**NÄIDE.** Agregaatide rikete statistika on toodud järgnevas tabelis (5-4). Vaatlusperiood hõlmab aastaid käikulaskmisest kuni 1987. aastani või rikkeni. Agregaaadi rikke korral ta remonditi ja anti uuesti käitusse ning vaatlusperiood algas uuesti. Parandatud agregaadid on tähistatud tähtedega A ja B.

Leida energiasüsteemi 9-da agregaaadi rikke tõenäosus järgneva 10. aasta jooksul.

**Tabel 5.4. Agregaatide avariistatistika**

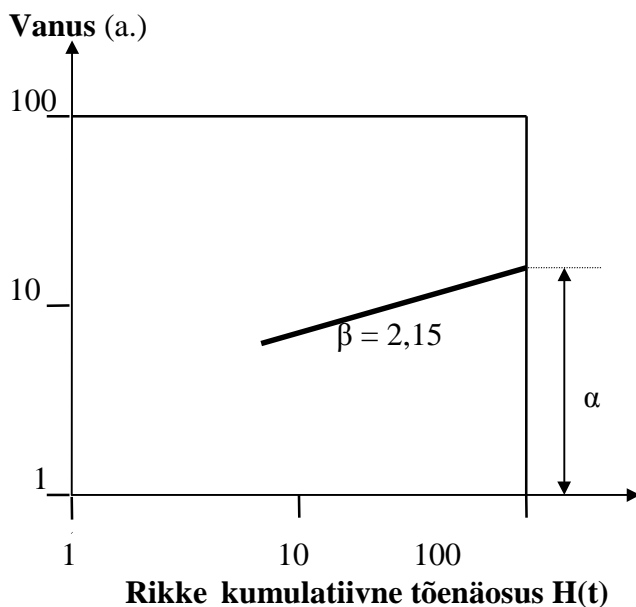
Agregaaadi nr.	Vaatluse algus	Vaatluse lõpp	Vaatlusperiood	Agregaaadi rike (1 - ja, 0 - ei)
1	1959	1970	11	1
1A	1970	1987	17	0
2	1962	1987	25	0
3	1964	1969	5	1
3A	1969	1979	10	1
3B	1979	1987	8	0
4	1968	1987	19	0
5	1970	1985	15	1
5A	1985	1987	2	0
6	1975	1987	12	0
7	1978	1987	9	0
8	1978	1986	8	1
8A	1986	1987	1	0
9	1983	1987	4	0

**Lahendus.** Esmalt eeldame, et rikke tõenäosus on sõltuv vaatlusperioodi pikkusest. Seejärel korrastame andmed vaatlusperioodi pikenemise järjekorras - vt. Tabel 5-5:

**Tabel 5.5. Agregaatide korrastatud avariistatistika**

Agr. nr.	Vaatluse algus	Vaatluse lõpp	Vaatlusperiood (vanus)	Rike	Säilinud agr. arv peale vaatlusperioodi	Rikke tõenäosus aastas %	Rikke kumulatiivne tõenäosus %
8A	1986	1987	1	0	14	0	0
5	1985	1987	2	0	13	0	0
9	1983	1987	4	0	12	0	0
3	1964	1969	<b>5</b>	1	11	9,09091	<b>9,09091</b>
3B	1979	1987	8	0	10	0	9,09091
8	1978	1986	<b>8</b>	1	9	11,11111	<b>20,20202</b>
7	1978	1987	9	0	8	0	20,20202
3A	1969	1979	<b>10</b>	1	7	14,28571	<b>34,48773</b>
1	1959	1970	<b>11</b>	1	6	16,66666	<b>51,15440</b>
6	1975	1987	12	0	5	0	51,15440
5	1970	1985	<b>15</b>	1	4	25,00000	<b>76,15440</b>
1A	1970	1987	17	0	3	0	76,15440
4	1968	1987	19	0	2	0	76,15440
2	1962	1987	25	0	1	0	76,15440

Rikke tõenäosus aastas on leitud kui rikete arv antud aastal jagatud selleks aastaks säilinud agregaatide arvuga (1/11, 1/9, 1/7 jne.). Edasi kantakse agregaadi vanusele vastavad kumulatiivsed tõenäosused logaritmilisse teljestikku **vanus - kumulatiivne tõenäosus** (rasvased arvupaarid tabelis) - vt. joonis.



