

**TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL**

**Eesti Majanduse Instituut**

**IMPORDITAVAD ENERGIARESSURSID  
VÄLISKAUBANDUSBILANSIS**

**Uurimistöo aruanne**

**Leping nr 18/12.12.2002**

**Tellija: EV Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium**

Direktori kt

Tiia Püss

Vastutav täitja

Anton Laur

**Tallinn, märts 2003**

## SISUKORD

<b>SISSEJUHATUS .....</b>	<b>3</b>
<b>1. MAKROMAJANDUSLIKUD BAASPROGNOOSID .....</b>	<b>5</b>
1.1. Majandusarengu ja väliskaubanduse lähteolukord .....	5
1.2. Majanduskasvu ja impordi baasprognoos .....	8
<b>2. EESTI ELEKTRIENERGIA VAJADUSE PROGNOOS JA SELLE KATMISE STSENAARIUMID.....</b>	<b>12</b>
2.1. Elektrienergia tootmise ja tarbimise dünaamika perioodil 1990-2001 .....	12
2.2. Elektrivajaduse prognoos.....	15
2.3. Elektrivajaduse katmise stsenaariumid .....	18
<b>3. IMPORDITAVATE ENERGIARESSURSSIDE VARUSTUSKINDLUSE KÜSIMUSED JA HINNAPROGNOOSID.....</b>	<b>19</b>
3.1. Euroopa riikide sõltuvus välistest energiatarnetest.....	19
3.1.1. Üldine energiaga varustatus.....	19
3.1.2. Maagaasiga varustatus .....	20
3.2. Kütuste ja elektri hindade võimalikust arengust.....	23
3.2.1. Maagaas .....	24
3.2.2. Elekter .....	27
3.2.3. Kivisüsi .....	30
<b>4. ENERGIARESSURSSIDE IMPORDI VÕIMALIK SUURENEMINE JA SELLE MÕJU VÄLISKAUBANDUSELE .....</b>	<b>32</b>
<b>KOKKUVÕTE .....</b>	<b>37</b>
<b>KASUTATUD MATERJALID.....</b>	<b>40</b>
<b>LISAD .....</b>	<b>43</b>
Lisa 1. Lähteandmed, SKP ja kaupade impordi baasprognoos jooksevhindades ....	44
Lisa 2. Selgitavad märkused impordi baasprognooside koostamisele.....	45

## SISSEJUHATUS

Käesolev uurimistöö aruanne on koostatud TTÜ Eesti Majanduse Instituudi ja EV Majandus- ja kommunikatsiooniministeeriumi lepingu nr 18/12.12.2003 **Imporditavad energiaressursid väliskaubandusbilansis** raames. Töö kuulub 2002. aasta lõpus valminud kütuse- ja energiamajanduse pikaajalisele riiklikule arengukavale aastani 2015 (visiooniga 2030) täienduseks kavandatud tugiuuringute hulka.

Uuringu vajadus tulenes asjaolust, et ülalnimetatud uue kütuse- ja energiamajanduse arengukava koostamisel tehtud stsenaariumanalüüsid näevad tulevikuperspektiivis ette importkütuste osakaalu arvestatavat tõusu – eriti seoses elektrienergia nõudluse rahuldamisega. Samuti näitavad viimastel aastatel tehtud energiasektori arengustsenaariumide modelleerimist ja analüüsi käsitlevate tööde tulemused põlevkivienergeetika – eeskätt põlevkivielektri tootmise seniste eeliste ammendumist 2010. aasta paiku või mõnevõrra varemgi. Nimetatud uuringuid on tehtud TTÜ Elektroenergeetika Instituudis (Liik ja Esop, 1999), TTÜ Eesti Energeetika Instituudis (Vares, 2001) ja TTÜ Eesti Majanduse Instituudis (Laur ja Tenno, 1999).

Tehtud mudelanalüüside põhjal tuleb arvestada asjaoluga, et vähem kui kümne aasta pärast võib, sõltuvana keskkonnamaksude ja maagaasi hinna arengust, elektri tootmine maagaasi baasil muutuda efektiivsemaks põlevkivielektri tootmisega võrreldes, seda isegi ilma soojuse koostootmiseta. Põlevkiviga võrdväärseks konkurendiks on saamas ka kivisüsi (eriti elektri ja soojuse koostootmise korral). Ahvatlev võimalus eeskätt energeetika keskkonnamõjude oluliseks leevendamiseks (peamiselt kasvuhoonegaaside emissiooni vähendamiseks) on samuti osa elektrienergia nõudluse katmine impordelektriga. Samas on juba praegu teada ka konkreetsed keskkonnapiirangud, mis suure tõenäosusega ei võimalda peale 2005. aastat toota põlevkivielektrit mahus, mis kataks sisemaise elektrinõudluse.

Eesti riigile tähendab selline olukord juba lähitulevikus väga vastutusrikaste investeerimisotsuste tegemist – kas jätkata põlevkivielektrijaamade renoveerimist või panustada (ja kui suures ulatuses) importkütustel tuginevale elektritootmisele ning samuti ka elektri impordile. Nende otsustega kaasnevate riskide vähendamiseks ongi vaja hinnata ka energiaressursside impordi suurendamisega kaasnevaid negatiivseid aspekte, milledest peamisteks on:

- täiendav surve Eesti väliskaubandusbilansile;
- importkütuste ja -elektri hinnariskid;
- varustuskindluse riskid.

Töö koosneb neljast osast, kokkuvõttest, kasutatud materjalide loetelust ja kahest lisast. **Esimeses osas** on kirjeldatud Eesti majandusarengu, eriti väliskaubanduse lähteolukorda (hinnatud ka energiaressursside osakaalu impordis käesoleval ajal) ja arvatud majanduskasvu ning kaupade impordi baasprognoosid. **Teises osas** on täpsustatud elektrienergia nõudluse prognoosi ja kirjeldatud võimalikke stsenaariume nõudluse katmiseks. On hinnatud, kui suur osa elektrinõudlusest tuleks katta energiaressursside täiendava impordiga. **Kolmandas osas** on käsitletud vaatlusaluste energiaressursside

(eeskätt maagaas, kivisüsi ja importelekter) varustuskindluse küsimusi ja esitatud nende energiaressursside hinnaproгноosisid. On analüüsitud imporditavate energiaressursside kasutamist paljudes välisriikides (eeskätt Euroopa Liidu liikmes- ja kandidaatmaades), samuti vaadeldavate ressursside varustuskindluse ja hinnariske Eesti jaoks. **Neljandas osas** on kokku võetud eelmistes osades saadud tulemused. Kõigepealt on 2. osas esitatud elektrinõudluse prognoosidest lähtuvalt välja arvatud täiendav imporditavate energiaressursside vajadus (naturaalühikutes). Seejärel, kasutades 3. osas koostatud hinnaprognose, on leitud energiaressursside täiendava impordi maksumus. Analüüsi viimase sammuna on 1. osas koostatud impordi baasprognooside alusel hinnatud energiaressursside täiendava impordi osakaalu prognoosiperioodil.

Mõned selgitavad märkused aluseks võetud eelduste kohta. Esiteks: põhiliseks prognoosihorisonidiks on võetud aasta 2015, hinnanguid aastani 2030 tuleb suurte määramatuste tõttu käsitleda sõna otseses mõttes üldiste visioonidena. Teiseks: töös vaadeldakse ainult otseselt energeetiliseks otstarbeks kasutatavaid energiaressursse. Seetõttu pole vaatluse all näiteks mootorikütused ja keemiatööstuse toorainena kasutatav maagaas. Kolmandaks: vaatlusaluste energiaressursside – maagaasi, kivisöe ja elektrienergia – impordi võimalikku suurenemist ja selle mõju väliskaubandusele uuritakse, lähtudes vaid lisavajadustest Eesti elektrinõudluse rahuldamisel seoses põlevkivielektri tootmisvõimaluste vähenemisega.

Uurimistöö viis läbi ja aruande koostas töörühm koosseisus:

Anton Laur (vastutav täitja) – TTÜ Eesti Majanduse Instituudi vanemteadur;

Teet Rajasalu – TTÜ Eesti Majanduse Instituudi vanemteadur;

Sulev Soosaar – TTÜ Eesti Energeetika Instituudi teadur;

Koidu Tenno – TTÜ Eesti Majanduse Instituudi vanemteadur.

Autorid tänavad abivalmis kolleege ja konsultante, kes aitasid mitmetele üleskerkinud probleemidele lahendusi leida, samuti TTÜ Eesti Majanduse Instituudi ökonomisti Jane Raiigi abi eest töö vormistamisel.

# 1. MAKROMAJANDUSLIKUD BAASPROGNOOSID

## 1.1 Majandusarengu ja väliskaubanduse lähteolukord

Teatavasti iseloomustavad Eesti majandust taasiseseisvumisest möödunud aastate jooksul suured struktuursed muutused, mis on jälgitavad nii erinevate majandussektorite ja tootmisharude kui ka kogu makromajanduse tasandil. Eeskätt väljendub see tootmissektori osatähtsuse languses ja teenuste sektori jõudsas arengus ning majanduse järjest suurenevas avatuses. Kaupade, teenuste ja kapitali vaba liikumine seob Eesti majandust järjest tihedamalt maailmamajandusega ja selles toimuvate muutustega. Majanduspoliitika ja majanduse toimemehhanismide areng Eestis on üha enam orienteeritud Euroopa Liidu *acquis communautaire*'i põhimõtete aktsepteerimisele.

Tabelis 1.1 esitatud tähtsamate majandusindikaatorite dünaamika perioodil 1993-2001 näitab, et sisemajanduse koguprodukt on alates 1995. aastast kasvanud (välja arvatud 1999. a), kuid see kasv on seni olnud aastati hüppeline. SKP elaniku kohta on kasvanud kiiremini kui kogu SKP, sest Eesti rahvaarv on vaadeldud perioodil pidevalt vähenenud. SKP kasv elaniku kohta 1993-2001 oli 49%, SKP kogukasv aga 36%. Vaatamata sellele jääb Eesti SKP elaniku kohta maha nii EL keskmisest kui Põhjamaadest 2,5-3 korda (ostujõu pariteeti arvestades).

**Tabel 1.1. Tähtsamate majandusindikaatorite väärtused**

Näitaja	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
SKP jooksevhindades, mld kr	21.8	29.9	40.9	52.4	64.0	73.5	76.3	87.2	96.6
SKP 2000. a püsivhindades, mld kr	67.2	65.9	68.7	71.3	78.3	81.9	81.4	87.2	91.6
Sama, elaniku kohta, tuh kr	45.0	45.1	47.8	50.4	55.9	59.1	59.2	63.7	67.2
SKP reaalkasv, %		-2.0	4.3	3.9	9.8	4.6	-0.6	7.1	5.0
THI kasv, %	89.8	47.7	29.0	23.1	11.2	8.2	3.3	4.0	5.8
Kaupade põhieksport, mld kr			19.1	21.3	29.6	35.2	35.0	53.9	57.8
Kaupade põhiimport, mld kr			27.5	34.9	48.9	55.2	50.4	72.2	75.1
Väliskaubandusbilanss, mld kr			-8.4	-13.7	-19.3	-20.0	-15.4	-18.3	-17.2
Väliskaubandusbilansi suhe SKP-sse, %			-20.5	-26.1	-30.2	-27.2	-20.1	-21.0	-17.8
Maksebilansi jooksevkonto saldo, mld kr	0.3	-2.1	-1.8	-4.8	-7.8	-6.8	-3.6	-5.1	-5.9
Jooksevkonto saldo suhe SKP-sse, %	1.3	-7.2	-4.4	-9.2	-12.1	-9.2	-4.7	-6.1	-6.1

Allikad: Eesti sisemajanduse koguprodukt I kvartal 1993 – II kvartal 2002. (2002). ESA, Tallinn;  
Eesti statistika aastaraamat 2002. (2002). ESA, Tallinn;  
Väliskaubandus 2001. (2002). ESA, Tallinn;  
[http://www.ee/epbe/sdds/bp\\_short\\_ee.html](http://www.ee/epbe/sdds/bp_short_ee.html)

Tarbijahinnaindeksi (THI) kasv, mis 1993. aastal oli veel ligi 90%, on kuni 1999. aastani väga jõudsalt vähenenud, kuid alates 2000. aastast jälle veidi tõusnud.

Kaupade ekspordi, impordi ja väliskaubandusbilansi andmed on tabelis 1.1 esitatud vaid aastate 1995-2001 kohta, sest põhikaubavahetuse osas ei ole võrreldavaid andmeid kogu aegrea ulatuses. Need andmed näitavad, et vaadeldava perioodi jooksul on Eesti väliskaubandusbilanss olnud negatiivne, kusjuures kuni 1998. aastani puudujääk pidevalt suurenes, viimastel aastatel aga mõnevõrra vähenes (2002. aastal teatavasti suurenes uuesti 22,6 miljardi kroonini). Väliskaubanduse negatiivse bilansiga on seotud ka maksebilansi jooksevkonto defitsiit. Jooksevkonto saldo oli vaadeldaval perioodil positiivne vaid 1993. aastal, edasiselt aga pidevalt negatiivne, analoogselt väliskaubandusbilansiga.

Järgnevalt analüüsime energiaressursside ekspordi ja impordi Eesti väliskaubanduses (tabel 1.2).

Väliskaubanduse statistikas kuuluvad kõik energiaressursid kaubajaotisse V kaubagrupperi 27 – mineraalne kütus, mineraalõlid, nende destilleerimissaadused; bituminoossed ained; mineraalvahad (edaspidi – **mineraalsed kütused**). Põhiosa sellest kaubagrupperist moodustavad kütteõlid ja mootorikütused. Käesoleva töö kontekstis huvitavad meid aga elektrienergia ja niisugused energiaressursid, mis võivad asendada põlevkivi elektrienergia tootmisel, eeskätt maagaas ja kivisüsi.

Tabelis 1.2 on esitatud Eesti põhieksport ja -import perioodil 1996-2001, näidatud mineraalsete kütuste osatähtsus ekspordis ja impordis ning analüüsitud meid huvitavaid komponente selles kaubagrupperis.

Mineraalsete kütuste osatähtsus Eesti põhiekspordis on väike, kusjuures vaadeldava perioodi jooksul on see langenud 4,8 protsendilt (1996) 1,7 protsendile (2001). Elektrienergia osatähtsus kaubagrupperi sees on suhteliselt kõrge, ulatudes 1999. aastal isegi 36 protsendini, kuid osatähtsus kogu põhiekspordis on mõistagi väga väike, jäädes viimastel aastatel 1% piiresse. Olgu märgitud, et mineraalkütuste ekspordist moodustasid neil aastatel ligi kolmandiku turvas ja ligi neljandiku põlevkiviõli.

Mineraalsete kütuste osatähtsus põhiimpordis on vaadeldaval perioodil samuti langenud 8,9 protsendilt (1996) 5,8 protsendile (2001). Energeetilisteks vajadusteks tarbitava maagaasi<sup>1</sup> osatähtsus selles kaubagrupperis on stabiilselt püsinud 17-20% piires, kuid kogu põhiimpordis on see perioodi jooksul langenud 1,8%-lt 1%-ni (kuigi maagaasi tarbimine energeetiliseks otstarbeks on samal ajal tõusnud 592-lt 696 mln m<sup>3</sup>-ni). Kivisöe osatähtsus kaubagrupperis on langenud 2,6-lt (1996) kuni 1,1%-ni (2001), olles põhiimpordis seega kaduvväike.

---

<sup>1</sup> Väetiste tootmiseks imporditavat gaasi ei vaadelda

**Tabel 1.2. Energiaressursside ekspord ja import väliskaubanduses**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Põhieksport, mln kr	21283.4	29585.7	35232.2	35024.5	53893.6	57831.8
<b>Mineraalsed kütused, mln kr</b>	<b>1025.7</b>	<b>1120.3</b>	<b>723.3</b>	<b>652.9</b>	<b>1074.4</b>	<b>972.3</b>
Osatähtsus ekspordis, %	4.8	3.8	2.1	1.9	2.0	1.7
Elektrienergia, mln kr	329.9	382.8	211.6	235.6	319.6	248.8
Osatähtsus ekspordis, %	1.6	1.3	0.6	0.7	0.6	0.4
Osatähtsus kütustes, %	32.2	34.2	29.3	36.1	29.7	25.6
Põhiimport, mln kr	34936.0	48929.8	55220.7	50438.8	72213.1	75072.6
<b>Mineraalsed kütused, mln kr</b>	<b>3094.3</b>	<b>3717.0</b>	<b>3012.4</b>	<b>2845.0</b>	<b>4239.5</b>	<b>4388.7</b>
Osatähtsus impordis, %	8.9	7.6	5.5	5.6	5.9	5.8
Maagaas (energ.), mln kr	643.4	645.7	608.7	569.9	722.3	754.5
Osatähtsus impordis, %	1.8	1.3	1.1	1.1	1.0	1.0
Osatähtsus kütustes, %	20.8	17.4	20.2	20.0	17.0	17.2
Kivisüsi, mln kr	81.5	63.8	46.5	32.9	49.4	49.5
Osatähtsus impordis, %	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Osatähtsus kütustes, %	2.6	1.7	1.5	1.2	1.2	1.1

Allikad: Väliskaubandus 2001. (2002). ESA, Tallinn;

Soosaar, S. (2001). Kütuste ja energia hindade areng. Rmt.: Eesti Energeetika 1991-2000.

Majandusministeerium, Tallinn;

Energiabilansid 1996-2001. (1997-2002). ESA, Tallinn;

Väliskaubanduse kvartalibülletäänid 1997/4, 1998/4, 1999/4, 2000/4, 2001/4.

Nii kogu maagaas kui ka üle poole mineraalsete kütuste impordist kokku on seni tulnud Venemaalt – 2001. aastal 54%. 18% impordist tuli Leedust, 12% Valgevenest ning 5% Soomest. 1995. aastal oli Venemaa osatähtsus mineraalsete kütuste põhiimpordis aga 70% ja Soome osatähtsus 21%. Peamise impordikaubana Venemaalt moodustasid mineraalsed kütused 2001. aastal 39% sealt toodud põhiimpordi maksumusest. Seega, kui Eesti väliskaubanduses tervikuna ei ole kütuste impordil märkimisväärset kaalu, siis impordis Venemaalt on sellel küllalt oluline osa.

