



UAB "TERMO SISTEMŲ PROJEKTAI"

Draugystės g. 19,

LT-21530, Kaunas

**Nacionalinėje energetikos strategijoje numatytos kogeneracijos
plėtros įtakos centralizuoto šilumos tiekimo įmonių veiklos
efektyvumo didinimui ir šilumos bei elektros savikainos
mažinimui analizė ir rekomendacijų dėl tikslingo plėtros
įgyvendinimo parengimas**

Kaunas, 2007

Dokumento tipas Ataskaita		Dokumento saugojimo vieta UAB "Termosistemų projektai" archyvas	
Kiti gavėjai: -		Užsakovo organizacija LR Ūkio ministerija	
Darbo pobūdis Mokslinis - taikomasis			
Dokumento antraštė ir paantraštė Nacionalinėje energetikos strategijoje numatytos kogeneracijos plėtros įtakos centralizuoto šilumos tiekimo įmonių veiklos efektyvumo didinimui ir šilumos bei elektros savikainos mažinimui analizė ir rekomendacijų dėl tikslingo plėtros įgyvendinimo parengimas			
Darbo vadovas N. Rasburskis PV, K/A Nr. 17491			
Santrauka Darbe parengtos didelio efektyvumo kogeneracijos plėtros rekomendacijos, nurodant ekonomiškai tikslingas įrengti kogeneracinių elektrinių šiluminės ir elektrinės galias, rekomenduojamą kogeneracijos technologijos tipą, kogeneracijos bloką kiekį ir rekomenduojamas naudoti kuro rūšis konkrečiose centralizuoto šilumos tiekimo sistemose. Taip pat darbe pateiktas kogeneracijos plėtros įgyvendinimo grafikas, įvertinant neišvengiamas investicijas šilumos ir elektros energijos gamybos įrenginių atnaujinimui.			
Reikšminiai žodžiai: Kogeneracija, centralizuotas šilumos energijos tiekimas, elektros energija, šilumos energija.			
Klasifikavimo sistema ir klasė Neklasifikuota			
Kalba Lietuvių	Lapų (puslapių) skaičius 90		Kopijų sk. 3
Platintojas UAB "Termosistemų projektai", tel. 8-37-207222, faks. 8-37-207137, el. paštas: tsp@tsp.lt			
Bendraautoriai:			
Pareigos	V., pavardė, kvalifikacija, K/A Nr.		Parašas
Projektų vadovas	R. Bankauskas PDV, K/A Nr. 13687;		
Vilniaus filialo direktorius	Š. Prieskienis		
Inžinierius – konsultantas	R. Puodžius		
Inžinierius – konsultantas	J. Astafjev		

Turinys

SUTARTINIAI ŽYMĖJIMAI	5
LENTELIŲ SARAŠAS	6
PAVEIKSLŲ SARAŠAS	7
ĮVADAS	9
1. INFORMACIJA APIE ŠALIES CENTRALIZUOTO ŠILUMOS ENERGIJOS TIEKIMO SISTEMAS BEI BENDRAS KOGENERACIJOS PLĖTROS GALIMYBIŲ ĮVERTINIMAS	11
1.1. ŠILUMOS IR ELEKTROS ENERGIJOS TIEKIMO SISTEMŲ APŽVALGA	11
1.2. ŠILUMOS IR ELEKTROS ENERGIJOS GAMYBOS ALTERNATYVŲ PALYGINIMAS	16
1.2. KOGENERACIJOS TECHNOLOGIJŲ APŽVALGA	19
1.2.1. <i>Garų turbinos (GT)</i>	19
1.2.2. <i>Vidaus degimo varikliai (VDV)</i>	20
1.2.3. <i>Dujų turbinos (DT) su šilumos atgavimu ir kombinuotas ciklas (KC)</i>	23
1.2.4. <i>Labiausiai paplitusių kogeneracijos technologijų techniniai-finansiniai rodikliai</i>	25
2. TECHNINĖ KOGENERACIJOS PLĖTRA	27
2.1. ŠILUMOS ENERGIJOS POREIKIS CENTRALIZUOTO ŠILUMOS ENERGIJOS TIEKIMO SISTEMOSE	27
2.2. PRIELAIDOS, VERTINANT TECHNINĖ KOGENERACIJOS PLĖTRĄ	30
2.2. PASIRINKTI KOGENERACIJOS TECHNINĖS PLĖTROS SCENARIJAI	32
2.3. TECHNINĖS KOGENERACIJOS PLĖTROS ANALIZĖS REZULTATAI	35
2.3.1. <i>Biokogeneracijos galima plėtra</i>	35
2.3.2. <i>Gamtinių dujų pagrindu veikiančios kogeneracijos galima plėtra</i>	36
3. FINANSINĖ - EKONOMINĖ KOGENERACIJOS PLĖTRA	43
3.1. PASIRINKTI KOGENERACIJOS FINANSINIO - EKONOMINIO TIKSLINGUMO PLĖTROS SCENARIJAI	43
3.2. PRIELAIDOS, NAUDOJAMOS FINANSINIAME - EKONOMINIAME KOGENERACIJOS PLĖTROS TIKSLINGUMO VERTINIME	44
3.3. FINANSINĖS - EKONOMINĖS KOGENERACIJOS PLĖTROS ANALIZĖS REZULTATAI.....	46
4. VEIKSNIAI STABDANTYS KOGENERACIJOS PLĖTRĄ	51
4.1. PRISIJUNGIMAS PRIE ELEKTROS ENERGIJOS PERDAVIMO IR PASKIRSTYMO TINKLO.....	51
4.2. KURO RINKOS NEPASTOVUMAS IR KONKURENCIJA.....	53
4.3. INŽINERINIS IR VADYBINIS POTENCIALAS	53
4.4. KITA	54
5. GALIMI IR NAUDOJAMI KOGENERACIJOS PLĖTROS SKATINIMO MECHANIZMAI	55
5.1. NACIONALINIAI MECHANIZMAI KOGENERACIJOS PLĖTRAI SKATINTI.....	55
5.1.1. <i>Įrenginių prijungimo, elektros supirkimo prioriteto ir tarifo nustatymo mechanizmas</i>	55
5.1.2. <i>Europos Sąjungos struktūrinių fondų parama</i>	56
5.2. KIOTO PROTOKOLO ĮGYVENDINIMO MECHANIZMAI.....	56
5.2.1. <i>Apyvartinių taršos leidimų prekybos sistema</i>	57
5.2.2. <i>Bendro įgyvendinimo projektai</i>	61
5.2. KILMĖS GARANTIJOS	62
5.3. DIFERENCIJUOTAS ELEKTROS ENERGIJOS SUPIRKIMO TARIFAS.....	62
5.4. KITI KOGENERACIJOS PLĖTROS SKATINIMO MECHANIZMAI	66
6. KOGENERACIJOS PLĖTROS PLANAS	67
6.1. PASIRINKTAS KOGENERACIJOS PLĖTROS PLANO GALIOJIMO LAIKAS	67
6.2. KOGENERACIJOS PLĖTRA CENTRALIZUOTO ŠILUMOS ENERGIJOS TIEKIMO SEKTORIUJE.....	67
6.2.1. <i>Šilumos energijos gamybos įrenginių neišvengiamas atnaujinimas ir naudojamos prielaidos kogeneracijos plėtros plano rengime</i>	68
6.2.2. <i>Instaliuotinos kogeneracijos įrenginių elektrinės galios</i>	70
6.2.3. <i>Elektros energijos gamyba</i>	72
6.2.4. <i>Šilumos energijos gamyba</i>	74

6.2.5. <i>Kuro poreikis</i>	76
6.2.6. <i>Kogeneracijos plėtros plano apibendrinimas ir galimos išimtys</i>	78
6.3. KOGENERACIJOS PLĖTRA KITUOSE ŠALIES ŪKIO SEKTORIUOSE	80
DARBO IŠVADOS IR REKOMENDACIJOS	84
LITERATŪRA	88
PRIEDAI	90

Sutartiniai žymėjimai

ATL – apyvartiniai taršos leidimai;

BVP – bendras vidaus produktas;

CHP – bendra šilumos ir elektros energijos gamyba, kogeneracija;

CŠT – centralizuotas šilumos energijos tiekimas;

DT – dujų turbina;

ES – Europos Sąjunga;

GT – garo turbina;

KC – kombinuotas ciklas (GT ir DT vienoje, technologiškai susietoje, sistemoje);

LŠTA – Lietuvos šilumos tiekėjų asociacija;

NES – nacionalinė energetikos strategija;

NPP – nacionalinis apyvartinių taršos leidimų paskirstymo planas

RST – AB „Rytų skirstomieji tinklai“;

SPAB – specialios paskirties akcinė bendrovė;

TE – termofikacinė elektrinė, kogeneracinė jėgainė;

TMV – taršos mažinimo vienetai;

VDV – vidaus degimo variklis;

VKEKK – Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisija;

VST – AB „VST“.

Lentelių sąrašas

1.1 lentelė. Centralizuoto šilumos energijos tiekimo įmonėse veikiančių kogeneracinių sistemų pasiskirstymas pagal elektrinę galią	16
1.2 lentelė. Kogeneracijos įrenginių techninis, finansinis apibendrinimas.....	25
2.1 lentelė. Analizėje vertinamas elektros/šilumos energijų gamybos santykis	30
3.1 lentelė. Kogeneracijos įrenginių techniniai finansiniai rodikliai naudojami analizėje	45
4.1 lentelė. Elektros energijos tinko galimos priimti elektrinės galios, be esminių investicijų....	52
5.1 lentelė. Galima elektros energijos supirkimo kainodara.....	63
6.1 lentelė. Galima kogeneracijos plėtra ne CŠT sektoriuje.....	82

Paveikslų sąrašas

1.1 pav. CŠT sistemų išsidėstymas Lietuvoje iki šilumos ūkio valdymo decentralizavimo reformos	11
1.2 pav. Vidutinis katilų amžius pagal CŠT įmonių patiekiamą šilumos energijos kiekį	12
1.3 pav. Kuro sąnaudos pagamintam šilumos energijos vienetui	13
1.4 pav. Hidrauliškai vientisų CŠT sistemų pasiskirstymas pagal jų dydį ir kuro rūšį	14
1.5 pav. Elektros energijos perdavimo aukštos įtampos linijomis schema	15
1.6 pav. Šilumos ir elektros energijos gamybos būdų palyginimas	18
1.7 pav. Jėgainės su garo turbina principinė schema	20
1.8 pav. Kogeneracijos jėgainės su VDV principinė schema	22
1.9 pav. Šilumos atgavimo iš dujų turbinos degimo produktų būdai	24
2.1 pav. Šilumos energijos poreikio grafikas	27
2.2 pav. Metinio šilumos energijos poreikio pasiskirstymas ir tipiniai taškai (1, 2, 3, 4)	28
2.3 pav. Pagaminamas metinis šilumos energijos kiekis, atitinkantis instaliuotą galią nuo maksimalaus CŠT sistemos šilumos energijos poreikio	29
2.4 pav. Galima kogeneracijos plėtros schema, kai nėra biokuro katilų	32
2.5 pav. Galima kogeneracijos plėtros schema – prioritetas biokurui	33
2.6 pav. Galima kogeneracijos plėtros schema – kogeneracijos prioritetas	34
2.7 pav. Galima biokogeneracijos plėtra apskrityse	35
2.8 pav. Galima biokogeneracijos plėtra apskričių CŠT sistemose, naudojančiose biokurą	36
2.9 pav. Galima VDV-DT kogeneracijos technologijų plėtra apskrityse	37
2.10 pav. Galima VDV-DT kogeneracijos plėtra apskričių CŠT sistemose, naudojančiose biokurą	38
2.11 pav. Galima KC kogeneracijos plėtra pagal apskritis	39
2.12 pav. Galima KC kogeneracijos plėtra apskričių CŠT sistemose, naudojančiose biokurą ..	40
2.13 pav. Galima metinė elektros energijos gamyba	41
2.14 pav. Galima metinė elektros energijos gamyba biokurą naudojančiose CŠT sistemose	42
3.1 pav. I kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje nenaudojamas biokuras ir nebūtina atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinių	46
3.2 pav. II kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje nenaudojamas biokuras, tačiau būtinai reikia atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinius ..	47
3.3 pav. III kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje naudojamas biokuras ir nereikia atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinių	48
3.4 pav. IV kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje naudojamas biokuras, tačiau būtina atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinius	49
5.1 pav. ATL rezervo įvertinimas kogeneracijos plėtros plano laikotarpiui	58
5.2 pav. ATL mechanizmo įtaka kogeneracijos technologijoms	59
5.3 pav. ATL mechanizmo įtaka biokogeneracijos jėgainėms	60
5.4 pav. Tipinės elektros energijos poreikio paros ir galimas diferencijuoto elektros energijos supirkimo mechanizmo realizavimas	63
5.5 pav. Kogeneracijos įrenginių darbo režimas, esant diferencijuotam elektros energijos supirkimui	65
6.1 pav. Šilumos energijos gamybos įrenginių neišvengiamo atnaujinimo grafikas	69
6.2 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Jėgainių instaliuotinos elektrinės galios.	70
6.3 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Jėgainių instaliuotinos elektrinės galios pagal kurą	71
6.4 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė elektros energijos gamyba.	72
6.5 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė elektros energijos gamyba pagal kuro rūšis	73
6.6 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė šilumos energijos gamyba.	74

6.7 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė šilumos energijos gamyba pagal kuro rūšis.	75
6.8 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinis kuro suvartojimas.	76
6.9 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinis kuro suvartojimas pagal kuro rūšis.	77
6.10 pav. Kogeneracija ne CŠT sektoriuje.....	80

Įvadas

Energijos rinkos bei jų kitimo tendencijos yra neatsiejama šiandieninės visuomenės apmąstymų, o dažnai ir aštrių diskusijų arba politinio poveikio dalis. Nenumaldomas energijos išteklių kainų didėjimas ir energijos tiekimo patikimumo stoka dar paaštrina šias diskusijas. Esant tokiai situacijai, racionalūs sprendimai, paremti holistiniu požiūriu į energijos rinkas, yra pirmasis žingsnis darnios plėtros link.

Bendra šilumos ir elektros energijos gamyba (kogeneracija) yra viena iš technologijų, leidžiančių racionaliai naudoti pirminius energijos išteklius, tačiau jos naudingumas energetiniu požiūriu dar negarantuoja plėtros rinkos ekonomikos sąlygomis.

Darbo tikslai ir uždaviniai

Darbo tikslai – atlikti Nacionalinėje energetikos strategijoje numatytos kogeneracijos plėtros tikslingumo analizę, įvertinant jos galimą įtaką centralizuoto šilumos tiekimo įmonių veiklos efektyvumo didinimui ir šilumos bei elektros savikainos mažinimui, taip pat parengti rekomendacijas dėl ekonominiu požiūriu tikslingos kogeneracijos plėtros įgyvendinimo.

Darbo uždaviniai:

Surinkti ir apibendrinti informaciją apie šalies centralizuoto šilumos tiekimo sistemas (šilumos energijos poreikį, naudojamą ir galimą bei numatomoją naudoti kuro rūšį, galimybę jas panaudoti, įrengtus šilumos ir elektros energijos gamybos įrenginius);

Atsižvelgiant į apibendrintos informacijos išvadas, parengti didelio efektyvumo kogeneracijos plėtros rekomendacijas, nurodant ekonomiškai tikslingas įrengti kogeneracinių elektrinių šilumines ir elektrines galias, rekomenduojamą kogeneracijos technologijos tipą, kogeneracijos bloką kiekį ir rekomenduojamas naudoti kuro rūšis konkrečiose centralizuoto šilumos tiekimo sistemose, kogeneracijos diegimo projektų įgyvendinimo grafikus ir priemones, užtikrinančias didelio efektyvumo kogeneracijos plėtrą, stabilizuojant šilumos kainų augimą. Rekomendacijose turi būti įvertinta kogeneracijos plėtra, atsižvelgiant į:

- galimybę išvengti netikslingo investicijų panaudojimo, rekonstruojant susidėvėjusius šilumos energijos gamybos įrenginius, neatsižvelgiant į kogeneracinių įrenginių teikiamą efektą;
- galimybę išvengti investicijų netikslingo panaudojimo, ribojant kogeneracinių įrenginių kiekį, kurių galia neatitinka rekomenduojamų galių;
- galimybę kogeneracijos proceso metu suvartoti mažesnę organinio kuro kiekį, tokiu būdu mažinant šalies priklausomybę nuo kuro importo;

- Lietuvos Respublikos įsipareigojimus aplinkosaugos srityje;
- elektros gamybos didelio efektyvumo kogeneracijos metu apskaičiuotus energijos gamybos ribinius kaštus, įvertintus pagal socialinės ekonomikos principus, ir palyginti juos su atskira elektros gamyba kondensacinėje elektrinėje.

Darbo atlikimo koncepcija

Pirmajame šio darbo skyriuje pateikiama apibendrinta informacija apie Lietuvos centralizuotai tiekiamos šilumos ir elektros energijos sektorius. Taip pat pateikiamas kogeneracijos, kaip vieno iš racionaliausio elektros ir šilumos energijos gamybos būdo palyginimas su atskira šilumos ir elektros energijos gamyba. Šiame skyriuje apibendrinamos pasaulyje labiausiai paplitusios kogeneracijos technologijos, pateikiant atskirų technologijų privalumus ir trūkumus.

Antrajame darbo skyriuje atliekama kogeneracijos plėtros analizė, išskirtinai atsižvelgiant į techninius kogeneracijos plėtros aspektus. Pagal surinkus ir apibendrintus centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriaus duomenis (šilumos energijos poreikio grafiką, kuro prieinamumą ir pan.), įvertinamos kiekvienos hidrauliškai vientisos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemos kogeneracijos plėtros galimybės. Šiuo įvertinimu nustatomas prioritetas kogeneracijos tipas, galimas pagaminti elektros ir šilumos energijos kiekis bei suvartojamas kuras.

Trečiajame darbo skyriuje pagal priimtus finansinius/ekonominius kogeneracijos plėtros tikslingumo scenarijus palyginamos elektros energijos gamybos alternatyvos. Palyginama elektros energijos gamyba kondensacinėje elektrinėje, naudojančioje kombinuoto ciklo technologiją, ir centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje galimos instaliuoti kogeneracinių jėgainių technologijos.

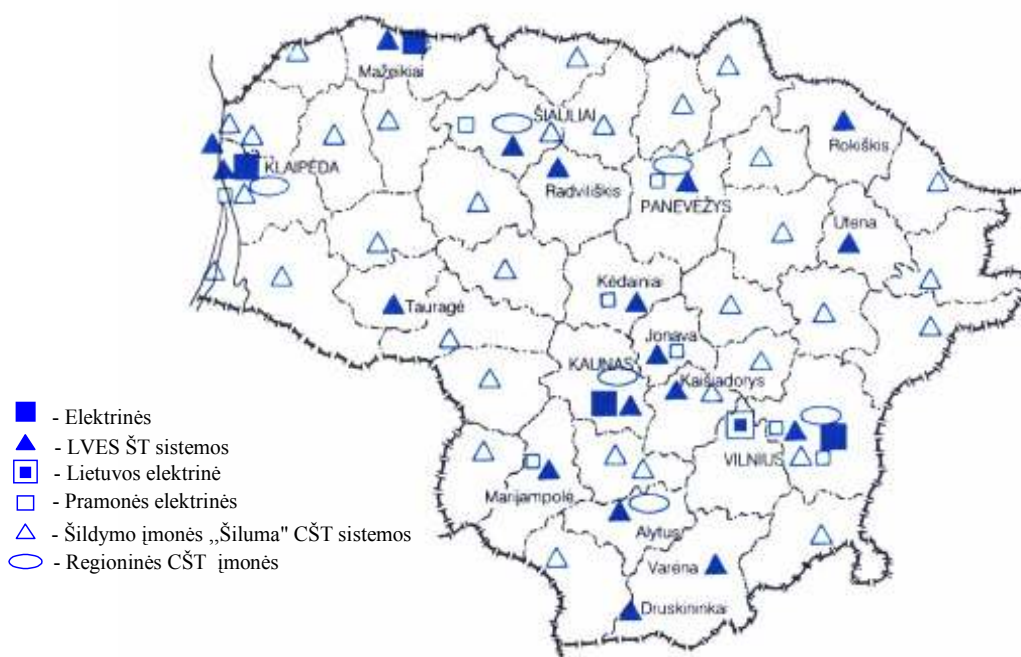
Ketvirtajame ir penktajame darbo skyriuose aptariami veiksniai, galintys skatinti ar stabdyti kogeneracijos plėtrą.

Šeštajame darbo skyriuje pateikiamas rekomenduotinas kogeneracijos plėtros planas ir galimos išimtys, įvertinant esamus technologinius įrenginius, prieinamas kuro rūšis ir hidrauliškai vientisų centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemų specifiką. Taip pat šiame skyriuje pateikiamos rekomendacijos ne centralizuoto šilumos energijos sektoriaus (pramonė ir pan.) kogeneracijos plėtrai.

1. Informacija apie šalies centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemas bei bendras kogeneracijos plėtros galimybių įvertinimas

1.1. Šilumos ir elektros energijos tiekimo sistemų apžvalga

Šilumos energijos tiekimo ūkis. Iki 1990 metų, kai Lietuva atkūrė nepriklausomybę, centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemos jau buvo išplėtotos visuose rajonų centruose, didesniuose miestuose ir miesteliuose. Stambesnių CŠT sistemų išsidėstymas Lietuvoje iki šilumos ūkio valdymo decentralizavimo reformos pradžios pateiktas 1.1 pav.



1.1 pav. CŠT sistemų išsidėstymas Lietuvoje iki šilumos ūkio valdymo decentralizavimo reformos

1990 metais dauguma CŠT sistemų priklausė valstybei. CŠT sistemas valdė dvi pagrindinės valstybinės įmonės: VĮ „Lietuvos valstybinė energetikos sistema“ ir VĮ „Šiluma“.

1990 metų duomenimis VĮ „Lietuvos valstybinė energetikos sistema“ eksploatavo 18 miestų CŠT sistemų ir centralizuotai aprūpino šilumos energija apie 80 % šių miestų gyvenamojo fondo [1].

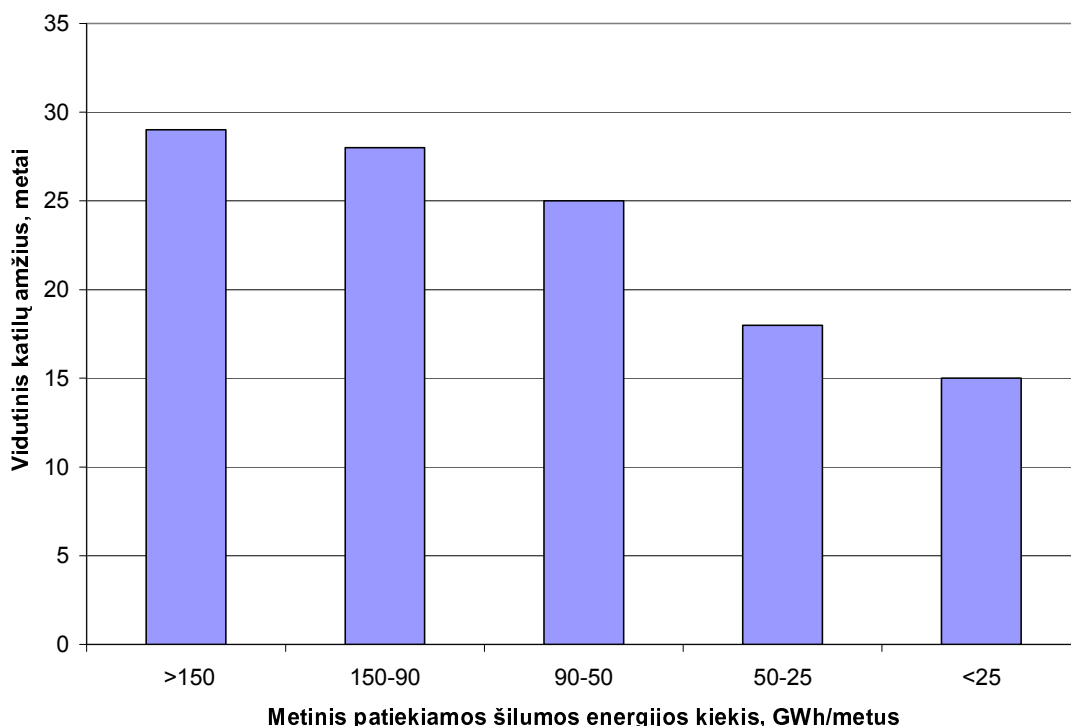
2000 metais, užbaigus šilumos ūkio valdymo decentralizavimą, šalyje liko tik viena regioninė įmonė – AB „Panevėžio energija“. Dabar galimų pavadinti regioninėmis yra keletas įmonių: UAB „Litesko“, UAB „E energija“, UAB „Izobara“ ir k.t.

2003 metais, priėmus Šilumos ūkio įstatymą, savivaldybėms buvo pavesta tvarkyti šilumos ūkį pagal savivaldybių tarybų patvirtintus šilumos ūkio specialiuosius planus, kurie priklausomai nuo kuro rinkų kitimo tendencijų, aplinkosaugos situacijos pokyčių ir kitų faktorių kas 5 metai turi būti peržiūrimi.

Šilumos energijos gamybos šaltinius – katilines ar kogeneracijos elektrines pagal techninių jų lygį galima sąlyginai įvertinti analizuojant du pagrindinius rodiklius:

- eksploatuojamų šilumos energijos gamybos įrenginių amžių;
- kuro sąnaudas šilumos energijai gaminti.

Katilų amžius. Pagal [2] literatūroje pateiktus 2005 metų centralizuoto šilumos energijos tiekimo įmonių duomenis, šilumos energijos gamybos įrenginių vidutinis amžius Lietuvoje siekia apie 23 metus. Vidutinis amžius buvo apskaičiuotas pagal svertinį vidurkį, įvertinant eksploatuojamų įrenginių galią ir eksploatacijos pradžią. Skaičiavimuose nebuvo vertinami užkonservuoti katilai, o tik veikiantys, kadangi daugelis įmonių iki šiolei turi perteklinį galių rezervą, kurio neišnaudoja. Katilų amžiaus pasiskirstymas pagal CŠT įmonių patiekiamą šilumos energijos kiekį pateikiamas 1.2 pav.

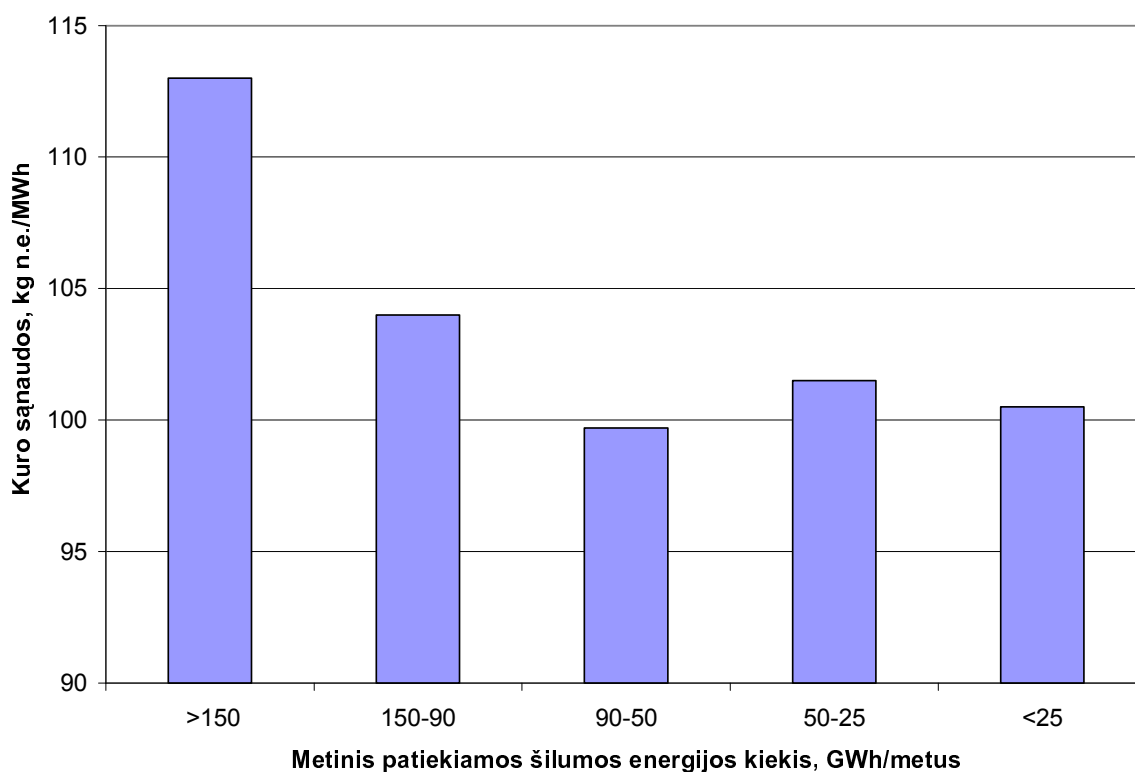


1.2 pav. Vidutinis katilų amžius pagal CŠT įmonių patiekiamą šilumos energijos kiekį

Remiantis atliktos analizės duomenimis, vidutinis įrenginių amžius svyruoja nuo 15 iki beveik 30 metų. Iš 1.2 pav. matyti, kad didesnėse CŠT sistemose šilumos energijos gamybos įrenginių amžius yra senesnis. Ilgesnį įrenginių tarnavimo laiką didesnėse CŠT sistemose lemia

geresnė šilumos gamybos įrenginių priežiūra ir eksploataavimo kokybė. Be to, dėl didelio šilumos energijos gamybos šaltinių galios pertekliaus katilų darbo laikas per metus yra sąlyginai mažas.