Läbi saadud punktide tõmmatakse aproksimeeriv sirge.

Parameeter  $\alpha$  on aasta, mil rikke kumulatiivne tõenäosus on 100 %.

Antud juhul  $\alpha = 16$  aastat.

Parameeter  $\beta$  on võrdne saadud joone tõusu pöördväärtusega.

$$\beta = \frac{\log 100 - \log 10}{\log 16 - \log 5,5} = \frac{2 - 1}{1,204 - 0,740} = 2,15$$

Parameeter  $\beta = 2,15$  näitab, et rikke risk kasvab oluliselt koos agregaadi vanusega.

Leiame nüüd 9-da agregaaadi rikke tõenäosuse järgneva 10. a. jooksul. Agregaat on töös olnud 4 aastat. Graafikult leiame rikke riskid 4 ja 14 aasta jooksul:

$$H(4) = 5\% = 0,05,$$

$$H(14) = 75\% = 0,75.$$

Siis agregaaadi rikke tõenäosused vastavalt 4 ja 14 aasta jooksul:

$$F(4) = 1 - \exp(-0,05) = 0,049$$

$$F(14) = 1 - \exp(-0,75) = 0,528$$

Lõpuks rikke tinglik tõenäosus tingimusel, et nelja aasta jooksul riket pole esinenud (s.t. 9-da agregaaadi rikke tõenäosus):

$$F(14|4) = \frac{0,528 - 0,049}{1 - 0,049} = 0,503 = 50,3\%$$

**Seega 9-da agregaaadi rikke tõenäosus järgneva 10 aasta jooksul on 50,3%.**

Toodud näites oli põhieelduseks, et rikete sagedus on võrdeline agregaaadi kronoloogilise vanusega. Tegelikult on loogiline, et rikete sagedus on võrdeline agregaaadi kasutuse määraga. Agregaadil, mida kasutatakse ainult 3 kuud aastas koormustipu katmiseks, on kulumisaste märksa väiksem, kui baasagregaadil, mis töötab 12 kuud aastas. Seega peaks tegelik vaatlusperioodi pikkus olema võrdne akumuldeerunud tööajaga, mitte aga kronoloogilise vanusega. Veelgi paremaks agregaaadi tööstaazi mõõduks on tema kronoloogilise vanuse ja koormusteguri (koormusgraafiku täiteteguri) korrutis. Muidugi pole ka see näitaja täiuslik - ta ei arvesta käivituste ja seiskamiste mõju.

Elementide statistilisi töökindluse mudeleid kasutatakse rikete ja tõrgete tõenäosuste ennustamiseks tulevikus.

Mudelite koostamisel statistika põhjal tuleb silmas pidada järgmisi momente:

1. Elemendid statistilises kogumis peavad olema homogeenised - sama suuruse, konstruktsiooni ja käidukeskkonnaga. Kui parandatud elemendil on erinevad töökindluse karakteristikud, siis originaalelementide ja parandatud elementide statistikat tuleb analüüsida eraldi.
2. Andmekogum peaks olema võimalikult täielik ja sisaldama andmeid nii rikete kui nende puudumise kohta - rikete määr on ju rikete arvu suhe rikete puudumiste arvu.
3. Vaatlesime Weibulli mudeli graafilist koostamist. Parima sirge leidmiseks läbi punktide tuleks kasutada regressioonanalüüsi. Viimase abil võib leida ka statistilised parameetrid, nagu usaldusintervallid jms.
4. Vaatlesime ainult üheparameetrilisi töökindluse mudeleid, kus mõjuteguriks oli ainult elemendi vanus. Töökindluse mudel võib sisaldada ka mitut mõjutegurit - kui on piisavalt statistilisi andmeid küllaldase usaldusväarsuse tagamiseks. Sel juhul tuleks kasutada multiregressioonanalüüsi.
5. Rikete statistika peaks katma kogu elementide vanuse diapasooni (või muude mõjutegurite diapasoone). Mudeli ekstrapoleerimine väljapoole statistikaga kaetud diapasooni pole soovitatav.