Väliskaubanduse lähteolukorra analüüsi lõpuks vaatleme eksperimendina varianti, kus 2001. a tingimustes 50% põlevkivil toodetud elektrist (3820 GWh) on asendatud maagaasil toodetava elektriga. Sel juhul oleks tekkinud täiendav maagaasi impordi vajadus ligikaudu 1040 mln m<sup>3</sup> ulatuses ja rahalises väljenduses lisandunuks kütuste impordile 1150 mln krooni, mis on veidi üle 1,5% 2001. aasta Eesti põhiimpordist. Kuigi sama summa lisandunuks ka väliskaubanduse negatiivsele saldole, viies selle 18,35 mld kroonini (praktiliselt 2000. aasta tasemele), ei võimalda saadud tulemused väita, et kõnealune täiendav maagaasi vajadus põhjustanuks märkimisväärseid muutusi väliskaubanduse struktuuris (mineraalsete kütuste osa põhiimpordis oleks tõusnud 5,8%-lt 7,4%-ni). Samas vähenenuks vastavalt eksperimendi tingimustele põlevkivielekttri

tootmisega seotud import<sup>2</sup>. Need mõttelise eksperimendi tulemused annavad teatava esialgse lähenduse energiaressursside impordi võimaliku suurenemise mõju analüüsile, mida detailsemalt käsitletakse töö järgnevatel osades.

## 1.2. Majanduskasvu ja impordi baasprognos

Käesolevas töös on kasutatud majanduskasvu prognoose, mis tuginevad Rahandusministeeriumi poolt koostatud prognoosile aastani 2030 (Rahandusministeeriumi ..., 2002). Tulenevalt majanduskasvu erinevate variantide eristamise vajadusest on nimetatud Rahandusministeeriumi punktprognoosile tuginedes TTÜ töörühma poolt kütuse- ja energiamajanduse uues pikaajalises riiklikus arengukavas koostatud 3 majanduskasvu varianti – AK 1, AK 2 ja AK 3 (Kütuse- ..., 2002, lk 13). Nendes variantides on täpsustatud ka 2002. aasta tegelik majanduskasv ja uuendatud lähiaastate majanduskasvu ootused vastavalt viimastele andmetele (Eesti riiklik ..., 2003).

Nende majanduskasvu variantide järgi peaks SKP maht 2000. aasta püsivhindades suurenema 2015. aastaks 2,1-2,2 korda ning 2030. aastaks 3,1-3,6 korda (2000. aastaga võrreldes). Lähtudes tarbijahinnaindeksi aastastest muutudest protsentides (ka need on Rahandusministeeriumi poolt prognoositud kuni aastani 2030) on SKP deflaatori ja THI seose (vt lisa 2 selgitus 1) alusel hinnatud ka SKP deflaatori muutumine kuni aastani 2030. Nende hinnangute järgi peaks SKP väärtuseks jooksevhindades 2015. aastal kujunema ca 320-340 miljardit krooni. Kuna selleks ajaks on kroon tõenäoliselt asendatud euroga, siis on prognoosid esitatud eurodes. Euro kasutamine tagab ka suurema informatiivsuse ja parema võrreldavuse, sest pika perioodi jooksul lähenevad Eesti hinnad EL keskmistele ning ka imporditavate kütuste hinnad peaks olema lähedased vastavate kütuste hinnatasemetele Euroopa Liidus. Eurodes väljendatult peaks 2015. aasta SKP mahuks jooksevhindades olema 20-22 miljardit ning 2030. aastal ligikaudu 53-60 miljardit.

Nominaalse (jooksevhindades) SKP väärtuse ja kaupade nominaalimpordi seose alusel on hinnatud ligikaudne impordi maht. Tulenevalt vajadusest hinnata vajaliku impordi mahtu lähtudes SKP nominaalmahust, on impordina vaadeldud kaupade põhiimpordi f.o.b. hindades nii nagu seda kirjeldatakse maksebilansis ja ka rahvamajanduse arvepidamises (SKP tarbimise meetodil jooksevhindades). Viimase paarikümne globaliseerumisest mõjustatud aasta praktika näitab, et enamuses maailma riikides kasvavad impordi ja ekspordi mahud kiiremini SKP mahtudest, mistõttu nii ekspordi kui impordi suhe SKP-sse suureneb. Mõnedes väga piiratud kohalike ressurssidega linnriikides ületab impordi maksumus tunduvalt SKP mahtu (näiteks Singapuris oli impordi SKP suhe 2000. aastal 161% ja Hongkongis 145%, vt World Bank, Country at a Glance Tables, <http://www.worldbank.org/data/countrydata/countrydata.html>). Nimetatud asjaolusid silmas pidades oleks ootuspärane, et ka Eestis kasvab import kiiremini kui SKP.

---

<sup>2</sup> TTÜ Mäeinstituudis tehtud analüüsi põhjal moodustavad kulutused importmaterjalidele, -masinatele, -seadmetele ja -kütusele ligikaudu 30% põlevkivi hinnast.



Lihtsaim seos Eesti kaupade impordi kasvu (nominaalsuuruse) ja SKP nominaalsuuruse kasvu vahel annab impordi kasvu elastsuseks SKP kasvu suhtes 1,27, kuid paraku on see seos statistiliselt üsna nõrk (vt lisa 2 selgitus 2). Selle puhul vastaks näiteks 8%-lisele nominaalse SKP kasvule 10%-line nominaalse impordi kasv. Lähtudes SKP mahtude prognoositud kasvust kujuneks selle seose rakendamisel impordi maht aastal 2015 praktiliselt võrdseks SKP-ga (ca 20-22 miljardit eurot) ja aastal 2030 ületaks seda ca 20-30 % ning ulatuks 65-76 miljardi euroni. Ka eespoolviidatud Eesti riiklikus arengukavas Euroopa Liidu struktuurifondide kasutuselevõtuks eeldatakse SKP ja impordi nominaalkasvude väiksemat erinevust (Eesti riiklik ..., 2003, tabel 49).

Paremini kirjeldab impordi mahtude muutumist seos, mis arvestab SKP nominaalmahu muutumise kõrval ka THI muutumist. Selle seose (vt lisa 2 selgitus 3) puhul tekitab THI kasv teatava impordi lisanõudluse ning SKP kasvule langeb väiksem osa impordimahtude kasvu põhjendamisel. Kõnealuse kahe muutujaga funktsiooni abil hinnatud nominaalimpordi juurdekasvuprotsentide puhul kujuneb 2015. aasta impordi maksumuseks jooksevhindades 16-18 miljardit eurot ning 2030. aastal 46-54 miljardit eurot. Seega peaks kaupade impordi maksumus jooksevhindades moodustama 2015. aastal ligikaudu 80-81% (viimaste aastate 72-79% asemel) SKP-st jooksevhindades, 2030. aastaks aga lähenema 88-90%-ni SKP-st. Nii SKP nominaalsuurused kui ka impordi võimalikud mahud jooksevhindades on kokkuvõtlikult esitatud tabelis 1.3 ning detailsemalt lisas 1.

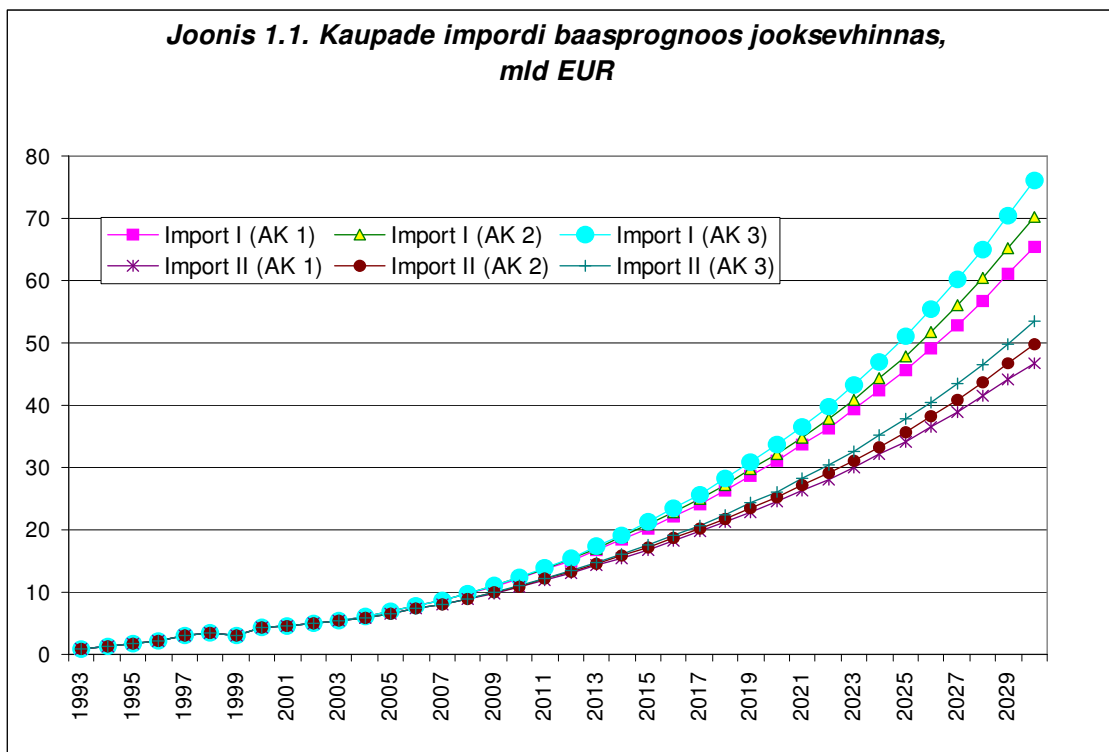
**Tabel 1.3. SKP ja import jooksevhindades, mld EUR**

	<b>2000</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>
SKP	5,58	20-22	52-60
Import (I variant)	4,44	20-22	65-76
Import (II variant)	4,44	16-18	46-54

Kaupade impordi maksumuse muutumist erinevate prognoosivariantide korral kirjeldab joonis 1.1. Üsna tõenäoliselt jääb tegelik impordi maksumus jooksevhindades nende kahe hinnangu vahele, tõenäoliselt lähemale madalamale hinnangule (impordi prognoosi II variant). Seda protsessi peaks toetama majanduse üldise ressursimahukuse (ka imporditavate ressursside mahukuse) kahanemine ning loodava lisandväärtuse kiirem kasv, mis mõnevõrra pidurdab impordivajaduse ennakkasvu. Kaupade impordi füüsiline maht (import 2000. aasta püsivhindades) kasvab aastaks 2015 siiski ligikaudu 2,2-2,9 korda ning aastaks 2030 3,5-5,7 korda võrreldes 2000. aastaga. Impordi hinnad kallinevad 2015. aastaks ligikaudu 1,6-1,7 korda, 2030. aastaks aga umbes 3 korda (samuti 2000 aasta tasemega võrreldes).

Kuna käesoleva töö eesmärgiks on hinnata nende muutuste ulatust Eesti impordis, mida tooks kaasa põlevkivienergeetika osaline asendamine teiste kütustega elektrienergia tootmisel, siis korrektseks hindamiseks oleks vaja võtta arvesse ka seda, kui palju põlevkivienergeetika mahu kahandamine vähendab impordivajadust eespoolkirjeldatud impordi baasprognoosis (lõhkeained ja tooraine lõhekainete tootmiseks, karjääritöödel

kasutatav diislikütus, kaevandustes kasutatavad metallkonstruktsioonid jne). 1997. aasta kohta koostatud sisend-väljundtabelid (Sisend-väljundtabelid ..., 2002) näitavad, et import põlevkivi- ja turbatööstuse vajadusteks moodustas üldse ca 400 miljonit krooni ehk alla 0,9% 1997. aasta kaupade impordi maksumusest. Põlevkivi tootmise kahanemine või isegi täielik lõppemine tulevikus võiks seega kahandada impordi baasprognosi mahtu maksimaalselt 0,5-0,6%, mis jääb alla impordi prognoosimise võimaliku täpsuse. Seetõttu võib lihtsustusena oletada, et reaalse hindamistäpsuse juures ei sõltu impordi baasprognos põlevkivi tootmismahudest ja peamiselt jäävad tuleviku impordi mõjutama põlevkivi asendavate kütuste või elektrienergia impordi kogused ja nende tulevased hinnad.



Impordi baasprognosi kasutamisel tuleb silmas pidada seda, et seniste andmete statistiline töötlemine või teiste riikide seniste arengute ülekandmine Eestile ei pruugi anda adekvaatset pilti Eesti impordivajaduse kujunemisest. Ühelt poolt sisaldab Eesti majanduse senine areng mitmeid struktuurseid muutusi. Lähitulevikus seisab aga ees ühinemine Euroopa Liiduga, mis mõjutab impordi nii otseselt kui ka kaudselt (majanduses struktuuris ja impordinõudluses toimuvate muutuste kaudu). Otseselt hakkavad impordi mahtu mõjutama Euroopa Liiduga ühinemisel rakenduvad imporditollid kolmandate riikide suhtes, mis muudavad impordi nendest riikidest kallimaks. EL standardid ja kvaliteedinõuded nõuavad tõenäoliselt ka senise suhteliselt odavama idaimpordi asendamist kallima impordiga EL maadest. Turusituatsiooni muutumine, mitmete kõrgemate (keskkonna- ja aktsiisi-)maksude jõustumine muudab aga ilmselt ka Eesti tootmise struktuuri, mis impordinõudluse muutumise kaudu samuti mõjutab selle

üldmahtu. Nende eelseisvate muutuste analooge ei saa otsida Eesti majanduse lühikesest ajaloost ega päris otseselt ka teistest riikidest.

Pika prognoosiperioodi ning eeldatud kõrge majanduskasvu juures tuleb arvestada ka seda, et valdavas osas kujundab tuleviku impordinõudlust see majandustegevus, mis eelseisvatel aastatel alles tekib. Ükskõik kui täpselt me ka ei prognoosiks praegu Eestis olemasoleva majanduse impordinõudluse muutumist, moodustab see praegune majandus siiski vaid poole 2015. aasta ning ligikaudu kolmandiku 2030. aasta majanduse reaalmahust. Nii elanike kasvavate sissetulekute kui ka uute tootmiste poolt kujundatav impordinõudlus võib oluliselt erineda praegusest ning seetõttu saab impordi baasprognoos vaid üsna ligikaudselt kirjeldada kaupade impordi maksumuse tõenäolist muutumist.

## **2. EESTI ELEKTRIENERGIA VAJADUSE PROGNOOS JA SELLE KATMISE STSENAARIUMID**

### **2.1. Elektrienergia tootmise ja tarbimise dünaamika perioodil 1990-2001**

Eesti energiasektori põhitoodangu – elektrienergia – tootmine ja tarbimine on alates 1990. aastast märgatavalt langenud. Brutotoodang on perioodil 1990-2001 vähenenud veidi üle 2 korra, sisemaine lõpptarbimine 1,3 korda ja eksport üle 11 korra. Peamisteks põhjusteks on siin majanduse ümberstruktureerimisest tulenenud üldine tootmise langus ning samuti elektri ekspordivõimaluste oluline vähenemine. Elektribilansi dünaamika perioodi 1990-2001 kohta on toodud tabelis 2.1. Näeme, et nii sisemaise tarbimise kui ka ekspordi järsk langus toimus üleminekuperioodi algusaastatel (1991-1993). Sisemaise tarbimise langustendents peatus 1994. aastal, alates 1996. aastast on elektri lõpptarbimine Eestis stabiliseerunud 5500, netotoodang (võrku antud elektri kogus) 7500-8000 ja brutotoodang 8500-9000 GWh piires aastas. Selline dünaamika on üldjoontes olnud kooskõlas Eesti makromajandusliku arengu muutustega vaadeldaval perioodil.

Elektrienergia lõpptarbimise dünaamika majandusharuti peegeldab üsna täpselt nendes harudes asetleidnud struktuurimuutusi ja arengutendentsi. Kui tööstuses, ehituses ja transpordis on alates aastaist 1995-1996 elektritarbimine stabiliseerunud, siis põllumajanduses on tarbimise langus toimunud kogu vaadeldava perioodi vältel. Sealjuures on elektritarbimise vähenemine põllumajanduses olnud ka kõige suurem (ligemale 10 korda aastaks 2001 võrreldes 1990. aasta tasemega). Samas tuleb siin arvestada aga asjaolu, et üleminekuperioodi muutused põllumajanduses ei pruugi adekvaatselt kajastada elektritarbimise statistikas. On üsna tõenäoline, et osa suurmajandite asemele tekkinud tootmisüksuste (talud, väikeettevõtted) elektritarbimisest arvestatakse füüsiliste isikute tarbimisena – seega kodutarbimisena. Äri- ja avaliku sektori osa suurenemist majanduses peegeldab elektritarbimise kasv selles valdkonnas (2,1 korda perioodi vältel). Samuti on peale 1995. aasta madalseisu jõudsalt kasvanud elektrienergia kodutarbimine (üaltoodud põhjusel võib see teataval määral sisaldada põllumajanduse või ka äri sektori tarbimist). Aastal 2001 tarbiti elanike poolt 1585 GWh elektrienergiat, mis moodustas üle 28% kogu sisetarbimisest. Aastal 2000 ületas kodutarbimine elaniku kohta esmakordselt 1000 kWh piiri (vt tabel 2.1). Väärrib rõhutamist, et elektri kodutarbimise suurenemine aastail 1998-2001 on ennetanud SKP kasvu, mida võib pidada selgeks signaaliks elatustaseme tõusust. Elektrienergia kodutarbimise kasvutendents on olnud omane ka enamikule Euroopa Liidu (EL) riikidele. Eurostat-i andmetel (Energy ..., 1999) suurenes elektri kodutarbimine elaniku kohta EL riikides perioodil 1990-1998 keskmiselt 1,16 korda, moodustades 1998. aastal 1656 kWh. See on siiski üle 1,4 korra enam kui Eestis 2001. aastal.