Kuro sąnaudos šilumos energijai gaminti. Gamybos rodikliai, tokie kaip sutartinio kuro suvartojimas (kg n.e./MWh) iš dalies taip pat atspindi, kokia yra energijos gamybos įrenginių techninė būklė ir jų darbo efektyvumas. Sutartinio kuro sąnaudos pagal CŠT įmonių patiekiamą šilumos energijos metinį kiekį pateiktos 1.3 pav. [2].

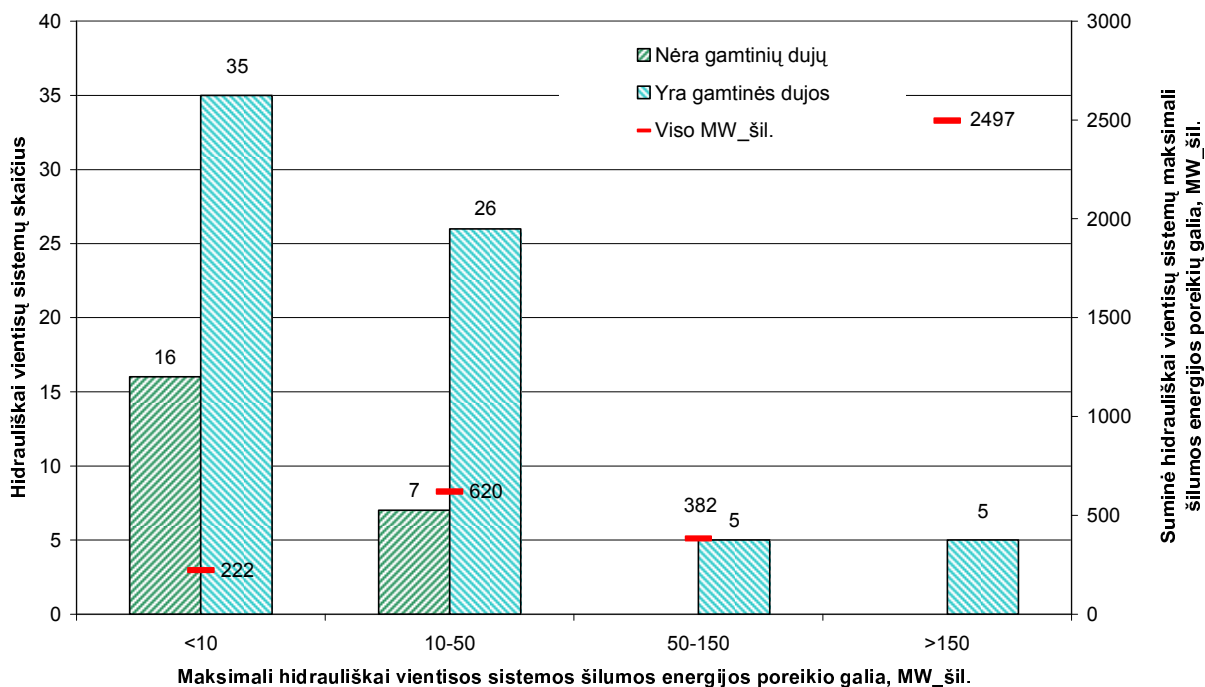


1.3 pav. Kuro sąnaudos pagamintam šilumos energijos vienetui

Kaip matyti iš 1.3 pav., kuro sąnaudos ypač išsiskiria energetinėse sistemose, per metus gaminančiose daugiau kaip 150 GWh ir vidutiniškai sudaro apie 113 kg n.e./MWh. Tai atitinka vidutinį 76 % energijos gamybos efektyvumą. Kitų kategorijų sistemose santykinės kuro sąnaudos svyruoja ribose nuo 99 iki 104 kg n.e./MWh, kas atitinka 86 – 83 % energijos gamybos efektyvumą. Pagrindinė sąlyginai mažo energijos gamybos efektyvumo stambesnėse sistemose priežastis - ne tik šilumos, bet ir elektros energijos gamyba, o taip pat ir didelis bei inertiškas ūkis su sąlyginai didelėmis energetinėmis sąnaudomis saviems poreikiams. Nemaža šiluminės energijos dalis gaminama garo katiluose, kurių efektyvumas mažesnis nei vandens šildymo katilų.

Siekiant atlikti kogeneracijos plėtros galimybių analizę, buvo surinkti autentiški duomenys apie Lietuvos centralizuoto šilumos energijos tiekimo įmonių eksploatuojamas

systemas. Išanalizuotos visos centralizuoto šilumos energijos tiekimo hidrauliškai vientisos sistemos, kurios per metus tiekia daugiau kaip 5 GWh šilumos energijos. Surinkta informacija rodo, kad tokių sistemų yra 94. Įmonių pasiskirstymas pagal jų dydį ir kuro prieinamumą, darant prielaidą, kad jau 2010 metais gamtinės dujos bus tiekiamos į Jurbarką, Tauragę, Šilalę, Šilutę ir Ignaliną, pateikiamas 1.4 pav.



1.4 pav. Hidrauliškai vientisų CŠT sistemų pasiskirstymas pagal jų dydį ir kuro rūšį

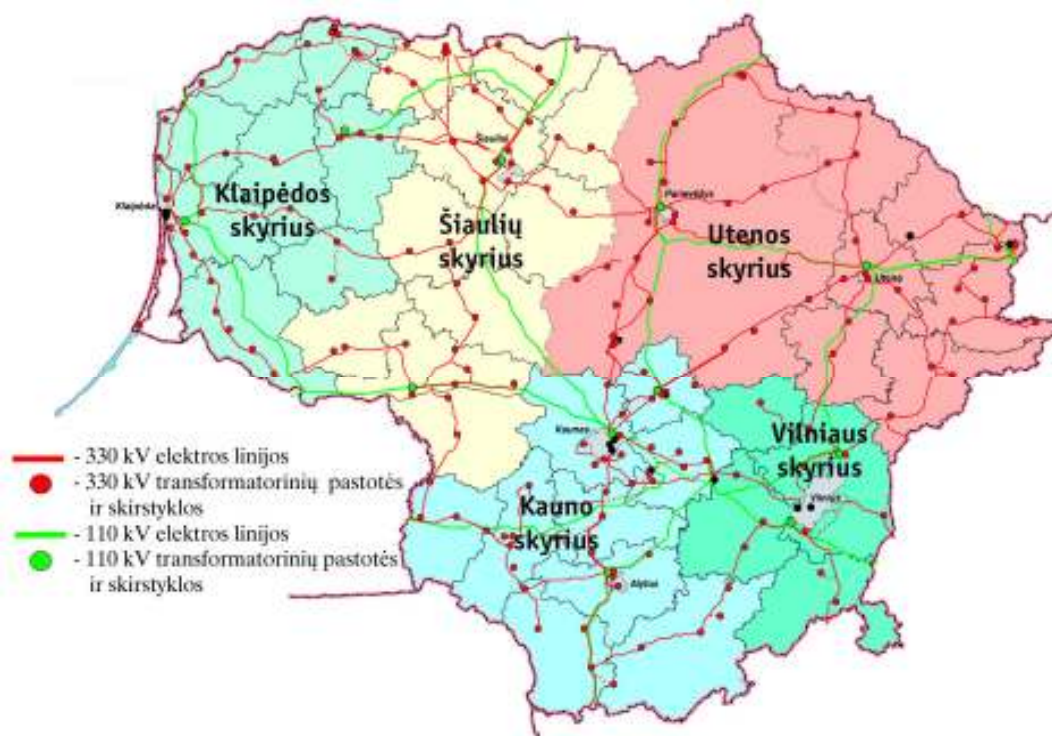
Iš pateikto 1.4 pav. matome, kad didžioji dalis kogeneracijos potencialo (apie 75-80 %), vertinant pagal sistemų dydį, yra sukoncentruota 10 didžiųjų centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemų: Vilniaus, Kauno, Klaipėdos, Panevėžio, Šiaulių, Alytaus, Marijampolės, Utenos, Mažeikių ir Druskininkų miestuose.

Elektros energijos tiekimo ūkis. Istorškai elektros energijos tiekimo sistema buvo išskirtinai planuojama kaip centralizuotai valdomas mechanizmas, apimantis elektros energijos gamybą, perdavimą ir paskirstymą. Tačiau 2000 metais gegužės 18 d. Lietuvos Respublikos SPAB „Lietuvos energija“ reorganizavimo įstatymu Nr. VIII-1693 nustatė bendrovės reorganizavimo būdą ir tvarką. Remiantis šiuo ir 2000 metų liepos mėnesį Seimo priimtu Elektros energetikos įstatymu, SPAB „Lietuvos energija“ tapo energijos perdavimo (110 kV-330 kV įtampos) tinklo savininku bei sistemos ir rinkos operatoriumi.

Atskyrus stambiausius elektros energijos gamintojus - VĮ „Ignalinos atominė elektrinė“ ir AB „Lietuvos elektrinė“ - bendrovei priklauso 222 transformatorių pastotėlių ir skirstyklių, per 6 tūkst. kilometrų 330 kV ir 110 kV įtampos elektros energijos perdavimo linijų, Kauno hidroelektrinė ir Kruonio hidroakumuliacinė elektrinė, dispečerinis centras, informacinių technologijų ir telekomunikacijų centras.

Mažesnės kaip 110 kV įtampos elektros energiją skirsto dvi įmonės - tai privataus kapitalo įmonė AB „VST“ ir valstybinio kapitalo įmonė AB „Rytų skirstomieji tinklai“.

Elektros energijos perdavimo aukštos įtampos linijomis schema ir transformatorių pastotės bei skirstyklos pateiktos 1.5 pav.



1.5 pav. Elektros energijos perdavimo aukštos įtampos linijomis schema

Nepaisant SPAB „Lietuvos energija“ restruktūrizavimo, elektros energijos tiekimo sistema vis dar išlieka UPS/IPS (NVS ir Baltijos šalių) bendros elektros energetikos sistemos

dalį. Ši sistema neturi jungčių su UCTE (angl. Union for the Coordination of Transport of Electricity), tačiau jau nuo 2006 metų pabaigos Baltijos šalys yra sujungtos su NORDEL (Skandinavijos šalių jungtinė energetikos sistema) elektros energijos sistemomis 350 MW_{el.} galios kabeliu, einančiu Baltijos jūros dugnu.

Esant tokiai situacijai, elektros energijos tiekimo patikimumas ir efektyvumas tiek technine, tiek ir ekonomine prasme yra vienas iš pagrindinių klausimų.

Remiantis surinktais CŠT įmonių duomenimis, šalies centralizuoto šilumos tiekimo sektoriaus kogeneracijos jėgainių pasiskirstymas pagal įrengtąją elektrinę galią pateiktas 1.1 lentelėje. Suskirstymas į grupes pagal elektrinę galią priimtas pagal Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos 2004 m. liepos 29 d. nutarimą Nr. O3-84. Detalūs duomenys apie CŠT sektoriuje veikiančius, statomus ir planuojamus pastatyti kogeneracijos įrenginius pateikiami priede Nr. 1.1.

1.1 lentelė. Centralizuoto šilumos energijos tiekimo įmonėse veikiančių kogeneracinių sistemų pasiskirstymas pagal elektrinę galią

<i>Kogeneracijos įrenginiai pagal elektrinę galią</i>	<i>Elektrinių skaičius, vnt.</i>	<i>Suminė elektrinė galia, MW</i>
Iki 1 MW	14	3,66
nuo 1 MW iki 5 MW	6	13,30
nuo 5 MW iki 50 MW	5	48,20
virš 50 MW ⁽¹⁾	4	530,00
Viso	32	595,16

(1) Vilniaus miesto III elektrinės elektrinė galia pateikta dirbant tik pilnai kogeneraciniame režime t.y. ne 420 MW_{el.}, bet 360 MW_{el.}

Nevertinant AB „Lietuvos elektrinė“, kuri pagal esamą šiluminę schemą gali bet kuriuo energetiniu bloku gaminti šilumos energiją Elektrėnų miestui ir Kietaviškių šiltnamių kompleksui, centralizuoto šilumos tiekimo sektoriuje įrengta apie 595 MW elektros energijos gamybos pajėgumų, išnaudojančių esamą šilumos energijos poreikio potencialą. Įvertinus šiuo metu vykdomas statybas, bendras instaliuotas elektros energijos gamybos galingumas, paremtas naudingą šilumos energijos poreikiu, siektų apie 630 MW.

1.2. Šilumos ir elektros energijos gamybos alternatyvų palyginimas

Siekdami palyginti šilumos ir elektros energijos gamybos koncepcijas, panagrinėkime šilumos ir elektros energijų gamybas atskirai, o vėliau kartu.

Naudojant vandens šildymo katilus tradiciniame šilumos energijos gamybos procese, energija gaminama 90-95 % ir net didesniu efektyvumu, vertinant pagal apatinę kuro degimo šilumą.

Gaminant šilumos energiją garo pavidalu, kuris būtinas tradiciniame elektros energijos gamybos procese garo turbinoje, energijos gamybos efektyvumas tesiekia tik 75 – 85 % dėl papildomų nuostolių ir energijos mainų specifiką lemiančių faktorių, tokių kaip:

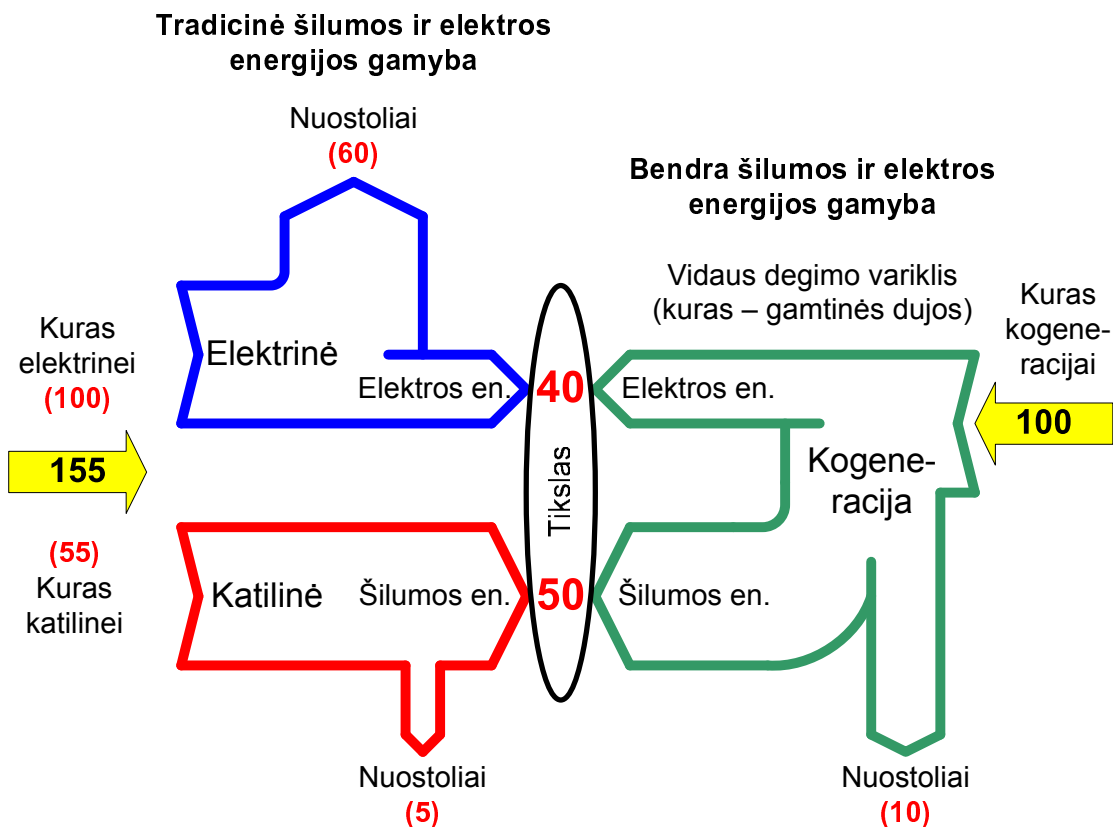
- atsiranda elektros energijos gamybos ciklas, o kartu ir papildomi mechaniniai bei elektriniai nuostoliai (garo turbina, elektros generatorius, elektros transformatorius ir pan.);
- dėl didesnio įrenginių skaičiaus atsiranda papildomi šilumos energijos nuostoliai nuo įrenginių paviršių bei su šilumnešio pratekėjimais (nesandarinimai ir pan.);
- esant garo katilams yra neišvengiamai prapūtimai;
- kiti faktoriai, susiję su ekonomazerių poreikiu, vandens kokybe ir pan.

Remiantis anksčiau išdėstytais šilumos ir elektros energijos gamybos principų palyginimais, turinčiais įtaką šilumos energijos gamybos efektyvumo sąlyginiam sumažėjimui gaminant elektros energiją, galima teigti, kad **šilumos energijos gamybai, elektros energijos gamyba nėra tikslinga**, kadangi bendras pirminės energijos panaudojimas mažėja.

Ši nuostata galiotų tik tuo atveju, jei Lietuvai būtiną elektros energijos kiekį gamintų vėjo, saulės ar hidroenergetikos objektai, o iškastinis kuras visiškai nebūtų naudojamas. Vėjas, saulė ir vanduo nepanaudojami ištisus metus, o ir iš jų gaunamos elektros energijos akumuliacija yra ypač sudėtingas bei brangus. Esant tokiai situacijai, iškastinis kuras, įvertinant jo prieinamumą ir sąlyginai nedidelę kainą lyginant su kitomis alternatyvomis, artimiausiu metu bus pagrindinis elektros energijos gamybos šaltinis daugelyje pasaulio šalių, taip pat ir Lietuvoje.

Bendra šilumos ir elektros energijos gamyba planinės ekonomikos rėmuose buvo numatyta tik didžiuosiuose šalies miestuose t.y. Vilniuje, Kaune, Klaipėdoje, Panevėžyje. Tačiau tik Vilniaus ir Kauno miestų kogeneracijos įrenginių šiluminė galia buvo pakankama visam miesto šiluminės energijos poreikiui tenkinti. Kituose miestuose esančios sistemos buvo daugiau skirtos „saviems“ elektros energijos poreikiams tenkinti ar kaip rezervas, užtikrinantis patikimą šilumos energijos tiekimą ir beveik neįtakoją elektros energijos rinkos. AB „Lietuvos elektrinė“, kuri po Ignalinos AE uždarymo turėtų tapti pagrindiniu vietiniu elektros energijos gamintoju, instaliuota elektros energijos gamybos galia siekia apie 1800 MW. Tačiau bendras gamybos efektyvumas tesiekia vos 36 – 40 %. Beveik visa technologinio proceso metu gaunama šilumos energija prarandama aušinimo įrenginiuose, šildo Elektrėnų marias, todėl toks žemas energijos gamybos bendrasis efektyvumas.

Apibendrinant aukščiau pateiktas mintis ir norint paryškinti šilumos ir elektros energijos gamybos technologinį bendrumą per gaminamos produkcijos ir pasiekiamo efektyvumo prizmę, palyginkime atskirą bei bendrą šilumos ir elektros energijos gamybos procesą. Tradicinio (atskiro) bei bendro šilumos ir elektros energijos gamybos būdų palyginimas, siekiant to paties tikslo, t.y. 40 vienetų elektros energijos ir 50 vienetų šilumos energijos gamybos, pateiktas 1.6 pav.



1.6 pav. Šilumos ir elektros energijos gamybos būdų palyginimas

Pateiktame 1.6 pav. matome, kad šilumos ir elektros energijos gamyba bendrame technologiniame procese yra beveik 50 % efektyvesnė, lyginant su atskira gamyba. Nepaisant akivaizdžios naudos, kogeneracija Lietuvoje plinta vis dar vangiai ir verslo ekonomikos lygmenyje šios tendencijos neryškios dėl finansinio tikslingumo nebuvimo.

1.2. Kogeneracijos technologijų apžvalga

Pasirenkant prioritėtines elektros energijos gamybos technologijas, kogeneracijos įrenginius, buvo remiamasi statistine informacija, kurioje pateikiamas atskirų kogeneracijos technologijų paplitimas pasaulyje bei jų palyginimas tarpusavyje. Pagal [3-5] literatūroje pateiktą informaciją prie labiausiai paplitusių technologijų galima priskirti šias keturias kogeneracijos technologijas su:

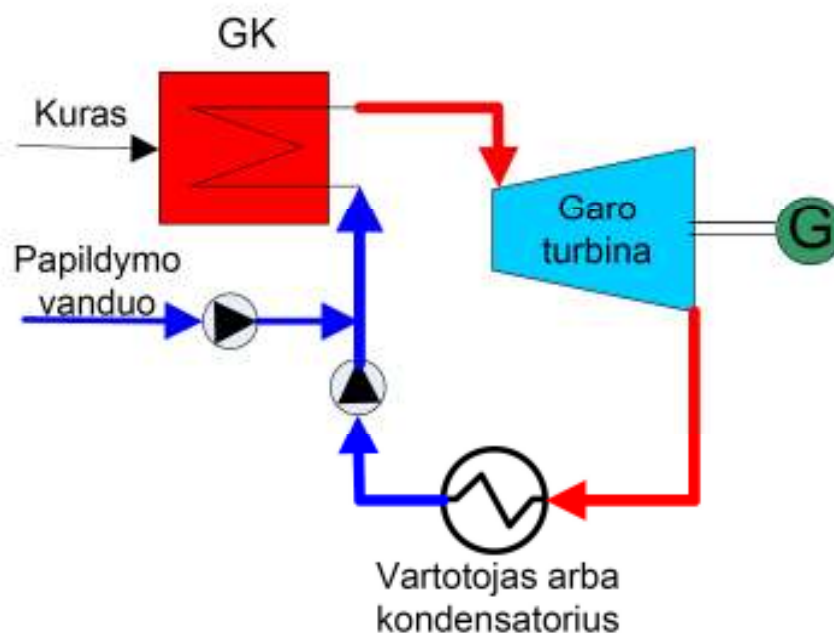
- garo turbinomis (ten kur nėra gamtinių dujų);
- vidaus degimo varikliais;
- dujų turbinomis;
- kombinuotu ciklu (dujų ir garo turbinomis vienoje sistemoje).

Glaustai aptarkime aukščiau paminėtų kogeneracijos technologijų veikimo principus, taikymo sritis, poveikį aplinkai, privalumus ir trūkumus.

1.2.1 Garo turbinos (GT)

Garų turbina yra seniausias ir universaliausias šiluminis variklis. Garo turbinų galia yra nuo kelių dešimčių kilovatų ir gali siekti kelis šimtus megavatų. Kuras yra deginamas garo katile, iš kurio kuro energija į turbiną yra perduodama garu. Kogeneracijos jėgainėse visiškai arba iš dalies išsiplėtęs garas gali būti tiesiogiai panaudojamas technologiniuose procesuose arba paverčiamas kitos rūšies šilumos energija t.y. panaudojamas boileriuose termofikaciniam vandeniui šildyti ar pan.

Žemiau pateiktame 1.7 pav. pateikiama principinė garo turbinos pagrindu veikiančios kogeneracijos jėgainės schema.



1.7 pav. Jėgainės su garo turbina principinė schema

Šio tipo jėgainės išmetamų į aplinką teršalų rūšys ir kiekiai priklauso nuo garo katile deginamos kuro rūšies, nuo garo katilo degimo kameros suprojektavimo ir kuro degimo proceso kokybiškumo. Teršalų emisijų į aplinką lygis gali būti mažinamas įrengiant papildomas degimo produktų valymo sistemas.

Priešslėginės garo turbinos pagrindu veikiančios kogeneracinės jėgainės elektrinis efektyvumas gali siekti tik 7–25 %, kai tuo tarpu didelės galios, modernios kondensacinės elektrinės elektrinis efektyvumas siekia 35–45 %. Tačiau mažesnių kondensacinių turbinų elektrinis efektyvumas svyruoja nuo 15–35 %. Bendras garo turbinų pagrindu dirbančių kogeneracijos jėgainių energetinis efektyvumas gali siekti apie 85 %.

Tinkamai prižiūrimos ir valdomos garo turbinos nuo garą gaminančio įrenginio iki pačios turbinos yra ypač patikimos ir iki kapitalinio remonto gali dirbti kelerius metus. Garo turbinos kogeneracijos jėgainės santykiniai (Lt/kW_{el.}) instaliacijos kaštai yra sąlyginai dideli, lyginant su kitomis jėgainėmis. Taip yra dėl šio tipo jėgainių mažo elektros ir šilumos energijos gamybos santykio, sąlyginai aukštų garo katilų kainų, kuro ūkio, garo tiekimo sistemų kainų ir kt.

Apibendrinti garo turbinų eksploatacijos ir instaliavimo kaštai pateikiami labiausiai paplitusių kogeneracijos įrenginių apibendrinimo 1.2 lentelėje.

1.2.2 Vidaus degimo varikliai (VDV)

Vidaus degimo varikliai yra vieni iš plačiausiai naudojamų kogeneracijos įrenginių. Šie įrenginiai ypač plačiai paplitę municipaliniame bei pramoniniame sektoriuose. Vidaus degimo

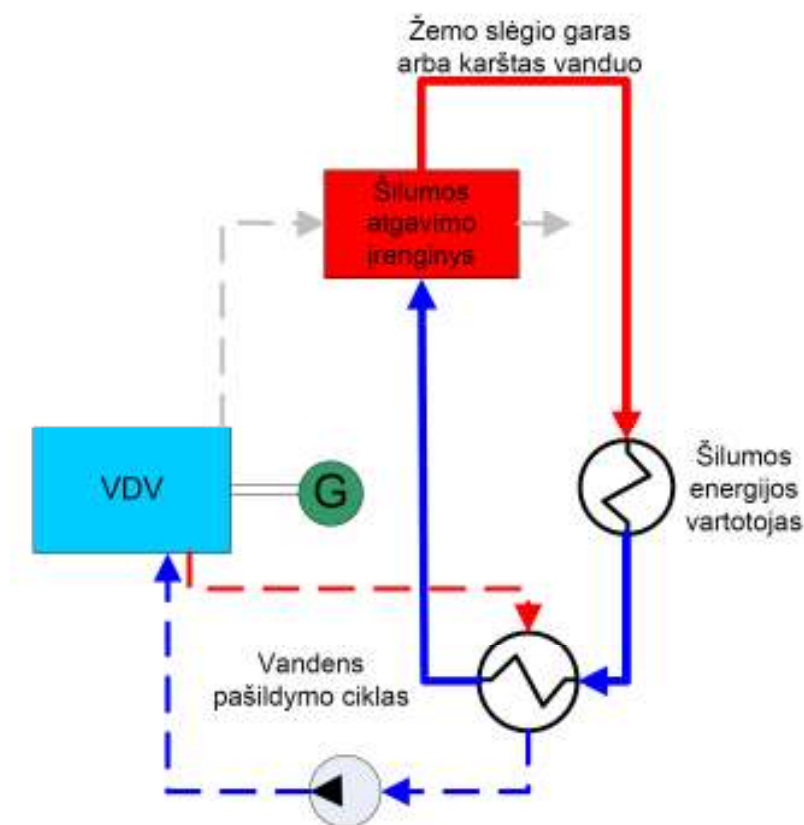
varikliai greitai paleidžiami iš šaltos būsenos, jų elektrinis efektyvumas pakankamai aukštas net ir dirbant iš dalies nusikrovus (apie 38 %). Tai patikima ir sąlyginai paprastai eksploatuojama technologija.

Kogeneracijoje arba atskirai elektros energijos gamybai labiausiai tinkami naudoti keturtakčiai Otto ar Dyzelio ciklais veikiantys VDV. Svarbiausi mechaniniai elementai jų konstrukcijose yra tie patys. Pagrindinis Otto ir Dyzelio ciklais veikiančių VDV skirtumas yra kuro uždegimo būdas. Kibirkštinio uždegimo varikliuose (Otto ciklas) naudojamos žvakės, kurios uždega į cilindrą tiekiamą kuro ir oro mišinį. Slegiamojo uždegimo (kompresiniuose) varikliuose (Dyzelio ciklas) oro ir kuro mišinys užsidega jį slegiant be papildomai įrengtų uždegimo mechanizmų. Toliau VDV yra skirstomi pagal naudojamo kuro rūšis (gamtinių dujų, dyzeliniai, dviejų kuro rūšių), alkūninio veleno sukimosi greitį ir pagal tai, ar yra naudojamas turbo kompresorius (oro suslėgimui) ar ne.

Gamtinių dujų kibirkštinio uždegimo variklių efektyvumas daugeliu atveju yra mažesnis už dyzelinių variklių dėl mažesnio suslėgimo laipsnio. Dyzelinių variklių elektrinis efektyvumas kinta nuo 25 iki 50 %, tai priklauso nuo variklio dydžio ir veleno sukimosi greičio.

Vidaus degimo varikliai kogeneracijos jėgainėse dažniausiai naudojami ne didesnės kaip 10 MW_{el.} galios.

1.8 pav. pateikiama viena iš galimų kogeneracijos jėgainės schemų su VDV technologija.



1.8 pav. Kogeneracijos jėgainės su VDV principinė schema

Dirbančio VDV gaminamos šilumos energijos šaltiniai yra šie: šilumos energija, esanti degimo produktuose, variklio marškinių aušinimo šilumos energija, tepimo sistemos aušinimo šilumos energija ir/arba turbokompresorių aušinančio agento šilumos energija. Degimo produktų šiluma, sudaro apie 50 % visos VDV šilumos energijos ir gali būti panaudojama žemų parametrų garo (iki ~10 bar slėgio) gamybai. Vidaus degimo variklio aušinimo sistemos yra dviejų tipų: uždaros (aušinimo agentas cirkuliuojamas priverstinai) ir verdančio tipo (aušinimo agentas cirkuliuoja natūraliai). Šilumos atgavimo iš degimo produktų sistema gali būti atskirta nuo variklio aušinimo sistemos arba su ja sujungta. 1.8 pav. pateiktas pavyzdys, kada variklio marškinių aušinimo agentas degimo produktais pašildo vandenį prieš šilumos energijos atgavimo įrenginį. Tipinėje centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemoje variklio marškinių, tepimo sistemos ir degimo produktų šilumos energija yra visa sunaudojama termofikacinio vandens temperatūros pakėlimui.