6. Elementide rikked võivad olla erineva iseloomuga. Mõista tuleb iga rikke füüsikalist mehhanismi ning igale rikke tüübile võib koostada omaette mudeli. Mõned rikke tüübid ei pruugi olla üldse ilmnenu.
7. Genereeriva agregaaadi võib esitada elementide (või alaosüsteemide) võrguna. Alati esineb oht jätta kahe silma vahele mõni element või elementide rikete omavahelised seosed. Ühe elemendi (näit. toitevee keemiline puhastus) degradeerumine võib viia teiste elementide kiirendatud riketeni (näit. katlatorustiku leketeni).
8. Töökindluse mudelid on ainult üheks lähenemiseks rikete prognoosimisel. Insenerlik analüüs (mehaaniliste pingete arvutus jms.) on teine hea lähenemisviis.

Statistilised töökindluse mudelid on väga kasulikud rikete tõenäosuste ennustamiseks, kui neid kasutatakse nende kasutatavuse diapsoonis.

### 5.6. ELEMENTIDE RIKETE TAGAJÄRJED

Elemendi rike võib viia elektriijaama (alajaama) või tema osa avariile või degradeerumisele. Energiasüsteemi seadmeid remonditakse tavaliselt kohapeal, kuid vahel ka tootja tehases või remondiettevõttes.

Kui element on remondis, kannab energiasüsteem nii otseseid kui kaudseid kulusid. Otsesteks kuludeks on remondikulud (varuosad, töötasud). Kaudsed kulud on tavaliselt palju suuremad otsestest. Kaudseks kuluks on väljalangenud võimsust asendava võimsuse hind. See on tavaliselt palju kõrgem väljalangenud võimsuse hinnast. Näiteks USA-s võib avarii, mille kõrvaldamine kestab 4...6 nädalat, minna energiasüsteemile otseselt maksma kuni 200 000 \$, kaudselt aga üle 5 milj. \$.

Energiaettevõttele on üheks tähtsamaks näitajaks rikke tõenäosuse ja tema poolt põhjustatud katkestuse kestuse korrutis - nn. **sundseisu kestus** (aastas) (*forced outage hours*):

$$\text{FOH} = \text{Rikke tõenäosus(aastas)} \cdot \text{keskm. remondi kestus, tundi/a} \quad (5-19)$$

Vahel on otstarbekas rikke tõenäosuse asemel kasutada keskmist aega rikkeni:

$$\text{FOH} = \text{keskm. remondi kestus} / \text{keskm. aeg rikkeni, tundi / a} \quad (5-20)$$

Laialt kasutatakse näitajat **sundseisumäär** (*forced outage rate*) - suhteline aeg, mille vältel seade pole kasutatav:

$$\text{FOR} = \frac{\text{FOH}}{\text{FOH} + \text{SH}}, \quad (5-21)$$

kus SH - seadme käiduaeg (*service hours*), tundi / a.

### 5.7. GENEREERIVA AGREGAADI TÖÖKINDLUSE JA KASUTATAVUSE NÄITAJAD

Genereeriv agregaat võib teatud ajahetkel olla erinevates situatsioonides - ta võib töötada (s.h. olla kuumas reservis), külmas reservis (s.t. välja lülitatud, kuid kasutatav) või olla mittekasutatav (seisakuolekus). Seisakud liigitatakse:

- **Sundseisak** (*forced outage*) - juhtum, kus rike või muud tingimused nõuavad agregaaadi kohest või kiiret (hiljemalt nädala lõpuks) tööst väljaviimist.

- **Remondiseisak** (*maintenance outage*) - agregaaadi väljalülitamine remondiks või töö parandamiseks, millega võib viivitada kauem, kui jooksva nädala lõpuni. Remonditööd on vajalikud võimalike sundseisakute vältimiseks ja neid ei saa edasi lükata pikemaks ajaks.
- **Plaaniline seisak** (*planned outage*) - agregaaadi väljalülitamine ülevaatuses või plaaniliseks remondiks. Selline töö toimub tavaliselt pikaajaliste plaanide alusel (näit., katla ülevaatus kord aastas, turbiini ülevaatus kord viie aasta jooksul jne.).