Elektrienergia nõudluse langusest tingitud tootmisvõimsuste alakoormatus on vähendanud ka elektritootmise efektiivsust – märgatavalt on suurenenud kadude ja elektrijaamade omatarbe osatähtsus. Näiteks 1995. aastal moodustasid need kokku isegi ligemale kolmandiku (32,9%) kogu toodetud elektrienergiast (vt tabel 2.1). Märgime, et siinjuures pole arvestatud põlevkivi enda kaevandamiseks, rikastamiseks ja transpordiks

*Tabel 2.1. Elektrienergia bilansi dünaamika 1990-2001, GWh aastas*

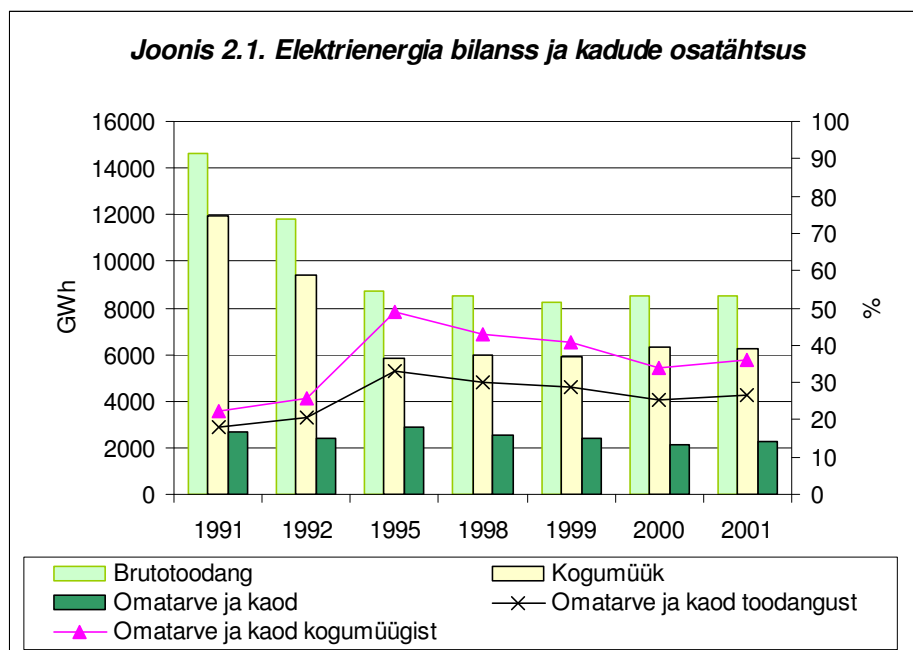
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>Brutotoodang</b>	17181	14627	11831	9117	9152	8693	9103	9218	8521	8268	8513	8483
<b>Netotoodang</b>	15448	13061	10437	7993	8006	7607	7987	8065	7538	7352	7591	7590
<b>Elektrijaamade omatarve</b>	1733	1566	1394	1124	1146	1086	1116	1153	983	916	922	893
<b>Kaad</b>	1147	1086	1029	1470	1527	1773	1710	1510	1569	1470	1240	1361
<b>Omatarve ja kaod</b>	2880	2652	2423	2594	2673	2859	2826	2663	2552	2386	2162	2254
<b>Tarbimine Eestis</b>	7299	7204	5916	4927	5288	5074	5417	5581	5579	5286	5422	5607
sh tööstuses	3450	3368	2487	1990	2021	1943	2167	2488	2260	2105	2157	2170
ehituses	84	82	79	50	188	120	119	110	102	101	102	93
põllumajanduses	2006	2004	1101	784	434	366	341	247	269	247	224	204
transpordis	174	172	165	137	194	191	183	108	113	94	93	84
äri- ja avalikus sektoris	704	654	854	871	1181	1387	1373	1423	1486	1376	1380	1471
kodumajapidamistes	881	924	1230	1095	1270	1067	1234	1205	1349	1363	1466	1585
kodumajapidamistes elaniku kohta, kWh	561	589	791	725	860	737	866	857	968	988	1068	1160
<b>Eksport</b>	7002	4771	3492	1596	1191	760	860	974	390	596	929	622
<b>Kogumüük</b>	14301	11975	9408	6523	6479	5834	6277	6555	5969	5882	6351	6229
<b>Omatarve ja kaod brutotoodangust, %</b>	16.8	18.1	20.5	28.5	29.2	32.9	31.0	28.9	29.9	28.9	25.4	26.6
<b>Omatarve ja kaod kogumüügist, %</b>	20.1	22.1	25.8	39.8	41.3	49.0	45.0	40.6	42.8	40.6	34.0	36.2

Allikad: Eesti energiabilanss. Statistiline kogumik (1992). RSA, Tallinn;

Energiabilansid 1992-2001. (1993-2002). ESA, Tallinn;

<http://gatekeeper.stat.ee:8000/px-web.2001/Database/Majandus/02Energeetika/02Energeetika.asp>

kuluvat elektrit (see on ligikaudu 250-300 GWh aastas), mida võib sisuliselt samuti käsitleda kui põlevkivielektri tootmise omatarbe üht komponenti. Viimastel aastatel on olukord selles osas hakanud küll paranema, eriti 2000. aastal, mil näiteks energiasüsteemi kaod vähenesid nii suhteliselt kui absoluutselt, samal ajal aga kasvas nii elektri sisetarbimine kui ka eksport (kahjuks 2001. aastal kaod uuesti mõnevõrra suurenesid). Kadude osatähtsuse dünaamika elektribilansis on esitatud ka joonisel 2.1.



Tabeli 2.2 andmed iseloomustavad erinevate kütuste kasutamist elektrienergia tootmiseks Eestis aastail 1996-2001. Näeme, et kui veel 1996. aastal toodeti ligemale 97% ulatuses põlevkivielektrit, siis aastal 2001 on see osatähtsus langenud 90,5%-ni. Põlevkivielektri hulka on siinjuures arvestatud ka suhteliselt väike kogus põlevkiviõli baasil toodetud elektrienergiast (0,2–0,8% brutotoodangust). Samal ajal on jõudsalt kasvanud maagaasi kasutamine elektri tootmiseks, mis on seotud Iru EJ elektrilise võimsuse järjest suurema rakendamisega viimastel aastatel. Aastatel 2000-2001 toodeti maagaasist juba ligemale 7% elektrienergiast, mis üldjoontes vastab Kütuse- ja energiamajanduse pikaajalises riiklikus arengukavas planeeritule (Kütuse- ...,1998). Muude kütuste (turvas, imporditavad kütteõlid, diislikütus jt) osa elektri tootmisel ei ole märkimisväärne, püsides 2,5 - 4% piires. Hüdroenergia baasil toodetud elektri kogus on kasvanud 2 GWh-lt 7,7 GWh-ni, alates 1997. on lisandunud ka väike kogus tuule baasil toodetud elektrit. Hüdro- ja tuuleelektri kogus on aga veel väga väike (2001. aastal kokku 8 GWh), moodustades ligilähedaselt vaid 0,1% brutotoodangust.

**Tabel 2.2. Energiaressursside kasutamine elektrienergia tootmiseks aastail 1996-2001**

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Elektrienergia brutotoodang, GWh	9103	9218	8521	8268	8513	8483
<b>Põlevkivielektri osakaal, %</b>	<b>96.8</b>	<b>95.7</b>	<b>93.9</b>	<b>93.1</b>	<b>91.1</b>	<b>90.5</b>
sh põlevkivist	96.6	95.3	93.5	92.3	90.7	90.0
põlevkiviõlist	0.2	0.4	0.4	0.8	0.4	0.5
Tarbitud maagaasi, mln m <sup>3</sup>	11	21	26	34	89	91
Juurdekasv, %		+91	+24	+31	+162	+2.2
<b>Maagaasi osakaal elektri tootmisel, %</b>	<b>1.0</b>	<b>1.3</b>	<b>2.0</b>	<b>2.6</b>	<b>6.6</b>	<b>6.7</b>
Tarbitud muud kütuseid, TJ	1600	2050	2648	2538	1977	2336
Juurdekasv, %		+28	+29	-4.1	-22	+18
<b>Muude kütuste osakaal elektri tootmisel, %</b>	<b>2.2</b>	<b>3.0</b>	<b>4.1</b>	<b>4.3</b>	<b>2.3</b>	<b>2.7</b>
Toodetud elektrit hüdro- ja tuuleenergia baasil, GWh	2	3	5	5	6	8
sh hüdroelektrit, GWh	2	2.95	4.70	4.68	5.67	7.72
tuuleelektrit, GWh		0.05	0.30	0.32	0.33	0.28
<b>Taastuvate ressursside osakaal, %</b>						<b>0.1</b>

Allikas: Energiabilansid 1997-2001. (1998-2002). ESA, Tallinn.

## 2.2. Elektrivajaduse prognoos

Eesti elektrienergia vajaduse prognoosimisel koostati kõigepealt sisemaise lõpptarbimise prognoos. Lähtuti kütuse- ja energiamajanduse uue riikliku arengukava<sup>3</sup> (edaspidi Arengukava) projektis esitatud prognoosist (2015. aastal 7-9, 2030. aastal 9-15 TWh), mida täpsustati. Seejärel, hinnates elektrijaamade omatarbe ja võrgukadude suurust ning elektri ekspordivõimalusi, kujundati elektrienergia kogunõudluse (brutotoodangu) prognoos.

Elektrienergia sisemaise lõpptarbimise prognoosi täpsustamisel on aluseks võetud Arengukava projektis esitatud majanduskasvu intervallprognoos [AK 1 ... AK 2]. Lõpptarbimise prognoos koos lähteandmetega on toodud tabelis 2.3. Elektritarbe elastsuse hindamisel SKP kasvu suhtes arvestasime, et SKP elektrimahukus (elektritarbimine SKP ühiku kohta) prognoosiperioodil väheneb – eriti pärast kiirema majanduskasvu perioodi (s.o peale 2010. aastat). Seetõttu on elektritarbe elastsuseks SKP suhtes hinnatud perioodil 2002-2010 0,4-0,6%, perioodil 2011-2020 0,35-0,55% ja perioodil 2021-2030 0,35-0,5% (st nii palju kasvab elektritarve 1%-lise SKP reaalkasvu korral). Märgime, et SKP elektrimahukus Eestis on perioodil 1996-2001 sujuvalt langenud ligikaudu 1,3 korda (0,092 kWh/EEK'2000-lt 0,071 kWh/EEK'2000-le). Võrreldes teiste riikidega oli aga Eesti SKP elektrimahukus 2000. aastal Rahvusvahelise Energiaagentuuri (IEA) andmetel<sup>4</sup> 1,8 korda kõrgem kui Euroopa Liidus keskmiselt (SKP näitajad on selles võrdluses saadud ostujõu pariteeti arvestades). Vaid traditsiooniliselt väga kõrge elektritarbimisega Põhjamaades oli see näitaja suurem kui Eestis (näiteks Soomes ligikaudu 1,2 korda).

<sup>3</sup> Kütuse- ja energiamajanduse pikaajaline riiklik arengukava aastani 2015 (visiooniga 2030)

<http://www.mkm.ee/index.html?id=952>

<sup>4</sup> <http://www.iea.org/statist/keyworld2002/key2002/keystats.htm>

Ülalkirjeldatud lähtetingimustel (majanduskasvu prognoos, elektritarbimise elastsushinnangud), kujunes elektrienergia lõpptarbimise täpsustatud prognoosiks 2005. a 6,1-6,4 TWh, 2010. a 6,8-7,6 TWh, 2015. a 7,4-8,7 TWh ja 2030. a 8,6-11,5 TWh. (vt tabel 2.3). Baasaastaks on siinjuures võetud 2001 (sisemaine lõpptarbimine 5607 GWh).

**Tabel 2.3. Elektrienergia lõpptarbimise prognoos**

Aasta	SKP reaalkasv, %		Elektritarbimise elastsus SKP suhtes		Elektritarbimise kasv, %		Elektrienergia lõpptarbimine, GWh		
	min (AK 1)	max (AK 3)	min	max	min	max	Baas	min	max
<b>2001</b>							<b>5607</b>		
2002	5.6	5.6	0.40	0.60	2.2	3.4		5733	5795
2003	5.5	5.5	0.40	0.60	2.2	3.3		5859	5987
2004	6.0	6.0	0.40	0.60	2.4	3.6		5999	6202
<b>2005</b>	<b>6.0</b>	<b>6.0</b>	<b>0.40</b>	<b>0.60</b>	<b>2.4</b>	<b>3.6</b>		<b>6143</b>	<b>6425</b>
2006	5.8	5.9	0.40	0.60	2.3	3.5		6286	6653
2007	5.7	5.9	0.40	0.60	2.3	3.5		6429	6888
2008	5.5	5.8	0.40	0.60	2.2	3.5		6571	7128
2009	5.3	5.7	0.40	0.60	2.1	3.4		6710	7372
<b>2010</b>	<b>5.2</b>	<b>5.7</b>	<b>0.40</b>	<b>0.60</b>	<b>2.1</b>	<b>3.4</b>		<b>6849</b>	<b>7624</b>
2011	5.0	5.5	0.35	0.55	1.8	3.0		6969	7855
2012	4.7	5.3	0.35	0.55	1.6	2.9		7084	8084
2013	4.5	5.0	0.35	0.55	1.6	2.8		7196	8306
2014	4.3	4.8	0.35	0.55	1.5	2.6		7304	8525
<b>2015</b>	<b>4.1</b>	<b>4.6</b>	<b>0.35</b>	<b>0.55</b>	<b>1.4</b>	<b>2.5</b>		<b>7409</b>	<b>8741</b>
2016	3.9	4.4	0.35	0.55	1.4	2.4		7510	8952
2017	3.7	4.2	0.35	0.55	1.3	2.3		7607	9159
2018	3.5	4.0	0.35	0.55	1.2	2.2		7700	9361
2019	3.3	3.8	0.35	0.55	1.2	2.1		7789	9556
<b>2020</b>	<b>3.0</b>	<b>3.6</b>	<b>0.35</b>	<b>0.55</b>	<b>1.1</b>	<b>2.0</b>		<b>7871</b>	<b>9746</b>
2021	3.0	3.5	0.35	0.50	1.1	1.8		7954	9916
2022	2.9	3.5	0.35	0.50	1.0	1.8		8034	10090
2023	2.9	3.4	0.35	0.50	1.0	1.7		8116	10261
2024	2.8	3.4	0.35	0.50	1.0	1.7		8195	10436
<b>2025</b>	<b>2.7</b>	<b>3.3</b>	<b>0.35</b>	<b>0.50</b>	<b>0.9</b>	<b>1.7</b>		<b>8273</b>	<b>10608</b>
2026	2.7	3.3	0.35	0.50	0.9	1.7		8351	10783
2027	2.6	3.2	0.35	0.50	0.9	1.6		8427	10955
2028	2.5	3.2	0.35	0.50	0.9	1.6		8501	11131
2029	2.5	3.2	0.35	0.50	0.9	1.6		8575	11309
<b>2030</b>	<b>2.4</b>	<b>3.1</b>	<b>0.35</b>	<b>0.50</b>	<b>0.8</b>	<b>1.6</b>		<b>8647</b>	<b>11484</b>

Elektrienergia kogunõudluse määratlemiseks analüüsisime kõigepealt elektrijaamade omatarbe ja võrgukadude suurust perioodil peale elektrienergia tarbimise ja tootmise stabiliseerumist (alates 1996. aastast). Aastail 1996-2001 on omatarbe osakaal brutotoodangus sujuvalt vähenenud 12,3 ... 12,5%-lt 10,5%-le. Kadude osas on olukord olnud ebastabiilne, nende osatähtsus netotoodangus on aastate lõikes



kõikunud intervallis 18-21,5% (perioodi keskmine 19,5%). Arengukava projektis on (põlevkivielektrijaamade) omatarbe objektiivseks suuruseks hinnatud kuni 10% ja peetud reaalseks kadude vähendamist 12%-ni võrku antud elektrienergiast (netotoodangust) aastaks 2015. Nendel eeldustel kavandasime järgmised elektrijaamade omatarbe ja võrgukadude tasemed:

	Omatarve (brutotoodangust)	Kaad (netotoodangust)
2005	10,5%	16%
2010	10%	14%
2015	10%	12%
2030	9,5%	10%

Elektrienergia eksport pole peale 2005. aastat tõenäoliselt enam otstarbekas (keskkonnapiirangutest tulenevalt hakkab tekkima defitsiit elektri sisenõudluse katmisel põlevkivielektriga). Selline seisukoht on esitatud ka Arengukavas. Loetletud eeldustel on koostatud järgmine elektrienergia neto- ja brutotoodangu prognoos:

	Netotoodang, TWh (võrku antav elekter)	Brutotoodang, TWh (kogunõudlus)
2005	7,2 – 7,6	8,0 – 8,5
2010	7,9 – 8,8	8,8 – 9,8
2015	8,4 – 9,9	9,3 – 11,0
2030	9,6 – 12,8	10,5 – 14,0

Põlevkivielektri võimalike tootmismahdade osas oleme aluseks võtnud Arengukavas ja ka Eesti riiklikus arengukavas<sup>5</sup> esitatud tasemed. Nende määramisel on lähtutud Eesti Keskkonnastrateegias ja EL-i suurtest põletusseadmetest välisõhku eralduvate saasteainete heitkoguste piiramise direktiivis (2001/80/EÜ) fikseeritud keskkonnapiirangutest (eeskätt SO<sub>2</sub> heitmete piirnormidest). Nimetatud keskkonnanõuete täitmiseks on kahe renoveeritud energiaploki korral põlevkivielektri netotoodangu maksimaalseks lubatavaks tasemeks 2005. aastal 6600 GWh, perioodil 2010-2015 5340 GWh ja peale 2015. aastat 2300 GWh. Seega peab teiste energiaressursside baasil elektrienergiat tootma või saama (importelekter) järgnevalt:

	Netoarvestuses, TWh	Brutoarvestuses, TWh
2005	0,6 – 1,0	0,7 – 1,1
2010	2,5 – 3,5	2,8 – 3,9
2015	3,1 – 4,6	3,4 – 5,1
2030	7,3 – 10,5	8,0 – 11,5

<sup>5</sup> Eesti riiklik arengukava Euroopa Liidu struktuurifondide kasutuselevõtuks – ühtne programmdokument 2003-2006 (<http://www.fin.ee/index.html?id=5139>)

Kuivõrd juba 2001. aastal toodeti ligikaudu 0,8 TWh elektrienergiat mitte põlevkivist, vaid maagaasi, taastuvate ja teiste energiaressursside baasil, siis 2005. aastal on sisenõudlus (napilt) kaetud – teatav reserv on veel Iru Elektri jaamas (EJ) ja kindlasti suureneb taastuvate energiaressursside osa. Peale 2005. aastat on keskkonnapiirangutest lähtuvalt vaja rakendada uusi tootmisvõimsusi imporditavatel ressurssidel (eeskätt maagaasil) või tuleb hakata elektrit importima.