VDV į aplinką išmeta azoto oksidus (NO_x), anglies monoksidą (CO), anglies dioksidą (CO₂) ir lakiuosius organinius junginius. Sieros oksidų (SO_x) emisijas lemia tik kuro pasirinkimas. Kietosios dalelės išmetamos į aplinką dyzeliniuose varikliuose deginant dyzelinį

kurą. VDV NO_x išmetimai į aplinką, kada nėra jokių papildomų degimo produktų valymo įrenginių, paprastai svyruoja nuo 0,6 iki 3 g/kWh_{el}. ribose.

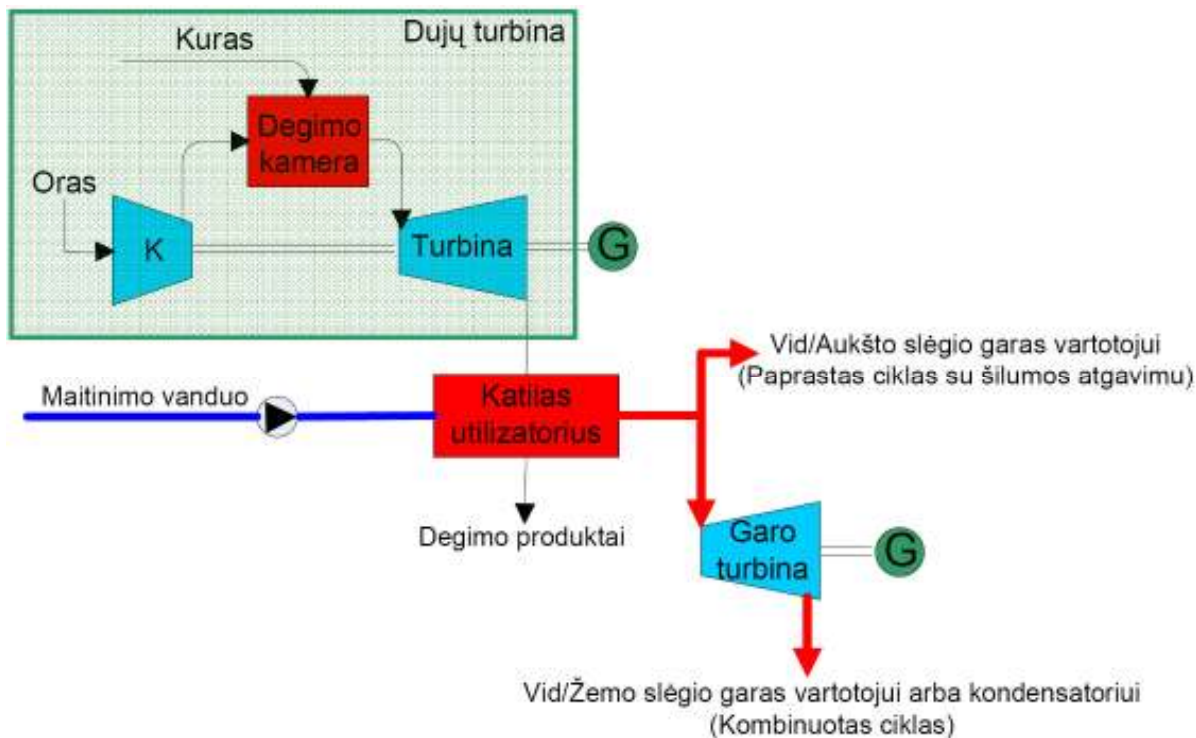
Ši technologija reikalauja griežtos priežiūros, nes joje yra daug judančių ir sąlyginai greitai besidėvinčių dalių. Rekomenduojama kas 1000 darbo valandų atlikti trumpalaikius priežiūros darbus t.y. keisti tepalo ir oro filtrus, aušinamąjį skystį ir žvakes. Skaičiuotinas resursas iki cilindrų galvutės ir turbokompresoriaus remonto sudaro nuo 2000 iki 10000 darbo valandų. Kas 20000 – 40000 darbo valandų atliekamas kapitalinis remontas. VDV eksploatacijos ir santykiniai instaliavimo kaštai pateikiami 1.2 lentelėje.

1.2.3 Dujų turbinos (DT) su šilumos atgavimu ir kombinuotas ciklas (KC)

Dujų turbinos yra dviejų rūšių: stacionarios, kurių technologiniai sprendimai yra adaptuoti iš aviacinių turbinų ir pramoninės. Pirmosios turbinos yra sąlyginai lengvos, jų elektrinė galia siekia iki 50 MW_{el}., suslėgimo laipsnis 30:1. Todėl joms reikalingas išorinis kuro kompresorius. Pramoninių dujų turbinų elektrinė galia yra nuo kelių iki kelių šimtų megavatų. Jų suslėgimo laipsnis dažniausiai yra apie 16:1, todėl daugeliu atvejų joms nereikalingas kuro kompresorius. Pramoninės dujų turbinos labiau tinkamos nepertraukiamam darbui, reikalauja mažesnės priežiūros ir yra patikimesnės, tačiau yra žymiai sunkesnės ir jų elektrinis efektyvumas yra mažesnis. DT darbo principas paremtas suslėgto oro ir kuro mišinio degimo produktų išsiplėtimu turbinoje.

Dujų turbinos technologija gali būti naudojama keliose schemose. Pirmas iš DT panaudojimo būdų yra paprastas ciklas, t.y. tik gaminti elektros energiją. Antras būdas yra DT naudojimas kogeneracijos cikle, kada iš dujų turbinos išėjusių degimo produktų šiluma naudingai panaudojama šilumos atgavimo įrenginio (katilo utilizatoriaus) pagalba. Trečias būdas yra kombinuotas (binarinis) ciklas, kurio išmetamų iš dujų turbinos degimo produktų šiluma panaudojama aukštų parametrų garui gaminti, o šis garas vėliau tiekiamas į garo turbiną, gaminančią papildomą elektros energijos kiekį.

Principinė dujų turbinos technologijos, naudojamos šilumos ir elektros energijos gamybai tuo pačiu metu, veikimo schema pateikiama 1.9 pav.



1.9 pav. Šilumos atgavimo iš dujų turbinos degimo produktų būdai

Dujų turbinos yra vienos iš aplinkosauginiu požiūriu priimtinausių technologijų. Pagrindiniai į aplinką išmetami teršalai yra azoto oksidai (NO_x), anglies monoksidas (CO) ir lakieji organiniai junginiai. Kitų teršalų kiekiai priklauso nuo naudojamo kuro, todėl sieros oksidų (SO_x) išmetamą kiekį lemia tik kuro pasirinkimas. Kietosios dalelės išmetamos į aplinką, kada kuras yra peleningas ir jame yra metalų priemaišų. Išmetamų į aplinką teršalų kiekį galima reguliuoti naudojant įvairius metodus: vandens-garo įpurškimą, lieso mišinio sudarymą (degimo kontrolę), selektyvinę-katalitinę redukciją (SCR), CO oksidacijos katalizatorius ir kitus būdus.

Dujų turbinos apžiūra susideda iš planuojamos apžiūros kas ~ 4000 valandų, kurios metu tikrinama, koks yra vibracijų lygis, kaip susidevėjo velenas ar guoliai ir pan. Kapitalinis remontas dažniausiai atliekamas kas 25000 - 50000 valandų.

KC jėgainės instaliavimo ir eksploatacijos kaštai yra sąlyginai dideli, tačiau juos kompensuoja didelis šio tipo jėgainės elektrinis efektyvumas (iki 60 %) ir kartu didelis gaminamos elektros energijos kiekis. Dėl šių priežasčių šio tipo jėgainės retai būna mažesnės nei 20 MW_{el.} galios. Kombinuotame cikle papildomos priežiūros reikalauja garo turbina. DT su šilumos atgavimu ir KC eksploatacijos ir santykiniai instaliavimo kaštai pateikiami 1.2 lentelėje.

1.2.4 Labiausiai paplitusių kogeneracijos technologijų techniniai-finansiniai rodikliai

Pagrindiniai GT, VDV, DT ir KC sistemų techniniai bei finansiniai rodikliai pateikti 1.2 lentelėje [3-5].

1.2 lentelė. Kogeneracijos įrenginių techninis, finansinis apibendrinimas

<i>Technologija</i>	<i>Priešslėginė GT</i>	<i>VDV</i>	<i>DT su šilumos atgavimu</i>	<i>KC</i>
Kuro rūšys	visas kuras	gamtinės dujos, propanas, biodujos, suskystintos dujos, dyzelinas, naftos produktai	gamtinės dujos, propanas, biodujos, krosnių kuras	gamtinės dujos, propanas, biodujos, krosnių kuras
Elektrinė galia, MW	0,2-800	0,03-5	3-300	10-500
Elektrinis efektyvumas, %	10-28	27-45	20-42	40-62
Elektros ir šilumos energijų gamybos santykis	0,05-0,5	0,5-1	0,3-1	0,5-2
Bendras efektyvumas, %	70-105	70-90	70-93	89-92,5
Techninio gyvavimo trukmė, metais	iki 50	20-25	10-25	30
Instaliavimo kaštai, MLt/MW	5,1-14,2	2,7-4,1	0,6-6 ⁽¹⁾	1,3-3,5 ⁽²⁾
Kintami eksploatacijos kaštai, Lt/MW _{el}	-	-	6,9-24	5,2-15
Fiksuoti eksploatacijos kaštai, Lt/MW/metus	30000-100000	-	20000-40000	8000-50000
Bendri eksploatacijos kaštai, Lt/MW _{el}	10-25	21-31 (dizel. varikliai: 35)	>24	-

- (1) kaštai pateikiami tik dujų turbinos bazinei įrangai, naudojančiai vieną kurą, elektros generatoriui, oro pasiurbimo įrangai su standartiniu filtru ir garso slopintuvu, standartine paleidimo sistema ir valdymo prietaisais, įprasta kuro deginimo sistema. Transportavimo kaštai neįtraukti. Priklausomai nuo įrangos, geografinės padėties, statybvietės specifikos, valiutos kurso kitimo ir konkurencijos rinkoje, kainos gali keistis gana plačiose ribose;
- (2) kaštai pateikiami kombinuoto ciklo dujų turbinos jėgainės bazinei įrangai (pagrindinis kuras gamtinės dujos) su dujų turbina, garo katilu, kondensacine garo turbina, elektros generatoriais, standartinėmis valdymo, paleidimo ir papildomomis sistemomis. Priklausomai nuo įrangos, geografinės padėties, statybvietės specifikos, valiutos kurso kitimo ir konkurencijos rinkoje, kainos gali keistis gana plačiose ribose. Be to, reikia atsižvelgti į technologijos elektros ir šilumos energijos gamybos santykį, nes instaliavimo kaštai vertinami elektrinės galios vienetui (MW_{el}).

Tos pačios kogeneracijos technologijos techniniai parametrai, o taip pat ir kaina gali gana ženkliai skirtis. Tai susiję su atskirų gamintojų investicijų lygiu technologijos tobulinimui, siekiant kiek galima didesnio elektros energijos gamybos efektyvumo, taip pat ir tikslinė

paskirtis. Tarkime, didelio elektrinio efektyvumo vidaus degimo variklio gaminamas technologinis garas katilė utilizatoriuje ne visuomet užtikrins technologinius poreikius dėl mažesnės nei reikia garo temperatūros arba slėgio (Karno dėsnis). Esant tokiai situacijai, pasirenkamas mažesnio elektrinio efektyvumo įrenginys, tačiau garantuojantis reikiamą parametrų garo gamybą. Vėlesniame darbo etape, atliekant kogeneracijos plėtros analizę, priimamas technologinis lygis atitiks rinkoje esančių technologijų vidurkį.

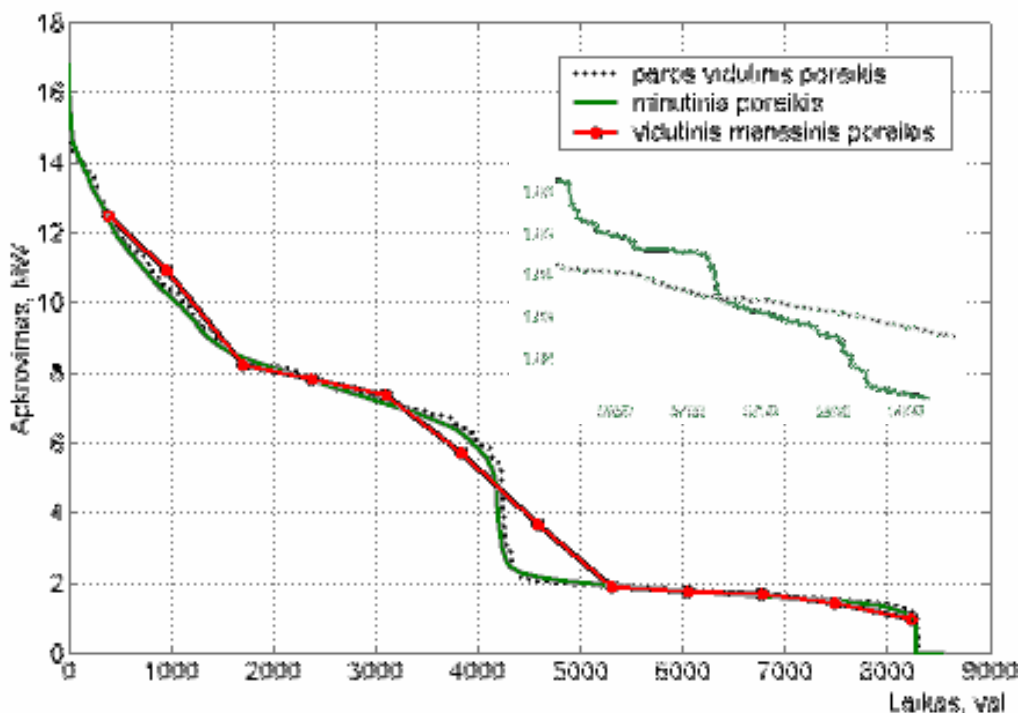
2. Techninė kogeneracijos plėtra

Šiame skyriuje analizuojama kogeneracijos plėtra, išskirtinai atsižvelgiant į techninius kogeneracijos plėtros aspektus.

2.1. Šilumos energijos poreikis centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose

Hidrauliškai vientisos CŠT sistemos šilumos energijos galios poreikio kitimo grafikas yra vienas pagrindinių atskaitos taškų, lemiančių planuojamų šilumos energijos gamybos įrenginių galią, jų skaičių ir reikalingas technines charakteristikas, tokias kaip „nusikrovimo“ galimybė ir pan. Ši kreivė yra šilumos energijos galios poreikio kitimo, tam tikro metų laiko atžvilgiu, funkcija. Dažnai metinis ar mėnesinis šilumos energijos poreikio kitimas gali būti analizuojamas dienolaipsnių metodu, kurio taikymas išsamiai aprašytas [6] literatūroje. Šiame darbe nevertinsime visuotinio atšilimo ar šiltų žiemų galimos įtakos kogeneracijos plėtrai, todėl pasirenkame artimiausius norminiams metams (pagal dienolaipsnių skaičių) metus ir jų pagrindu atliekame analizę.

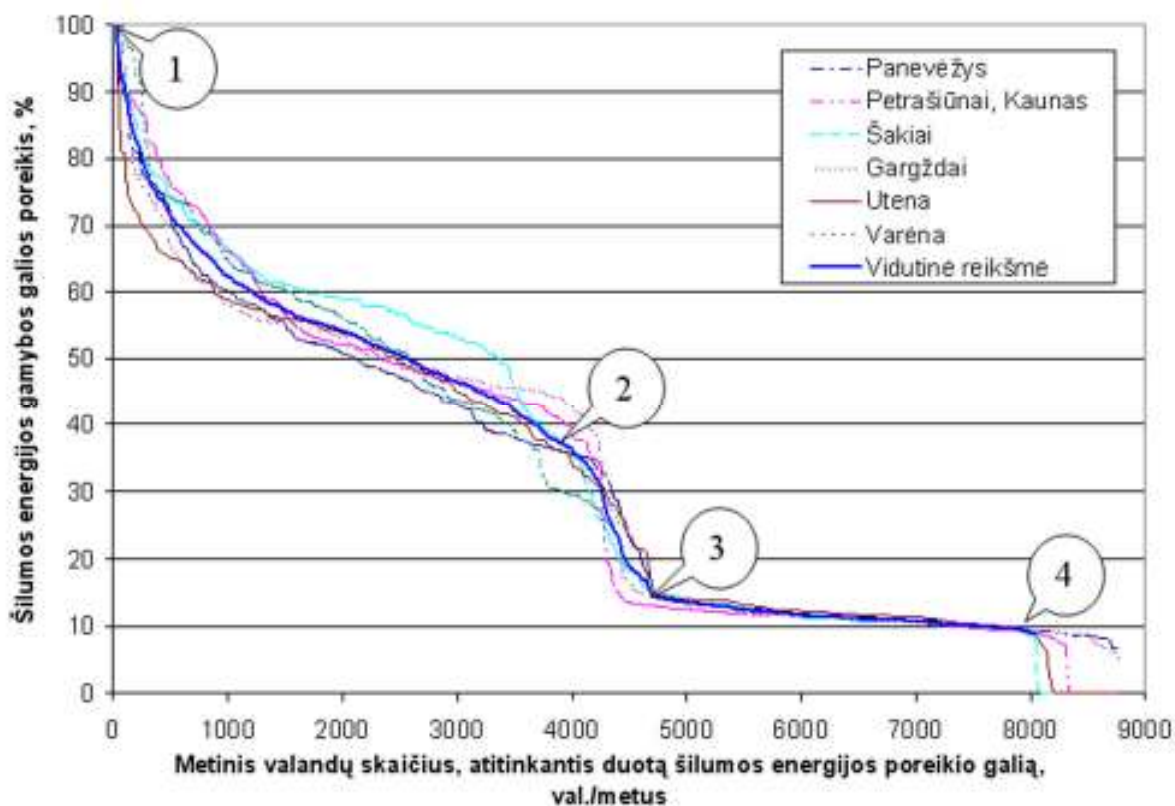
Momentinio šilumos energijos poreikio (MW_šil.) išraiška laiko atžvilgiu (sekundei) nebūtina centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose dėl energijos vartojimo inertiškumo. Minutinio (10 min. vidurkio), paros (24 val. vidurkio) ir mėnesinio (mėnesio vidurkio) šilumos energijos poreikio grafikai pateikti 2.1 pav.



2.1 pav. Šilumos energijos poreikio grafikas

Iš 2.1 pav. matome, kad su pakankamu tikslumu centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose galime naudoti šilumos energijos poreikio grafiką, išreikštą paros vidurkiu. Santykinė paklaida, pasirenkant paros vidurkį vietoje 10 min. šilumos energijos poreikio vidurkio, yra nedidesnė kaip 3 %, tai yra pakankamas tikslumas šilumos energijos gamybos įrenginių galių optimizavimui.

Kogeneracijos plėtros įvertinimas, analizuojant kiekvieną centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemos šilumos energijos poreikio grafiką yra labai imlus laikui, ir daryti to nebūtina. Kaip pavyzdį 2.2 pav. pateikiame šešių šalies miestų centralizuoto šilumos tiekimo hidrauliškai vientisų sistemų, esančių skirtingose apskrityse, šilumos energijos poreikio grafikus, išreikštus paros vidurkiu ir perskaičiuotus norminiams metams.



2.2 pav. Metinio šilumos energijos poreikio pasiskirstymas ir tipiniai taškai (1, 2, 3, 4)

Beveik visų centralizuoto šilumos tiekimo sistemų šilumos energijos poreikio grafikus galime charakterizuoti 4-iais tipiniais taškais:

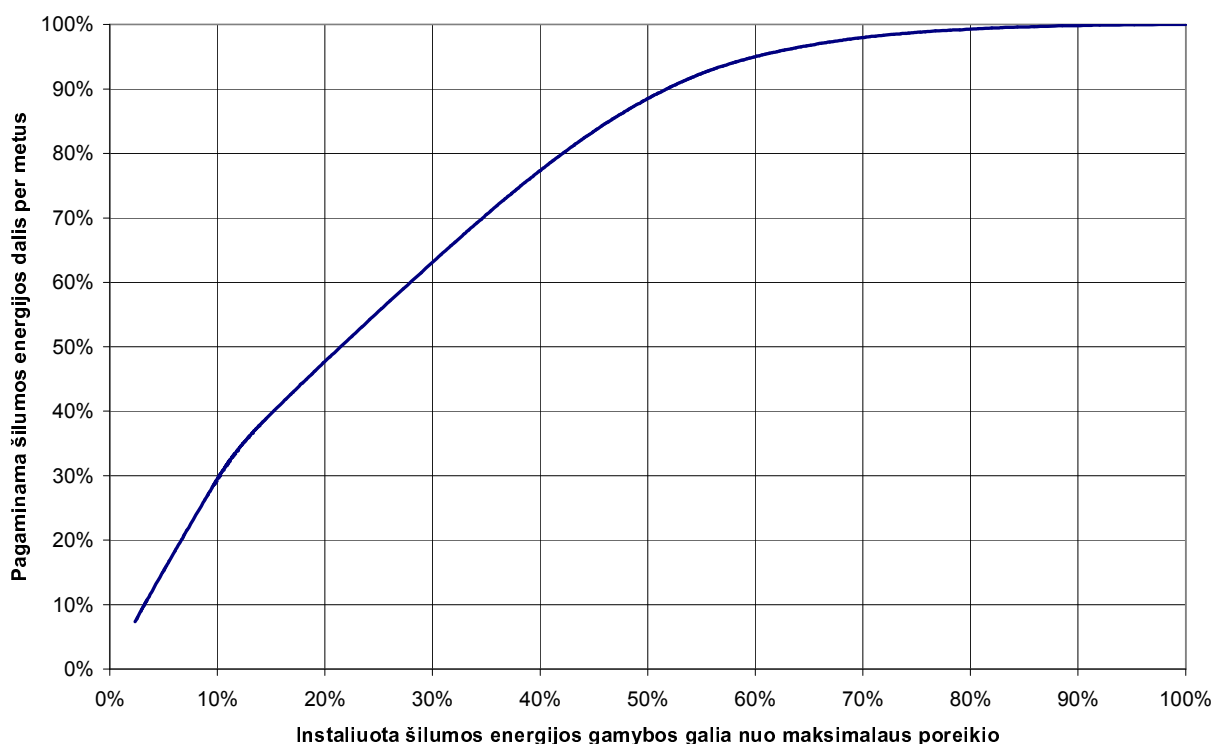
- **Taškas Nr. 1** parodo maksimalią šilumos energijos poreikio galią, būnančią tik keletą valandų metuose per vadinamą šalčiausią penkiadienį.
- **Taškai Nr. 2 ir Nr. 3** nusako šildymo sezono pradžios arba pabaigos šilumos energijos poreikio galią. Taip pat taškas Nr. 3 parodo maksimalią nešildymo sezono šilumos energijos poreikio galią, susidedančią iš karšto buitinio vandens vartojimo piko, nuostolių

energijos perdavimo vamzdynuose ir, jei yra, šilumos energijos poreikio pramonėje technologinėms reikmėms maksimumo.

- **Taškas Nr. 4** charakterizuoja mažiausią centralizuotai tiekiamos šilumos energijos poreikio galią.

Šildymo sezono metu, o ypač jam prasidėjus, šilumos energijos galios poreikio grafikai šiek tiek skiriasi dėl paaiškinamų priežasčių, tokių kaip: sistemos dydis, klimato zonos (pajūris ar labiau žemyninė dalis) bei vartotojų specifika. Tačiau nešildymo sezono metu šilumos energijos galios poreikio grafikai beveik sutampa. Santykinė paklaida yra nedidesnė kaip 5 %, tai yra pakankamas argumentas apibendrinto šilumos energijos galios poreikio kreivės taikymui bet kuriai šalies centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemai. Ypač tai priimtina, norint užtikrinti, kad kogeneracijos įrenginys dirbs per metus ne mažiau kaip 4000-6000 val.

Žemiau pateiktame 2.3 pav. pavaizduojame pertvarkytus 2.1 ir 2.2 pav. pateiktus šilumos energijos galios poreikio grafikus taip, kad tam tikras metinis šilumos energijos kiekis atitiktų būtiną instaliuoti šilumos energijos gamybos galią.



2.3 pav. Pagaminamas metinis šilumos energijos kiekis, atitinkantis instaliuotą galią nuo maksimalaus CŠT sistemos šilumos energijos poreikio

Iš pateikto 2.3 pav. matome, kad instaliavus vos 30 % nuo maksimalios CŠT sistemos šilumos energijos poreikio galios įrenginį, jis pagamintų beveik 65 % viso šilumos energijos metinio kiekio. Todėl atliekant kogeneracijos plėtros techninį vertinimą daroma prielaida, kad

kogeneracijos įrenginio šiluminė galia neturėtų būti didesnė kaip 60 % nuo maksimalios CŠT hidrauliškai vientisos sistemos galios poreikio. Esant šiai sąlygai per metus kogeneracijos jėgaine galima būtų pagaminti net apie 90-95 % metinio šilumos energijos kiekio.

2.2. Prielaidos, vertinant techninę kogeneracijos plėtrą

1. Remiantis 2.1 skyriuje padarytomis išvadomis ir šilumos grafiko analize, techninė kogeneracijos plėtra vertinama pagal galimą instaliuoti kogeneracijos įrenginių šiluminę galią, atitinkamai 20 – 60 % nuo CŠT hidrauliškai vientisos sistemos maksimalaus šilumos energijos galios poreikio;
2. Techninėje analizėje daroma prielaida, kad būtina vertinti ir tokias CŠT hidrauliškai vientisas sistemas, kuriose jau ar artimiausiu metu bus gaminama elektros energija. Prie tokių sistemų galime priskirti Vilniaus, Kauno, Klaipėdos, Panevėžio, Šiaulių, Marijampolės, Alytaus, Tauragės, Druskininkų ir kitų miestų CŠT sistemas;
3. Darome prielaidą, kad netikslinga vertinti nepriklausomo šilumos energijos tiekėjo, ypač pramonės įmonių, įtaką galimai kogeneracijos plėtrai. Geriausias to pavyzdys - Klaipėdos miesto CŠT sistema, kurioje gana didelę šilumos energijos gamybos dalį šiandieną sudaro pramonės įmonių atliekinė ir geoterminė šilumos energija, kurių ateitis ilgo laikotarpio mastelyje sunkiai prognozuojama;
4. Priimame, kad kogeneracijos sistema gali nusikrauti iki 25 % nuo projektinės galios. Tai pasiekama CŠT sistemose su VDV ir DT technologijomis, instaliuojant po du energetinius blokus, kai tuo tarpu KC ir GT pagrindu veikiančiose sistemose pakanka ir po vieną;
5. Priimame, kad kogeneracijos įrenginiai apima elektros/šilumos energijos gamybos santykio intervalą nuo 0,23 iki 1,13. Atskirų technologijų pasiskirstymas šiame intervale pateikiamas 2.1 lentelėje.

2.1 lentelė. Analizėje vertinamas elektros/šilumos energijų gamybos santykis

Technologija	Elektros/šilumos energijų gamybos santykis									
	0,23	0,33	0,43	0,53	0,63	0,73	0,83	0,93	1,03	1,13
Garo turbina (GT)										
Vidaus degimo variklis (VDV)										
Dujų turbina (DT)										
Kombinuotas ciklas (KC)										

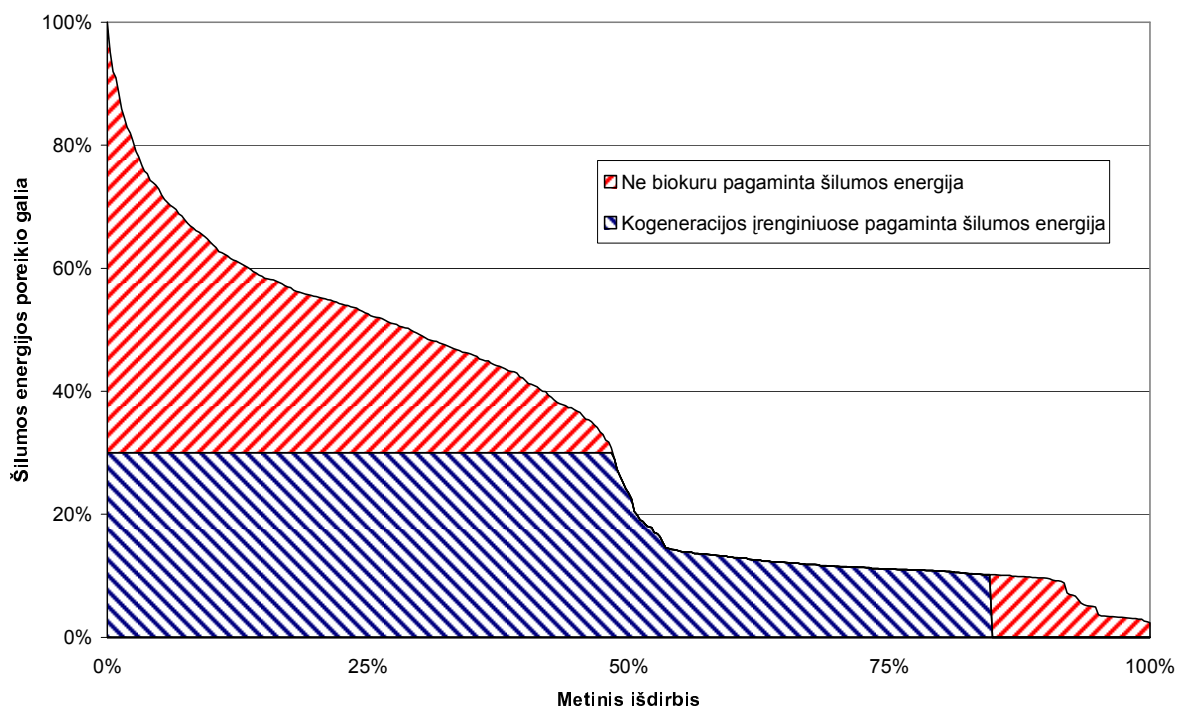
6. Priimame, kad kogeneracijos įrenginių planiniai remontai bus atliekami nešildymo sezono metu, centralizuoto šilumos energijos tiekimo tinklų hidraulinių bandymų

- laikotarpiu. Neplaniniai remontai užtruks mažiau kaip 2 % darbo laiko [3-5] ir analizėje nevertinami;
7. Priimame, kad tose CŠT sistemose, kuriose šilumos energijos poreikio minimali galia leidžia panaudoti kombinuotą ciklą, kaip racionaliausią elektros energijos gamybos būdą, kitos technologijos neanalizuojamos. Priimama, kad KC jėgainės minimali elektrinė galia – 20 MW_{el.}, nežiūrint, ar kombinuotame cikle bus viena ar dvi dujų turbinos;
 8. Priimame, kad biokuro pagrindu kogeneracijos plėtra tikslinga tik tokiose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose, kurių nominali elektrinė galia gali būti ne mažesnė kaip 0,6 MW_{el.} [4];
 9. Vertindami DT tikslingumą, darome prielaidą, kad, esant žymiam garo poreikiui arba kai garo katilai yra pagrindiniai šilumos energijos gamybos įrenginiai (šilumos gamybos šaltinio schemoje garas yra neišvengiamas), ši technologija yra tikslinga tik tuo atveju, jei techniškai galima instaliuoti ne mažesnę kaip 10 MW_{el.} galią.