Lisaks agregaaadi täielikule väljalülitamisele (seisakule) võib esineda olukordi, kus tuleb piirata agregaaadi võimsust:

- **Sundpiirang** (*forced derated outage*) - olukord, kus rike või muud tingimused nõuavad agregaaadi võimsuse vähendamist 2% võrra või rohkem kas otsekohe või hiljemalt eelseisval nädalavahetusel.
- **Plaaniline piirang** (*planned derated outage*) - olukord, kus rike või muud tingimused nõuavad agregaaadi võimsuse vähendamist 2% võrra või rohkem, kuid millega võib viivitada kauem, kui järgmise nädalavahetuseni.

Kasutame edaspidi järgnevaid tähiseid:

- **AH** - **kõlblikkusaeg** (kasutatavusaeg) (*available hours*)
- **FDH** - **sundpiiranguaeg** (*forced derating outage hours*)
- **FOH** - **sundseisuaeg** (*forced outage hours*)
- **MOH** - **remondisaeg** (*maintenance outage hours*)
- **OPER** - **100% kõlblikkusaeg** (*total operating time at 100% availability*)
- **PDH** - **plaaniline piiranguaeg** (*planned derated outage hours*)
- **PH** - **perioodi pikkus** (*period hours*) - tavaliselt 8760 tundi
- **POH** - **plaaniline seisuaeg** (*planned outage hours*)
- **RSH** - **reservisaeg** (*reserve shutdown hours*)
- **SH** - **käiduaeg** (*service hours*).

Sel juhul **käiduaeg**:

$$SH = PH - POH - MOH - FOH - RSH = OPER + FDH + PDH \quad . \quad (5-22)$$

**Kõlblikkusaeg**:

$$AH = SH + RSH \quad . \quad (5-23)$$

Sundseisuaaja asemel kasutatakse rohkem **sundseisumäära** (*forced outage rate*) mõistet:

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} \cdot 100\% \quad . \quad (5-24)$$

Sundseisumäär on agregaaadi juhusliku kõlbmatuse mõõt. Valemi nimetajas on aeg, mille jooksul agregaat oleks **pidanud** olema töös.

**Plaanilise seisaku tegur** (*planned outage factor*):

$$\text{POF} = \frac{\text{POH}}{\text{PH}} \cdot 100\% . \quad (5-25)$$

See on seadme kõlbmatuse mõõt tänu plaanilistele seisakutele.

**Ettekavatsetud seisaku tegur** (*scheduled outage factor*):

$$\text{SOF} = \frac{\text{POH} + \text{MOH}}{\text{PH}} \cdot 100\% . \quad (5-26)$$

Üheks võimaluseks arvestada ka piirangute aega on arvutada nn. **piirangute ekvivalentne seisuaeg** - piirangute kaalutud kestuste summa, kus kaalutegureiks on piirangute kestused suhtelistes ühikutes. Siis **ekvivalentne sundseisumäär**:

$$\text{EFOR} = \frac{\text{FOH} + \text{EFDH}}{\text{FOH} + \text{SH}} \cdot 100\% , \quad (5-27)$$

kus **EFDH** - **sundpiirangute ekvivalentne seisuaeg** (s.t. sundpiirangute kaalutud kestuste summa).

Analoogiliselt **ekvivalentne plaaniline seisumäär**:

$$\text{EPOR} = \frac{\text{POH} + \text{EPDH}}{\text{PH}} \cdot 100\% , \quad (5-28)$$

kus EPDH - **plaaniliste piirangute ekvivalentne seisuaeg**.

Energiasüsteemide töökindluse analüüsil jagatakse seisakud **juhuslikeks** ja **ettekavatsetuiks**. Juhuslike seisakute mõju süsteemi töökindlusele analüüsitakse tõenäosusarvutuste abil, ettekavatsetud seisakute mõju aga deterministlike arvutuste abil.

Juhuslike seisakute hulka kuuluvad sundseisakud, ettekavatsetute hulka aga plaanilised. Remondiseisakute osas puudub ühtne seisukoht - neid võib küll mõneks ajaks edasi lükata, kuid mitte eelseisva plaanilise seisakuni. Sagedamini arvatakse remondiseisakud juhuslike hulka. Sel juhul **juhuseisumäär** (*random outage rate*):

$$\text{ROR} = \frac{\text{FOH} + \text{MOH} \cdot \text{FRAC}}{\text{FOH} + \text{MOH} \cdot \text{FRAC} + \text{SH}} \cdot 100\% , \quad (5-29)$$

kus **FRAC** - juhuseisakute hulka arvatud remondiseisakute osa (0...1). Nagu öeldud, sageli võetakse see tegur võrdseks ühega.