### 2.3. Elektrivajaduse katmise stsenaariumid

Keskkonnapiirangute ja elektrienergia nõudluse prognoosi alusel on kavandatud järgnevalt analüüsitavad elektrivajaduse katmise stsenaariumid. Stsenaariumide variatsiooni annab elektrivajaduse rahuldamisel puudujääva osa katmine erinevate imporditavate energiaressursside kasutamise kombinatsioonidega. Enne stsenaariumide kavandamist on hinnatud, kui palju võrku antavast elektrienergiast tuleks katta imporditavate energiaressursside baasil. Vastav arvestus on esitatud tabelis 2.4. Iru EJ aastaseks tootismahuks peale 2010. aastat on prognoositud 700 GWh. Taastuvatel ja muudel energiaressurssidel (turvas, põlevkiviõli, must leelis jm) tugineva elektritootmise võimalikuks mahuks on arvestatud 2010. aastal 400, 2015. aastal 700 ja 2030. aastal 1100 GWh – siin on lähtutud Eesti elektroenergeetika arengukavas aastani 2030 toodud hinnangutest (Eesti elektroenergeetika ..., 2002).

**Tabel 2.4. Imporditavate energiaressurssidega kaetav võrku antava elektri vajadus, GWh**

	2010		2015		2030	
	Elektritarbimine		Elektritarbimine		Elektritarbimine	
	min	max	min	Max	min	max
Põlevkivielektri poolt katmata jääv elektrivajaduse osa	2500	3500	3100	4600	7300	10500
Iru EJ ressurss (netotoodang)	700	700	700	700	700	700
Taastuvate jm ressurssidega kaetav osa	400	400	700	700	1100	1100
<b>Täiendava energiaressursside impordiga kaetav võrku antava elektri vajadus</b>	<b>1400</b>	<b>2400</b>	<b>1700</b>	<b>3200</b>	<b>5500</b>	<b>8700</b>

Arvutustulemuste põhjal on (sõltuvalt elektritarbimise tasemest) imporditavate ressursside baasil täiendavalt vaja toota või vahetult importida 2010. aastal 1400-2400, 2015. aastal 1700-3200 ja 2030. aastal 5500-8700 GWh elektrienergiat. Sellise elektrivajaduse katmiseks on käesolevas töös vaatluse alla võetud kolm stsenaariumi. **Esimese (I) stsenaariumi** korral kaetakse kogu elektrivarustuse defitsiit täiendava gaasielektri tootmisega (lisaks Iru EJ toodangule). **Teine (II) stsenaarium** näeb ette defitsiidi katmise 60% ulatuses gaasielektriga ja 40% ulatuses elektri impordiga. **Kolmandas (III) stsenaariumis** on gaasielektri osa 50%, elektri impordi osa 25% ja ülejäänud 25% kaetakse kivisöe baasil toodetud elektriga.

Tuginedes töö 1. osas koostatud kaupade impordi prognoosidele ja 3. osas esitatud hinnaprognosidele on 4. osas nende stsenaariumide kohta hinnatud energiaressursside impordi mahtu rahalises väljenduses ja analüüsitud selle muutumise mõju väliskaubandusele.

### 3. IMPORDITAVATE ENERGIARESSURSSIDE VARUSTUSKINDLUSE KÜSIMUSED JA HINNAPROGNOOSID

#### 3.1. Euroopa riikide sõltuvus välistest energiatarnetest

##### 3.1.1. Üldine energiaga varustatus

###### *Euroopa Liidu liikmesriigid*

Euroopa Liidu liikmesriikide summaarsest sisemaisest energiavajadusest suudetakse ainult alla poole rahuldada omamaiste ressursside arvel – keskmiselt 52% tarbitud energiast on imporditud päritolu (European ..., 2002; Statistics ..., 2001). Mõistetavatel põhjustel impordib „miniriik“ Luxembourg kogu oma energia, kuid ka EL suurima energiatarbimisega riigid on kõik energia netoimportöörid (vt tabel 3.1): Saksamaa (välissõltuvus 63,9%), Prantsusmaa (52,1%), Itaalia (85,8%) ja Hispaania (77,6%). Väikseima energeetilise välissõltuvusega on Holland (37%) ja Rootsi (42,2%), ülejäänud netoimportijad veavad sisse juba üle poole vajalikest energiaressurssidest. EL-is on ainult kaks riiki – Suurbritannia ja Taani, kes on suudavad oma sisemaise energiavajaduse täielikult katta kodumaiste ressursside kasutamisega. Taani jõudis sellisesse olukorda esimest korda alles 1999. aastal. Suurbritannia „energeetilise sõltumatuse“ määr on vähenemas.

**Tabel 3.1. EL riikide sõltuvus kütuste ja energia impordist\***

Riik	Kogu energiatarbes		Elektrienergia tarbes	
	2000	2001	2000	2001
Austria	74.5%	72.8%	-2.3%	0.3%
Belgia	79.9%	81.8%	5.2%	10.9%
Hispaania	79.2%	77.6%	2.1%	1.6%
Holland	39.3%	37.0%	18.1%	16.2%
Iirimaa	87.1%	93.3%	0.4%	-0.9%
Itaalia	87.7%	85.8%	14.9%	15.8%
Kreeka	71.9%	70.3%	0.0%	4.8%
Luxembourg	100.0%	100.0%	98.3%	98.3%
Portugal	96.5%	94.8%	2.1%	0.4%
Prantsusmaa	54.8%	52.1%	-15.8%	-15.1%
Rootsi	47.7%	42.2%	3.2%	-4.9%
Saksamaa	61.2%	63.9%	0.6%	-0.2%
Soome	71.4%	68.5%	15.0%	12.3%
Suurbritannia	-20.5%	-10.1%	3.8%	2.8
Taani	-32.8%	-26.9%	1.7%	-1.4%
<b>Euroopa Liit</b>	<b>51.6%</b>	<b>52.4%</b>	<b>1.7%</b>	<b>1.2%</b>

\* - arvutatud netoimpordi (import – eksport) suhtena omamaisesse tarbimisse

Elektrienergiaga varustatuse osas on olukord põhimõtteliselt erinev – EL liikmesriigid on keskmiselt 98,8% ulatuses omamaise elektrienergiaga kindlustatud (vt tabel 3.1). Jättes kõrvale erandliku Luxembourg (välissõltuvus 98,3%), on siiski mõned riigid, kus sõltuvus riigivälistest elektritarnetest on aasta keskmise energiakoguse alusel

arvutatuna suurem kui 10%: Holland (16,2%), Itaalia (15,8%) ja ka Soome (12,3%). Samas on mõned riigid ka elektrienergia netoeksportöörid, olulisel määral siiski ainult Prantsusmaa, kelle netoeksport on 15,6% (võrreldes sisemaise tarbimisega). Teiste viimastel aastatel netoeksportööride hulgas olnud riikide osa on väike ja aastati kõikuv, v.a Rootsi, kelle netoeksport oli 2001. a ligi 5%.

### *EL kandidaatriigid*

EL kandidaatriikide energiatarbimine on viimase kümne aasta jooksul läbi teinud väga suuri muutusi. 1990-ndate aastate keskpaigani energiatarbimine valdavalt langes, sellele järgnes teatud stabiliseerumisperiood, mis viimastel aastatel on asendunud tõusuga. Vaatamata sellele, et käesoleval ajal on kõik kandidaatriigid energeetilises sõltuvuses välistest kütusetarnetest, on nende riikide energiaga omavarustatuse keskmine tase kõrgem EL vastavast keskmisest tasemest (vt tabel 3.2). Väikseim välissõltuvus kogu energiatarbimise osas on Poolal (10%), suurim Slovakkial (71%). Erinevalt EL riikide tasakaaluolukorrast ei ole kandidaatriikides sõltuvust importelektrist – keskmiselt 4-5% ulatuses isegi eksporditakse elektrienergiat. Suur omamaise elektrienergia puudujääk on ainult Lätil – ligi kolmandik elektrienergia vajadusest kaetakse impordi abil. Ka Ungari ja Türgi on netoimportöörideks, kuid omatoodangule lisaks vajatavad kogused jäävad vastavalt 8-9% ja 3-4% piiresse.

**Tabel 3.2. EL kandidaatriikide sõltuvus kütuste ja energia impordist\***

Riik	Kogu energiatarbes	Elektrienergia tarbes	
	2000	2000	2001
Bulgaaria	49.4%	-13.0%	-19.2%
Eesti	39.6%	-10.9%	-6.9%
Leedu	54.6%	-17.3%	-46.0%
Läti	59.6%	31.0%	31.7%
Poola	10.0%	-5.2%	-5.3%
Rumeenia	21.8%	-1.5%	-2.7%
Slovakkia	70.6%	-10.4%	-14.2%
Sloveenia	54.7%	-11.9%	-14.2%
Tšehhi	25.6%	-17.5%	-16.4%
Türgi	61.7%	2.7%	3.3%
Ungari	54.4%	8.9%	7.9%
<b>Kokku</b>	<b>a.p.</b>	<b>-3.9%</b>	<b>-5.0%</b>

\* - arvutatud netoimpordi (import – eksport) suhtena omamaisesse tarbimisse

Üldiselt on analüütikud seisukohal, et vaatamata praeguste kandidaatriikide mõnel määral paremale omavarustatusele praegusel ajal, ei leevenda uute riikide liitumine EL energiaga varustatuse kindlust, vaid arvestades nii ressursside kasutuselevõtu kui tarbimise kasvu prognoose, süvendab probleemi veelgi (Balmaceda, 2002).

### **3.1.2. Maagaasiga varustatus**

Antud uuringu kontekstis on huvipakkuv ka riikide välissõltuvus maagaasiga varustatuse osas. EL tervikuna impordib 40% tarbitavast maagaasist väljastpoolt EL

piire. Riigiti on olukord erinev, määravaks teguriks, nagu ka summaarse energiaressurssidega varustatuse osas, on vastava ressursi olemasolu riigis. Ka kogu Euroopas (EL-30)<sup>6</sup> on välissõltuvus suur ja muutunud mõnede riikide jaoks küllaltki tõsiseks probleemiks: Euroopa 19 riigis imporditakse üle 95% vastavas riigis tarbitavast gaasist, ainult viis riiki suudavad end maagaasiga ise varustada või seda isegi eksportida (tabel 3.3).

**Tabel 3.3. Sõltuvus maagaasi impordist Euroopa riikides (2000. a)**

Riigid	Sõltuvuse määr			
	100%	95 – 99%	20 – 83%	0%
EL-30	12	7	9	5
EL-15	4	3	5	3

Allikas: Stern, 2002.

Ainult kolm EL riiki on oma maagaasiga täielikult varustatud – Holland, Suurbritannia ja Taani. Iirimaa, Austria, Itaalia ja Saksamaal moodustab netoimport juba suure osa gaasi tarbimisest (vt tabel 3.4). Ülejäänud kuus riiki impordivad kogu tarbitava maagaasi.

**Tabel 3.4. EL riikide sõltuvus maagaasi impordist (2000. a)\***

Austria	80.6%
Belgia	99.3%
Hispaania	101.6%
Holland	-49.5%
Iirimaa	72.1%
Itaalia	81.1%
Kreeka	99.1%
Luxembourg	100.0%
Portugal	100.3%
Prantsusmaa	100.0%
Rootsi	100.0%
Saksamaa	79.1%
Soome	100.0%
Suurbritannia	-10.6%
Taani	-64.8%
<b>Euroopa Liit</b>	<b>45.7%</b>

\* - arvutatud netoimpordi (import – eksport) suhtena omamaisesse tarbimisse; väärtused üle 100% tulenevad varude(“laoseisu”) muutumisest.

Kandidaatriikide hulgas pole ühtegi riiki, mis suudaks enda maagaasitarvet ainult kodumaise gaasiga rahuldada (vt tabel 3.5). Väikseim välissõltuvus on Rumeenial, kus imporditakse ligi 20% kogu maagaasi vajadusest, Poolas on vastav sõltuvus 67% ja Ungaris 74%, ülejäänud riikides ületab välissõltuvus 90% tarbimisest.

<sup>6</sup> Käesolevas töös kasutatakse tähistusi: EL-15 – praegused 15 EL liikmesriiki; EL-30 – EL praegused liikmesriigid, 13 kandidaatriiki ja Norra ning Šveits

**Tabel 3.5. EL kandidaatriikide sõltuvus maagaasi impordist (1999. a)\***

Bulgaaria	102.6%
Eesti	100.0%
Leedu	100.0%
Läti	103.5%
Poola	67.2%
Rumeenia	18.5%
Slovakkia	91.4%
Sloveenia	99.4%
Tšehhi	96.3%
Türgi	95.0%
Ungari	73.9%
<b>Kokku</b>	<b>72.9%</b>

\* - arvutatud netoimpordi (import – eksport) suhtena omamaisesse tarbimisse väärtused üle 100% tulenevad varude (“laoseisu”) muutumisest.

Analüüsidest sõltuvust Venemaalt imporditud maagaasist (Energy ..., 2002), ilmneb et Eestiga sarnases seisus – 100% imporditavast maagaasist ostetakse Venemaalt – on veel mitmed riigid (vt tabel 3.6). EL liikmesriikidest küll ainult Soome. Samas on Soomes, nagu ka Eestis, kogu tarbitav maagaas imporditud. Teistes EL riikides on Venemaa gaasi osa maagaasi kogutarbimises väiksem, sest mitte kogu tarbitavat maagaasi ei impordita (vt tabel 3.4).

**Tabel 3.6. Venemaa maagaasi koguseline osatähtsus Euroopa riikide gaasi impordis (2000. a)**

Austria	83%
Bosnia-Hertsegovina	100%
Bulgaaria	100%
Eesti	100%
Horvaatia	100%
Itaalia	37%
Jugoslaavia	100%
Kreeka	75%
Leedu	100%
Läti	100%
Makedoonia	100%
Poola	91%
Prantsusmaa	31%
Rumeenia	94%
Saksamaa	45%
Slovakkia	100%
Sloveenia	64%
Soome	100%
Šveits	13%
Tšehhi	80%
Türgi	71%
Ungari	76%

Kui võrrelda Euroopa enda ja tema lähipiirkondade maagaasivarusid tarbimisprognoosidega, ei tohiks erilisi varustusraskusi tekkida, sest nii keskmises kui pikas perspektiivis on ressursse piisavalt, kuid maagaasi varustuskindluse probleemidele Euroopas on viimaste aastate jooksul hakatud siiski rohkem tähelepanu pöörama. Tõdedes looduslike varude paiknemisest tulenevat paratamatut välissõltuvust, on mitmetes riikides alustatud gaasi tarneallikate hajutamist (diversifitseerimist), viimastel aastatel ka Ida-Euroopa riikides<sup>7</sup>. Hajutamist hakkab kasvaval määral soodustama EL maagaasi siseturu direktiivi nõuete järk-järguline elluviimine nii praeguses, kui edaspidi ka laienenud Euroopa Liidus.

Praegusel ajal Eestil gaasitarnete hajutamise võimalust ei ole, kuna puuduvad gaasisüsteemi ühendused teiste tarnijatega peale Venemaa. Jättes kõrvale varustuskindluse tehnilise tagamise, on ainsaks võimaluseks varustuskindlust tõsta, Lätis paiknevate maa-aluste gaasihoidlate kasutamine reservvarude hoidmiseks.

Kokkuvõtlikult tuleb energiavarustuse kindluse kohta tõdeda, et jättes kõrvale poliitilised aspektid, on lisaks tarbimise ja ressursside muutumisele energiaga varustuse kindlust Euroopas olulisel määral mõjutavateks teguriteks energiaturgude reformimine ja liberaliseerimine ning Kyoto protokolliga võetud kohustuste täitmise vajadus. Need tegurid mõjutavad energiaga varustuse kindlust nii lähemas kui kaugemas perspektiivis. Lähiperspektiivis on probleemiks võimalikud tarnehäired, peamiselt tulenevalt regioonidevaheliste gaasitorustike ja elektrivõrkude ebapiisavast läbilaskevõimest. Kaugemas perspektiivis võib hakata probleeme tekkima ressurssidega, eriti tulenevalt selle valdkonna vähestest investeeringutest. Vähendamaks varustuskindluse riske suurendavate tegurite mõju on EL-is kavandamisel direktiiv, mis kohustab liikmesriike tagama maagaasi kriisivarude loomise ja hoidmise (Communication ..., 2002).