2.2. Pasirinkti kogeneracijos techninės plėtros scenarijai

Parengti rekomendacijas kogeneracijos plėtrai būtų sąlyginai nesudėtinga, jei visos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemos techniniu lygiu bei kuro prieinamumu būtų identiškos. Tačiau taip nėra ir kiekviena CŠT hidrauliškai vientisa sistema yra unikali. Siekdami sugrupuoti visas 94 CŠT hidrauliškai vientisas sistemas, pasirinkome tris kogeneracijos plėtros realizavimo modelius pagal esamą CŠT sistemos situaciją:

I – gamtinių dujų modelis (nėra biokuro). Tai tipinis didžiųjų ir vidutinių CŠT sistemų (Kaune, Panevėžyje, Šiauliuose ir k.t.) situacijos modelis, kuomet kaip pagrindinis kuras naudojamos gamtinės dujos, o rezervinis kuras – mazutas. Šiose sistemose, įdiegus kogeneraciją, išaugtų gamtinių dujų suvartojimas arba biokogeneracijos plėtros atveju – atsirastų žymus biokuro kiekis kuro balanse. Kogeneracijos plėtros modelis šiam atvejui pateikiamas 2.4 pav.

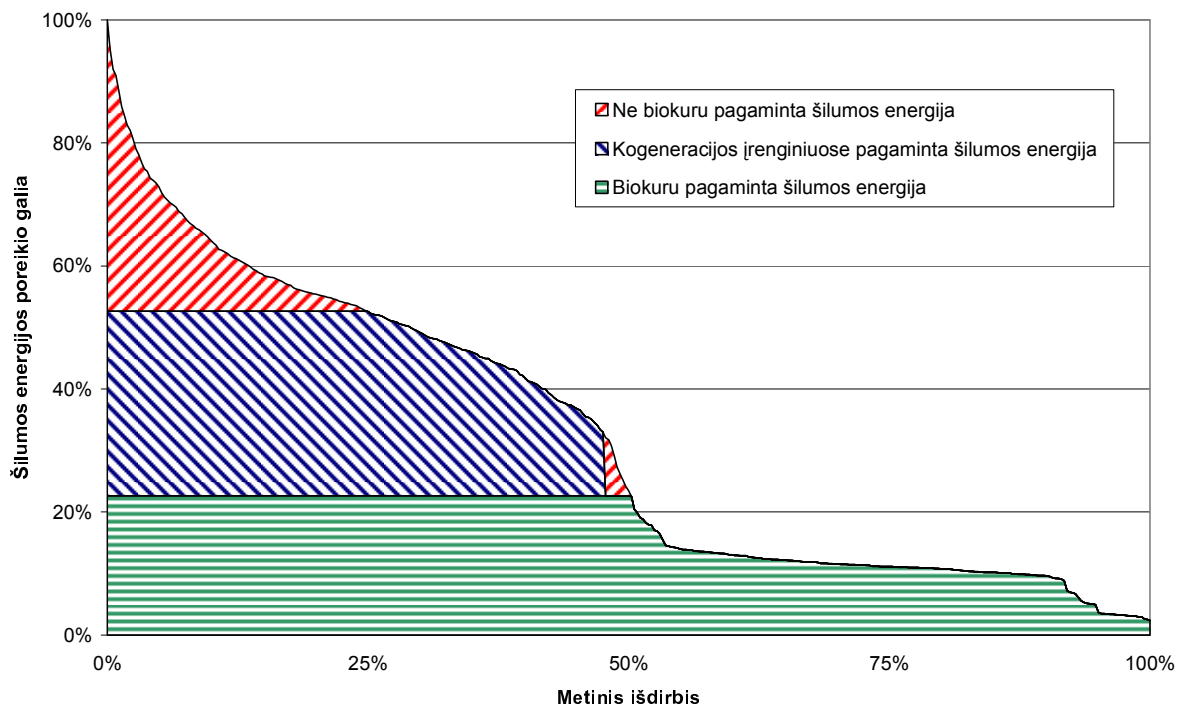


2.4 pav. Galima kogeneracijos plėtros schema, kai nėra biokuro katilų

Iš 2.4 pav. pateiktos informacijos matome, kad įdiegus kogeneraciją, kurios šiluminė galia yra apie 30 % nuo maksimalios šilumos energijos poreikio galios, didžioji dalis šilumos energijos (apie 55 % pagal 2.3 pav.) būtų pagaminama kogeneracijos įrenginiuose. Kogeneracijos įrenginių metinis išdirbis siektų apie 85 % arba apie 7400 valandų per metus. Esami šilumos energijos gamybos įrenginiai – katilai būtų eksploatuojami tik nešildymo sezono metu, kai kogeneracijos įrenginiai negali „nusikrauti“ žemiau minimalaus priimto lygio (25 % nuo instaliuotos elektrinės galios), taip pat esant didesniai šilumos energijos poreikiui, nei

instaliuota šiluminė kogeneracijos įrenginių galia arba įrenginiams nedarbant (planiniai remontai ar avarijos).

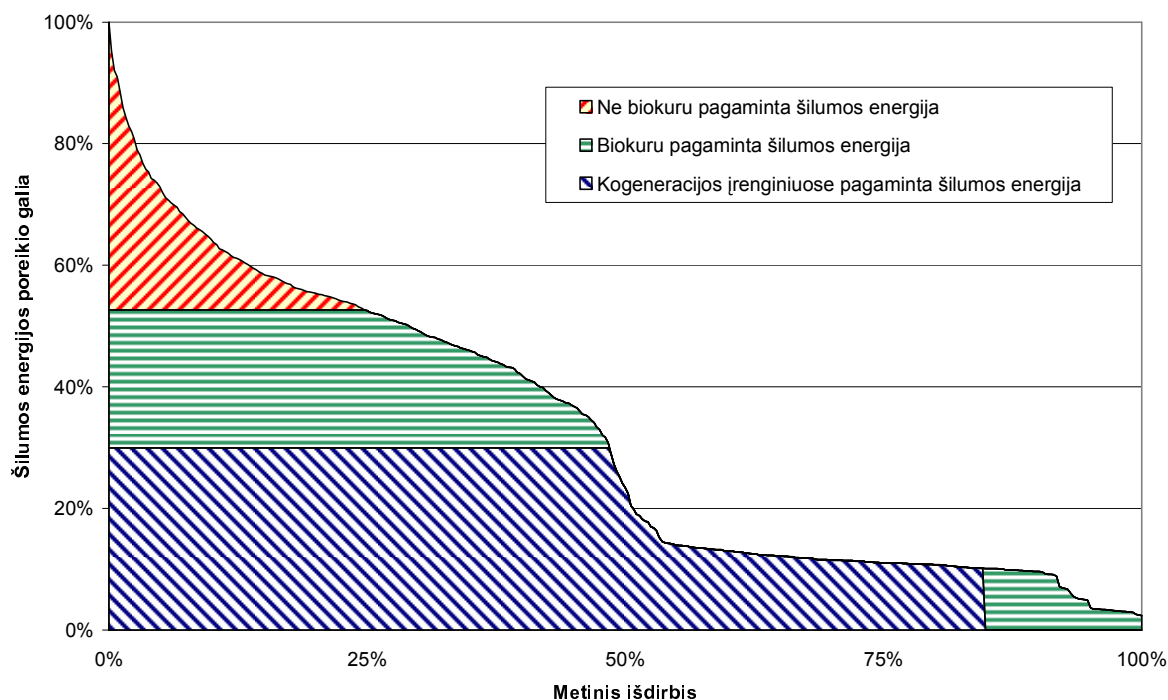
II – biokuro prioritetinis modelis. Tai situacija, kuomet CŠT hidrauliškai vientisoje sistemoje jau instaliuotas biokuro katilas(-ai). Tai daugelio vidutinio ir mažo dydžio CŠT sistemų dabartis, leidžianti kuro balanse turėti gana žymią biokuro dalį. Šiose sistemose įdiegus kogeneraciją, biokuro dalis kuro balanse nesumažėtų ar net išaugtų biokogeneracijos plėtros atveju. Gamtinių dujų suvartojimas padidėtų tik gamtinių dujų pagrindu veikiančios kogeneracijos plėtros atveju. Kogeneracijos plėtros modelis šiam atvejui pateikiamas 2.5 pav.



2.5 pav. Galima kogeneracijos plėtros schema – prioritetas biokurui

Iš 2.5 pav. pateiktos informacijos matome, kad kogeneracijos įrenginių metinis išdirbis sudarytų tik apie 45 % arba apie 4000 valandų per metus. Esami šilumos energijos gamybos įrenginiai – katilai, naudojantys biokurą, būtų eksploatuojami ištisus metus ir pagamintų didžiąją šilumos energijos dalį – daugiau kaip 50 % (pagal 2.3 pav.).

III – kogeneracijos plėtros prioritetinis modelis. Tai situacija, kuomet CŠT hidrauliškai vientisoje sistemoje jau instaliuotas biokuro katilas(-ai), tačiau prioritetas suteikiamas elektros energijos gamybai, galimai išnaudojant disponuojamą šilumos energijos poreikį. Šiose sistemose įdiegus kogeneraciją biokuro dalis kuro balanse žymiai sumažėtų tik instaliuojant gamtinių dujų pagrindu veikiančios kogeneracijos technologijas. Biokogeneracijos plėtros atveju biokuro poreikis žymiai išaugtų. Kogeneracijos plėtros modelis šiam atvejui pateikiamas 2.6 pav.



2.6 pav. Galima kogeneracijos plėtros schema – kogeneracijos prioritetas

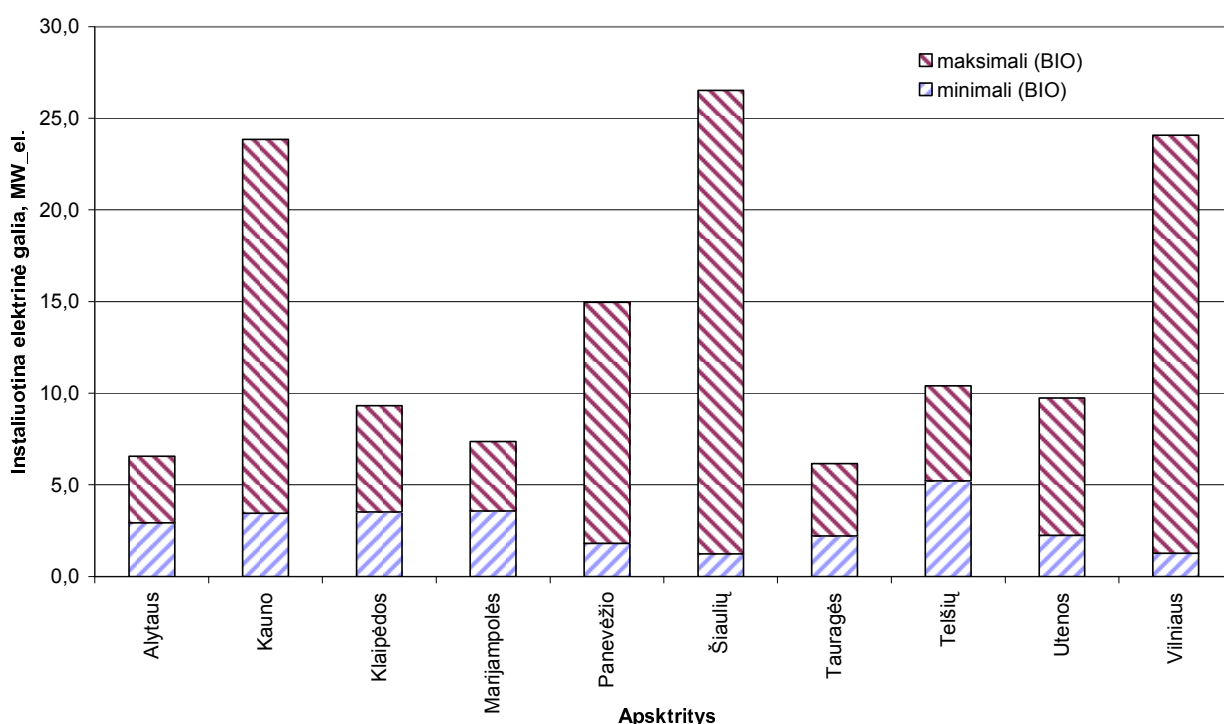
Iš 2.6 pav. pateiktos informacijos matome, kad įdiegus kogeneraciją, kurios šiluminė galia yra apie 30 % nuo maksimalios šilumos energijos poreikio galios, didžioji dalis šilumos energijos – daugiau kaip 55 % (pagal 2.3 pav.) būtų pagaminama kogeneracijos įrenginiuose, kurių metinis išdirbis sudarytų apie 85 % arba apie 7400 valandų per metus. Esami šilumos energijos gamybos įrenginiai – katilai, naudojantys biokurą, būtų eksploatuojami tik nešildymo sezono metu, kai kogeneracijos įrenginiai negali „nusikrauti“ žemiau minimalaus priimto lygio (25 % nuo instaliuotos elektrinės galios), taip pat esant didesniai šilumos energijos poreikiui, nei instaliuota šiluminė kogeneracijos įrenginių galia arba įrenginiams nedirbant dėl planinio remonto arba avarijos. Šiuo atveju instaliavus gamtinėmis dujomis veikiančius kogeneracijos įrenginius, būtų sumažinamas biokuro kiekis kuro balanse, tuo atveju, jei būtų instaliuojama biokogeneracija, biokuro kiekis žymiai išaugtų.

2.3. Techninės kogeneracijos plėtros analizės rezultatai

Pagal 2.2 skyriuje aprašytus techninės kogeneracijos plėtros modelius, šiame skyriuje pateiksime tik apibendrintus suminius galimos kogeneracijos plėtros duomenis apskričių masteliu. Detalūs analizės rezultatai pagal konkrečias hidrauliškai vientisas CŠT sistemas pateikiami priede Nr.2.1.

2.3.1. Biokogeneracijos galima plėtra

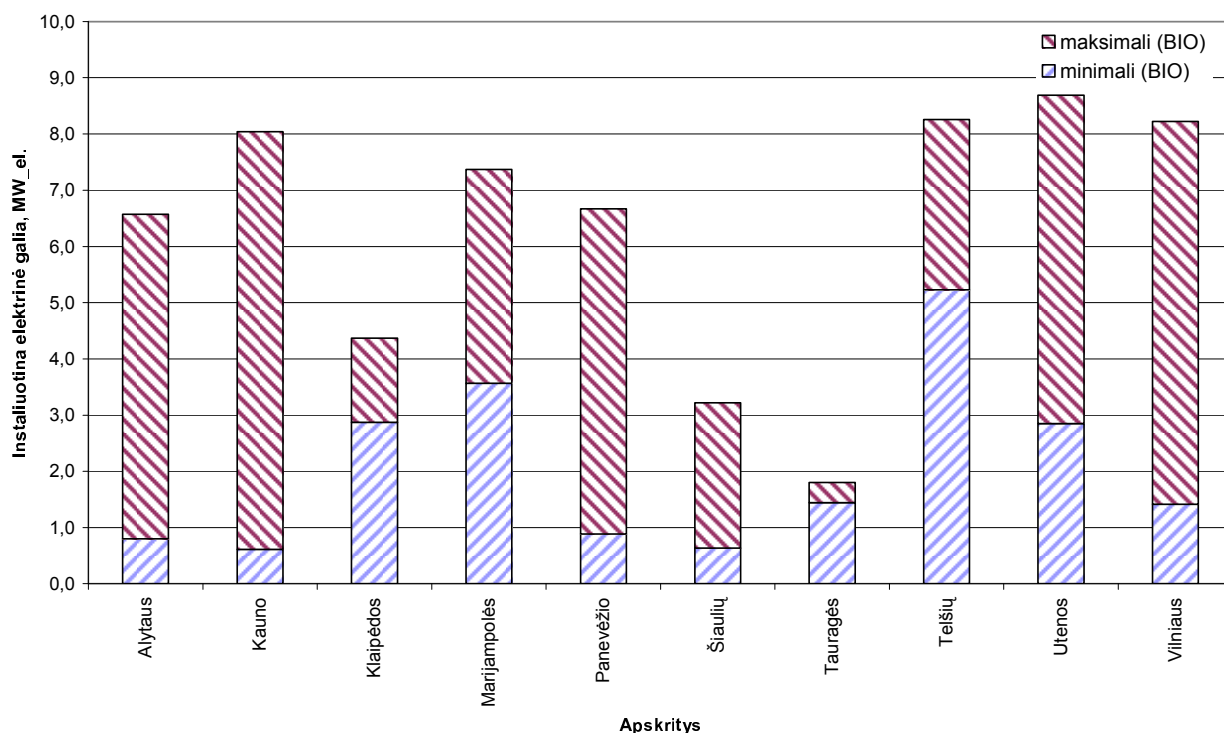
Įvertinant Lietuvos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriaus specifiką ir priimtas technines prielaidas, galima biokogeneracijos plėtra garo turbinų pagrindu pateikiama 2.7 paveiksle.



2.7 pav. Galima biokogeneracijos plėtra apskrityse

Iš 2.7 pav. pateiktos informacijos matome, kad biokogeneracijos plėtra galima visose šalies apskrityse. Bendrai CŠT sektoriuje biokogeneracijos pagrindu galima būtų instaliuoti nuo 28 MW_{el.} iki 139 MW_{el.} galią.

Galima biokogeneracijos plėtra hidrauliškai vientisose sistemose, kuriose jau šiandieną naudojamas biokuras, yra pateikta 2.8 pav.



2.8 pav. Galima biokogeneracijos plėtra apskričių CŠT sistemose, naudojančiose biokurą

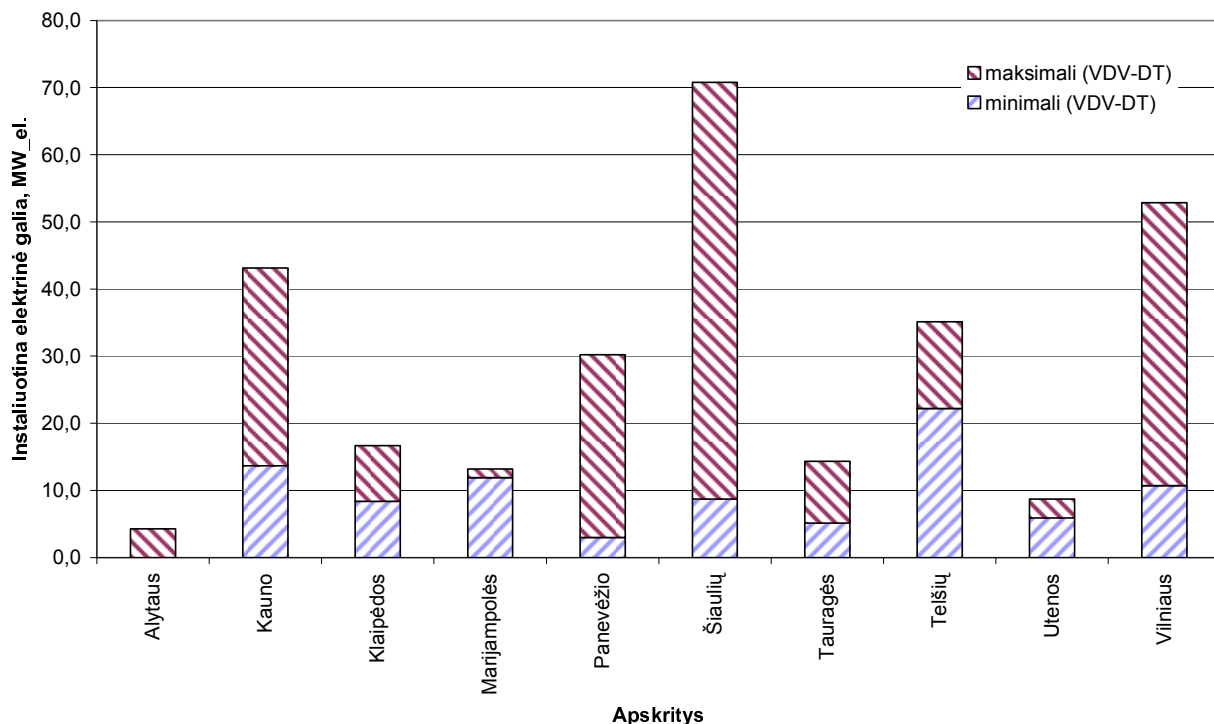
Iš 2.8 pav. pateiktos informacijos matome, kad biokogeneracijos plėtra taip pat galima visose šalies apskrityse. Pagal priimtas technines prielaidas biokogeneracijos pagrindu CŠT hidrauliškai vientisose sistemose, šią dieną naudojančiose biokurą, galima būtų instaliuoti nuo 20 MW_{el.} iki 63 MW_{el.} galią.

2.3.2. Gamtinių dujų pagrindu veikiančios kogeneracijos galima plėtra

Vertinant kogeneracijos plėtrą gamtinių dujų pagrindu, visas CŠT sistemas galima suskirstyti į dvi grupes:

- I grupė - tai mažo ir vidutinio dydžio sistemos, kuriose techniškai tikslingiausia kogeneracijos technologija yra vidaus degimo varikliai arba, esant pakankamam šiluminiam poreikiui, dujų turbinos su šilumos atgavimu. Dujų turbinos arba vidaus degimo variklio pasirinkimą lemia ne tik hidrauliškai vientisose CŠT sistemoje disponuojamas šilumos energijos poreikis ir jo kitimo tendencijos, tačiau ir reikiami užtikrinti šilumos energijos parametrai, t.y. termofikacinio vandens temperatūra, arba, esant garo poreikiui, jo slėgis ir temperatūra;
- II grupė - tai didžiosios CŠT sistemos, kuriose pasaulyje praktiškai jau instaliuojamos kombinuoto ciklo jėgainės.

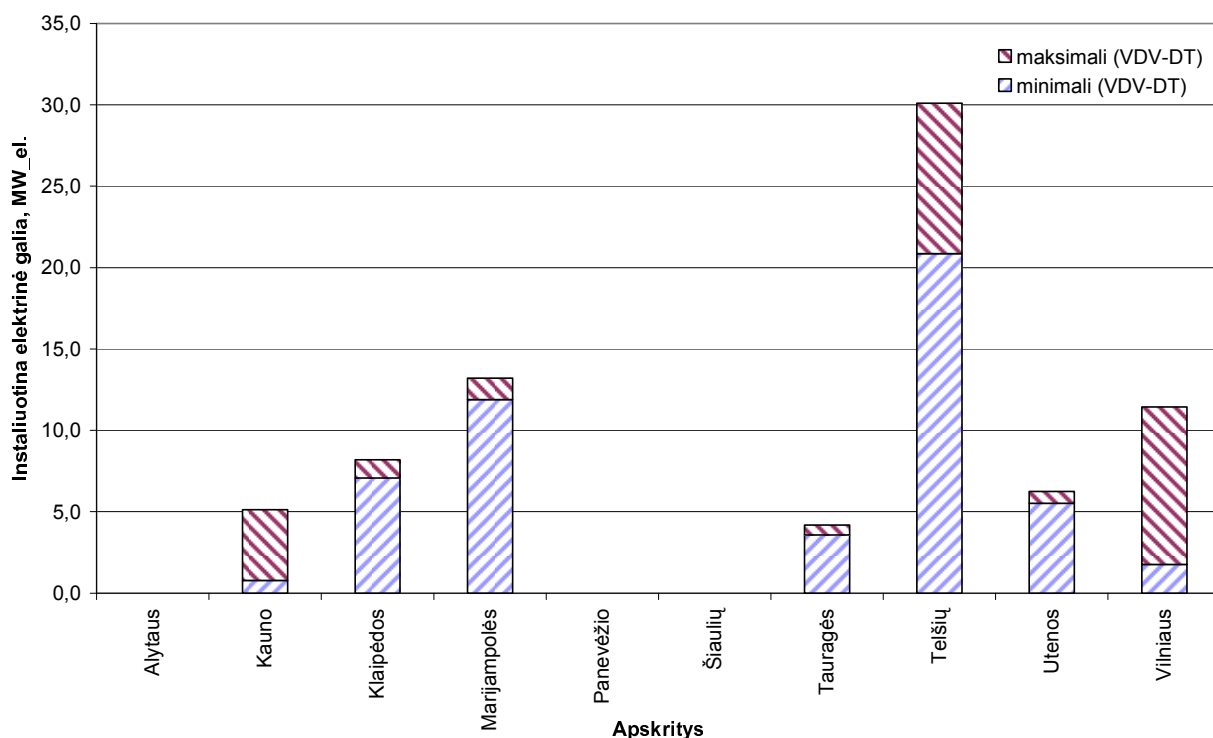
Pirmosios grupės įmonėse instaliuotinos elektrinės galios VDV ir DT pagrindu apskrityse, pateikiamos 2.9 pav.



2.9 pav. Galima VDV-DT kogeneracijos technologijų plėtra apskrityse

Iš 2.9 pav. pateiktos informacijos matome, kad pagal priimtas technines prielaidas kogeneracijos plėtra VDV ir DT pagrindu CŠT įmonėse, galinčiose naudoti gamtines dujas, siektų nuo 89 MW_{el.} iki 289 MW_{el.} galią. Šių kogeneracijos technologijų plėtra taip pat galima visose šalies apskrityse.

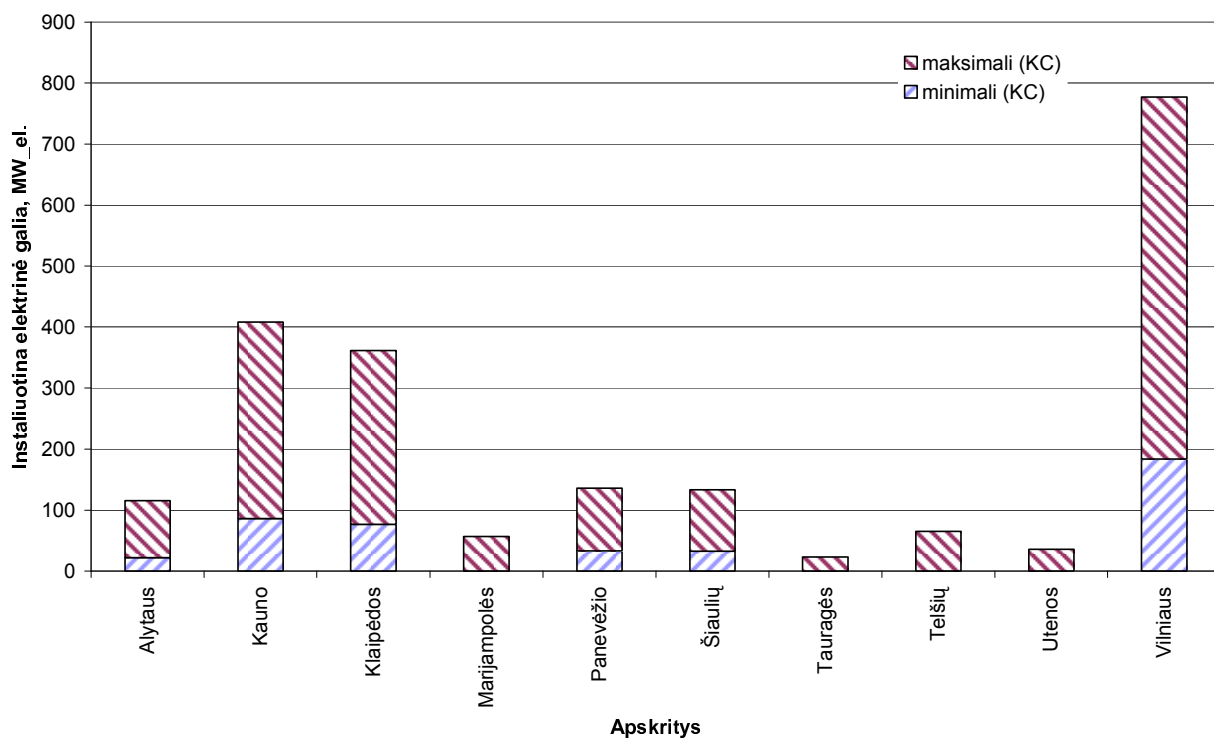
Tose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose, kuriose be gamtinių dujų jau šiandieną yra naudojamas ir biokuras, kogeneracijos galima plėtra VDV ir DT pagrindu pateikiama 2.10 pav.