**Analoogiliselt ettekavatsetud seisumäär** (*scheduled outage rate*):

$$\text{SOR} = \frac{\text{POH} + \text{MOH}(1 - \text{FRAC})}{\text{PH}} . \quad (5-30)$$

Terminoloogiast - sageli termini “juhuseisak” asemel kasutatakse “sundseisak” ja “ettekavatsetud seisak” asemel “plaaniline seisak”. Tegelikult need mõisted päris täpselt ei ühti - seda just tänu remondiseisakutele.

### 5.8. TIPPKOORMUSE AGREGAADID

Ülalvaadeldud seisumäärad sobivad kasutamiseks suure koormusteguriga (baas-) agregaatidele. Tipuagregaatidele tuleb neid näitajaid mõnevõrra sobitada. Vaatleme näitena gaasiturbiine. USA-s on gaasiturbiinide sundseisumäär 54%. Siiski pole selle numbri otsene kasutamine energiasüsteemi töökindluse analüüsil õige. Tavaliselt gaasiturbiine kasutatakse tipuagregaatidena.

Olgu gaasiturbiini käiduajaks 4 tundi päevas (koormustipu ajal). Oletame, et teisipäeval toimus gaasiturbiini sundseisak, mille kõrvaldamine võttis aega 24 tundi, s.t. sundseisuaeg on 24 tundi. Seega nädalas:

käiduaeg (SH)	16 tundi
reservisaeg(RSH)	128 tundi
sundseisuaeg (FOH)	24 tundi
perioodi pikkus (PH)	168 tundi.

Vastavalt ülaltoodud definitsioonile saame sundseisumääraks vaadeldaval nädalal:

$$\text{FOR} = \frac{\text{FOH}}{\text{FOH} + \text{SH}} \cdot 100 = \frac{24}{24 + 16} \cdot 100 = 60\%$$

Kas tähendab see, et gaasiturbiini kõlbmatuse tõenäosus on 60%? Tegelikult oli agregaati vaja viiel korral nädalas ja ainult ühel neist oli ta kõlbmatu. Seega töökindluse analüüsil oleks õigemaks juhusliku kõlbmatuse näitajaks:

$$(\text{FOR}) = 1 / 5 \cdot 100 = 20\%.$$

Küsimus on selles, et suurema osa sundseisuajast - 24 tunnist - oleks agregaat pidanud nagunii mitte töötama, vaid olema reservis.

Seega oleks **tipuagregaatide sundseisumäära** arvutamiseks sobivam valem:

$$\text{FOR} = \frac{\text{FOH} \cdot (\text{D} / 24)}{\text{FOH} \cdot (\text{D} / 24) + \text{SH}} \cdot 100\%, \quad (5-31)$$

kus **D** on ööpäevase töösükli kestus (meie näites 4 tundi).

Seega saaksime näite jaoks:

$$\text{FOR} = \frac{24 \cdot (4 / 24)}{24 \cdot (4 / 24) + 16} \cdot 100 = 20\%$$

Seega tuleb tipuagregaatide sundseisumäära arvutamisel hinnata ööpäevase töösükli kestust. Selleks tuleks töötundide arv jagada käivituste arvuga.

Teiseks mooduseks hinnata gaasiturbiinide sundseisumäära on jagada ebaõnnestunud käivituste arv käivituste koguarvuga. See annab küllalt hea hinnangu, kuna enamik gaasiturbiinide sundseisakuid on seotud just ebaedukate käivitustega.

Arvestades ülalöeldut, on tegelikult USA gaasiturbiinidel FOR = 10,8%.