### **3.2. Kütuste ja elektri hindade võimalikust arengust**

Euroopa Liidu kontekstis maagaasi ja elektrienergia hindu pikemaks perioodiks prognoosides tuleb kõige üldisema mõjurina arvesse võtta EL õigustikku. Nii elektri- kui maagaasisektori arendamiseks vastu võetud direktiivid (Directive ..., 1996; Directive ..., 1998) näevad ette rea meetmeid nende valdkondade restruktureerimiseks ja vastavatel turgudel konkurentsi tekitamiseks. Vabama konkurentsi tekke soodustamises nähti olulist tegurit, mis tekitab turul hindu alandava surve. Tegelikult on elektri- ja gaasituru liberaliseerimise senine kulg toonud esile rea momente, mida protsessi kavandades ei suudetud ette näha või mille olulisust alahinnati. Kuigi ühtset elektriturgu pole EL-is veel tekkinud, on mitmes riigis täielikult avatud elektriturgude areng näidanud, et algetapil konkurentsi tekke tõttu toimunud hinnalangus võib asendada hindade tõusuga. Hinnatõusu peamiseks põhjuseks on tootmisvõimsuste vähesus – vaba turu tingimustes ei leidu piisavalt uutesse elektrijaamadesse/plokkidesse investeerijaid. Gaasituru konkurentstile vabastamine algas hiljem ja on toimunud aeglasemalt, kuid vaatamata gaasisektori

---

<sup>7</sup> Seda Tšehhi poolt 1998. aastal alustatud poliitikat jätkatakse ka praegusel ajal. Näiteks vaadati veebruaris 2003. a läbi Poola ja Gazpromi vahel 1993. a sõlmitud pikaajaline (aastani 2020) maagaasi tarneleping ja vähendati Poola soovil Gazpromi tarneid perioodiks 2003 – 2020 75 Bm<sup>3</sup> (s.o 35% algse leppes võrreldes). Gazpromi lepingust välja jäetud gaasikoguse uueks tarnijaks on Poola valinud Norra.

spetsiifikale on siingi võimalikud analoogilised arengud. Lisaks hinnatõusule põhjustab selline olukord ka varustuskindluse vähenemist.

### 3.2.1. Maagaas

Praegusel ajal ei ole maagaasil nn maailmaturuhinda, sest tulenevalt edastussüsteemide ulatusest on hinnad piirkondlikud. Lisaks pole maagaasi hind seni kujunenud vahetult nõudluse ja pakkumise mõjul, vaid sõltuvalt naftakütuste hindade muutumisest. Viimastel aastatel on hakatud käsitlema vajadust kujundada maagaasi hinda „iseseisvalt“, mitte kaudselt nafta hinna kaudu. Selleks on mitmeid põhjuseid, üheks olulisemaks vajadus arvestada üha enam kütuste keskkonnamõju, mistõttu seni kasutatud maagaasi ja kütteõli(de) asendatavuse põhimõte hakkab järk-järgult taanduma.

Teiseks oluliseks teguriks on Euroopa Liidu energiapoliitika, mille lõppeesmärgiks on jõuda EL piirides konkurentsile täielikult avatud maagaasituruni. Pideva konkurentsi võimaldamiseks tuleb hakata loobuma gaasivarustuses seni domineerinud pikaajalistest (nt 20 ja enamaks aastaks) tarnelepingutest. Ekspertide arvamuse kohaselt ei kao sellised lepingud siiski kiiresti, vaid jäävad kahaneva osatähtsusega jõusse veel kuni kaheks kümnendiks. Paralleelselt juurutatakse lühiajalisi (*spot*) ostutehinguid, mis võimaldavad konkurentsi teket ja samas suurendavad hinna muutumise kiirust. Maagaasi ostuhinda peaks mõjutama ka „take-or-pay“-tüüpi lepingute harvem sõlmimine ja see, et tulenevalt EL maagaasi direktiivist ning Energiaharta nõuetest peaks tarnelepingutest kaduma nn lõpptarbimise nõuded, mis keelavad ostetud maagaasi edasimüümise (eriti levinud Gazpromi lepingutes).

Need tegurid muudavad maagaasi hinna ebastabiilsemaks: hinna kõikumised hakkavad suurenema ja sagedamini esinema, s.o hinna kujunemise põhimõtted hakkavad lähenema elektriturul toimivale praktikale. Kahjuks kaasnevad selle tendentsiga elektriturul toimunud arengutega sarnased riskid, mis võivad viia hindade väga järsu tõusuni. Järske tõuse ja varustusraskusi peaks välistama või neid vähemalt leevendada EL poolt kavandatav kohustuslik süsteem maagaasi varude säilitamise kohta hoidlates (Communication ..., 2002), kuid sellise süsteemi loomine tõstaks küll varustuskindlust, kuid põhjustaks maagaasi hinna tõusu.

#### *Euroopa Liidu maagaasiturg<sup>8</sup>*

Analüüsimeks maagaasi hinna võimalikke muutusi, käsitleme lühidalt Euroopa gaasiturude arengu üldisi aspekte<sup>9</sup>.

Maagaasi osatähtsus EL energiabilansis on kasvanud perioodil 1960–2000 12 kordseks: 2% kuni 24%ni. Ka järgnevas 20 aastaks prognoositakse EL-15 riikides kõrget keskmist maagaasi tarbimise kasvutempot: 2,1% aastas (Assessment ..., 2001). Tarbitava gaasi naturaalkogus suureneks 386 mld m<sup>3</sup>-lt (1999. a) 600 mld m<sup>3</sup>-ni 2020. aastal. Ülejäänud Euroopa riikides (15 riiki EL-30-st) prognoositakse samaks perioodiks gaasitarbimise kasvu veelgi kiiremaks: 4,2% aastas. Kogu EL-30 ulatuses

<sup>8</sup> Koostamisel kasutatud põhiliselt järgmisi allikaid: Assessment ..., 2001; Balmaceda, 2002; Communication ... , 2001; Finon, 2002; Security ..., 2000; Stern, 2002; Towards ..., 2000.

<sup>9</sup> Mitmed gaasivarustust mõjutavaid tegureid, eriti varustuskindlusega seonduvaid, on käsitletud ka käesoleva aruande alajaotuses 3.1.2.



tähendaks see maagaasi koguste 2,5% aastakasvu, mille tulemusena jõutakse 2020. aastal 777 mld m<sup>3</sup> tarbimiseni (vt tabel 3.7).

**Tabel 3.7. Maagaasi tarbimise areng Euroopa riikides, mld m<sup>3</sup>**

Riigid <sup>10</sup>	1999	2010	2020
EL-15	386	500	597
CC-15	76	142	179
EL-30	462	642	777

Allikad: *Assessment ...*, 2001; *Finon*, 2002.

Nii praegustes kui uutes liikmesriikides prognoositava maagaasi tarbimise kiire kasvu peamise põhjusena, umbes <sup>2</sup>/<sub>3</sub> ulatuses iga-aastasest suurenemisest, nähakse gaasil põhineva elektritootmise olulist laienemist. See protsess on juba käimas, sest alates 1995. aastast EL-is elektri tootmise uutesse võimsustesse tehtud investeeringutest on 50-60% moodustanud maagaasi kasutatavate seadmete rahastamine. Kui 1999. a kulus 26% maagaasist elektri tootmiseks, siis 2020. aastaks prognoositakse selleks näitajaks juba 41%.

Lisaks oodatava tarbimise prognoosidele on hinnaprojektsioonide koostamiseks vaja uurida ka ressursse ja tootmisvõimsuste arengut, et hinnata millises ulatuses prognoositud energiatarvet rahuldada suudetakse. EL-15 riikides prognoositakse maagaasi tootmise langemist 224 mld m<sup>3</sup>-lt (2000) 196 mld m<sup>3</sup>-ni 2020. aastal. Järelikult tuleb kiirelt kasvava nõudluse rahuldamiseks suurendada importi veelgi ja seega kasvaks sõltuvus impordist väga oluliselt – EL-15 riikides praeguselt (2000. a) 40%-lt kuni ligi 70%-ni 2020. aastal. EL-30 arvestuses oleks see osatähtsus väiksem, seda põhiliselt tänu Norra maagaasitoodangule.

Praeguse Euroopa Liidu (EL-15) välisteks maagaasitarnijateks, jättes vaatluse alt välja vedelgaasi (LPG), on lisaks Norrale ainult Alžeeria ja Venemaa. Põhja-Euroopas on määrava tähtsusega Norra ja Venemaa gaasitarned. Kuna Eestil puudub praegusel ajal võimalus maagaasi tarnimiseks Norrast ja selle tekkimist pole üpris pikas perspektiivis ka ette näha<sup>11</sup>, siis analüüsitakse järgnevalt ainult Venemaa gaasisektori arengut.

#### *Venemaa gaasisektori areng<sup>12</sup>*

Venemaal toodeti 2002. aastal<sup>13</sup> 595,3 mld m<sup>3</sup> maagaasi. 181,7 mld m<sup>3</sup> (31%) sellest eksporditi, sh 50,8 mld m<sup>3</sup> (8,5%, ekspordist 28%) SRÜ riikidesse. EL riikidest ostsid suuremad kogused vene maagaasi Saksamaa (29,6 mld m<sup>3</sup>), Itaalia (18,6 mld m<sup>3</sup>) ja

<sup>10</sup> Riikide gruppidele viitamise lihtsustamiseks on siin kasutusel järgmine tähistus: EL-15 – EL praegused 15 liikmesriiki; CC-15 – esimese ja teise grupi kandidaatriigid ning Norra ja Šveits; EL-30 – EL-15 koos CC-15 riikidega.

<sup>11</sup> Eestile lähim uus rahvusvaheline gaasitrass saab olema tõenäoliselt Balti mere põhja rajatav Venemaalt Saksamaale suunduv gaasitoru, mis hiljem ühendatakse Barentsi meres asuva Shtockmani leiukohaga.

<sup>12</sup> Koostamisel kasutatud põhiliselt järgmisi allikaid: *Energy ...*, 2002; *Finon*, 2002 ning mitmeid erialaseid perioodika (*Petrostrategies – The World Energy Weekly*; *Platts Energy Bulletin* jt) ning Interneti allikaid.

<sup>13</sup> 2002. a kohta andmed esialgsed.

Prantsusmaa (11,4 mld m<sup>3</sup>). Teistest Euroopa riikidest on suuremad Venemaa gaasi tarbijad Ungari (9,1 mld m<sup>3</sup>), Tšehhi (7,4 mld m<sup>3</sup>) ja Poola (6,9 mld m<sup>3</sup>). Euroopa riikide sõltuvust Venemaa maagaasitarnetest on täpsemini käsitletud käesoleva uuringu varustuskindluse osas (vt alajaotus 3.1.2).

Millises mahus suudab Venemaa edaspidi maagaasi toota ja eksportida, seda mõjutavad väga paljud tegurid. Nõudluse rahuldamise määrast sõltub omakorda maagaasi hind rahvusvahelisel turul. Ebamäärasust põhjustavate tegurite mõjul on Venemaa gaasitoodangu perspektiivide kohta koostatud erinevaid prognoose. Kui 2002. aastal oli Gazpromi maagaasi toodang 523,8 mld m<sup>3</sup>, siis näiteks veel 2002. a oktoobris teatati Gazpromi plaanist suurendada maagaasi toodangut 2020. aastaks 700 mld m<sup>3</sup>-ni. 2003. a veebruaris aga tehti teatavaks Gazpromi kavatsus hoida maagaasi toodang ühtlasel tasemel (umbes 530 mld m<sup>3</sup> aastas) kuni aastani 2030. Sellise stsenaariumi kohaselt püütakse nii kodu- kui välismaise vajaduse kasvu rahuldada täiendavate gaasitarnetega naftafirmadelt. Nii loodetakse juba lähema viie kuni seitsme aasta jooksul suurendada eksporti lääneriikidesse 160-170 mld m<sup>3</sup>-ni (2002. a eksporditi 130 mld m<sup>3</sup>).

Venemaal naftafirmad, kes praegu valdavalt lihtsalt põletavad tootmiskohtades naftaammutamisega kaasneva gaasi, oleks väga huvitatud selle müümisest. Gazpromist sõltumatute firmade maagaasi toodang võiks 2010. aastaks tõusta 118 mld m<sup>3</sup>-ni (2002. a 32,5 mld m<sup>3</sup>), kuid plaanide elluviimine sõltub riigi poliitikast gaasisektori liberaliseerimisel. Nimelt sõltub nii naftafirmade kui ka uute sõltumatute (s.o mitte Gazpromile kuuluvate) erakapitalil põhinevate gaasifirmade lubamine Venemaa maagaasiturule Gazpromi restruktureerimisest, eriti tegevusvaldkondade eristamisest – kokkuvõtlikult riigi poliitikast energiasektori arendamisel. Vastava poliitika kujundamisel on lisaks riigi majanduslikele huvidele tegemist ka varustuskindluse tagamisega. Seni on Gazprom olnud vastu gaasitorustikele kolmanda osapoole ligipääsu lubamisele, apelleerides majandusliku õigluse ja konkurentsi printsiibile – erafirmadel puudub kohustus müüa gaasi reguleeritud (s.o madalate) hindadega.

Hinnapoliitika Venemaa sisemaisel ja osalt ka SRÜ-le müümisel on üheks võtmeküsimuseks Venemaa gaasisektori arendamisel ja võib hakata mõjutama ka läänemaadesse eksporditava gaasi hindu. Venemaa siseturule müüdava gaasi hind on jätkuvalt riiklikult reguleeritud. Nii tuleb Gazpromil ka 2003. a toodangust müüa kaks kolmandikku reguleeritud hindadega, mis on umbes 16,4 USD/tuh m<sup>3</sup>. Väidetavalt tuleks kasumlikkuse saavutamiseks müüa gaasi hinnaga vähemalt 40 USD/tuh m<sup>3</sup>. Käesoleva aasta alguses väljendas Gazprom seisukohta, et maagaasi sisemaist hinda tuleks tõsta 2004. aastaks tasemele 830 rubl/1000 m<sup>3</sup> ja 2010. aastaks 1400 rublani tuhande kuupmeetri kohta.

Analüüsidest kõige uuemaid<sup>14</sup> andmeid Venemaa poolt eksporditud maagaasi hinna kohta, nähtub et 2002. aastal oli SRÜ riikide poolt ostetud vene maagaasi keskmine hind umbes 47,2 USD/tuh m<sup>3</sup>. SRÜsse mitte kuuluvates riikides osteti vene maagaasi keskmise hinnaga 100,8 USD/tuh m<sup>3</sup>. AS Eesti Gaas poolt Venemaalt sisseostetava maagaasi hinda ei ole viimastel aastatel avalikustatud.

---

<sup>14</sup> Petrostrategies, vol. 17, No. 813 (03.03.2003).

Venemaalt tarnitavate energiaressursside, sh ka maagaasi, võimalike mahtude ja hinna prognoosimisel tuleb olulise ebamäärasust suurendava tegurina arvestada, et Venemaal on ees rida majandusreforme, mille elluviimisega kaasnev nn üleminekuperiood kestab tõenäoliselt kaua. Samas pole mitmed reformi elemendid ja ka mõned põhiprintsiibid veel valitsuse poolt kinnitatud.

Kokku võttes võib väita, et tootmiskavade realiseerumine tegelikkuses sõltub eelkõige riiklikust poliitikast energiasektori liberaliseerimisel, mis omakorda on otseses sõltuvuses Venemaa üldisest majandusarengust ja sellest tulenevast siseturu ostujõust ning vastavast riiklikust hinnapoliitikast.

Prognoosides Eestile Venemaalt müüdava gaasi hinna arengutendentse, on samuti oluline, et AS Eesti Gaasi praegune leping Gazpromiga maagaasi tarnimiseks Eestisse kehtib 2005. a lõpuni. Järgnevas perioodiks sõlmitud lepingu tingimused võivad erineda praegustest. Samas võib arvestada ostetavate gaasikoguste suurusjärku. Eesti poolt imporditava maagaasi kogus (2001. aastal 887 mln m<sup>3</sup>) on Venemaa gaasitoodanguga võrreldes üliväike (umbes 0,1-0,2%), ka Venemaa gaasiekspordist moodustab see ainult 0,4 – 0,5%, jäädes seega väiksemaks kogusumma statistilise arvestuse täpsuspiirist.

Ülal leidsid kirjeldamist ainult mõned maagaasi hinna tulevikus kujundavad tegurid, kuid nende kvantitatiivse mõju arvestamine hinna prognoosimisel oleks ilmselt võimatu ka väga detailse mudeli olemasolu korral. Kuna käesoleva uuringu põhieesmärgiks ei ole hindade arengu prognoosimine, siis on maagaasi impordi summaarse maksumuse arvutamisel lähtutud põhiliselt *Eesti elektroenergeetika arengukavas aastani 2030* (Eesti elektroenergeetika ..., 2002) esitatud hinnaprognosidest (vt tabel 3.8), mille aluseks omakorda on Euroopa Liitu imporditava maagaasi rahvusvahelised hinnaprognosid (World ..., 2000; The Shared ... Vol. 2, 2000).

**Tabel 3.8. Maagaasi impordihinna prognoosid, EUR/tuh m<sup>3</sup> (vastava aasta nominaalväärings)**

	2000	2010	2015	2030
Stsenaarium MIN	64.3	97	124	230
Stsenaarium MAX	64.3	118	159	318

### 3.2.2. Elekter<sup>15</sup>

Mitmetes uuringutes on prognoositud, et ainult praegustes EL liikmesriikides vajatakse elektrienergia kasvava nõudluse rahuldamiseks järgmise 20 aasta jooksul umbes 250 – 300 GW uusi elektritootmisvõimsusi. Samal ajal on Saksamaa, Rootsi ja Belgia otsustanud järgmistel kümnenditel loobuda tuumajaamade kasutamisest. Seetõttu võib olukord kasvava nõudluse rahuldamisel kujuneda pingeliseks. Seejuures praeguse nägemuse kohaselt ei ole järgmise paarikümne aasta jooksul ette näha suuri

<sup>15</sup> Koostamisel kasutatud põhiliselt järgmisi allikaid: Business ..., 2001; Communication ..., 1999; Eesti ..., 2000; Euroopan ..., 2002; NORDEL ..., 2002; Nordic ..., 2002; Pohjoismaiden ..., 2000; Power ..., 2002; Sähkömarkkinat ..., 2000; Sähkömarkkinoiden ..., 2001; The Shared ... Vol. 8, 1999.

muutusi elektri tootmise tehnoloogias. Energiaallikate seas säilitavad fossiilsed kütused ja tuumaenergia kõige olulisema koha. Eriti jõudsaks prognoositakse maagaasi kasutamise kasvu EL riikides elektri tootmiseks.