2.10 pav. Galima VDV-DT kogeneracijos plėtra apskričių CŠT sistemose, naudojančiose biokurą

Iš 2.10 pav. pateiktos informacijos matome, kad pagal priimtas technines prielaidas kogeneracijos plėtra VDV ir DT pagrindu CŠT įmonėse, turinčiose galimybę naudoti ne tik gamtines dujas, bet šiuo metu naudojančiose ir biokurą, yra ne visose šalies apskrityse. Kogeneracijos plėtros VDV ir DT pagrindu nebūtų Alytaus, Panevėžio ir Šiaulių apskrityse. Tokiose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose kogeneracijos plėtra galėtų siekti nuo 51 MW_{el.} iki 78 MW_{el.} galia.

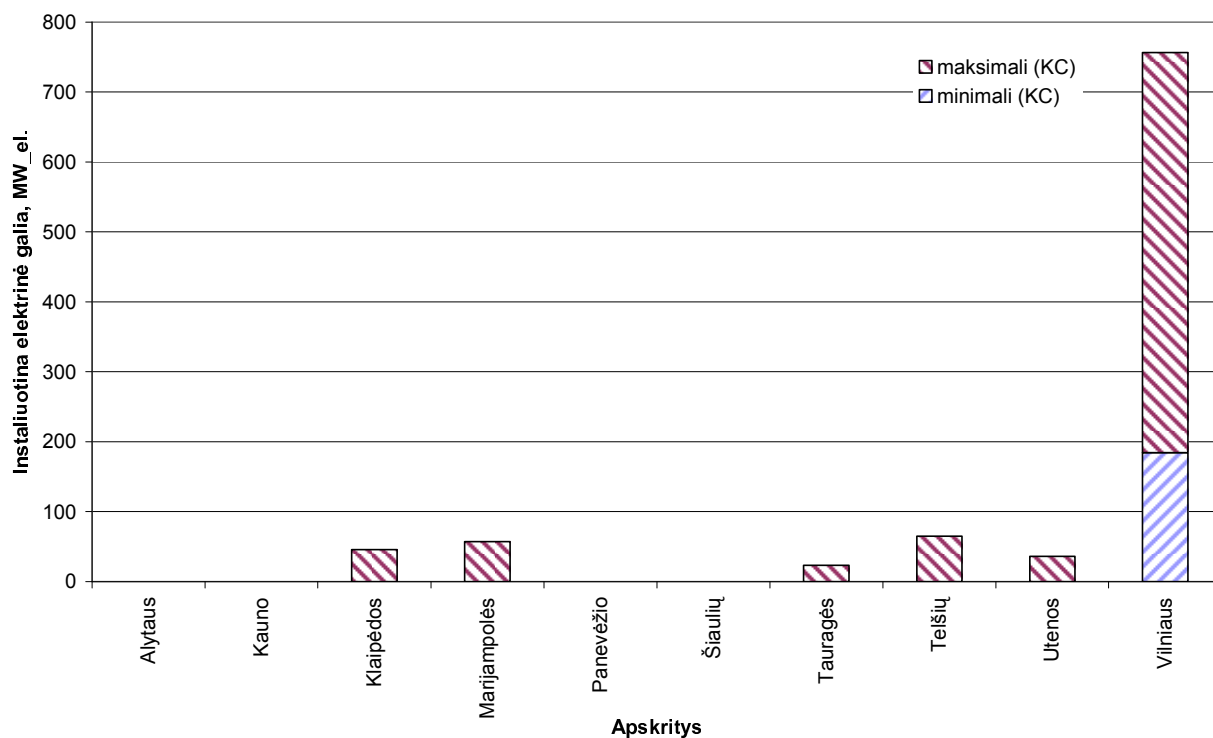
Įvertinant Lietuvos centralizuoto šilumos tiekimo sektoriaus specifiką ir priimtas technines prielaidas, galima techninė kogeneracijos plėtra kombinuoto ciklo technologijų pagrindu pateikiama 2.11 pav.



2.11 pav. Galima KC kogeneracijos plėtra pagal apskritis

Iš 2.11 pav. pateiktos informacijos matome, kad pagal priimtas technines prielaidas kogeneracijos plėtra KC pagrindu galima visose šalies apskrityse. Tačiau Marijampolės, Tauragės, Telšių ir Utenos apskrityse šios technologijos plėtra būtų numatoma tik tuo atveju, jei socialinės ekonomikos principais būtų naudinga instaliuoti ne mažiau kaip 60 % kogeneracijos technologijos šiluminę galią nuo maksimalaus hidrauliškai vientisos CŠT sistemos šilumos energijos poreikio. Tokiose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose kogeneracijos plėtra galėtų siekti nuo 435 MW_{el.} iki 2113 MW_{el.} galią.

Tose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose, kuriose be gamtinių dujų jau šiandieną yra naudojamas ir biokuras, galima kogeneracijos plėtra KC pagrindu pateikiama 2.12 pav.



2.12 pav. Galima KC kogeneracijos plėtra apskričių CŠT sistemose, naudojančiose biokurą

Iš 2.12 pav. pateiktos informacijos matome, kad pagal priimtas technines prielaidas kogeneracijos plėtra KC pagrindu CŠT įmonėse, turinčiose galimybę naudoti ne tik gamtines dujas, bet šiuo metu naudojančiose ir biokurą, yra ne visose šalies apskrityse. Kogeneracijos plėtros KC pagrindu nebūtų Alytaus, Kauno, Panevėžio ir Šiaulių apskrityse. Tokiose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose kogeneracijos plėtra KC technologijų pagrindu galėtų sudaryti nuo 184 MW_{el.} iki 984 MW_{el.} galia.

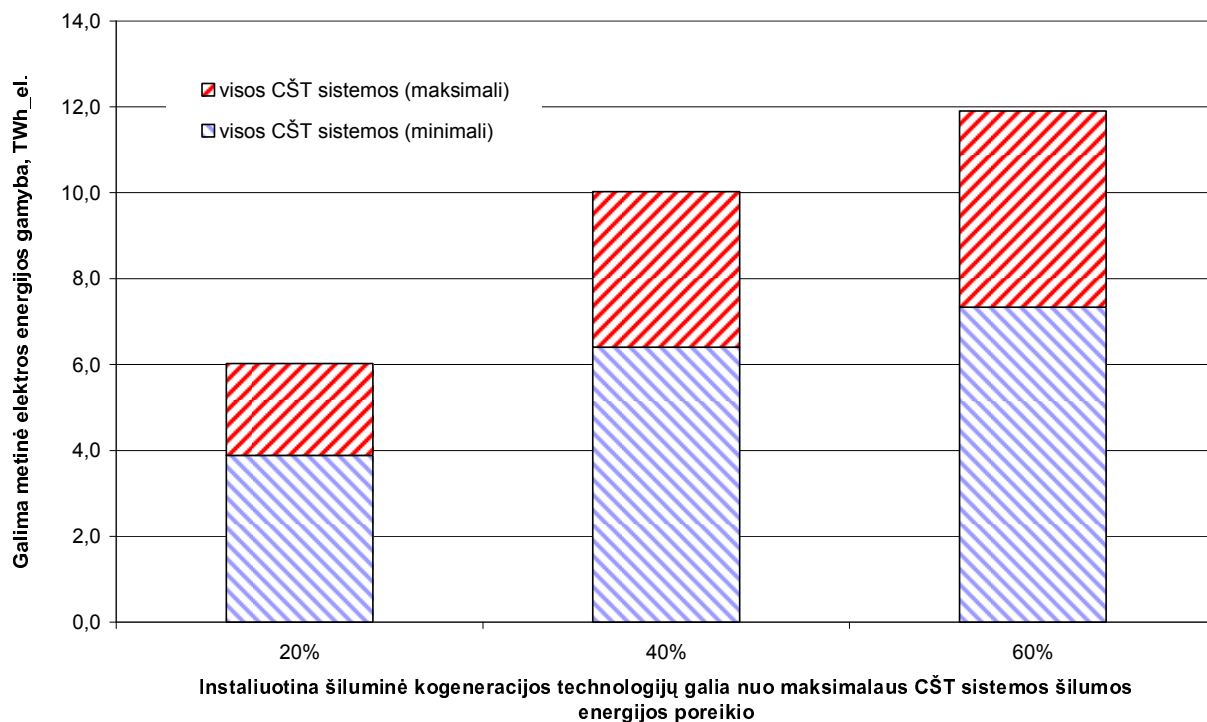
Metinė elektros energijos gamyba

Galima metinė elektros energijos gamyba yra vienas iš svarbiausių rodiklių, atspindinčių kogeneracijos tikrąją įtaką šalies energetikos sektoriui. Nevertindami pasirinkto kogeneracijos plėtros plano įgyvendinimo modelio, apimančio ne tik instaliuotinas galias, bet ir tų galių racionalų atsiradimą laiko mastelyje, šiame skyriuje pateiksime tik minimaliai ir maksimaliai galimus pagaminti elektros energijos metinius kiekius visos šalies mastu. Galimi pagaminti elektros energijos kiekiai pagal atskiras CŠT hidrauliškai vientisas sistemas yra pateikti priede Nr. 2.1.

Elektros energijos gamybos apimčių pasiskirstymas visų pirma priklauso nuo Lietuvos CŠT sektoriaus specifikos (šilumos energijos poreikio grafiko), rinkoje esančių kogeneracijos technologijų techninių rodiklių (elektros/šilumos energijų gamybos santykis, minimalus

„nusikrovimo“ lygis ir pan.), taip pat nuo priimtų prielaidų, nusakančių vienos ar kitos technologijos techninį tikslingumą.

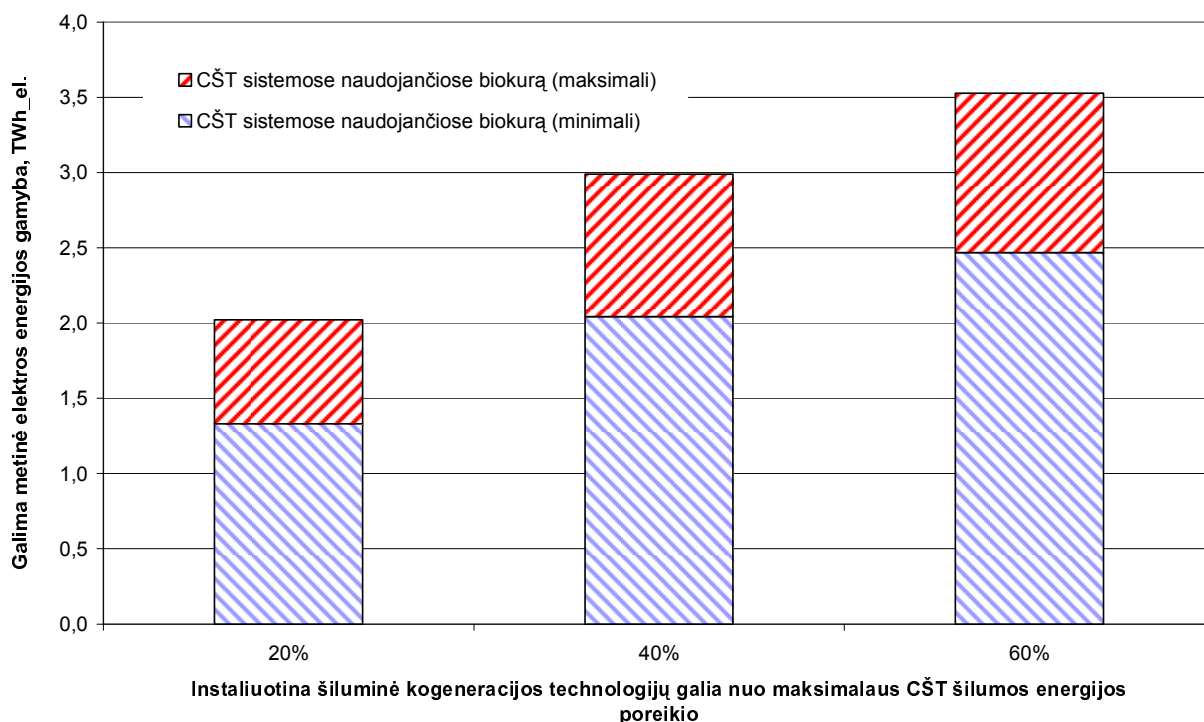
Galimas pagaminti metinis elektros energijos kiekis, esant pasirinktam kogeneracijos technologijų instaliuotinių šiluminių galių intervalui (20-60 % nuo maksimalaus CŠT sistemos šilumos energijos poreikio) pateiktas 2.13 pav.



2.13 pav. Galima metinė elektros energijos gamyba

Iš 2.13 pav. pateiktos informacijos matome, kad pagal priimtas technines prielaidas, esant maksimaliai galimai kogeneracijos plėtrai, per metus galima būti pagaminti nuo 3,9 TWh_{el.} iki 11,9 TWh_{el.} elektros energijos.

Galimas pagaminti metinis elektros energijos kiekis CŠT sistemoje, kurioje jau šiandieną naudojamas biokuras šilumos energijos gamybai, pateikiamas 2.14 pav.



2.14 pav. Galima metinė elektros energijos gamyba biokurą naudojančiose CŠT sistemose

Iš 2.14 pav. pateiktos informacijos matome, kad pagal priimtas technines prielaidas, esant maksimaliai galimai kogeneracijos plėtrai, šiai dienai biokurą naudojančiose CŠT sistemose per metus galima būtų pagaminti nuo 1,3 TWh_{el.} iki 3,5 TWh_{el.} elektros energijos. Šiuo atveju didžioji dalis elektros energijos būtų pagaminama Vilniaus miesto CŠT sistemoje (nuo 1,1 TWh_{el.} iki 2,9 TWh_{el.}) KC technologijos pagrindu.

Aukščiau pateiktas kogeneracijos techninės plėtros analizės algoritmas apima tiek instaliuotinas galias, tiek ir galimus pagaminti elektros energijos kiekius, tačiau neatspindi realiai tikėtinos kogeneracijos plėtros ir skirtas daugiau galimų plėtros ribų identifikavimui. Siekiant nustatyti realiai tikėtinas bei socialiniu požiūriu tikslingas kogeneracijos plėtros apimtis, kituose darbo skyriuose bus atliktas finansinis - ekonominis kogeneracijos plėtros vertinimas, kuris taps pagrindu kogeneracijos plėtros plano parengimui, nurodant ne tik tikslingas instaliuoti kogeneracijos įrenginių galias, bet ir tų galių pasvertą atsiradimą laiko mastelyje.

3. Finansinė - ekonominė kogeneracijos plėtra

Dažnai akcentuojama, kad išskirtinis kogeneracijos plėtros tikslingumas turi būti grindžiamas socialinės ekonomikos pagrindu. Realybė dažnai kitokia - tai, kas naudinga valstybei socialinės raidos vizijoje, įmonių finansiniuose srautuose gali būti labiau pražūtinga nei naudinga. Siekdami surasti kompromisą tarp valstybės (socialinės ekonomikos) ir pelno siekiančios bendrovės (verslo ekonomikos), šiame skyriuje atliekame finansinį - ekonominį kogeneracijos plėtros tikslingumo vertinimą.

3.1. Pasirinkti kogeneracijos finansinio - ekonominio tikslingumo plėtros scenarijai

Analizuojant kogeneracijos plėtros galimybes, vienas iš svarbiausių aspektų, lemsiančių analizės rezultatus, yra pasirinkti vertinimo scenarijai ir priimtos prielaidos. Žemiau pateikiame pasirinktus kogeneracijos plėtros tikslingumo vertinimo scenarijus:

0 – alternatyvus scenarijus. Elektros energija gaminama kiek galima didesnio elektrinio efektyvumo sistemų (kombinuoto ciklo jėgainių), dirbančių kondensaciniame cikle, pagrindu. Tai šiuo metu šalies priimta strategija, statant KC jėgainę AB „Lietuvos elektrinė“ bazėje;

I – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose, kuriose nenaudojamas biokuras šilumos energijai gaminti ir šilumos energijos gamybos įrenginių (katilų) techninė būklė yra gera, t.y. nereikia esamų šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstruoti arba statyti naujų;

II – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose, kuriose nenaudojamas biokuras šilumos energijai gaminti, tačiau šilumos energijos gamybos įrenginių (katilų) techninė būklė yra tik patenkinama arba bloga, t.y. reikia investicijų į šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstravimą arba naujų statybą;

III – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose, kuriose naudojamas biokuras šilumos energijai gaminti ir šilumos energijos gamybos įrenginių (biokatilų) techninė būklė yra gera, t.y. nereikia esamų šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstruoti arba statyti naujų;

IV – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose, kuriose naudojamas biokuras šilumos energijai gaminti, tačiau šilumos energijos gamybos įrenginių (biokatilų) techninė būklė yra tik patenkinama arba bloga, t.y. būtinos investicijos į šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstravimą arba naujų statybą.

3.2. Prielaidos, naudojamos finansiniame - ekonominiame kogeneracijos plėtros tikslingumo vertinime

Atliekant finansinius - ekonominius skaičiavimus, siekiant palyginti galimas alternatyvas tarpusavyje buvo priimtos šios prielaidos:

1. Pasirinktos labiausiai pasaulyje paplitusios kogeneracijos technologijos, apimančios elektros ir šilumos energijų gamybos galių santykio intervalą nuo 0,23 iki 1,13;
2. Alternatyviame scenarijuje („0“ scenarijus) elektros energija gaminama kondensacinėje kombinuoto ciklo jėgainėje, esant vidutiniam metiniam 56 % elektriniam efektyvumui ir sistemai nominaliu apkrovimu dirbant 8400 valandų per metus. Naudojamas kuras – gamtinės dujos;
3. Gamtinių dujų kaina priimama lygi 900 Lt/1000 Nm³ [7, 8];
4. Biokure disponuojamos energijos, vertinant pagal apatinę degimo šilumą, kaina priimama 20 % mažesnė, lyginant su gamtinių dujų energijos vieneto kaina [9];
5. Priimamas ilgalaikis metinis kuro kainos augimas – 2,5 %;
6. Priimamas ilgalaikis metinis elektros energijos kainos augimas – 3,0 %;
7. Priimamas ilgalaikis metinis šilumos energijos kainos augimas – 3,0 %;
8. Skaičiavimuose daroma prielaida, kad kuro vartojimo masto teiktina ekonomija yra adekvati elektros energijos nuostoliams iki galutinio vartotojo, todėl nei nuostoliai elektros energijos perdavimo - paskirstymo tinkluose, nei kuro kainų skirtumas dėl suvartojamo metinio kiekio nevertinami;
9. Kogeneracijos įrenginyje pagamintos šilumos energijos kaina prilyginama ribiniams šilumos energijos gamybos kaštams, t.y. su minimalia paklaida ji prilyginama kuro kainos dedamajai. Katiluose deginant gamtines dujas, priimamas metinis šilumos energijos gamybos efektyvumas – 90 %, o deginant biokurą – 85 %;
10. Atsižvelgiant, koks kogeneracijos technologijos tipas, kogeneracijos įrenginių skaičius vienoje hidrauliškai vientisoje sistemoje priimamas: garo turbinų pagrindu ir kombinuotame cikle – vienas, vidaus degimo variklių ir dujų turbinų – du. Ši prielaida leidžia kogeneracijos įrenginių kompleksui būti pakankamai efektyviu, „nusikraunant“ iki maždaug 25 % pagal instaliuotą elektros energijos gamybos galią;
11. Daroma prielaida, kad kogeneracijos jėgainė bus statoma skolintomis lėšomis, kurių metinės palūkanos 6 %. Paskolos laikotarpis 10 metų;
12. Išvengtos investicijos šilumos energijos gamybos įrenginių, naudojančių gamtines dujas, atnaujinimui atitinka 300.000 Lt/MW_šil., naudojančių biokurą – 1.100.000 Lt/MW_šil.;

13. Veiklos sąnaudos, apimančios kogeneracijos įrenginių kompleksą, sudarys: 2 % nuo pajamų už elektros ir šilumos energiją, esant GT, VDV ir DT technologijoms bei 1 %, esant KC technologijai. Metinis veiklos sąnaudų brangimas priimamas lygus 3 %;
14. Priimti kogeneracijos įrenginių techniniai ir finansiniai rodikliai pateikiami:

3.1 lentelė. Kogeneracijos įrenginių techniniai finansiniai rodikliai naudojami analizėje

Technologija	Priešslėginė GT	VDV	DT su šilumos atgavimu	KC
Kuro rūšys	biokuras	gamtinės dujos	gamtinės dujos	gamtinės dujos
Elektros ir šilumos energijų gamybos santykis	0,23-0,43	0,43-0,93	0,33-0,83	0,83-1,13
Elektrinis efektyvumas, %	17-26	27-40	23-38	41-48 ⁽²⁾
Bendras efektyvumas, esant nominaliam apkrovimui, %	91-97 ⁽¹⁾	83-90	85-92	89-91
Instaliavimo kaštai, milijonai Lt/MW_el.	12,0	3,5	3,6	2,7 ⁽³⁾ /3,3
Kintami eksploatacijos kaštai ⁽⁴⁾ , Lt/MWh_el.	20,0	30,0	18,0	12,0
Fiksuoti eksploatacijos kaštai, Lt/MW_el./metus	50.000	-	31.075	35.000

- (1) bendras efektyvumas pateiktas įvertinus kondensacinio ekonomizerio duodamą efektą;
- (2) elektrinis efektyvumas pateiktas, esant priešslėginei garo turbinai, t.y. KC dirbant pilnai kogeneraciniame režime;
- (3) kaina pateikiama vieno veleno, standartiniam kombinuoto ciklo kondensaciniam blokui;
- (4) šie kintami eksploatacijos kaštai yra susiję su įrenginių eksploatavimo apimtėmis, ir gali būti traktuojami kaip sąlygiškai pastovūs kaštai.

15. Priimame, kad GT technologija naudos tik biokurą t.y. bus instaliuojamas biokuro katilas kartu su aukštų parametrų garo turbina, pvz. ~40 bar;
16. Priimame, kad kiekvienos kogeneracijos technologijos elektros/šilumos energijų gamybos santykis atitiks vidurkį esantį rinkoje, t.y. GT – 0,33 ir pan.;
17. Papildomos išlaidos, už kogeneracijos įrenginių prijungimą prie AB Lietuvos energija, VST ir RST elektros energijos perdavimo ir paskirstymo tinklų finansiniuose - ekonominiuose alternatyvų palyginimuose dėl užsitęsusio informacijos gavimo nevertinamos. Šių neišvengiamų išlaidų poveikis kogeneracijos plėtrai bus analizuojamas atskirai 4 darbo skyriuje, aptariant veiksnius, trukdančius kogeneracijos plėtrai;

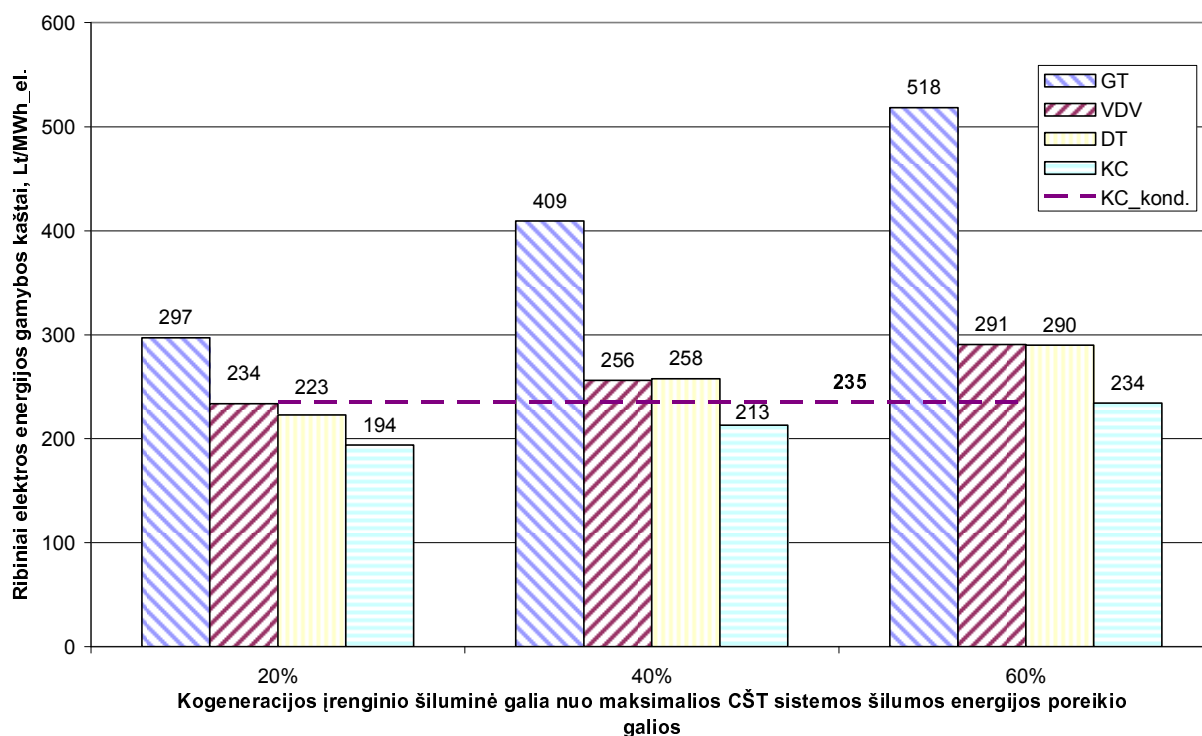
18. Vertindami ribinius elektros energijos gamybos kaštus, priimame, kad finansinių srautų balansas pirmaisiais darbo metais būtų nulinis, t.y. įmonės dirbtų be pelno, bet ir nepatirtų nuostolio.

3.3. Finansinės - ekonominės kogeneracijos plėtros analizės rezultatai

Siekiant socialinės ekonomikos principais palyginti kogeneracijos plėtros scenarijus tarpusavyje, reikia galimai eliminuoti visus veiksnius, kurie dirbtinai skatina atskirų objektų arba technologijų plėtrą. Prie tokių veiksnių galima priskirti elektros ir šilumos energijos supirkimo tvarkas, gamtinių dujų kainodarą, įvairius finansinius paramos mechanizmus, mokesčius ir pan.

Šiame skyriuje pateikiame atskirų kogeneracijos technologijų gaminamos elektros energijos ribinių kaštų palyginimą, esant specifiniam Lietuvos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriui ir atsižvelgiant į priimtas prielaidas bei pasirinktus kogeneracijos plėtros scenarijus.

Pagal priimtą „0“ scenarijų, visų pirma apskaičiuojame minimalią elektros energijos savikainą, tuo atveju, jei elektros energija būtų gaminama kondensacinėje elektrinėje kombinuoto ciklo technologijos pagrindu. Gauti skaičiavimų rezultatai ir ribiniai elektros energijos gamybos kaštai pagal priimtą I scenarijų pateikti 3.1 pav. Tai minimali elektros energijos pardavimo kaina (savikaina), esant kogeneracijos plėtrai centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje, kai nebūtina atnaujinti šilumos energijos gamybos įrenginių.



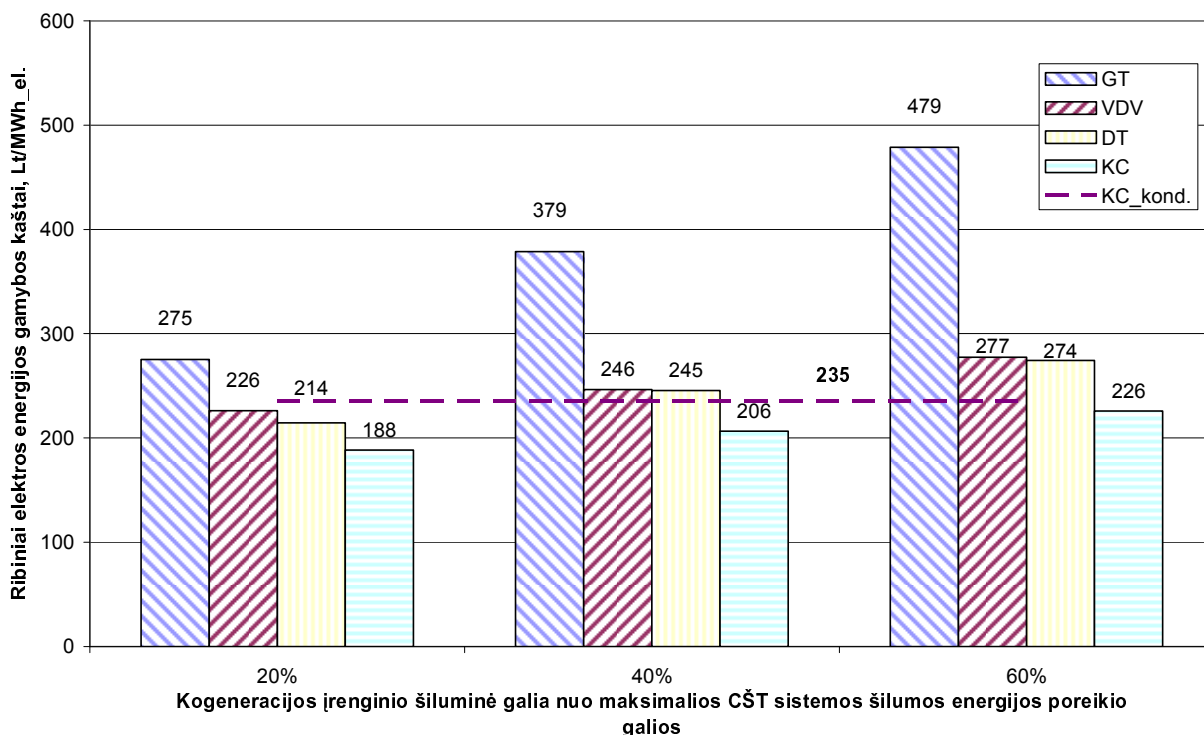
3.1 pav. I kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje nenaudojamas biokuras ir nebūtina atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinių

Iš pateikto 3.1 pav. matome, kad pasirinktame instaliuotinos šiluminės galios intervale (nuo 20 % iki 60 %) KC technologijos panaudojimas centralizuoto šilumos tiekimo sektoriuje yra racialesnis, lyginant su elektros energijos gamyba kondensacinėje elektrinėje, nors ir su žymiai didesniu elektriniu efektyvumu, siekiančiu net 56 %.