### 5.9. KÕLBLIKKUS JA EKVIVALENTNE KÕLBLIKKUS

Genereeriva agregaadi kõblikkusmäär:

$$\text{Kolblikkusmäär} = r = \frac{AH}{PH} = \frac{PH - POH - MOH - FOH + RSH}{PH} \cdot 100\% \quad (5-32)$$

Ekvivalentne kõblikkusmäär on suhteline aeg, mille jooksul agregaat on kasutatav täiskoormusel:

$$\begin{aligned} \text{Ekv. kolblikkusmäär} &= r = \frac{PH - POH - MOH - TOH - EFDH - EPDH + RSH}{PH} \cdot 100\% = \\ &= \text{kolblikkus} - \frac{EFDH + EPDH}{PH} \cdot 100\% \end{aligned} \quad (5-33)$$

Kasutatakse veel näitajat **maksimaalne ekvivalentne kõblikkusmäär** - ekvivalentne kõblikkus tingimusel, et reserviaeg  $RSH = 0$ :

$$\begin{aligned} \text{Max. ekv. kolblikkusmäär} &= r = \frac{PH - POH - MOH - FOH - EFUH - EPDH}{PH} = \\ &= \frac{SH - EFDH - EPDH}{PH} \Big|_{RSH=0} = \\ &= \frac{SH - EFDH - EPDH}{SH + EFDH + FOH + MOH \cdot \text{FRAC} - EPDH - EFDH} \cdot \frac{PH - POH - MOH(1 - \text{FRAC}) - EPDH}{PH} \end{aligned} \quad (5-34)$$

Siin arvestasime, et

$$PH = SH + FOH + MOH + POH.$$

Ekvivalentne juhuseisumäär:

$$\text{EROR} = \frac{FOH + MOH \cdot \text{FRAC} + EFDH}{SH + FOH + MOH \cdot \text{FRAC} - EPDH} \cdot 100\% \quad (5-35)$$

Ekvivalentne ettekavatsetud seisumäär:

$$\text{ESOR} = \frac{POH + MOH \cdot (1 - \text{FRAC}) + EPDH}{PH} \cdot 100\% \quad (5-36)$$

Asetades (5-35) ja (5-36) avaldisse (5-34), saame:

$$\text{Max. ekv. kõblikkusmäär} = (1 - \text{EROR}) \cdot (1 - \text{ESOR}) \quad (5-37)$$

või mittearvestades võimsuse piiramisi:



$$\text{Max. ekv. kõlblikkusmäär} = (1 - \text{ROR}) \cdot (1 - \text{SOR}) \quad (5-37)$$

Maksimaalne ekvivalentne kõlblikkusmäär iseloomustab agregaadilt saadavat võimalikku maksimaalset energiahulka. Tavaliselt on kõlblikkusmäär kõrgem, kui maksimaalne kõlblikkusmäär, kuna viimase arvutamisel eeldatakse, et reservis oleku ajal on agregaadi töökindlus 100%.

Vaatleme siin näitena USA naftaküttega turboagregaatide (võimsusega 200...300 MW) kõlblikkusnäitajaid (1984. a.):

Perioodi pikkus PH		8784 tundi
Käiduaeg SH		6331 tundi
Reservisaeg RSH		1106 tundi
Kõlblikkusaeg AH		7438 tundi
Sundseisuaeg FOH		457 tundi
Plaaniline seisuaeg POH		729 tundi
Remondisaeg MOH		159 tundi
Agregaadi kõlblikkusmäär	$(7438 / 8784) \cdot 100 =$	84,7%
Sundseisumäär FOR	$= 100 \cdot 457 / (457 + 6331) =$	6,7%
Plaaniliste ja remondiseisakute määr	$100 \cdot (729 - 159) / 8784 =$	10,1%
Maksimaalne kõlblikkusmäär	$(1 - 0,067)(1 - 0,101) =$	83,9%

Vaatame veel tüüpilise 300...400 MW kivisöeagregaaadi seisumäära näitajaid:

Sundseisumäär FOR	9,0%
Ekvivalentne sundseisumäär EFOR	13,2%
Keskmine sundremondiaeg aastas	18 päeva
Keskmine sundseisuaeg aastas	14 päeva
Juhuseisumäär ROR	12,0%
Keskmine plaaniline remondisaastas	2,3 päeva
Keskmine hooldeseisuaeg aastas	4,3 päeva
Ettekatsetatud seisumäär SOR	9,6%
Keskmine ettekatsetatud seisakute arv aastas	1,6

Toodud näitajad käivad sissetootatud agregaatide kohta. Uute, äsja käikulastud agregaatide jaoks on esimese 1...2 aasta jooksul need näitajad palju kõrgemad. Analoogiline on olukord, kui agregaatide vanus ületab 25 aastat. Ka neid perioode on süsteemi töökindluse analüüsil oluline arvestada.