Analüüsid elektrituru liberaliseerimise mõju elektri hinnale, tuuakse sageli esile turgude avamise hinda alandavat mõju. Mitmete riikide praktika on näidanud, et vahetult turgude avamise järel on tavaliselt vähemalt mõnele tarbijagrupile elektri hind tõepoolest alanenud, pikemas perspektiivis on olukord aga komplitseeritum. Jättes kõrvale nõudluse aspekti, määravad elektri pakkumise mahu genereerivvõimsuste suurus ja edastusliinide läbilaskevõime. Turgude liberaliseerimine toob kaasa varem suhteliselt eraldatud turgude liitumise suuremaks tarnepiirkonnaks. Kuna igas ühendatavas piirkonnas oli eelnevalt, põhiliselt varustuskindluse nõudest tulenevalt, tippkoormuse katmiseks piisavalt võimsusi, siis ühiseks turupiirkonnaks liitumisel on reeglina tegemist küllaltki suure tootmisvõimsuste ülejäägiga. Kui sellele lisandub tootjate rohkusest tulenev pingeline konkurents, siis on tulemuseks hindade langus elektriturul. Sellises olukorras saavad jätkata ainult need elektritootjad, kellel vähemalt lühiajalised piirkulud on turuhinnast madalamad. Süsteemi arengu seisukohalt on negatiivseks tulemuseks, et uusi investeeringuid elektri tootmisse ei tehta seni, kuni hinnad tõusevad tasemeni, mis võimaldab katta lisaks jooksvatele ka kapitalikulud.

Liiga madalaks kujunevad turuhinnad võivad tingida juba mõne aasta jooksul “vastulööke”, mille tulemuseks on, tarbimise kasvades ja ühendusvõimsuste ammendumisel, hüppelised hinnatõusud. Seetõttu tuleks vältida hindade alanemise tendentsi ületähtsustamist seoses elektrituru liberaliseerimisega. Lisaks tuleb arvestada, et nii elektri tootja- kui tarbijahinnad sõltuvad ka mitmetest muudest teguritest, nt kütuste hinnad, hüdroenergia korral aastane sademete hulk, maksustamine, võrgutegevuse regulatsioon jms.

Elektri hinna muutumist hakkavad senisest rohkem mõjutama keskkonnanõu aspektid. Fossiilkütuseid kasutavatele elektrijaamadele on EL kehtestanud üha rangemaid emissioonipiiranguid. Näiteks, meile lähima, Põhjamaade elektribörsi hinnataseme otsustavaks määrajaks on elektri tootmise muutuvkulud kivisöel töötavates kondensatsioonjaamades. Et mitte ületada lubatud piiremissioone on vaja teha suuri investeeringuid puhastusseadmetesse. See tõstab tootmishinda küllaltki oluliselt. Uusi ja seni mitmes aspektis ebaselgeid momente lisab siin Kyoto protokollide paindlike mehhanismide, eriti emissioonikaubanduse juurutamine lähiaastatel. Kasvuhoonegaaside heitmevootide hinna suhtes EL emissioonikaubanduse süsteemis pole veel kindlat seisukohta. Oletuslikud hinnangud on seni jäänud põhiliselt vahemikku 5 – 50 EUR CO<sub>2</sub> tonni kohta<sup>16</sup>. Uuringud on näidanud, et kui kvoodi hinnaks võtta 20 EUR/t CO<sub>2</sub>, siis tõstaks see kivisöe baasil toodetud elektri hinda 16-18 euro võrra MWh kohta (Hauch, 1999). Kuna kivisööst elektrit tootvad kondensatsioonjaamad on Põhjamaade elektriturul nn “sulgevas” positsioonis, siis tooks see kaasa elektri hinna märgatava tõusu sealsel turul. Pikemas perspektiivis tingiks see, lisaks hinnatõusule, muutusi erinevate tootmisviiside tasuvuses, parandades heitmevaba tootmise konkurentsivõimet. Kuna elektri tootmise struktuur on riigiti vägagi erinev, siis muutuks ka riikidevaheline konkurents elektriturul.

---

<sup>16</sup> Viimastel aastatel sõlmitud tehingutes on süsinikdioksiidi emissiooni vähendamise hinnad jäänud oluliselt alla 10 EUR/t CO<sub>2</sub>.

EL elektriturgudel kasvab elektribörside osatähtsus. Praeguseks töötab Euroopas üle kümne elektribörsi, mille kõigi kauplemismahud on kiiresti kasvamas. Sellises olukorras kaob elektrikaubanduses riigipiiride tähtsus järk-järgult. Analüüsidest hüpoteetilist varianti importida tulevikus suur osa Eestis vajatavast elektrist, on siiski otstarbekas eeldada elektrienergia ostu Põhjamaadest.

Turgude avamise ja nende riikidevaheliseks muutumise osas on Põhjamaad olnud esirinnas. Põhjamaades käib umbes 30% elektrikaubandusest NordPooli *spot*-turu kaudu. Võrreldes Euroopa elektribörsidel kaubeldava elektrienergia keskmisi hindu, nähtub et Põhjamaade elekter on olnud odavam (vt tabel 3.9). Kuude lõikes arvatud keskmised hinnad on jäänud tavaliselt vahemikku 20 – 40 EUR/MWh.

**Tabel 3.9. Elektrienergia keskmisi hindu Euroopa elektribörsidel (2001. a)**

Börs	EUR/MWh
Nord Pool (Põhjamaad)	23
Leipzigi elektribörs (Saksamaa)	24
PolPx (Poola)	27
APX (Holland)	33

Allikas: Euroopan ..., 2002

Mitmete uuringute kohaselt prognoositakse Kesk-Euroopa börside hinnataset jäävat vähemalt lähiaastateks kõrgemaks Põhjamaade omast (Euroopan ..., 2002). Samas annab (kella)ajavahest tulenev hindade erinevus siiski võimaluse elektrikaubandusega ka laiemal geograafilisel alal tegelda.

Tulenevalt hüdroenergia domineerimisest Põhjamaades on ilmastikul (eriti sademete hulgal) suur mõju sealsetele elektri hindadele. Näiteks oli 1996. a Skandinaavias keskmisest kuivem ja tulemuseks oli kõrge keskmine hind – 30 EUR/MWh – NordPooli börsil. Põhjamaade elektrituru mõjutatusest aastastest sademetekogusest annab väga ilmeka näite ka 2002. a lõpu ja 2003. a alguse olukord. Väheste sademete tõttu oli veehoidlate täidetud miinimumilähedane, lisandus tavalisest külmem ilm ja tulemusena tõusid hinnad rekordiliselt kõrgeks. Tabelis 3.10 on esitatud võrdluseks mõned NordPool Spot AS *spot*-tehingute (Elspot) kuukeskmised hinnad kogu süsteemi ja Soome kohta viimastest aastatest.

**Tabel 3.10. Kuukeskmisi spot-hindu Nord Pooli elektriturul, EUR/MWh**

Periood	Nord Pooli süsteem tervikuna	Soome turupiirkond
2001	23.15	22.83
sh jaanuar 2001	20.46	20.46
2002	26.91	27.28
sh jaanuar 2002	24.53	24.91
2003 jaanuar	71.68	69.84

Allikas: <http://www.nordpool.com/>

Jaanuaris 2003 fikseeriti ka kõigi aegade kõrgeimad keskmised nädala- (100,38 EUR/MWh) ja tunnihinnad (121,80 EUR/MWh). Veebruaris algas hinna järkjärguline normaliseerumine: hind Soomes 47,01 EUR/MWh ja NordPooli süsteemis tervikuna 48,25 EUR/MWh, mis on siiski palju kõrgemad kui tavaliselt.

Seoses tootmisvõimsuste ja tarbimise vahekorra pingelisemaks muutumisega tuleb ka edaspidi arvestada kõrgete hindade võimalusega. Põhjamaade Elspot-elektrituru jaoks tehtud imitatsioonimodelleerimise (Peak ..., 2002) tulemuste hulgas on variante, kus keskmine hind võib olla vahemikus 550 – 1000 EUR/MWh 30 – 40 tunni jooksul aastas, seejuures võivad väikseimale kauplemisperioodile vastavad hinnad reaalajas tipneda hindadega 1500 – 2200 EUR/MWh. Muidugi pole sellistel erakordsete asjaolude kokkulangemise perioodidel hinna määrajaks genereerimisvõimsuste sulgevad kulutused, vaid tarbijate valmidus „iga hinna“ eest elektrienergiat soovitud koguses osta.

Ülalesitatud teguritega on püütud arvestada järgmiste prognooside koostamisel. Elektri hinna pikaajalise prognoosimise komplitseeritusest annab tunnistust see, et rahvusvahelise elektrisektori pikaajalist arengut käsitlevates avaldatud uuringutes elektri hinna arengu kohta arvvaartusi ei ole esitatud. Seetõttu on käesoleva uuringu teostamiseks koostatud eksperthinnangul rajanevad kolm hinna arengu stsenaariumi. Eestisse imporditava elektrienergia hinna võimalike arengute prognoosid aastani 2015 ja teatud hinnang aastaks 2030 on esitatud tabelis (vt tabel 3.11).

**Tabel 3.11. Elektrienergia impordihinna prognoosid, EUR/MWh (vastava aasta nominaalväärings)**

	2001	2010	2015	2030
Stsenaarium MIN	22.83	33	39	69
Stsenaarium REF	22.83	38	55	113
Stsenaarium MAX	22.83	42	61	142

Stsenaariumi MIN teostumine eeldaks madala hinna aspektist soodsate arengutendentside kokkulangemist, nt kütusehindade püsimist madalal tasemel, keskkonnamaksude kehtestamist aeglasel tempos, madalaid hindu CO<sub>2</sub> emissioonikaubanduses, sademeterohkusest vähemalt keskmisi aastaid, edukaid säästumeetmeid ja efektiivsuse tõusu nii elektri tootmisel kui tarbimisel jne. Stsenaariumi MAX korral on oletatud hinna püsimise suhtes küllaltki ebasoodsaid arenguid. Stsenaarium REF kajastab arenguid, milles eri suundades mõjuvad tegurid teatud määral tasakaalustavad vastastikkust mõju või arenevad mõõduka tempoga.

### 3.2.3. Kivisüsi

Kivisüsi on endiselt üle kogu maailma kaubeldav kütus. Kivisüsi ressurss on fossiilkütuste hulgas suurim – tõestatud varudest piisaks praeguse tarbimistaseme juures vähemalt 200 aastaks, seni on ka tootmismahud ületanud nõudlust. Sellest lähtudes on kivisüsi hinna maailmaturul prognoositud järgmisel paarikümnel aastal väga vähe muutuvaks (The Shared ..., Vol. 8, 1999; World ..., 2000). Teatud riskitegurid, mis võivad hinna tõusu suunas mõjutada, võivad siiski tekkida, nt tootmise keskendumine ühe väiksema arvu tootjate kätte, samuti investorite huvi

vähenev kaevandamise rahastamise vastu, kuna mitmetes riikides kavandatakse söe kasutamist kliimahoiumahtavatel piiridel. Pikemas perspektiivis on võimalikud ka rahvusvahelised keskkonnakaitselised nõuded, mis võivad piirata kivisöe kasutamist oluliselt või isegi sundida lõpetama tema kasutamise täielikult.

Siiski on näiteks Soomes peetud kivisöe kasutamise jätkamist elektri tootmisel väga oluliseks nii üldise varustuskindluse kui ka kütuste vahelise hinnakonkurentsi säilitamise aspektist (Euroopan ..., 2002). Ka Venemaa kavandab elektri tootmisel kivisöe kasutamist laiendada, tuues ühe põhjusena esile, et seetõttu avaneb võimalus maagaasi rohkem eksportida. Samas on näiteks Suurbritannia kavandanud kivisöe kasutamise 2020. aastaks peaaegu täielikult lõpetada.

Sarnaselt käesoleva uuringu maagaasi osaga on ka kivisöe impordi summaarse maksumuse arvutamisel lähtunud põhiliselt *Eesti elektroenergeetika arengukavas aastani 2030* (Eesti elektroenergeetika ..., 2002) esitatud hinnaprognosidest (vt tabel 3.12).

**Tabel 3.12. Kivisöe impordihinna prognoosid, EUR/t (vastava aasta nominaalvääringus)**

	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>
Stsenaarium MIN	40	50	55	77
Stsenaarium MAX	40	51	58	84

#### **4. ENERGIARESSURSSIDE IMPORDI VÕIMALIK SUURENEMINE JA SELLE MÕJU VÄLISKAUBANDUSELE**

Töö käesolevas osas on kõigepealt hinnatud elektrinõudluse katmiseks vajaliku täiendava energiaressursside impordi mahtu vaatlusalusel prognoosiperioodil. Nagu eelpool mainitud, on pikk prognoosiperiood seotud suurte määramatustega ja prognoosist kui sellisest võib rääkida aastateni 2010-2015. 2030. aasta kohta saadud tulemusi võib tõepoolest käsitleda vaid kui visioone. Energiaressursside täiendava impordi mahu määratlemisel on ühelt poolt aluseks võetud 2. osas koostatud elektrinõudluse prognoos – eeskätt just täiendava energiaressursside impordiga katta tulev osa sellest nõudlusest. Teiselt poolt – täiendava impordi maksumuse leidmisel, on lähteandmeteks töö 3. osas esitatud hinnaprognosid imporditavatele energiaressurssidele. Energiaressursside täiendava impordi maksumus on arvatud kolme vaadeldava elektrinõudluse katmise stsenaariumi lõikes (vt stsenaariumide kirjeldus paragrahvis 2.3).

Elektrinõudluse katmiseks täiendavalt vajaminevate imporditavate energiaressursside maksumuse arvutuskäik aastateks 2010, 2015 ja 2030 on toodud tabelites 4.1 (I stsenaarium), 4.2 (II stsenaarium) ja 4.3 (III stsenaarium). Keskkonnapiirangutest ja elektrienergia nõudluse tasemest tulenevalt võibki imporditavatest energiaressurssidest elektri tootmine või elektri enda import vajalikuks osutada 2010. aasta paiku. Perspektiivseimaks on siinjuures I (maagaasi) stsenaarium. Selle kohaselt kasutatakse uute, maagaasil töötavate elektritootmise võimsuste rakendamisel esmajärjekorras ära elektrienergia ja soojuse koostootmise potentsiaal. Järgmises etapis (peale 2015. aastat) võib tekkida vajadus uute kondensatsioonielektri jaamade järele (eriti kui elektritarbimise areng toimub maksimumprognoosi suunas – vt tabel 2.3). Uute koostootmis- ja kondensatsioonijaamade võimalikust vahekorrad prognoosiperioodi aastatel on kavandatud ka võimalikud kasutegurid gaasielektri tootmisel (2010. a. 40%, 2015. a. 45% ja 2030. a. 50%) ja nendest tulenev maagaasi erikulu. Elektri jaamade omatarbe suuruseks gaasielektri tootmisel on arvestatud 5% brutotoodangust. Arvutustulemused näitavad, et sõltuvalt elektritarbimise tasemest ja maagaasi hinnast võib elektritootmiseks täiendavalt vajamineva maagaasi maksumuseks kujuneda 2015. aastal 54-130 mln eurot ja 2030. aastal 290-635 mln eurot (vt tabel 4.1).

II stsenaariumi korral (60% elektrienergia defitsiidist kaetakse täiendava gaasielektri tootmisega ja 40% importelektriga) kujuneb imporditavate energiaressursside maksumus mõnevõrra suuremaks (vt tabel 4.2). Samas on väiksem uute elektritootmise võimsuste ehitamisega seotud impordi maht. III stsenaariumis on elektrienergia defitsiidi katmine ette nähtud nii gaasi- kui ka söeektriga (vastavalt 50 ja 25% ulatuses), samuti elektri impordiga (25%). Kuigi lähtuvalt energiaressursside hinnaprognosidest pole täiendava impordi maksumus selle stsenaariumi korral oluliselt suurem kui I stsenaariumi puhul (vt tabel 4.3), on kivisöe kasutamine otstarbekus kaheldav. Põhjuseks asjaolu, et võrreldes põlevkivielektri tootmisega pole siin arvestatavat leevendust saastekoormuse aspektist ja jäävad püsima keskkonnamaksude määramatusest tulenevad riskid. Positiivseks küljeks on kivisöe kasutamise korral küll võimaliku ressursivaliku laienemine, mis on oluline varustuskindluse seisukohalt.