Gamtines dujas naudojančių kogeneracijos įrenginių (VDV ir DT) tikslingumas CŠT sektoriuje, vietoje KC kondensacinės jėgainės, būtų tik tada, jei instaliuotina šiluminė galia sudarytų apie 20 -30 % nuo maksimalaus šilumos energijos poreikio. Esant tokiai kogeneracijos plėtrai, per metus kogeneracijos įrenginiuose būtų galima pagaminti apie 45-55 % bendro šilumos energijos kiekio.

Biokogeneracijos atveju, elektros energijos gamybos ribiniai kaštai yra žymiai didesni lyginant su kogeneracija, naudojančia gamtines dujas. Tačiau šios technologijos galimas prioritetas socialinės ekonomikos atžvilgiu aptariamas šio darbo 6.2.6 skyriuje.

Skaičiavimų rezultatai, siekiant palyginti „0“ ir „II“ kogeneracijos plėtros scenarijus, pateikiami 3.2 paveiksle. Šiuo atveju įvertinamos ir sąlyginai išvengtos investicijos, skirtos gamtinėmis dujomis dirbančių šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimui.



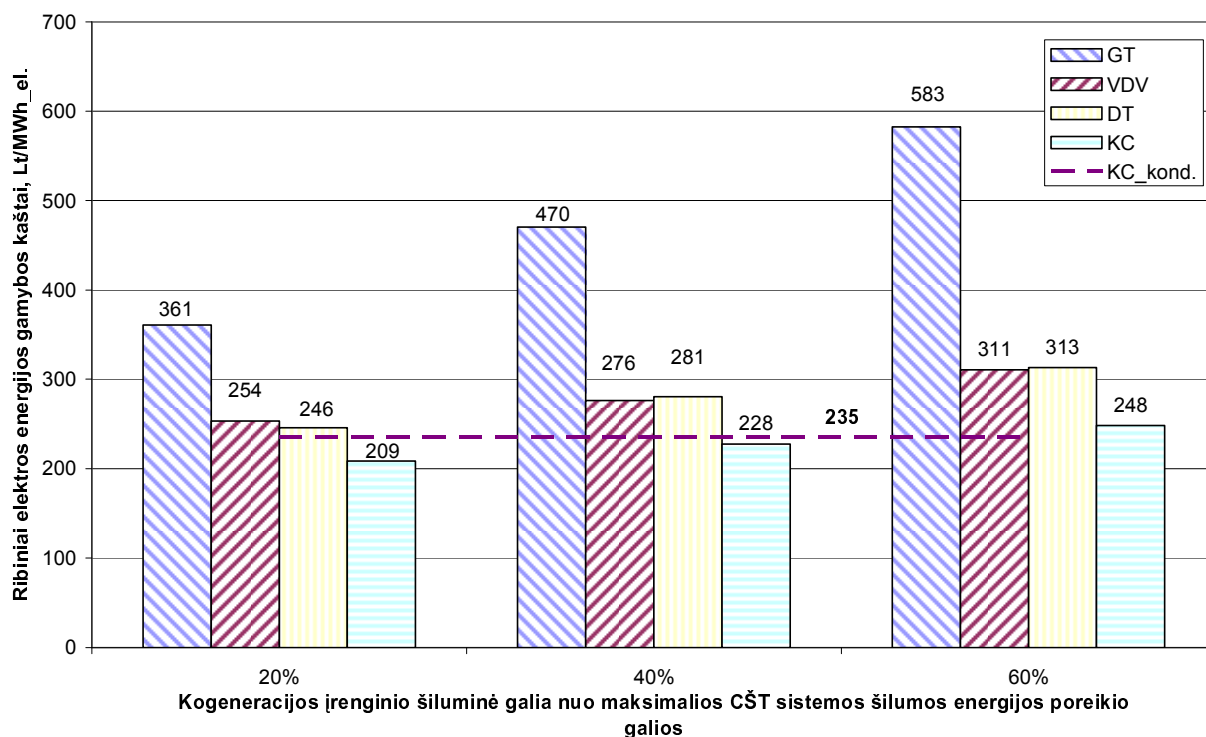
3.2 pav. II kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje nenaudojamas biokuras, tačiau būtina atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinius

Iš pateikto 3.2 pav. matome, kad pasirinktame instaliuotinos šiluminės galios intervale nuo 20 % iki 60 % KC technologijos panaudojimas centralizuoto šilumos tiekimo sektoriuje yra racialesnis, lyginant su elektros energijos gamyba kondensacinėje elektrinėje.

Gamtines dujas naudojančių kogeneracijos įrenginių (VDV ir DT) tikslingumas CŠT sektoriuje, vietoje KC kondensacinės jėgainės, būtų tik tada, jei instaliuotina šiluminė galia sudarytų apie 20 - 35 % nuo maksimalaus šilumos energijos poreikio galios. Esant tokiai kogeneracijos plėtrai, per metus kogeneracijos įrenginiuose būtų galima pagaminti apie 45-65 % bendro šilumos energijos kiekio.

Biokogeneracijos atveju, elektros energijos gamybos ribiniai kaštai yra didesni lyginant su kogeneracija panaudojant gamtines dujas. Tačiau šios technologijos galimas privalumas socialinės ekonomikos atžvilgiu aptariamas šio darbo 6.2.6 skyriuje.

Skaičiavimų rezultatai, siekiant palyginti „0“ ir „III“ kogeneracijos plėtros scenarijus, pateikiami 3.3 pav. Šiuo atveju nevertinamos sąlyginai išvengtos investicijos šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimui, tačiau daroma pagrindinė prielaida, kad kogeneracijos technologijos gaminama šilumos energija yra lygi ribiniams šilumos energijos gamybos kaštams naudojant biokurą.



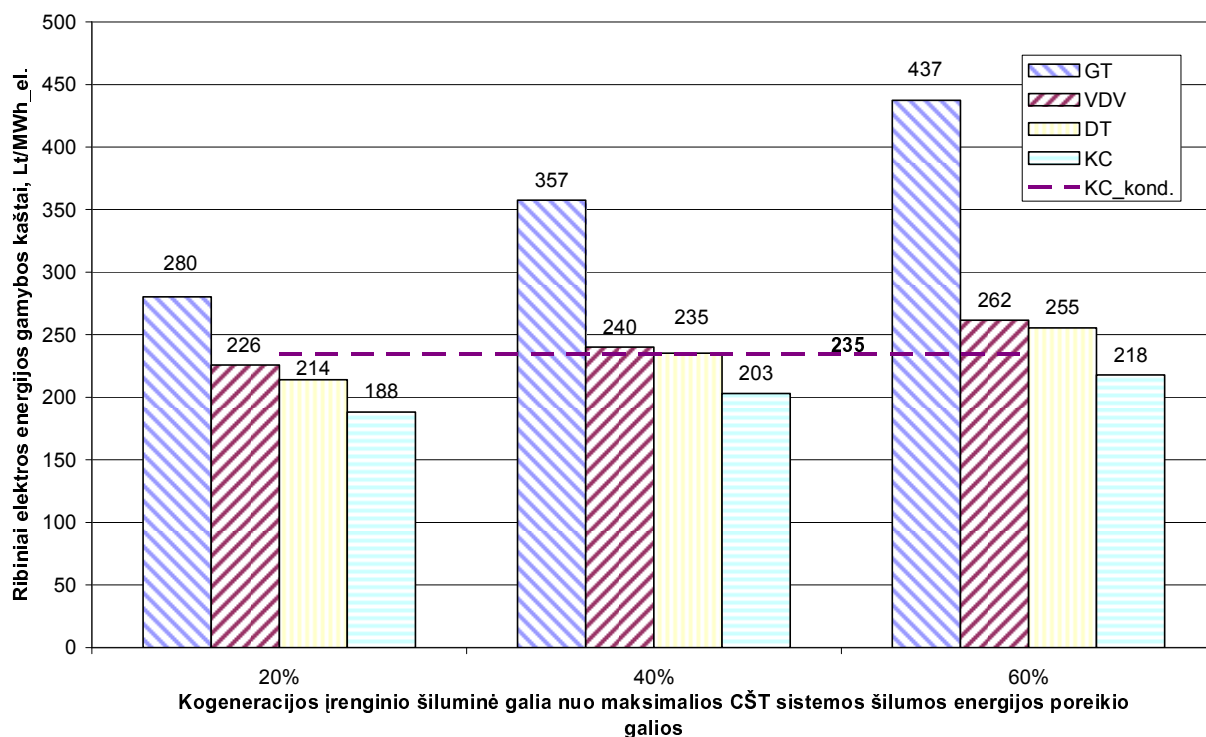
3.3 pav. III kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje naudojamas biokuras ir nereikia atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinių

Iš pateikto 3.3 pav. matome, kad pasirinktame instaliuotinos šiluminės galios intervale (nuo 20 % iki 60 %) tik KC technologijos panaudojimas centralizuoto šilumos tiekimo sektoriuje net ir atsisakant šilumos energijos gamybos biokuro katiluose yra šiek tiek racionalesnis 20-40 % šiluminių galių intervale, lyginant su elektros energijos gamyba gamtinėmis dujomis kondensacinėje elektrinėje.

Gamtines dujas naudojantys kogeneracijos įrenginiai (VDV ir DT) nėra tikslingi CŠT sektoriuje, jei jų plėtra lemia biokuro vartojimo sumažėjimą.

Biokogeneracijos atveju, elektros energijos gamybos ribiniai kaštai yra žymiai didesni lyginant su KC kondensacinės jėgainės naudojančios gamtines dujas. Tačiau šios technologijos išskirtinis privalumas, siekiant valstybės užsibrėžtų tikslų ir socialinės ekonomikos prioritetų, aptariamas šio darbo 6.2.6 skyriuje.

Skaičiavimų rezultatai, siekiant palyginti „0“ ir „IV“ kogeneracijos plėtros scenarijus, pateikiami 3.4 paveiksle. Šiuo atveju vertinamos ir sąlyginai išvengtos investicijos šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimui bei daroma prielaida, kad kogeneracijos technologijos gaminama šilumos energija yra lygi ribiniams šilumos energijos gamybos kaštams naudojant biokurą.



3.4 pav. IV kogeneracijos plėtros scenarijus, kai šilumos energijos gamybos šaltinyje naudojamas biokuras, tačiau būtina atnaujinti šilumos energijos gamybos šaltinius

Iš pateikto 3.2 pav. matome, kad pasirinktame instaliuotinos šiluminės galios intervale nuo 20 % iki 60 % KC technologijos panaudojimas centralizuoto šilumos tiekimo sektoriuje yra racionalesnis, lyginant su elektros energijos gamyba kondensacinėje elektrinėje, nors ir su žymiai didesniu elektriniu efektyvumu, siekiančiu 56 %. Šiuo atveju instaliuojant KC technologiją CŠT sektoriuje išvengiamos investicijos biokatilų atnaujinimui.

Gamtines dujas naudojančių kogeneracijos įrenginių (VDV ir DT) tikslingumas CŠT sektoriuje, vietoje KC kondensacinės jėgainės yra tik nuo 20 % iki 40 % pasirinktame instaliuotinos šiluminės galios intervale. Esant tokiai kogeneracijos plėtrai, per metus kogeneracijos įrenginiuose būtų galima pagaminti apie 45 % bendro šilumos energijos kiekio.

Biokogeneracijos atveju elektros energijos gamybos ribiniai kaštai yra šiek tiek didesni lyginant su kogeneracija panaudojant gamtines dujas KC technologijoje. Tačiau šios technologijos privalumas socialinės ekonomikos atžvilgiu aptariamas šio darbo 6.2.6 skyriuje.

Finansinio/ekonominio kogeneracijos plėtros tikslingumo įvertinimo supaprastintas modelis (be energetinių srautų optimizavimo) pateiktas priede Nr. 3.1.

4. Veiksniai stabdantys kogeneracijos plėtrą

Kaip jau buvo minėta ankstesniuose skyriuose, kogeneracijos plėtra nuo pat nepriklausomybės atgavimo iki 2006 metų pabaigos buvo vangi. Tai visų pirma lėmė ir dar šiandieną sąlyginai lemia Ignalinos AE gaminamos pigios elektros energijos prieinamumas rinkoje. Tačiau ši situacija kardinaliai pasikeis jau pirmomis 2010 metų dienomis, kuomet elektros energija bus gaminama brangiomis gamtinėmis dujomis. Elektros energiją gaminant mažesniu kaip 40 % efektyvumu, jos kaina bus itin aukšta, kas taps ypač pražūtinga daugeliui ūkio šakų.

Šiame skyriuje aptarsime galimą kogeneracijos plėtrą stabdančius veiksnius ir jų išvengimo galimybes.

4.1. Prisijungimas prie elektros energijos perdavimo ir paskirstymo tinklo

Kaip jau buvo minėta 1 šio darbo skyriuje, istoriškai elektros energijos tiekimo sistema buvo išskirtinai planuojama kaip centralizuotai valdomas mechanizmas, apimantis elektros energijos gamybą, perdavimą ir paskirstymą. Pagrindiniai elektros energijos gamybos pajėgumai buvo sukonzentruoti dviejuose šalies energetikos gigantuose t.y. VĮ „Ignalinos atominė elektrinė“ ir AB „Lietuvos elektrinė“.

Vykdamas didelio efektyvumo kogeneracijos plėtrą visos šalies mastu, neišvengiamai reikės atlikti tam tikrus elektros energijos perdavimo ir skirstymo sistemų pertvarkymo darbus. Siekiant bent preliminariai nustatyti neišvengiamas darbų apimtis elektros energijos tiekimo pusėje, buvo parengti klausimynai su nurodytomis tikėtinomis kogeneracijos įrenginių elektrinėmis galiomis ir pateikti AB „VST“ ir AB „Rytų skirstomieji tinklai“.

Surinkta informacija apskričių mastu su galimomis prijungti elektros energijos gamybos galiomis, kurios nereikalautų esminių investicijų elektros energijos tiekimo sistemos pertvarkymui, pateikiama 4.1 lentelėje. Detalūs duomenys, apimantys konkrečius elektros energijos sistemos modernizavimo darbus, pagal kiekvieną hidrauliškai vientisą sistemą, pateikiami priede Nr. 4.1.

4.1 lentelė. Elektros energijos tinko galimos priimti elektrinės galios, be esminių investicijų

Apskritis	Be esminių investicijų galima priimti elektrinė galia, MVA
Alytaus	13,40
Kauno	184,47
Klaipėdos	7,42
Marijampolės	21,23
Panevėžio	71,30
Šiaulių	14,35
Tauragės	3,30
Telšių	6,23
Utenos	2,00
Vilniaus	384,00
VISO:	683,70

- (1) informacijos apie Vilniaus regioną RST nepateikė;
- (2) daroma prielaida, kad Vilniaus, Kauno, Klaipėdos, Panevėžio, Šiaulių miestuose be esminių investicijų prie elektros energijos tinklo galima būtų prijungti tik šiai dienai esančias elektros energijos gamybos galias.

Siekiant didesnes elektros energijos gamybos galias prijungti prie elektros energijos tiekimo tinklo (perdavimo ar skirstymo) bus neišvengiamas papildomas investicijų poreikis, kuris atskirais atvejais gali siekti net iki 3 – 10 % visos kogeneracijos jėgainės kainos. Šios papildomos investicijos vienaip ar kitaip gultų ant šalies gyventojų (galutinių vartotojų) pečių, tačiau kuriai šilumos ar elektros energijos vartotojų grupei jos būtų didesnės, priklauso nuo aiškaus ir nediskriminacinio elektros energijos gamybos ir tiekimo ribos atskyrimo.

Elektros ir šilumos energetikos sektorius buvo kuriamas beveik tuo pačiu laiku. Vadinasi, ne tik šilumos, bet ir elektros energetikos sektoriui yra būtinos didelės investicijos, siekiant efektyviai ir patikimai tiekti elektros energiją jos vartotojams. Kogeneracijos plėtra tik paskatintų šiuos neišvengiamus procesus. Siekdami išvengti elektros energetikos sektoriaus atnaujinimui reikalingų investicijų naštos perkėlimo šilumos energijos vartotojams, pramonės ar kitoms įmonėms, rekomenduojame numatyti aiškią ribą, kuri atskirtų su elektros energijos gamyba ir tiekimu susijusias veiklas.

Kadangi šilumos ir elektros energijos gamybos bei tiekimo sektorių ribų atskyrimas, kaip ir neišvengiamų investicijų nustatymas nėra šio darbo objektas, todėl rekomenduojame LR Ūkio ministerijai numatyti mokslo tiriamąjį darbą, kuriuo būtų įvertintas neišvengiamų investicijų, būtinų elektros energetikos sektoriui atnaujinti, tikslu užtikrinti, kad elektros energijos gamyba, perdavimas ir paskirstymas būtų patikimas ir efektyvus, kiekis.

4.2. Kuro rinkos nepastovumas ir konkurencija

Kuro rinkų pokyčiai ir jų prognozavimo sudėtingumas yra vienas iš pagrindinių veiksnių, stabdančių kogeneracijos plėtrą, tiksliau didinančių finansinės rizikos laipsnį. Kol gamtinės dujos yra tiekiamas iš vieno šaltinio, kogeneracijos plėtros tikslingumas vietoje elektros energijos gamybos kondensaciniame cikle apsprendžiamas energijos gamybos efektyvumo teikiama nauda, t.y. siekiama su mažesniu gamtinių dujų kiekiu, pasigaminti tą patį elektros ir šilumos energijos kiekį. Tai ir atlikta šiame darbe, siekiant palyginant galimas alternatyvas bei įvertinti šilumos ūkio specifiką.

Iš vienos pusės biokuro naudojimas elektros ir šilumos energijos gamybai yra būtinas dėl šalies prisiimtų aplinkosauginių įsipareigojimų, tačiau šio kuro naudojimo mastas iš kitos pusės lemia biokuro paklausos didėjimą, kas neigiamai įtakoja kitas ūkio šakas, tokias kaip baldų, pakavimo ir statybos pramonę. Atlikus apklausą apie medienos atliekų, tame tarpe ir malkinės medienos, poreikio apimtis medienos perdirbimo sektoriuje (informaciją pateikė tik dvi didžiausios šalies įmonės UAB „Girių bizonas“, AB „Grigiškės“) paaiškėjo, kad vien šios dvi įmonės suvartoja tokį patį medienos kiekį, kaip visas CŠT sektorius (2006 metų duomenimis). Metinis konkurencinių sektorių suvartojamas medienos kiekis siekia po beveik 1 milijoną tonų arba energetine verte apie 1,5 TWh.

Jei gamtinių dujų kaina pasieks vakarų Europos lygį, o skirtumas tarp biokuro ir gamtinių dujų išliks artimas 20-30 % ribai, medienos perdirbimo sektoriaus konkurencingumas bus labai pažeidžiamas. Einant gamybos grandine iki galutinio produkto tai atsilieps baldų, statybos ir daugeliui kitų pramonės šakų, todėl socialiniu požiūriu pernelyg didelis biokogeneracijos skatinimas gali turėti ir skaudžių socialinių pasekmių.

Neturint biokuro importo, kaip vienos iš alternatyvų vietiniam kurui galimybės, rekomenduojame į biokuro naudojimo perspektyvas žiūrėti atsargiai.

4.3. Inžinerinis ir vadybinis potencialas

Vienas iš veiksnių, galinčių stabdyti kogeneracijos plėtrą yra ganėtinai žemas CŠT įmonių inžinerinis ir vadybinis potencialas. Tai negalima pasakyti apie didžiąsias šalies įmones, tačiau mažesnių CŠT sistemų vadovybė susiduria su didelėmis problemomis formuodama kompetentingą personalą. Neturint profesionalaus inžinerinio personalo, galinčio ir norinčio eksploatuoti aukštų parametrų sudėtingas energetines sistemas, visuomet bus vidinis nusistatymas prieš naujovių plėtrą, nuo ko neabejotinai sumažės pačios kogeneracijos plėtros mastas.

4.4. Kita

Prie kitų kogeneracijos plėtrą stabdančių veiksnių galima būtų priskirti:

- silpną kogeneracijos plėtros reglamentavimą šalies mastu, apimant tiek teritorijų planavimo dokumentus, tiek ir techninius reglamentus;
- CŠT įmonių blogą finansinę padėtį;
- teritorijų planavimo ir statybos procesą, kurio sudėtingumas ir milžiniškas biurokratinis aparatas dažnai jau projekto pradžioje jį paverčia beveik neįmanomu;
- savivaldos trumparegišką požiūrį realių energijos kainų egzistavime, siekiant vienadienių politinių tikslų;
- kogeneracijos technologijų rinkos įtampą (tarkime, KC technologijos tiekimo terminai po sutarties pasirašymo gali užtrukti net iki 36 mėnesių);
- gamtinių dujų sistemos specifika (nepakankamas gamtinių dujų slėgis arba nepatiekiamas reikiamas dujų kiekis);
- laisvos teritorijos stoka jėgainės statybai CŠT įmonių teritorijoje;
- ir k.t.

5. Galimi ir naudojami kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmai

Pasaulyje naudojami įvairūs kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmai, tačiau jie skiriasi įvairiose valstybėse pagal užsibrėžtus tikslus, technologinę valstybių pažangą, elektros energijos gamybos balansą pagal kuro rūšis, valstybių energetikos plėtros kryptis ir kitas sąlygas [10]. Iš esmės mechanizmus, skatinančius kogeneracijos plėtrą, galima suskirstyti taip:

- a) skatinančius kogeneracijos plėtrą numatomomis priemonėmis prie elektros (arba šilumos) energijos tarifų (pvz., viešuosius interesus atitinkančios paslaugos);
- b) finansinius mechanizmus, mažinančius įmonių investicijų poreikį kogeneracijos technologijoms - tai įvairūs bendrafinansavimo mechanizmai (ES struktūrinė parama);
- c) kiti mechanizmai, siejami su aplinkosauga arba kitais išoriniais valstybių kaštais.

Žemiau pateikiame keletą gana plačiai naudojamų kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmų, apimančių visas aukščiau išvardytas grupes.

5.1. Nacionaliniai mechanizmai kogeneracijos plėtrai skatinti

5.1.1. Įrenginių prijungimo, elektros supirkimo prioriteto ir tarifo nustatymo mechanizmas

Elektros energijos pirkimo iš bendrų šilumos ir elektros energijos gamintojų taisyklės, patvirtintos LR Ūkio ministro 2004 m. birželio 10 d. įsakymu Nr.4-224, nustato elektros energijos, pagamintos kogeneraciniu režimu, pirkimo tvarką ir sąlygas.

Energijos, kuriai gaminti naudojami atsinaujinantys energijos išteklių, gamybos ir pirkimo skatinimo tvarkos aprašas, patvirtintas LR Vyriausybės 2004 m. sausio 13 d. nutarimu Nr. 25 nurodoma, kad elektros energija, pagaminta kogeneracinėse jėgainėse iš atsinaujinančių energijos išteklių, iš gamintojų perkama remiantis Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos 2002 m. vasario 11 d. nutarimu Nr. 7 „Dėl viešuosius interesus atitinkančių paslaugų elektros energetikos sektoriuje kainų“ (Žin., 2002, Nr. 16-648; 2007, Nr. 73-1041) patvirtintais tarifais, diferencijuotais pagal naudojamų atsinaujinančių energijos išteklių rūšį: „*jėgainėms, kuriose elektros energija gaminama naudojant biokurą, pradėtoms eksploatuoti po 2008 m. sausio 1 d. – 24 ct/kWh*“.

Taip pat kogeneracinės elektrinės prijungiamos prie veikiančių energetikos įmonių tinklų teisės aktų nustatyta tvarka, taikant gamintojams 40 % prijungimo mokesčio nuolaidą, kuri

įskaitoma kaip viešuosius interesus atitinkančių paslaugų pirkimas ir ateinančiais metais kompensuojama elektrines prijungusiems operatoriams.

5.1.2. Europos Sąjungos struktūrinių fondų parama

Europos Sąjungos struktūrinių fondų parama teikiama investicijoms į energetinius įrenginius. Parama bus teikiama³:

1. Europos Sąjungos struktūrinių fondų parama kitu kuru nei atsinaujinantys energijos išteklių planuojamoms (arba modernizuojamoms) kogeneracinėms jėgainėms Lietuvai 2007–2013 m. bus teikiama pagal Lietuvos 2007–2013 m. Europos Sąjungos struktūrinės paramos panaudojimo strategiją ir Sanglaudos veiksmų programos 3 prioriteto „Aplinka ir darnus vystymasis“ 4 veiksmų grupės „Energijos gamybos ir vartojimo efektyvumo bei atsinaujinančių energijos išteklių vartojimo didinimas“ priemonę „Energijos gamybos efektyvumo didinimas“; iš viso per 2007–2013 m. laikotarpį numatoma teikti parama sudaro apie 95 mln. litų.

2. Europos Sąjungos struktūrinių fondų parama naujoms biokurą ir atsinaujinančius energijos išteklius naudojančioms kogeneracinėms jėgainėms Lietuvoje 2007–2013 m. bus teikiama pagal Lietuvos 2007–2013 m. Europos Sąjungos struktūrinės paramos panaudojimo strategijos Sanglaudos veiksmų programos 3 prioriteto „Aplinka ir darnus vystymasis“ 4 veiksmų grupės „Energijos gamybos ir vartojimo efektyvumo bei atsinaujinančių energijos išteklių vartojimo didinimas“ priemonę „Atsinaujinančių energijos išteklių panaudojimas energijos gamybai“. Iš viso per laikotarpį numatoma parama sudaro apie 127 mln. litų.

Pagal teisės aktų projektus planuojama, kad parama investicijoms į ilgalaikį turtą gali siekti 50 % intensyvumą, bet ne daugiau nei atskiroms priemonėms nustatyta maksimali parama (atitinkamai 18 mln. litų biokogeneracijai ir 15 mln. litų kito kuro, nepriskiriamo atsinaujinančiam, kogeneracijai).

5.2. Kioto protokolo įgyvendinimo mechanizmai

Jungtinių Tautų Bendrosios klimato kaitos konvencijos (JTBKKK) vykdymo tikslais buvo sukurti mechanizmai, prisidedantys siekiant stabilizuoti šiltnamio efektą sukeliančių dujų koncentraciją atmosferoje tokio lygio, kurio pavojingas antropogeninis poveikis nesutrikdo klimato kaitos sistemos (JTBKKK, 2 straipsnis). 1997 metais buvo pasirašytas Kioto protokolas, kurio pagrindu išsivysčiusios ir į rinkos ekonomiką pereinančios šalys įsipareigoja, lyginant su

³ <http://www.ukmin.lt> 2007.11.19

1990 metais, bent 5 %. sumažinti išmetamąsias šiltnamio efektą sukeliančias dujas per 2008-2012 metus. Kioto protokolu numatomi mechanizmai, kaip mažinti teršalų pateikimą į aplinką.

5.2.1. Apyvartinių taršos leidimų prekybos sistema

2003 metų spalio 13 dieną buvo priimta Europos Parlamento ir Tarybos direktyva 2003/87/EC, nustatanti prekybos šiltnamio efektą sukeliančių dujų išmetimo apyvartiniais taršos leidimais (ATL) sistemą Bendrijoje.

Lietuvoje yra sukurta visa reikalinga teisinė bazė prekybos sistemai veikti ir tai buvo sėkmingai atliekama 2005-2007 metais. Nacionalinis apyvartinių taršos leidimų paskirstymo per 2008-2012 metus planas buvo patvirtintas 2007 m spalio 19 d.

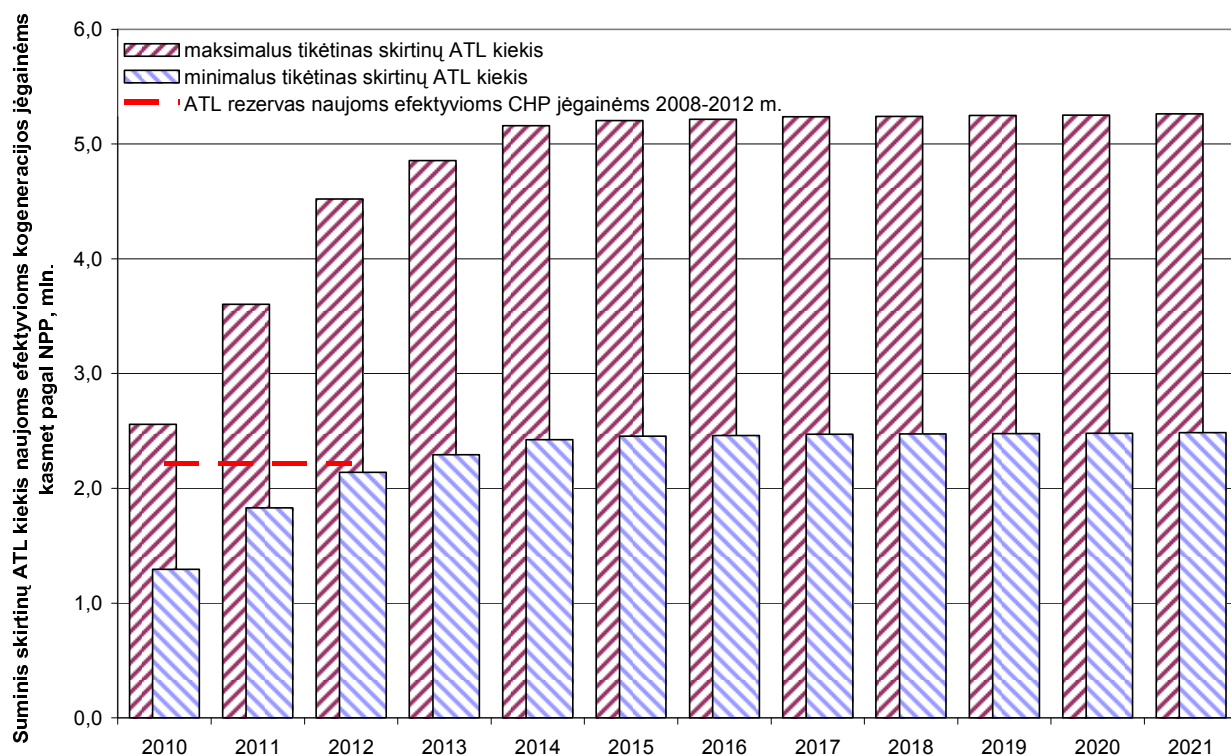
Nacionalinis apyvartinių taršos leidimų paskirstymo per 2008-2012 metus planas (NAP) dalį taršos leidimų skiria naujų įrenginių statybai iš ATL rezervo. Kita dalis taršos leidimų pagal NAP dalijama visiems taršos šaltiniams proporcingai jų gamybai. Remiantis ES ATL prekybos sistemos Direktyvos 1-uoju priedu, ATL yra skiriami energetikos ir pramonės įrenginiams, turintiems didesnę nei 20 MW galią. Kiti įrenginiai gali savanoriškai dalyvauti NAP paskirstymo programoje. Tokiu atveju naujai statomai kogeneracinei jėgainei būtų skiriama 2500 ATL kiekvienam naujos kogeneracinės jėgainės elektrinės galios vienetui (MW) ir 400 ATL kiekvienam naujos kogeneracinės jėgainės šiluminės galios vienetui (MW), kai daugiau kaip 50 % šilumos energijos tiekama pastatų šildymui.

Lietuvoje apyvartinių taršos leidimų sistemos priežiūrą bei šiltnamio dujų ATL Registro administravimą vykdo LR Aplinkos ministerijos įgaliotas VŠĮ „Lietuvos aplinkos apsaugos investicijų fondas“.

Siekiant įvertinti ATL mechanizmo galimą efektą naujai instaliuojamoms kogeneracijos jėgainėms prie egzistuojančių šilumos gamybos įrenginių, reikia atkreipti dėmesį į keletą faktorių, lemiančių dirbtinai sukurto mechanizmo poveikį. Visų pirma svarbu įvertinti, ar numatytas apyvartinių taršos leidimų rezervas naujoms didelio efektyvumo kogeneracijos sistemoms yra pakankamas, vykdant kogeneracijos plėtrą visu Lietuvos mastu; antra - kaip kinta ATL mechanizmo nauda, priklausomai nuo pasirinkto scenarijaus pagal instaliuotą kogeneracijos jėgainės šiluminę galią nuo maksimalios CŠT sistemos šilumos energijos poreikio galios bei instaliuotos kogeneracijos technologijos tipo; ir trečia - reikia numatyti, kaip šis mechanizmas įtakoja mūsų pasirinktus scenarijus, jeigu biokuro suvartojama mažiau (numatomos kogeneracijos plėtros gamtinių dujų pagrindu atveju).

Pateiktame 5.1 pav. vaizduojamas scenarijus, kuomet kogeneracijos plėtros planas yra įgyvendinamas 100 % iki 2021 metų. Pateikiami du ribiniai atvejai: vienas iš jų vertina

maksimalų kasmetinį ATL poreikį naujai instaliuotoms sistemoms prie maksimalių galimų technologijų elektrinių galių, o kitas variantas įvertina minimalų tikėtiną kasmetinį ATL poreikį, įgyvendinant plėtros planą prie mažiausių galimų technologijų elektrinių galių. Skaičiavimai atlikti pagal Lietuvos nacionalinį apyvartinių taršos leidimų paskirstymo 2008 - 2012 m. plano projektą. Vertinant metinį ATL poreikį priimta, kad mechanizme dalyvauja ir tos įmonės, kurių šilumos gamybos galia neviršija 20 MW_šil. nes, atsižvelgiant į sudarytą plėtros planą, tokios įmonės lemiamos įtakos ATL poreikiui neturi [11].



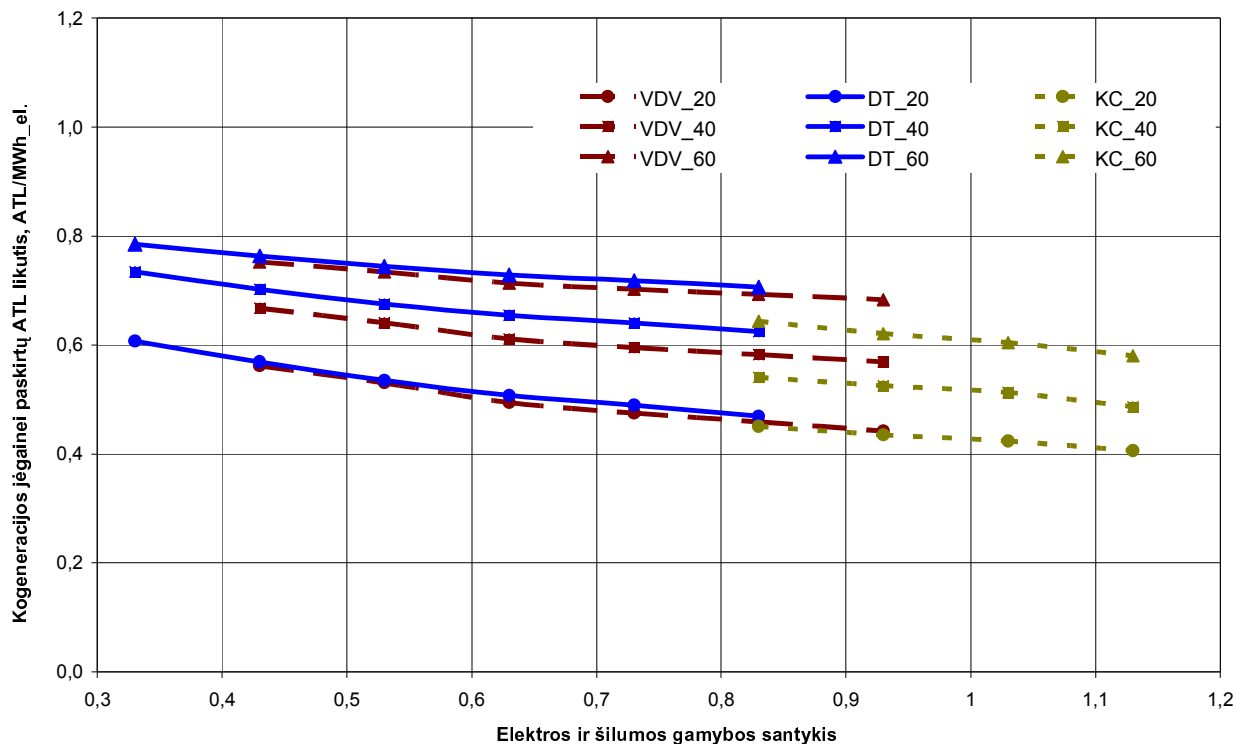
5.1 pav. ATL rezervo įvertinimas kogeneracijos plėtros plano laikotarpiui

Iš 5.1 pav. matome, kad ATL rezervas nuo 2008 iki 2012 m. tenkina ATL poreikį, jeigu pagal kogeneracijos plėtros planą pasirenkamos statyti mažiausios elektrinės galios kogeneracijos jėgainės. Pasirinkus diegti didžiausios elektrinės galios kogeneracijos jėgaines, numatytas plėtros plane, ATL rezervas naujoms didelio efektyvumo kogeneracijos jėgainėms būtų išseiktas jau pirmajame etape 2010 metais. Jeigu rezerve esančių ATL kiekis yra per mažas, tuomet likęs rezervas išskirstomas proporcingai mažinant skiriamą ATL kiekį naujoms kogeneracijos jėgainėms. Dar neaišku, koks bus III prekybos ATL etapas po 2012 metų ir kokia bus ATL mechanizmo įtaka kogeneracijos technologijoms diegiamoms po 2012 metų.

Vertinant ATL mechanizmo įtaką CŠT įmonėms, numatant kogeneracijos technologijų plėtrą, daroma prielaida, kad dabartinis šilumos energijos poreikis CŠT sistemose tenkinamas papildomai neperkant apyvartinių taršos leidimų. Skiriamą ATL kiekis naujiems įrenginiams

tiesiogiai susijęs su instaliuojama elektrine ir šilumine galia, o išmetamų į aplinką CO₂ dujų kiekis - su suvartojamo kuro kiekiu. Tokiu būdu vertiname tik elektros energijos gamybai tenkantį išmetamų į aplinką CO₂ dujų kiekį.

ATL mechanizmo įtaka gamtinių dujų kogeneracijos technologijoms pateikiama 5.2 pav.

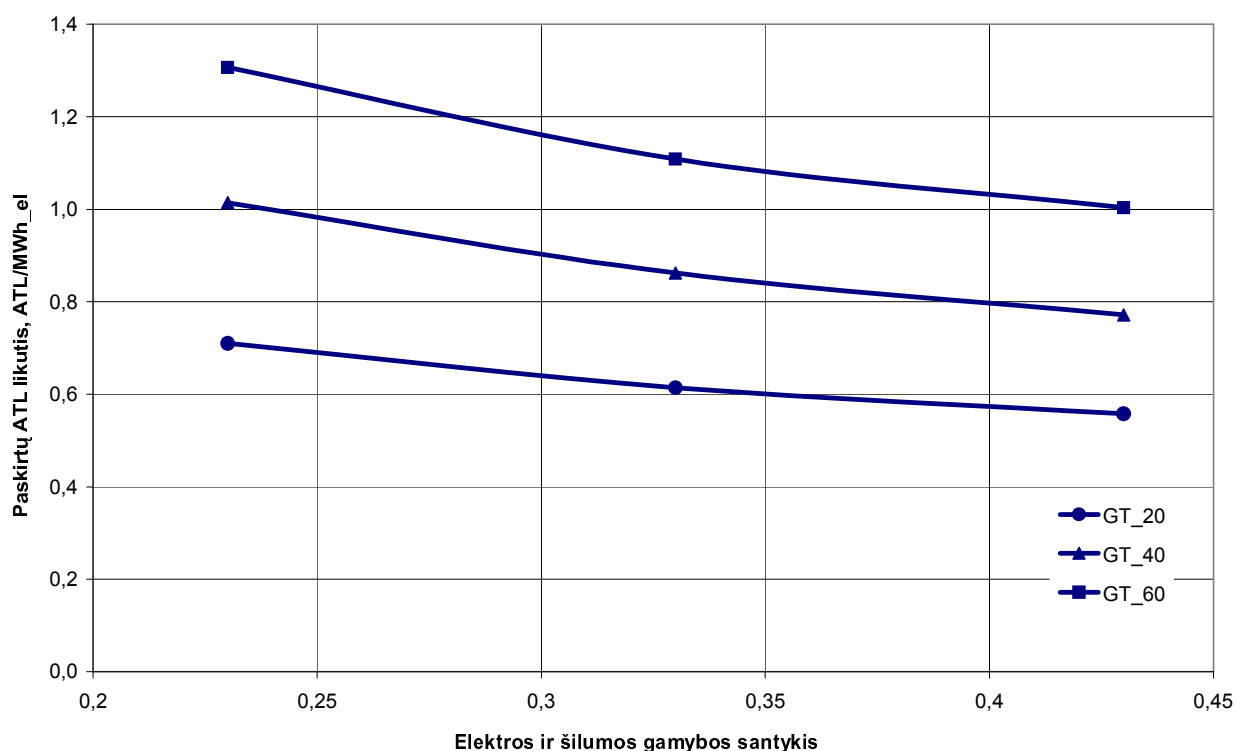


5.2 pav. ATL mechanizmo įtaka kogeneracijos technologijoms

Iš 5.2 pav. matome, kad didžiausia ATL nauda yra instaliuojant kogeneracijos jėgaines, kurių šiluminė galia sudaro 60 % nuo maksimalios CŠT galios. Taip pat galime daryti išvadą, kad didžiausia ATL nauda pastebima diegiant vidaus degimo variklio technologiją, kas yra tiesiogiai susiję su elektros ir šilumos energijos gamybos santykiu, taip pat ir metiniu elektros energijos gamybos pajėgumu. Paskirtų ATL likutį, kuris sudaro vidutiniškai apie 60 % nuo viso paskirto kiekio, priskiriame elektros energijos gamybos savikainos mažinimui. Tokiu būdu ATL mechanizmas vidutiniškai mažina elektros energijos gamybos savikainą apie 27,5 Lt/MWh_{el}. (0,6 ATL) gamtinių dujų kogeneracijos atveju, priimant, kad ATL kaina yra 20 €/ATL [12].

Taikant gamtinių dujų kogeneracijos plėtros scenarijų, tačiau prioritetą teikiant šilumos energijos gamybai esamuose biokuro katiluose, ATL likutis padidėtų ir vidutiniškai sudarytų apie 75 % nuo kogeneracijos jėgainei paskirtų ATL kiekio. Šis atliekinio ATL kiekio didėjimas sietinas su mažesne elektros energijos gamyba, todėl įmonėms finansiniu požiūriu kogeneracijos plėtra išlaikant biokuro katilus baziniam apkrovimui yra abejotina.

ATL mechanizmo įtaka yra didžiausia, jeigu diegiama biokogeneracijos technologijos, kadangi nėra CO₂ taršos, t.y. visas paskirtas ATL kiekis lieka neišnaudotas ir įmonė likusius ATL gali parduoti. Atliktos analizės rezultatai pateikiami 5.3 pav.



5.3 pav. ATL mechanizmo įtaka biokogeneracijos jėgainėms

Iš 5.3 pav. matome, kad, priklausomai nuo elektros ir šilumos energijos gamybos santykio bei instaliuojamos biokogeneracijos jėgainės šiluminės galios, likutis iš objektui paskirtų ATL yra vidutiniškai apie 0,88 ATL/MWh_{el}.

Lietuvoje veikiančio ATL mechanizmo analizė parodė, kad šio mechanizmo teikiamas efektas kogeneracijos plėtrai gali būti teigiamas. Pastebėtina, kad teigiamas efektas mažėja, didėjant kogeneracijos technologijos elektros ir šilumos energijų gamybos santykiui, t.y. mažiausia nauda yra kombinuoto ciklo kogeneracijos technologijai. Vis dėlto II ATL prekybos etapo mechanizmas kogeneracijos plėtros būtų pozityvus tik iki 2012 metų.

Šiuo metu jau vyksta aštrios diskusijos dėl III prekybos apyvartinių taršos leidimų etapo. Kol kas pasiūlytame III prekybos ATL etape, kuriame planuojama didinti aukcione parduodamų ATL kieki, yra išvelgiama nemažai trikdžių kogeneracijos plėtrai ES šalyse [13]. Pagal vykstančias diskusijas daugelis šilumos energijos gamintojų ar pramoninkų atsisakytų diegti kogeneracijos technologijas, jei tai būtų susiję su papildomų ATL pirkimu ir rinkūsi tradicines alternatyvas, nedidindami CO₂ emisijų. Esant tokioms nuostatoms, ATL mechanizmo teiktina nauda yra diskutuotina, todėl nerekomenduojame ATL vertinti kaip vieną iš esminių

paramos mechanizmų. Tai galėtų būti finansinę riziką galinti sumažinti priemonė, bet tikrai ne tvirtas kogeneracijos plėtros variklis.

5.2.2. Bendro įgyvendinimo projektai

Bendro įgyvendinimo (BĮ) projektų mechanizmas – vienas iš trijų Jungtinių Tautų Bendrosios klimato kaitos konvencijos (toliau JTBBKK) Kioto protokolo numatomų mechanizmų. Vykdamas šį mechanizmą, bet kurioje į JTBBKK Konvencijos 1 priedą įrašytoje šalyje, tarp kurių yra ir Lietuva, gali būti vykdomi projektai, kurie yra finansuojami kitos į tą patį Konvencijos priedą įrašytos šalies, arba tarptautinio fondo (pvz. NEFCO). Tokiu atveju šalyje, kurioje vykdomi projektai, sumažinamas iš antropogeninių taršos šaltinių išmetamas šiltnamio dujų kiekis arba padidinamas jų pašalinimas iš atmosferos. Investuojančioji šalis gali tiek finansuoti šių projektų vykdymą, tiek tiekti įrengimus ar perduoti technologijas. Už šias investicijas per prekybos šiltnamio dujų apyvartiniais taršos leidimais sistema investuojančioji šalis gauna taršos mažinimo vienetus TMV ir palengvina Kioto protokolu jai nustatytų dujų sumažinimo įsipareigojimų įvykdymą.

BĮ projektus, susijusius su energijos gamyba Lietuvoje riboja BĮ rezervas, siekiantis išvengti dvigubos apskaitos. Jame pagal NAP'ą numatyta tokiems projektams skirti 1.321.310 vienetų. Šiuo metu jau yra rezervuota du trečdaliai vienetų.

Pagal Pirmąją kryptį vykdomi BĮ projektai priimančiajai šaliai suteikia teisę pačiai nustatyti nacionalines TMV išdavimo procedūras ir pervesti vienetus investuojančiajai šaliai be tarptautinių institucijų priežiūros. Lietuvoje BĮ projektai vykdomi pagal II kryptį (ang. Second Track), nustatytą teisės aktuose, kai procedūrą kontroliuoja tarptautinės organizacijos. Projektų metu sugeneruotus TMV turi patvirtinti tarptautinė BĮ projektus administruojanti institucija – BĮPK (Bendro įgyvendinimo priežiūros komitetas, ang. JISC). BĮPK tvirtina ir projekto dokumentą (PD).

TVM šalis gali naudoti tiek savo reikmėms tiek pardavimui, gaudama už tai papildomas pajamas. Naudojant BĮ mechanizmą palengvinamas projektų finansavimas, kadangi investicijų poreikio dalį užtikrintų TVM investuojanti šalis. Tačiau BĮ projektais gali būti tik tokios veiklos, kurios negalėtų būti įgyvendinamos negavus BĮ projektų investicijų ir kurios padidina priimančios šalies aplinkos kokybę (papildomumas).

BĮ projektai turi lankstesnį TMV panaudojimo mechanizmą (nei ATL), jiems netaikomi laikotarpio apribojimai (2008-2012), tačiau jiems parengti reikalingi didesni projektų rengimo kaštai. Yra galimybė padidinti patvirtintą sutaupomų TMV kiekį, jei įgyvendinus projektą galima įrodyti, kad efektas yra didesnis negu numatytas prieš tai.

Lietuvoje bendro įgyvendinimo projektų priežiūrą vykdo LR aplinkos ministerijos įgaliotas VšĮ „Lietuvos aplinkos apsaugos investicijų fondas“.

5.2. Kilmės garantijos

Elektros energijos, pagamintos didelio efektyvumo kogeneracijos procese, kilmės garantijų teikimo principus reglamentuoja ES Direktyva 2004/8/EC. Fiziniai ir juridiniai asmenys, gaminantys, perkantys ir/arba parduodantys elektros energiją, pagamintą didelio efektyvumo kogeneracijos proceso metu, gali gauti tokios elektros energijos kilmės garantijos pažymėjimus. Šis mechanizmas skirtas daugiau elektros energijos kilmės deklaravimui, tačiau ES Direktyva pabrėžia, kad šis kilmės deklaravimo mechanizmas gali būti pagrindas kogeneracijos plėtros skatinimui, tačiau tai daryti neįpareigoja. Lietuvoje ši kilmės deklaravimo sistema dar tik kuriama.

5.3. Diferencijuotas elektros energijos supirkimo tarifas

Daugelis kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmų yra orientuoti į paramos principus investicijų bendrafinansavimui, sąlygines finansines lengvatas aplinkos taršai arba teikiant priemokas prie elektros energijos supirkimo kainų. Tačiau egzistuoja ir kitos galimybės, galinčios užtikrinti didesnes ir racionalesnes kogeneracijos plėtros, išnaudojant šilumos energijos paklausą, galimybes. Esant valandinei elektros energijos rinkai, žemiau aprašytas mechanizmas visai elektros energijos gamybos grandžiai gan sunkiai įgyvendinamas, tačiau kogeneracijos tikslinės plėtros atžvilgiu yra diskutuotinas ir negali būti atmestas kaip netinkamas kogeneracijos galimos skatinimo schemas vienas iš objektų.

Diferencijuotas elektros energijos supirkimo tarifas ne vien tik kainos atžvilgiu kaip yra dabar (viešuosius interesus atitinkančių paslaugų ir aukciono kainos), bet ir laiko atžvilgiu, yra viena iš galimybių, leidžiančių padidinti elektros energijos gamybos pajėgumus, kai šilumos energijos poreikis yra toks pat. Šio sąlyginio paramos mechanizmo taikymas, siekiant didesnio socialinio kogeneracijos plėtros tikslingumo, kartu palengvina ir pikinių elektros energijos poreikių tenkinimą visai šalies elektros energijos sistemai.

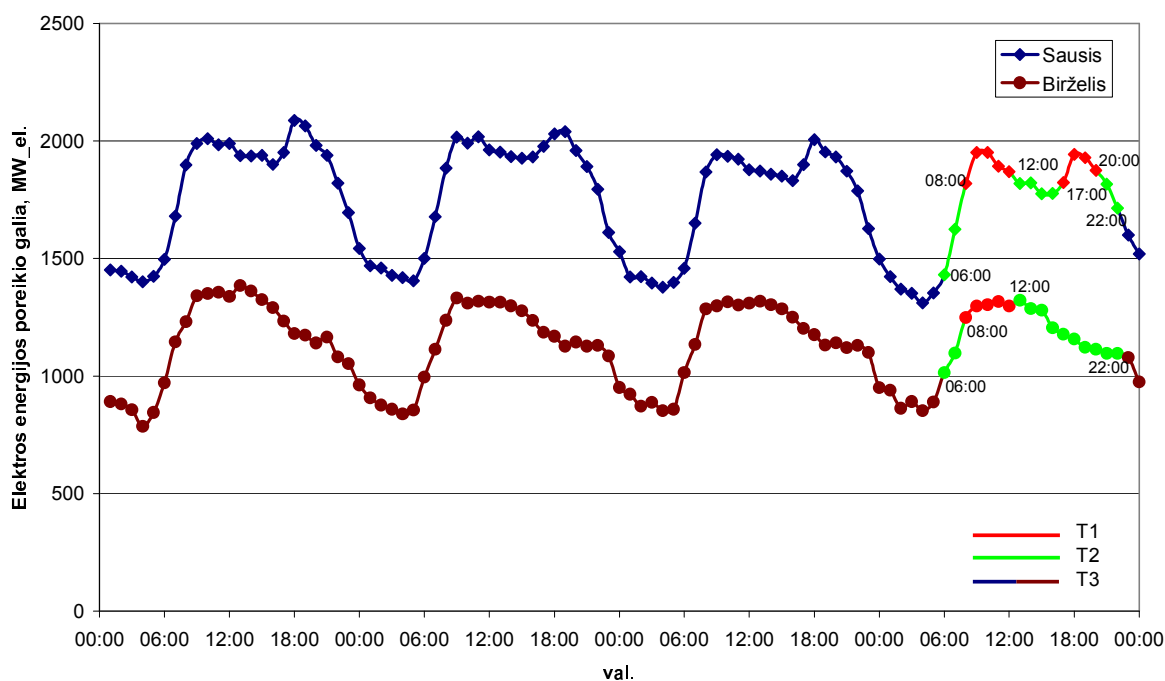
Remdamiesi Danijos patirtimi [14], 5.1 lentelėje pateikiame galimus iš kogeneracijos sistemų superkamos elektros energijos tarifus, diferencijuotus ne tik kainos, bet ir laiko atžvilgiu.

5.1 lentelė. Galima elektros energijos supirkimo kainodara

Tarifo pavadinimas	Valandos	Savaitės dienos	Mėnesiai	Kaina, Lt/MWh
Pikinis apkrovimas (T1)	8:00 – 12:00	Pirmadienis - penktadienis	Sausis - Gruodis	450,0
	17.00 – 19:00	Pirmadienis - penktadienis	Spalis - Kovas	
Bazinis apkrovimas (T2)	6.00 : 22.00	Pirmadienis - penktadienis	Sausis - Gruodis	240,0
Žemas apkrovimas (T3)	likęs laikas	Pirmadienis - sekmadienis	Sausis - Gruodis	171,7

Pasirinkti elektros energijos supirkimo tarifai pagal jų galiojimo laiką ir tam laikui fiksuotą kainą, kaip pateikta 5.1 lentelėje, užtikrina tokias pačias išlaidas už šalies mastu superkamą elektros energiją t.y. ar bus vienas priimtas elektros energijos supirkimo tarifas lygus 250 Lt/MWh_{el.}, ar trys skirtingi tarifai per parą, kaip pateikta lentelėje, elektros perdavimo ir skirstymo tinklų operatorių išlaidos elektros energijos pirkimui išliks tokios pačios.

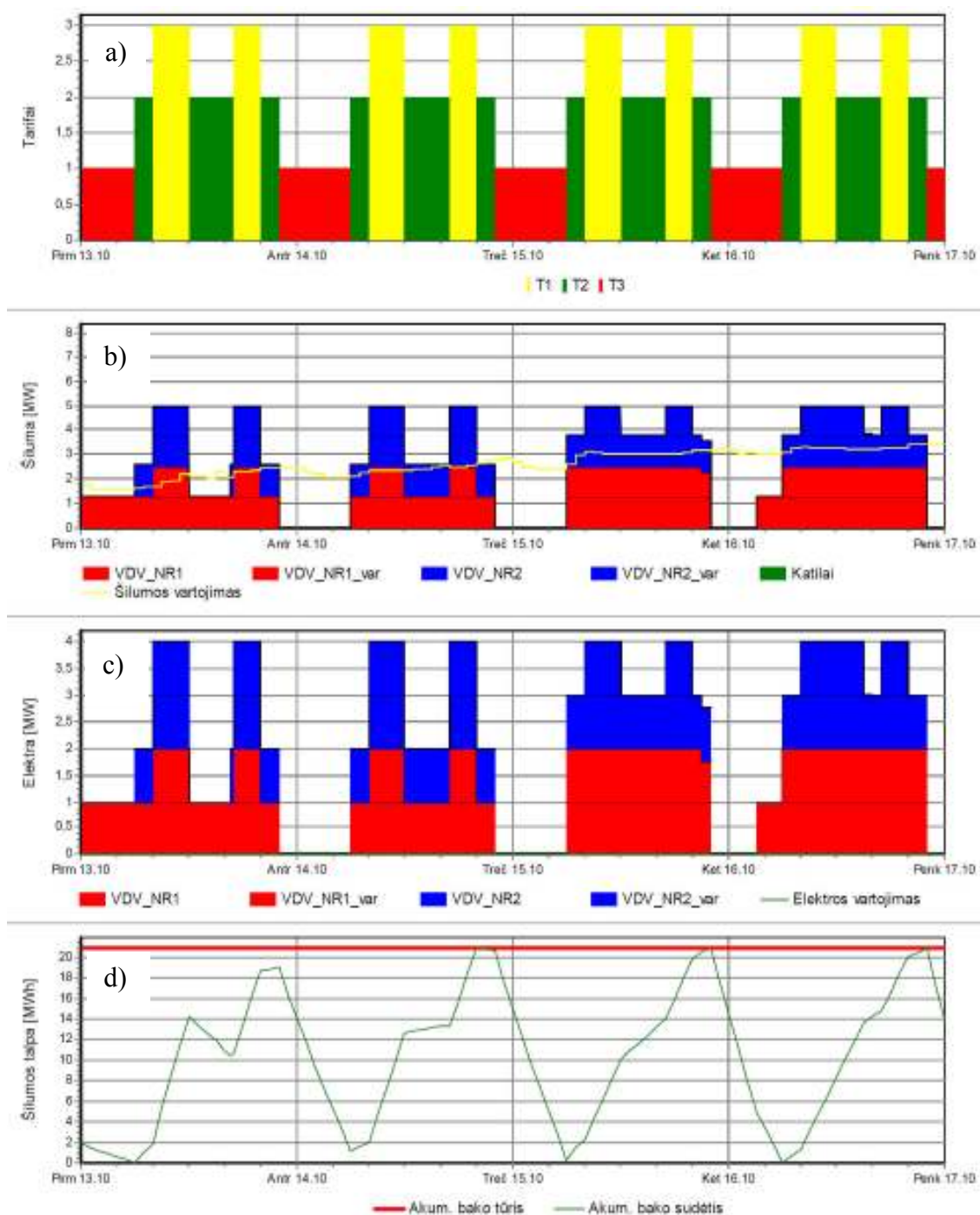
Kaip šis galimas kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmas grafiškai atrodo tipinėje elektros energijos poreikio paroje, tiek šildymo tiek ir nešildymo sezonais, pateikiama 5.4 pav.



5.4 pav. Tipinės elektros energijos poreikio paros ir galimas diferencijuoto elektros energijos supirkimo mechanizmo realizavimas

Iš 5.4 pav. matome, kad šio mechanizmo taikymas elektros energijos sistemai yra naudingas, t.y. kogeneracijos įrenginiams dengiant pikinius elektros energijos poreikius, nereikėtų instaliuoti žymiai didesnių elektros energijos gamybos pajėgumų nei būtina darbui baziniame režime, arba būtų galima išvengti brangios pikinės elektros energijos importavimo.