**Tabel 4.1. Elektrivajaduse katmiseks täiendavalt imporditavate energiaressursside maksumus (I stsenaarium)**

	2010		2015		2030	
	Elektritarbimine		Elektritarbimine		Elektritarbimine	
	min	max	min	max	min	max
Täiendava impordiga kaetav võrku antava elektri vajadus, GWh	1400	2400	1700	3200	5500	8700
<b>I Stsenaarium: Maagaas 100%</b>						
Vajalik toodang maagaasi baasil, GWh						
neto	1400	2400	1700	3200	5500	8700
bruto	1474	2526	1789	3368	5789	9158
Maagaasi erikulu, mln m <sup>3</sup> /GWh	0.273	0.273	0.242	0.242	0.218	0.218
Vajalik maagaasi kogus, mln m <sup>3</sup>	402	690	433	815	1262	1996
Maagaasi hind (min), EUR/tuh m <sup>3</sup>	97	97	124	124	230	230
Maagaasi hind (max), EUR/tuh m <sup>3</sup>	118	118	159	159	318	318
<b>Maagaasi maksumus (min), mln EUR</b>	<b>39.0</b>	<b>66.9</b>	<b>53.7</b>	<b>101.1</b>	<b>290.3</b>	<b>459.2</b>
<b>Maagaasi maksumus (max), mln EUR</b>	<b>47.5</b>	<b>81.4</b>	<b>68.9</b>	<b>129.6</b>	<b>401.3</b>	<b>634.9</b>

**Tabel 4.2. Elektrivajaduse katmiseks täiendavalt imporditavate energiaressursside maksumus (II stsenaarium)**

	2010		2015		2030	
	Elektritarbimine		Elektritarbimine		Elektritarbimine	
	min	max	min	max	min	max
Täiendava impordiga kaetav võrku antava elektri vajadus, GWh	1400	2400	1700	3200	5500	8700
<b>II Stsenaarium: Maagaas 60%</b>						
<b>    Importelekter 40%</b>						
Vajalik toodang maagaasi baasil, GWh						
neto	840	1440	1020	1920	3300	5220
bruto	884	1516	1074	2021	3474	5495
Vajalik maagaasi kogus, mln m <sup>3</sup>	241	414	260	489	757	1198
Maagaasi maksumus (min), mln EUR	23.4	40.1	32.2	60.6	174.2	275.5
Maagaasi maksumus (max), mln EUR	28.5	48.8	41.3	77.8	240.8	380.9
Vajalik imporditelektri kogus, GWh	560	960	680	1280	2200	3480
Importelektri hind (min), EUR/MWh	33	33	39	39	69	69
Importelektri hind (max), EUR/MWh	42	42	61	61	142	142
Importelektri maksumus (min), mln EUR	18.5	31.7	26.5	49.9	151.8	240.1
Importelektri maksumus (max), mln EUR	23.5	40.3	41.5	78.1	312.4	494.2
<b>Imporditavate energiaressursside kogumaksumus, mln EUR</b>						
<b>min</b>	<b>41.9</b>	<b>71.8</b>	<b>58.7</b>	<b>110.6</b>	<b>326.0</b>	<b>515.6</b>
<b>max</b>	<b>52.0</b>	<b>89.1</b>	<b>82.8</b>	<b>155.8</b>	<b>553.2</b>	<b>875.1</b>

**Tabel 4.3. Elektrivajaduse katmiseks täiendavalt imporditavate energiaressursside maksumus (III stsenaarium)**

	2010		2015		2030	
	Elektritarbimine		Elektritarbimine		Elektritarbimine	
	min	max	min	max	min	max
Täiendava impordiga kaetav võrku antava elektri vajadus, GWh	1400	2400	1700	3200	5500	8700
<b>III Stsenaarium: Maagaas 50%</b>						
<b>    Importelekter 25%</b>						
<b>    Kivisüsi 25%</b>						
Vajalik toodang maagaasi baasil, GWh						
neto	700	1200	850	1600	2750	4350
bruto	737	1263	895	1684	2895	4579
Vajalik maagaasi kogus, mln m <sup>3</sup>	201	345	217	408	631	998
Maagaasi maksumus (min), mln EUR	19.5	33.4	26.8	50.5	145.1	229.6
Maagaasi maksumus (max), mln EUR	23.7	40.7	34.4	64.8	200.7	317.4
Vajalik importelektri kogus, GWh	350	600	425	800	1375	2175
Importelektri maksumus (min), mln EUR	11.6	19.8	16.6	31.2	94.9	150.1
Importelektri maksumus (max), mln EUR	14.7	25.2	25.9	48.8	195.3	308.9
Vajalik toodang kivisöe baasil, GWh						
neto	350	600	425	800	1375	2175
bruto	389	667	472	889	1528	2417
Kivisöe erikulu, tuh t/GWh	0.400	0.400	0.356	0.356	0.356	0.356
Vajalik kivisöe kogus, tuh t	156	267	168	316	544	860
Kivisöe hind (min), EUR/t	50.00	50.00	55.00	55.00	77.00	77.00
Kivisöe hind (max), EUR/t	51.00	51.00	58.00	58.00	84.00	84.00
Kivisöe maksumus (min), mln EUR	7.8	13.3	9.2	17.4	41.9	66.2
Kivisöe maksumus (max), mln EUR	7.9	13.6	9.8	18.4	45.7	72.3
<b>Imporditavate energiaressursside kogumaksumus, mln EUR</b>						
<b>min</b>	<b>38.8</b>	<b>66.6</b>	<b>52.7</b>	<b>99.1</b>	<b>281.9</b>	<b>445.9</b>
<b>max</b>	<b>46.4</b>	<b>79.5</b>	<b>70.1</b>	<b>132.0</b>	<b>441.6</b>	<b>698.5</b>

Tabelis 4.4 on leitud täiendava energiaressursside impordi osakaalud erinevate elektrienergia defitsiidi katmise stsenaariumide korral. Aluseks on võetud töö 1. osas koostatud kaupade nominaalimpordi baasprognosisid. Võimalikest impordi baasprognosisid variantidest on valitud “äärised”: impordi I variant kõrgema SKP alusprognosisi (AK 3) korral ja II variant madalama SKP alusprognosisi (AK 1) korral.

Saadud tulemused näitavad, et prognoositud täiendavad energiaressursside impordivajadused moodustavad kaupade impordi prognoositud mahtudest suhteliselt väikese osa. Kuna koostatud impordi baasprognosisi aluseks olevast SKP prognoosisist tuleneb väliskaubandusbilansi ligikaudne tasakaal prognoosiperioodi lõpus (st kaupade ekspordi maht peaks kujunema impordiga lähedasele tasemele), ei saa elektrivajaduse katmisest tingitud energiaressursside täiendav import oluliselt ohustada väliskaubandusbilansi tasakaalu. Nii moodustab energiaressursside täiendav impordivajadus ka n-ö maksimaalsetel juhtumitel (elektritarbe maksimumprognoosisi realiseerumise korral osutuvad ka imporditavate energiaressursside hinnad maksimumprognoosisile vastavad) kaupade koguimpordist 0,8-0,9% 2015. aastal ja 1,4-1,9% 2030. aastal (vt tabel 4.4).

**Tabel 4.4. Elektrivajaduse katmiseks täiendavalt imporditavate energiaressursside osa kaupade impordis**

	2010		2015		2030	
	Elektritarbimine		Elektritarbimine		Elektritarbimine	
	min	max	min	max	min	max
Kaupade import, mln EUR						
I variant (AK 3)	12430		21210		76140	
II variant (AK 1)	10850		16840		46820	
<b>I stsenaarium:</b>						
Imporditavate energiaressursside maksumus, mln EUR						
min hinnad	39.0	66.9	53.7	101.1	290.3	459.2
max hinnad	47.5	81.4	68.9	129.6	401.3	634.9
Osa kaupade impordis, %						
min hinnad/I variant (AK 3)	<b>0.3</b>	<b>0.5</b>	<b>0.3</b>	<b>0.5</b>	<b>0.4</b>	<b>0.6</b>
max hinnad/II variant (AK 1)	<b>0.4</b>	<b>0.8</b>	<b>0.4</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>1.4</b>
<b>II stsenaarium:</b>						
Imporditavate energiaressursside maksumus, mln EUR						
min hinnad	41.9	71.8	58.7	110.6	326.0	515.6
max hinnad	52.0	89.1	82.8	155.8	553.2	875.1
Osa kaupade impordis, %						
min hinnad/I variant (AK 3)	<b>0.3</b>	<b>0.6</b>	<b>0.3</b>	<b>0.5</b>	<b>0.4</b>	<b>0.7</b>
max hinnad/II variant (AK 1)	<b>0.5</b>	<b>0.8</b>	<b>0.5</b>	<b>0.9</b>	<b>1.2</b>	<b>1.9</b>
<b>III stsenaarium:</b>						
Imporditavate energiaressursside maksumus, mln EUR						
min hinnad	38.8	66.6	52.7	99.1	281.9	445.9
max hinnad	46.4	79.5	70.1	132.0	441.6	698.5
Osa kaupade impordis, %						
min hinnad/I variant (AK 3)	<b>0.3</b>	<b>0.5</b>	<b>0.2</b>	<b>0.5</b>	<b>0.4</b>	<b>0.6</b>
max hinnad/II variant (AK 1)	<b>0.4</b>	<b>0.7</b>	<b>0.4</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>	<b>1.5</b>

Siinjuures on oluline rõhutada, et nende energiaressursside impordi maksumus, mis on vajalik soojuse tootmiseks, samuti elektri tootmiseks juba olemasolevate võimsuste baasil (eeskätt Iru EJ), sisaldub eelduse kohaselt impordi baasprognoosis.

Teiseks vaatlusaluse probleemiga seotud aspektiks on impordi osa uute, imporditavatel ressurssidel töötavate tootmisvõimsuste rajamisel. Vastavate andmete analüüsi põhjal (Eesti elektroenergeetika ..., 2002; Possible ..., 1999 jt) on alust väita, et impordivajadused uute tootmisvõimsuste ehitamisel ja põlevkivielektri tootmise täiemahulisel renoveerimisel on ligilähedaselt samas suurusjärgus, mis võimaldab neid pidada vastastikku tasakaalustavateks. Lisaks kaasneb põlevkivielektri tootmise asendamisega põlevkivi enda tootmisega seotud impordi vähenemisega (mida oli juba esile toodud töö 1. osas), samuti hoitakse koostootmise potentsiaali parema ärakasutamise korral uute võimsuste rakendamisel kokku soojuse tootmiseks vajalikke importkütuseid.

Seega võib tehtud analüüsi tulemuste põhjal järeldada, et ka üsna suure osa põlevkivielektri asendamisest tingitud energiaressursside täiendav impordi maht ei oma märkimisväärset kaalu väliskaubanduses ja seega ei saa väliskaubandusbilansi tasakaalu küsimusi pidada väga oluliseks argumendiks põlevkivi eelistamisel teistele energiaressurssidele. Põhiliseks põlevkivielektri tootmise tulevikku mõjutavaks teguriks on ja jääb keskkonnamõju (suur koormus keskkonnale) ja selle mõju leevendamiseks vajalike kulutuste määramatusest tulenevad riskid.

## KOKKUVÕTE

Eesti taasiseseisvumise järgsele senisele majandusarengule on iseloomulikud suured struktuursed muutused ja suhteliselt kõrge SKP reaalkasv. Avatud majanduse tingimustes on väliskaubanduse bilanss olnud kogu aeg negatiivne ja selle osatähtsus sisemajanduse kogutoodangus kõrge.

Energiaressursside osatähtsus nii Eesti ekspordis kui impordis on aga suhteliselt tagasihoidlik ja viimastel aastatel on see isegi langenud. Uurimistöös püstitatud ülesande lahendamise edukus sõltub nii aluseks võetud makromajanduslike baasprognoside kui ka imporditavate energiaressursside nõudluse ja nende hindade prognoside tõepärasusest etteantud pikal prognosiperioodil.

Makromajanduslike prognoside koostamisel on lähtutud algselt Rahandusministeeriumi prognositud SKP ja THI kasvust 2030. aastani, mis on aluseks võetud ka kütuse- ja energiamajanduse pikaajalise riikliku Arengukava koostamisel. Nendest prognosidest lähtudes on hinnatud kaupade nominaalimpordi mahud 2030. aastani. Paremate statistiliste seoste alusel hinnatud nominaalimport peaks 2015. aastaks moodustama 80-81% SKP-st, 2030. aastaks aga 88-90% SKP-st. Arvutuste kohaselt võib Eesti import kasvada 2015. aastaks 17-21 miljardi euroni ja 2030. aastaks 47-76 miljardi euroni (jooksevhindades). Prognosiperioodi lõpuks (2030) eeldatakse impordi ja ekspordi tasakaalustumist.

Elektrienergia tootmise ja tarbimise areng viimastel aastatel näitab, et põlevkivi osatähtsus elektrienergia tootmisel on küll langenud, kuid on ikka veel väga kõrge – 2001. aastal oli see 90,5%. Põlevkivielektri edasise tootmismahu prognosimisel on lähtutud Eesti Keskkonnastrateegiast ja EL keskkonnadirektiividest, mis on aluseks võetud ka Arengukavas. Põlevkivielektri netotoodangu maksimaalne lubatud tase nendel eeldustel on 2005. aastal 6600 GWh, perioodil 2010-2015 5430 GWh aastas ja peale 2015. aastat 2300 GWh aastas.

Elektrienergia sisemaise lõpptarbimise prognosimisel on täpsustatud Arengukavas esitatud prognoose, arvestades nii SKP prognoose, SKP energiamahukuse hinnanguid kui ka elektritarbimise elastsuse hinnanguid SKP suhtes. Elektrienergia kogunõudluse leidmiseks prognosiperioodil määratleti elektrijaamade ja -süsteemi omatarve ja kaod ning arvutati vastavalt võrku antava elektri vajadus (netotoodang) ja kogunõudlus (brutotoodang). Arvestades põlevkivielektri eelpoolmainitud lubatud mahtusid ja taastuvate kohalike ressursside osatähtsust, on leitud imporditavate energiaressursside arvel vajaliku elektritootmise mahud (defitsiit).

Selle defitsiidi katmiseks on koostatud kolm võimalikku stsenaariumi:

I stsenaarium	Kogu elektritootmise defitsiit kaetakse maagaasi kasutamisega;
II stsenaarium	60% elektritootmise defitsiidist kaetakse maagaasi kasutamisega ja 40% elektri impordiga;
III stsenaarium	50% elektritootmise defitsiidist kaetakse maagaasi kasutamisega, 25% kivisöe kasutamisega ja 25% elektri impordiga.

Energiaressursside impordi rahaliseks hindamiseks vajalike hinnaprognoside koostamiseks on eelnevalt analüüsitud vaadeldavate energiaressursside varustuskindluse küsimusi nii EL riikide, EL kandidaatriikide kui ka nende hulgas Eesti kohta. EL liikmesriikide summaarsest sisemisest energiavajadusest suudetakse rahuldada omamaiste ressurssidega alla poole, vaid Suurbritannia ja Taani suudavad oma sisemise energiavajaduse täielikult katta kodumaiste ressurssidega. Elektrienergiaga varustatuselt on aga EL riigid keskmiselt 98,8% ulatuses kindlustatud kodumaise toodanguga. EL kandidaatriikidel on energiaga omavarustatuse tase kõrgem EL vastavast keskmisest tasemest. Eesti välissõltuvus kogu energiatarbimise osas 2000. a andmetel oli 39,6%. Elektri osas on suur omamaise toodangu puudujääk Lätil.

Maagaasiga varustatus on riigiti väga erinev nii EL kui ka kandidaatriikide hulgas. Suurem osa riike, sh Eesti, impordib kogu tarbitava maagaasi. Suur sõltuvus on ka Venemaalt imporditavast gaasist. 100% imporditavast gaasist ostab Venemaalt peale Eesti, Läti, Leedu ja mitmete Ida-Euroopa riikide ka ainukesena EL riikidest Soome.

Energiaressursside hindade prognoosimisel on silmas peetud nii EL õigustikku kui ka majanduslikke ja poliitilisi tegureid. Maagaasil puudub nn maailmaturuhind. Seni on maagaasi hinnad kujunenud naftakütuste hindadest sõltuvalt. EL energiapoliitika eesmärgiks on jõuda EL piirides konkurentsile täielikult avatud gaasituruni. Selleks tuleks loobuda ka seni domineerinud pikaajalistest tarnelepingutest.

Kuna Eestil puudub praegu ja reaalses tulevikus võimalus maagaasi importimiseks Norrast või mujalt peale Venemaa, on analüüsitud eeskätt Venemaa gaasiturul olukorda ja hinnapoliitikat. Maagaasi konkreetsete hinnaprognoside koostamisel on lähtutud aga põhiliselt eelmainitud Arengukava andmetest, mille aluseks omakorda on Euroopa Liitu imporditava maagaasi rahvusvahelised hinnaprognosid. Nende alusel võib maagaasi impordihind tõusta 2030. aastaks 3,6-5 kordseks, võrreldes 2000. aastaga.

Imporditava elektrienergia hinna kujunemisel on analüüsitud elektriturul liberaliseerimise mõju hindadele. Turu avamine võib esialgu kaasa tuua hindade alanemise, kuid pikema aja jooksul on olukord komplitseeritum. Elektri hinna muutumist hakkavad üha rohkem mõjutama keskkonnahoiu aspektid – investeeringud puhastusseadmetesse, kõrged saastetasud jne. EL elektriturgudel kasvab elektribörside osatähtsus. Euroopa elektribörsidest on praegu (2001) kõige odavam elekter Põhjamaade elektriturul NordPool. Hüdroenergia suure osakaalu tõttu Põhjamaades on aga ilmastiku mõju sealsetele elektri hindadele väga suur.

Kõiki neid aspekte arvesse võttes on importelektri hindade prognoosimine pikemaks ajaperioodiks väga keeruline. Seetõttu on käesoleva uuringu teostamiseks koostatud hinna arengu kolm stsenaariumi: stsenaarium MIN teostumine eeldab soodsate arengutendentside kokkulangemist elektri tootmisel ja turgudel, stsenaarium MAX ebasoodsaid arenguid ja stsenaarium REF eri suundades toimivate tegurite mõju tasakaalustumist. Nende stsenaariumide järgi võivad elektrienergia impordihinnad kasvada 2030. aastaks vastavalt 3,0, 4,9 ja 6,2 korda, võrreldes 2001. aastaga.

Kivisöe hindu maailmaturul on prognoositud väga vähe muutuvaks järgmise paarikümne aasta jooksul, sest kivisöe ressursid on suured ja kivisüsi on üle kogu

maailma kaubeldav. Tõsi, pikemas perspektiivis peaksid ka kivisöe kasutamist hakkama mõjutama rangemad keskkonnakaitselised nõuded. Samaselt käesoleva uuringu maagaasi osaga on ka kivisöe hinnaprognoside koostamisel lähtutud energeetika Arengukavas esitatud prognoosidest. Nende alusel kasvavad kivisöe impordihinnad 2030. aastaks vaid 1,9-2,1 korda, võrreldes 2000. aastaga.

Prognoositud impordimahtusid ja energiaressursside hindu arvesse võttes on lõpuks arvatud täiendavate energiaressursside impordi suurenemine Eesti elektrivajaduse katmiseks tulevikus, vastavalt elektrivajaduse defitsiidi katmise eelpool kirjeldatud kolmele stsenaariumile. Nendest arvutustest selgub, et I ja III stsenaariumis on täiendava impordi maksumus peaaegu võrdne. Mõnevõrra suurem on täiendava impordi maksumus II stsenaariumis, kus on suurem importelektri osatähtsus. Kaupade impordi prognoositud maksumustest moodustavad need energiaressursside täiendava impordi maksumused suhteliselt väikese osa, ulatudes 2015. aastal maksimaalselt 0,9 ja 2030. aastal 1,9 protsendini impordi kogumaksumusest (II stsenaarium, hindade maksimaalne variant suurima elektritarbimise korral).

Seega võib läbiviidud analüüsi tulemuste põhjal järeldada, et põlevkivi osatähtsuse vähenemisega Eesti elektritootmises kaasnev täiendava impordi maht ei ole nii märkimisväärne, et otseselt ohustada Eesti väliskaubanduse tasakaalu.

Oluline on uuritava küsimusega seoses rõhutada veel kolme asjaolu. Esiteks tuleks kujundada ratsionaalne seisukoht elektritarbimise kasvu osas. Kuigi elektritarbimise kõrget taset peetakse riigi eduka majandusarengu üheks indikaatoriks, ei saa tarbimise maksimumprognooside realiseerumist pidada eesmärgiks omaette. Eriti kehtib see olukorras, kus kohalikel ressurssidel toodetavat elektrit ei jätku nii või teisiti sisemaise elektrinõudluse rahuldamiseks. Seetõttu tuleb uue tootmise arendamisel hoolikalt arvestada selle energiamahukusega.

Teiseks on energiasektori edasise arengu (sh ka väliskaubandusele avalduva mõju) seisukohalt väga tähtsad praegu Narva Elektri jaamades käimasoleva esimese renoveerimisetapi tulemused (kavakohaselt lõpevad I etapi tööd 2004. aasta septembris). Nendest tulemustest sõltub suurel määral edasise renoveerimise otstarbekus, st ka lõplik vastus küsimusele, kui kaua ja kui suures ulatuses põlevkivielektri tootmine saab jätkuda.

Kolmandaks on oluline veelkord märkida, et põhiliseks põlevkivielektri tootmist tulevikus piiravaks teguriks on suur negatiivne mõju keskkonnale ning selle mõju leevendamiseks vajalike piirangute ja kulutustega (saastemaksude olulise suurenemise võimalus) seonduvad riskid.

## KASUTATUD MATERJALID

Assessment of Internal and External Gas Supply Options for the EU, Evaluation of the Supply Costs of New Natural Gas Supply Projects to the EU and an Investigation of Related Financial Requirements and Tools. (2002). Executive Report. OME.

Balmaceda, M. M. (2002). EU Energy Policy and Future European Energy Markets: Consequences for the Central and East European States. Untersuchungen des FKKS 27/2002. Forschungsschwerpunkt Konflikt- und Kooperationsstrukturen in Osteuropa (FKKS), Universität Mannheim.

Business trends in the European power industry – consequences of liberalisation. (2001). (Ref: 2001-2760-0011). EURELECTRIC.

Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. The Internal Market in Energy: Coordinated Measures on the Security of Energy Supply. (2002). COM(2002) 488 final. Commission of the European Communities, Brussels.

Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. European energy infrastructure. (2001). COM(2001) 775 final, 2001/0311(COD). Commission of the European Communities, Brussels.

Communication from the Commission. Strengthening the Northern dimension of European energy policy. (1999). COM(1999) 548 final, Brussels.

Directive of the European Parliament and of the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants (2001/80/EC), 23.10.2001.

Directive of the European Parliament and of the Council (98/30/EC) of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas.

Directive of the European Parliament and the Council (96/92/EC) of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.

Eesti elektroenergeetika arengukava aastani 2030. (2002). Uurimistöö aruanne AS Eesti Energiale. TTÜ Elektroenergeetika instituut, Tallinn.

Eesti energiabilanss. Statistiline kogumik. (1992). RSA, Tallinn.

Eesti keskkonnastrateegia. (1997). Riigi Teataja I, 26, 390.

Eesti riiklik arengukava Euroopa Liidu struktuurifondide kasutuselevõtuks – ühtne programmdokument 2003-2006.(2003). *Eelnõu projekt seisuga 26.02.03* <http://www.fin.ee/index.html?id=5139>

Eesti sisemajanduse koguprodukt I kvartal 1993 – II kvartal 2002. (2002). ESA, Tallinn.

Eesti statistika aastaraamat 2002. (2002). ESA, Tallinn.



- Energiabilansid 1992-2001. (1993-2002). ESA, Tallinn.
- Energy dialogue with Russia – update on progress. (2002). Commission staff working paper. SEC(2002) 1272. Commission of the European Communities, Brussels.
- Energy: Yearly Statistics 1997. Data 1985-1997. (1999). Eurostat, Luxembourg.
- Euroopan sähkömarkkinoiden kehitysnäkymiä. (2002). Tutkimusraportti nro 10. Energia-alan Keskusliitto Finergy, Helsinki.
- European Union Energy & Transport In Figures 2002. (2002). European Commission Directorate-General for Energy and Transport in co-operation with Eurostat, Brussels.
- Finon, D., Locatelli, C. (2002). The liberalisation of the European gas market and its consequences for Russia. Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Grenoble.
- Hauch, J. (1999). The Kyoto Agreement Consequences for Nordic Electricity Markets. Working Paper 1999:5. Danish Economic Council, København.
- Kraftbalanser for trearsperioden 2002-2004. Balansegruppen. 12.9.2001.
- Kütuse- ja energiamajanduse pikaajaline riiklik arengukava aastani 2015 (visiooniga 2030). (2002). EV Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, TTÜ Elektroenergeetika instituut, Tallinn.  
(<http://www.mkm.ee/-/index.html?id=952>).
- Kütuse- ja energiamajanduse pikaajaline riiklik arengukava. (1998). Riigi Teataja I, 19, 295.
- Laur, A., Tenno, K. (1999). Sustainable Development of the Estonian Energy Sector: a Modelling Approach. In: Ennuste, Ü. and Wilder, L. (eds.). Harmonisation with the Western Economics: Estonian Economic Developments and Related Conceptual and Methodological Frameworks. Estonian Institute of Economics at TTU, Tallinn, 283-302.
- Liik, O., Esop, M.-R. (1999). Modelling of Estonian Energy Sector and Emissions. In: Kallaste, T., Liik, O., Ots, A. (eds.). Possible Energy Sector Trends in Estonia. Context of Climate Change. SEI-Tallinn Centre, TTU, Tallinn, 128-163.
- NORDEL Annual Report 2001. (2002). NORDEL.
- Nordic Grid Master Plan. (2002). NORDEL.
- Nordisk systemudviklingsplan 2002. (2002). Nordel Plankomiteen.
- Peak production capability and peak load in the Nordic electricity market introductory background to the Seminar in Oslo 8 and 9 October 2002. (2002). NORDEL committees, EME Analys, SINTEF Energiforskning.
- Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden skenaariot. (2000). Loppuraportti. Mecrastor PricewaterhouseCoopers Oy, Helsinki.

Possible Energy Sector Trends in Estonia. Context of Climate Change (Eds. T. Kallaste, O. Liik, A. Ots). (1999). SEI-Tallinn Centre, TTU, Tallinn.

Power and energy balances today and 3 years ahead. (2002). NORDEL.

Rahandusministeeriumi prognoos aastani 2030. (2002).  
[http://finants.tervishoiuprojekt.ee/docs/est/Rahandusministeeriumi\\_prognoos\\_aastani\\_2030.pdf](http://finants.tervishoiuprojekt.ee/docs/est/Rahandusministeeriumi_prognoos_aastani_2030.pdf)

Security of Gas Supply and Power Generation. (2000). Final Version (S/Eur/99/1144). The European Union of the Natural Gas Industry.

Sisend-väljundtabelid 1997. (2002). ESA, Tallinn.

Soosaar, S. (2001). Kütuste ja energia hindade areng. Rmt.: Eesti Energeetika 1991-2000. Majandusministeerium, Tallinn, 64-74.

Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1999, 2000-2020) (Eurprog 2001). (2001). EURPROG Network of Experts. (Ref: 2001-2745-0002). EURELECTRIC.

Stern, J. (2002). Security of European Natural Gas Supplies. The impact of import dependence and liberalization. The Royal Institute of International Affairs, London.

Sähkõmarkkinat 2015. Sähkökäytön ja -hankinnan kehitysnäkymiä. (2000). Tutkimusraportti nro. 9. Finergy, Helsinki.

Sähkõmarkkinoiden kehitys 1995–2000. (2001). Sähkõmarkkinoiden 5-vuotishuoltotyöryhmän väliraportti. Kauppa- ja teollisuusministeriö.

The Shared Analysis Project. Economic Foundations for Energy Policy. (1999). Vol. 8. Electricity industry and market economics. IEFEE, SPRU.

The Shared Analysis Project. Economic Foundations for Energy Policy. (1999). Vol. 2. World Energy Scenarios. Laboratoire du Centre National de la Recherche Scientifique, Grenoble.

Towards a European strategy for the security of energy supply. Green Paper. (2000). Commission of the European Communities. COM(2000) 769, Brussels.

Vares, V. (vastutav täitja). (2001). Eesti energiasektori arengustsenaariumid. Lepingu nr 44/2000 aruanne. Eesti Energeetika Instituut, Tallinn.

Vares, V. (vastutav täitja). (2000). Eesti energiamajanduse erinevad arenguvariandid. Lepingu nr 4/2000 aruanne. Eesti Energeetika Instituut, Tallinn.

Väliskaubandus 2001. (2002). ESA, Tallinn.

Väliskaubanduse kvartalibülletäänid 1997/4, 1998/4, 1999/4, 2000/4, 2001/4.

World Energy Outlook 2000. (2000). International Energy Agency, Paris.

**LISAD**

**Lisa 1. Lähteandmed, SKP ja kaupade impordi baasproгноos jooksevhindades**

Aasta	SKP kasvutempo, %			THI kasv, %	SKP jooksevhinnas (mld EUR)			Import jooksevhinnas (mld EUR)						
	AK 1	AK 2	AK 3		AK 1	AK 2	AK 3	I variant			II variant			
								AK 1	AK 2	AK 3	AK 1	AK 2	AK 3	
1993	-8.5			89.8	1.4			0.8						
1994	-2.0			47.7	1.9			1.3						
1995	4.3			29.0	2.8			1.8						
1996	3.9			23.1	3.5			2.3						
1997	9.8			11.2	4.1			3.0						
1998	4.6			8.2	4.7			3.4						
1999	-0.6			3.3	4.9			3.1						
2000	7.1			4.0	5.6			4.4						
2001	5.0			5.8	6.2			4.6						
2002	5.6	5.6	5.6	3.6	6.8	6.8	6.8	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
2003	5.5	5.5	5.5	3.5	7.4	7.4	7.4	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.4
2004	6.0	6.0	6.0	3.5	8.1	8.1	8.1	6.1	6.1	6.1	5.9	5.9	5.9	5.9
2005	6.0	6.0	6.0	3.5	8.8	8.8	8.8	6.9	6.9	6.9	6.6	6.6	6.6	6.6
2006	5.8	5.9	5.9	4.3	9.7	9.7	9.7	7.7	7.7	7.7	7.3	7.3	7.3	7.3
2007	5.7	5.8	5.9	4.2	10.7	10.7	10.7	8.7	8.7	8.7	8.1	8.1	8.1	8.1
2008	5.5	5.7	5.8	4.2	11.7	11.8	11.8	9.8	9.8	9.8	8.9	9.0	9.0	9.0
2009	5.3	5.6	5.7	4.1	12.8	12.9	12.9	10.9	11.0	11.1	9.9	9.9	10.0	10.0
2010	5.2	5.5	5.7	4.0	14.0	14.1	14.2	12.2	12.4	12.4	10.9	11.0	11.0	11.0
2011	5.0	5.3	5.5	4.0	15.2	15.4	15.5	13.6	13.8	13.9	11.9	12.1	12.2	12.2
2012	4.7	5.0	5.3	3.9	16.5	16.8	16.9	15.1	15.4	15.5	13.0	13.3	13.4	13.4
2013	4.5	4.8	5.0	3.9	17.9	18.2	18.5	16.7	17.0	17.3	14.2	14.5	14.7	14.7
2014	4.3	4.6	4.8	3.8	19.4	19.8	20.0	18.4	18.8	19.2	15.5	15.8	16.1	16.1
2015	4.1	4.3	4.6	3.8	20.9	21.4	21.7	20.2	20.8	21.2	16.8	17.2	17.6	17.6
2016	3.9	4.1	4.4	3.7	22.5	23.0	23.5	22.1	22.8	23.4	18.2	18.7	19.1	19.1
2017	3.7	3.8	4.2	3.7	24.1	24.7	25.3	24.2	25.0	25.7	19.7	20.2	20.7	20.7
2018	3.5	3.6	4.0	3.7	25.8	26.5	27.2	26.4	27.3	28.2	21.2	21.8	22.5	22.5
2019	3.3	3.4	3.8	3.7	27.6	28.3	29.2	28.7	29.7	30.8	22.8	23.5	24.3	24.3
2020	3.0	3.1	3.6	3.6	29.4	30.2	31.3	31.1	32.2	33.6	24.5	25.2	26.2	26.2
2021	3.0	3.1	3.5	3.6	31.3	32.2	33.5	33.6	34.9	36.6	26.2	27.1	28.2	28.2
2022	2.9	3.1	3.5	3.6	33.3	34.3	35.8	36.3	37.8	39.8	28.1	29.0	30.4	30.4
2023	2.9	3.1	3.4	3.6	35.4	36.6	38.3	39.3	41.0	43.3	30.0	31.1	32.7	32.7
2024	2.8	3.0	3.4	3.5	37.6	39.0	40.9	42.4	44.3	47.1	32.1	33.3	35.1	35.1
2025	2.7	3.0	3.3	3.5	39.9	41.5	43.6	45.7	47.9	51.1	34.2	35.7	37.7	37.7
2026	2.7	3.0	3.3	3.5	42.3	44.1	46.6	49.2	51.8	55.4	36.5	38.2	40.5	40.5
2027	2.6	3.0	3.2	3.5	44.8	46.9	49.6	52.9	56.0	60.1	38.9	40.9	43.5	43.5
2028	2.5	2.9	3.2	3.4	47.4	49.8	52.9	56.8	60.4	65.1	41.4	43.7	46.6	46.6
2029	2.5	2.9	3.2	3.4	50.2	52.9	56.3	61.0	65.2	70.4	44.0	46.7	49.9	49.9
2030	2.4	2.9	3.1	3.4	53.0	56.2	59.9	65.4	70.3	76.1	46.8	49.8	53.4	53.4

## Lisa 2. Selgitavad märkused impordi baasprognoside koostamisele

### Selgitus 1

Aastatel 1993-2001 hinnatud seos jooksva aasta SKP deflaatori (DEFL) ja THI aastase muudu (mõlemad protsentides) vahel oli:

$$\text{DEFL} = 0.958478 * \text{THI} - 0.017481 * \text{THI}(-1),$$

(17.641)                      (-3.181)

kusjuures THI(-1) tähistab THI muutu eelmisel aastal, sulgudes koefitsiendi all on antud koefitsientide t-statistikute väärtused (mis osundavad enam kui 95%-lisele olulisuse nivoole). Kohandatud R<sup>2</sup> väärtus 0.981 ja Durbin-Watsoni statistik 2.076 viitavad samuti üsna heale seosele. Seega, kui THI kasvab järsult (eelmise aasta THI muut on väike), siis on suurem ka SKP deflaatori kasv. Kui aga THI muutub ühtlase trendina siis jääb SKP deflaatori muut madalamaks (eelmise aasta peaaegu sama suur THI kahandab deflaatori väärtust pisut). Samas tuleb muidugi tõdeda, et nii lühikese vaatluste perioodi jooksul hinnatud seos ei pruugi anda usaldatavat tulemust pika prognoosiperioodi puhul.

### Selgitus 2

Kirjeldades impordi nominaalse juurdekasvu protsenti (IM\_KP) SKP nominaalse juurdekavu protsenti (SKP\_KP) kaudu saame küll lihtsa elastsuse näitaja:

$$\text{IM\_KP} = 1.2711 * \text{SKP\_KP}$$

(6.303)

kuid selle seose puhul on kohandatud R<sup>2</sup> väärtuseks vaid 0.611 mis viitab sellele, et kõnealune seos ei kirjelda impordi sõltuvust SKP-st vaadeldud aastail (1994-2002) kuigi hästi. Väliskaubanduse liberaliseerimisest ja lääne-impordi kättesaadavaks muutumisest tingitud 1993. aasta impordi 53%-lise nominaalkasvu ning reaalse (püsihindades) SKP kahanemise juures peamiselt inflatsioonist tingitud 22%-lise SKP nominaalkasvu lisamisel aegreale kujuneks elastsuskordaja väärtuseks 1,556, mis pika perioodi peale rakendatuna muudaks nominaalimpordi kasvu ilmselt ebareaalseks. Seega ei paranda pikema aegreale kasutamine hinnangu kvaliteeti, sest minevikuaastate lisamine toob sisse tänaseks päevaks oma mõju kaotanud asjaolusid.

### Selgitus 3

Täiendavalt ka THI aastast muutu arvestava seose puhul annab parima seose regressioon tarbijahinna indeksi aastase kasvuprotsendi ruudust ja nominaalse SKP kasvuprotsendist kujul:

$$\text{IM\_KP} = 0.00619926 * (\text{THI\_PR})^2 + 1.08866 * \text{SKP\_KP},$$

(2.513)                                      (4.517)

mille puhul kohandatud R<sup>2</sup> väärtuseks tuleb 0.845 ja mis annab hindamisperioodi kohta pisut väiksema standardvea ning väiksema hälvete ruutude summa.