Aukščiau aptartas kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmas yra grindžiamas šilumos energijos galimu akumuliaciniu vadinamuose bakuose-akumuliatoriuose. Akumuluojant šilumos energiją, kogeneracijos įrenginiai gali dirbti nominaliu režimu beveik viso disponuojamos šilumos energijos poreikio apimtyje. Tuo tarpu sekant šilumos energijos poreikio grafiką, įrenginių apkrovimas tiesiogiai priklauso nuo momentinio šilumos energijos poreikio ir tik esant tokiam pačiam ar didesniam šilumos energijos poreikiui nei gamina pats kogeneracinis įrenginys, jis dirba nominaliu režimu. Ypač neefektyvi elektros energijos gamyba būna nešildymo sezono metu, kai kogeneraciniams įrenginiams reikia nusikrauti daugiau kaip 50 % nuo nominalios galios. Grafiškai elektros energijos supirkimo tarifų pasiskirstymas (a) ir kogeneracijos įrenginių bei bako-akumuliatoriaus darbo režimai (b, c ir d) pateikiami 5.5 pav.



5.5 pav. Kogeneracijos įrenginių darbo režimas, esant diferencijuotam elektros energijos supirkimui

Iš 5.5 pav. matome, kad net ir stabdant kogeneracijos įrenginius tam tikram laikui, bako-akumulatoriaus panaudojimas leidžia nepertraukiamai tiekti šilumos energiją jos vartotojams. Rezultatas - pagal bako-akumulatoriaus dydį toje pačioje CŠT sistemoje galima pagaminti nuo 5 % iki 20 % daugiau elektros energijos. Taip pat priklausomai nuo CŠT hidrauliškai vientisos sistemos specifikos, finansiniu požiūriu įmonėms gali būti tikslingos žymiai didesnių elektrinių galių kogeneracijos sistemos. Detalūs skaičiavimai, parodantys elektros energijos supirkimo tarifo diferencijavimo duodamą efektą pateikiami priede Nr. 5.1.

5.4. Kiti kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmai

Prie kitų kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmų galime priskirti įvairius mokesčius (suvartotą kurą - akcizas, kamino mokestis ir pan.), kaštų atskyrimo metodikas, skatinančias elektros energijos gamybą, visuomenės nuomonės formavimą ir kitas priemones, kurios tiesiogiai ar netiesiogiai prisideda prie kogeneracijos plėtros. Koncentruotai ES valstybių naudojami kogeneracijos skatinimo mechanizmai yra apibendrinti [10] literatūroje, todėl šiame darbe jų papildomai neanalizuosime.

6. Kogeneracijos plėtros planas

Šiame skyriuje pateikiamas rekomenduojamas kogeneracijos plėtros planas, apimantis tiek centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektorių, tiek ir pramonę. Kogeneracijos plėtra centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje charakterizuojama keturiais specifiniais rodikliais:

- instaliuotinos elektrinės galios;
- metinė elektros energijos gamyba;
- metinė šilumos energijos gamyba;
- metinis kuro suvartojimas.

Kiekvienas iš šių rodiklių, dar detalizuojamas pagal kuro rūšį. Šiame darbe priimta, kad kogeneracijos plėtra, neskaitant komunalinių atliekų degimo struktūros prioriteto, vykdoma vietinio kuro – biokuro ir importuojamo kuro – gamtinių dujų, pagrindu.

6.1. Pasirinktas kogeneracijos plėtros plano galiojimo laikas

Stambūs infrastruktūriniai projektai yra jautrūs energetikos rinkas įtakojančių išorinių veiksnių pokyčiams: importuojamo kuro kainų pasikeitimui, atsiradusioms galimybėms importuoti pigią energiją ir kt. Šie veiksniai yra bendri visai nacionalinei energetikos sistemai ir iš principo daro įtaką visiems energetikos objektams. Tačiau žymiai didesnę poveikį atskirų objektų plėtrai vidinėje energetikos rinkoje turi šie nacionaliniai reguliavimo ir paramos mechanizmai: energijos supirkimo tvarka, finansinės paramos mechanizmai, mokesčiai ir kt. Siekiant užtikrinti energetikos ūkio racionalų modernizavimą, išvengiant techniniais ir ekonominiais svertais nepagrįstų investicijų, būtina tiksliai nustatyti aiškias, nediskriminacines ir visapusiškai pasvertas „žaidimo“ taisykles per fiksuotą laiką. Stambiems infrastruktūriniams projektams šis laikotarpis turėtų būti ne trumpesnis kaip 10 metų (daugelio šalių priimtas standartas). Po 10 darbo metų laikotarpio energetikos objektai turėtų dirbti trumpo laikotarpio ribiniais energijos gamybos kaštais (neliktų finansinių įsipareigojimų), kas leis ateityje jiems būti lankstiems net ir keičiantis rinkos sąlygoms.

6.2. Kogeneracijos plėtra centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje

Siekiant parengti rekomenduojamą kogeneracijos plėtros planą buvo įvertintos techninės kogeneracijos plėtros galimybės, apimant galimas naudoti kuro rūšis bei šilumos sektoriaus specifiką, taip pat atsižvelgiama į socialiniu požiūriu prioritetinę technologiją, lyginant su galima

alternatyva, gaminti elektros energiją kondensacinėje elektrinėje, naudojant kombinuoto ciklo technologiją.

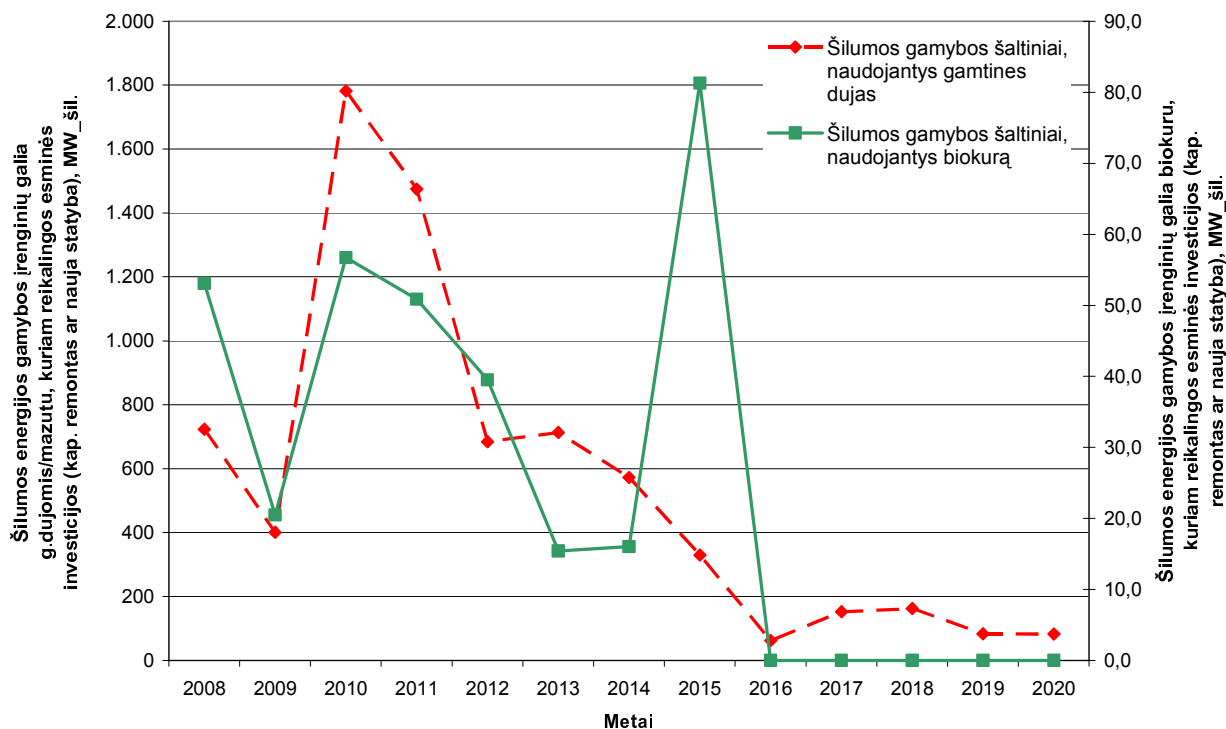
6.2.1. Šilumos energijos gamybos įrenginių neišvengiamas atnaujinimas ir naudojamos prielaidos kogeneracijos plėtros plano rengime

Prieš pateikdami rekomenduojamą kogeneracijos plėtros planą pagal ankstesniuose skyriuose atliktus techninius ir finansinius - ekonominius vertinimus, dar darome šias prielaidas, apimančias šilumos ir elektros energijos gamybos įrenginių eksploatavimo laiką [21, 22]:

1. esant situacijai, kada šilumos gamybos įrenginys per metus dirba labai trumpai arba yra užkonservuotas, priimame, kad jo resursas yra 15 metų, jei naudojamos gamtinės dujos, ir 8 metai, jei naudojamas biokuras, skaičiuojant nuo eksploatacijos pradžios arba nuo paskutinio kapitalinio remonto;
2. šilumos energijos gamybos įrenginiams, jei nurodytas jų metinis išdirbis ir darbo resursas, bet nurodyti eksploatacijos pradžios arba paskutinio kapitalinio remonto metai, darbo resursą skaičiuojame 15 metų, kurie naudoja gamtines dujas, ir 8 metai, kurie naudoja biokurą, nuo eksploatacijos pradžios arba nuo paskutinio kapitalinio remonto;
3. jeigu nurodyti šilumos energijos gamybos įrenginių vidutiniai metiniai išdirbiai ir eksploatacijos pradžia arba paskutinis kapitalinis remontas, bet nurodyti resursai, priimame, kad šilumos gamybos įrenginio darbo resursas yra 15 metų, kurie naudoja gamtines dujas, ir 8 metai, kurie naudoja biokurą, nuo eksploatacijos pradžios arba nuo paskutinio kapitalinio remonto;
4. jeigu nurodytas šilumos energijos gamybos įrenginio darbo resursas ir nepateiktas vidutinis metinis išdirbis, priimame, kad įrenginys dirba 7000 val. per metus;
5. kogeneracijos įrenginiams darbo resursą, jeigu nurodyta kitaip, priimame 150000 val. garo turbinai (GT) ir 100000 val. vidaus degimo varikliui (VDV), o jų vidutinį metinį išdirbį priimame 7000 val., skaičiuodami nuo eksploatacijos pradžios arba paskutinio kapitalinio remonto;
6. šilumos energijos gamybos įrenginiams, kurių darbo resursas jau pasibaigęs arba baigsis iki 2008 metų, priimame, kad tokių šilumos gamybos įrenginių darbo resursas baigiasi 2008 metais.

Pagal CŠT įmonių surinktus duomenis ir vadovaujantis aukščiau aprašytais prielaidomis, buvo sudarytas šilumos energijos gamybos įrenginių neišvengiamo atnaujinimo grafikas, pateiktas 6.1 pav. Detali informacija kiekvienai iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų

apie neišvengiamas investicijas šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimui, pateikiama priede Nr. 6.1.



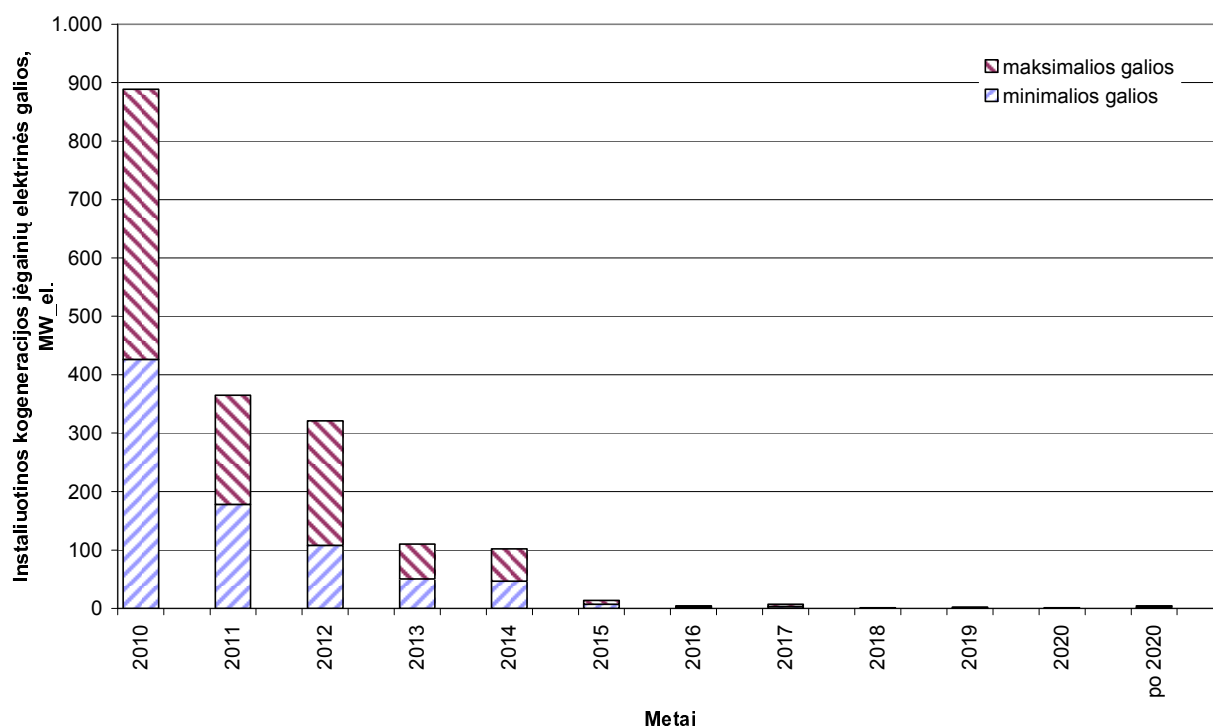
6.1 pav. Šilumos energijos gamybos įrenginių neišvengiamo atnaujinimo grafikas

Iš 6.1 pav. matome, kad jau 2010 – 2011 metais yra neišvengiamos didelės investicijos šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimui. Tai būtų Vilniaus, Kauno ir Alytaus miestų centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose, esančių šilumos energijos gamybos įrenginių kapitaliniai remontai ar naujų įrenginių statyba. Tolesniu laikotarpiu, nuo 2012 iki 2015 metų, planuojami Klaipėdos, Šiaulių ir Panevėžio miestų centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose esančių šilumos energijos gamybos įrenginių kapitaliniai remontai ar naujų įrenginių statyba. Taip pat 2015 metais yra numatomas Vilniaus 2-oje elektrinėje eksploatuojamo didžiausio šalyje biokuro katilo (60 MW_šil.) kapitalinis remontas.

Apibendrinami 6.1 pav. pateiktą informaciją, galime teigti, kad jau 2010-2015 metais yra neišvengiamos didžiulės investicijos šilumos energijos gamybos grandyse, tikslu užtikrinti patikimą ir efektyvią šilumos energijos gamybą.

6.2.2. Instaliuotos kogeneracijos įrenginių elektrinės galios

Remiantis ankstesniuose skyriuose aprašyta metodika, šiame darbo etape pateikiami tik suvestiniai ir apibendrinantys duomenys. Siekdami atspindinti galimą kogeneracijos plėtrą laiko atžvilgiu, 6.2 pav. pateikiame rekomenduotinas instaliuoti kogeneracijos įrenginių elektrines galias. Pavaizduotas instaliuotinių galių diapazonas apima minimalias ir maksimalias kogeneracijos įrenginių instaliuotinas elektrines galias, atspindinčias rinkoje esančių kogeneracijos įrenginių elektros/šilumos energijų gamybos santykį ir atskirų technologijų pranašumo ribas, lyginant su elektros energijos gamyba kombinuotame cikle, esant kondensaciniam darbo režimui. Detali informacija, apimanti kiekvienos iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų instaliuotinas elektrines galias, pateikiama priede Nr. 6.2.



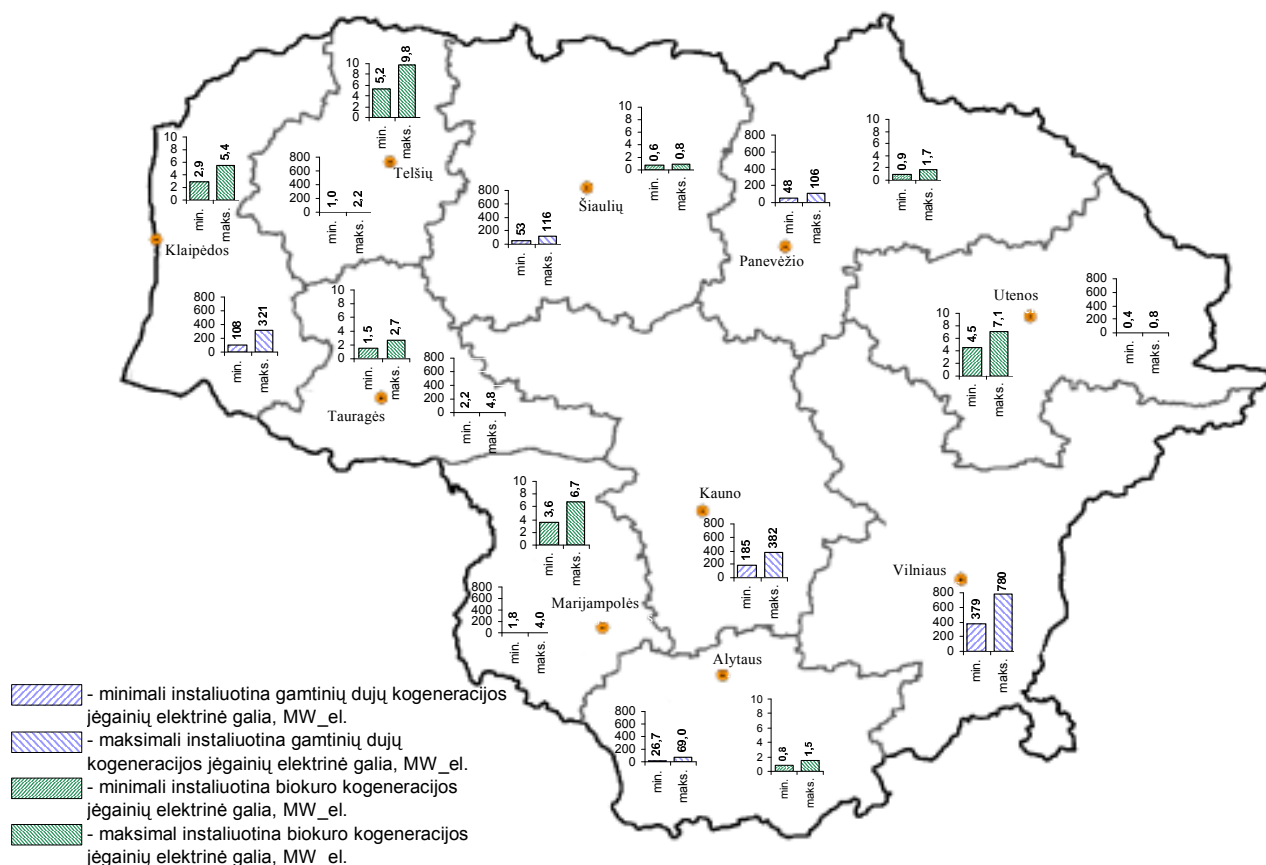
6.2 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Jėginių instaliuotinos elektrinės galios.

Iš pateikto 6.2 pav. matome, kad jau pirmaisiais kogeneracijos plėtros plano metais tikslinga instaliuoti ne mažesnę kaip 430 MW_{el.} galią. Ši galia didžiaja dalimi grindžiama Vilniaus 3-je elektrinėje numatomu atlikti energetinių katilų kapitaliniu remontu ir neabejotinu socialiniu tikslumu, instaliuojant KC technologiją CŠT sistemoje vietoje kondensacinio ciklo, tarkime AB „Lietuvos elektrinė“.

Suminė instaliuotina elektrinė galia, kuriai parengtas kogeneracijos plėtros planas, siekia nuo 826 MW_{el.} iki 1822 MW_{el.}

Municipalinių atliekų deginimas Vilniaus, Kauno, Klaipėdos, Panevėžio ir Šiaulių miestuose yra neabejotinai prioritetas, tačiau pasaulinėje praktikoje, deginant municipalines atliekas, beveik visuomet gaminama ir elektros energija. Esant tokiai praktikai, instaliuotinių galių pokytis būtų juntamas, tačiau patektų į nustatytas instaliuotinių galių ribas.

Instaliuotinių elektrinių galių pasiskirstymas apskričių masteliu pagal kogeneracijos įrenginiuose naudotiną kurą, pateikiamas 6.3 pav. Detali informacija apie instaliuotinas galias skirtingoms kuro rūšims kiekvienoje iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų, pateikiama priede Nr. 6.2.



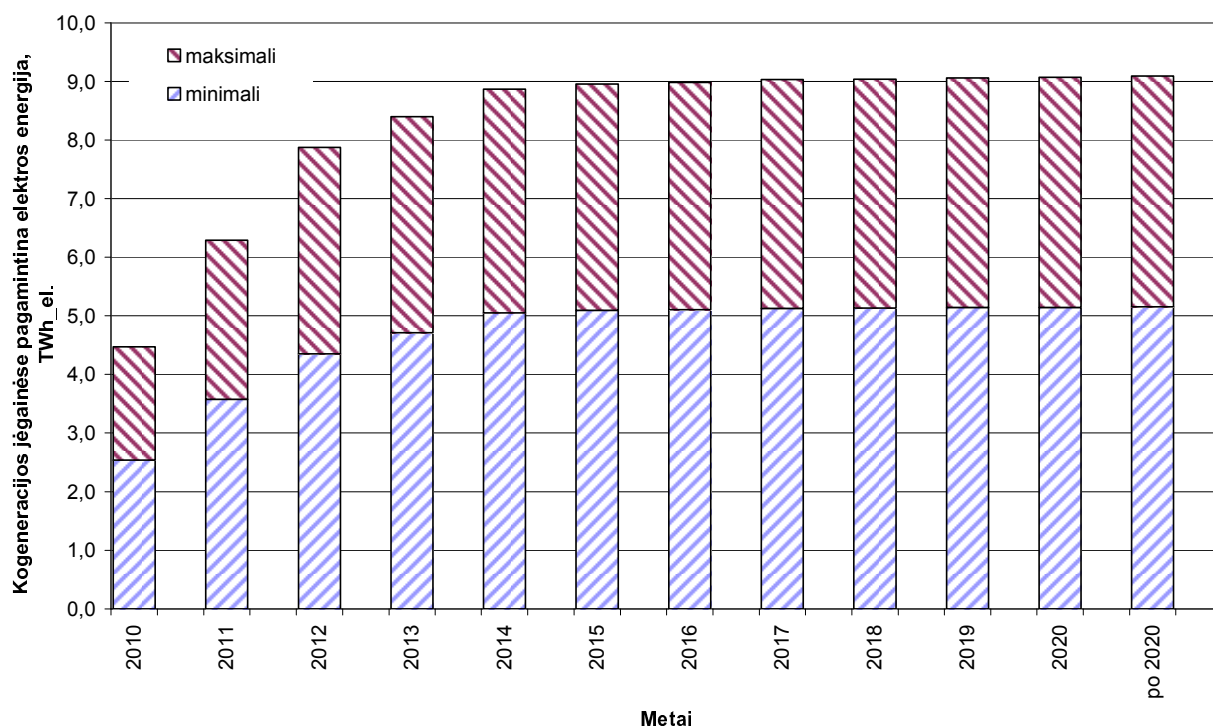
6.3 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Jėgainių instaliuotinos elektrinės galios pagal kurą.

Iš 6.3 pav. matome, kad biokuro pagrindu būtų galima bendrai instaliuoti nuo 19,9 MW_{el.} iki 35,8 MW_{el.} galių. Tai didžiaja dalimi būtų pasiekama įrengus aukštų garo parametrų biokuro katilus ir garo turbinas vidutinio dydžio CŠT sistemose, tokiose kaip Mažeikių, Utenos ir panašių miestų.

Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-je elektrinėje planuojamą garo turbinos pakeitimą (17 MW_{el.} – 2008 metais), biokuro pagrindu instaliuotinos elektrinės galios siektų nuo 40,9 MW_{el.} iki 60,4 MW_{el.}

6.2.3. Elektros energijos gamyba

Siekdami pateikti tikrąją galimos kogeneracijos plėtros įtaką šalies energetikos sektoriui, 6.4 pav. pateikiame metinius kogeneracijos įrenginiuose galimus pagaminti elektros energijos kiekius. Pavaizduotas gamybos apimčių diapazonas atspindi rinkoje esančių kogeneracijos įrenginių elektros/šilumos energijų gamybos santykį ir atskirų technologijų pranašumo ribas, lyginant su elektros energijos gamyba kombinuotame cikle, esant kondensaciniam režimui. Detali informacija, apimanti metinius elektros energijos gamybos kiekius kiekvienos iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų, pateikiama priede Nr. 6.2.

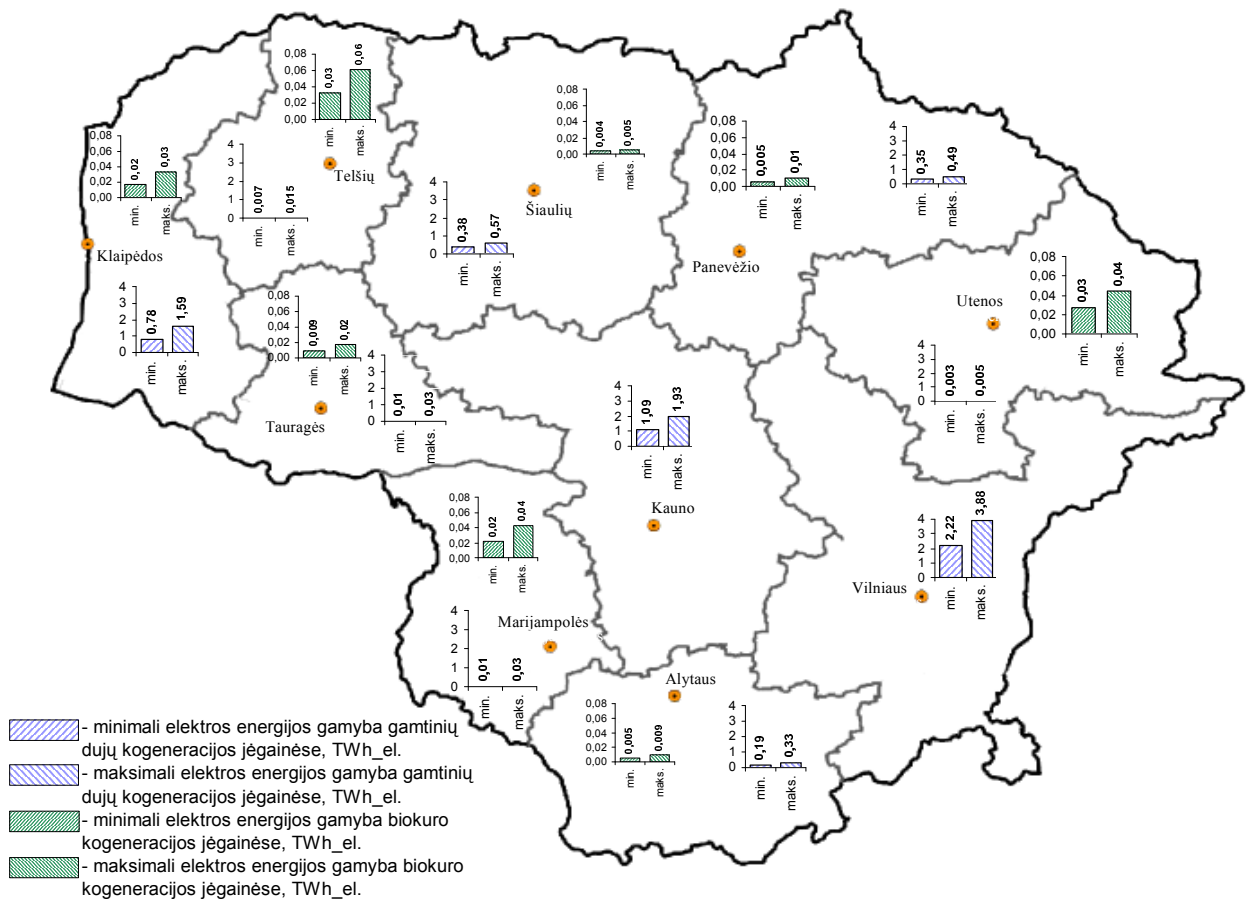


6.4 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė elektros energijos gamyba.

Iš pateikto 6.4 pav. matome, kad jau pirmaisiais kogeneracijos plėtros plano metais būtų pagaminama nuo 2,5 TWh iki 4,5 TWh elektros energijos. Šios gamybos apimtys didžiaja dalimi pagrįstos Vilniaus 3-ioje elektrinėje ir Šiaulių CŠT sistemoje galimu pagaminti elektros energijos kiekiu, kombinuoto ciklo technologijų plėtros atveju. Įvertinant tai, kad Vilniaus mieste su turimais įrenginiais termofikaciniu režimu galima būtų pagaminti apie 1,3 TWh, o Šiauliuose tik apie 0,02 TWh elektros energijos, metinis elektros energijos gamybos prieaugis CŠT sektoriuje jau pirmaisiais metais galėtų siekti nuo 1,2 TWh iki 3,2 TWh.

Bendras suminis elektros energijos kiekis, galimas pagaminti ČŠT sektoriuje kogeneracijos plėtros plane numatytuose įrenginiuose, siekia nuo 5,2 TWh iki 9,1 TWh per metus.

Suminio metinio elektros energijos gamybos kiekio pasiskirstymas pagal kuro rūšis pateikiamas 6.5 paveiksle. Detali informacija, apimanti metinio elektros energijos gamybos kiekio pasiskirstymą pagal kuro rūšis kiekvienoje iš ČŠT hidrauliškai vientisų sistemų, pateikiama priede Nr. 6.2.



6.5 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė elektros energijos gamyba pagal kuro rūšis.

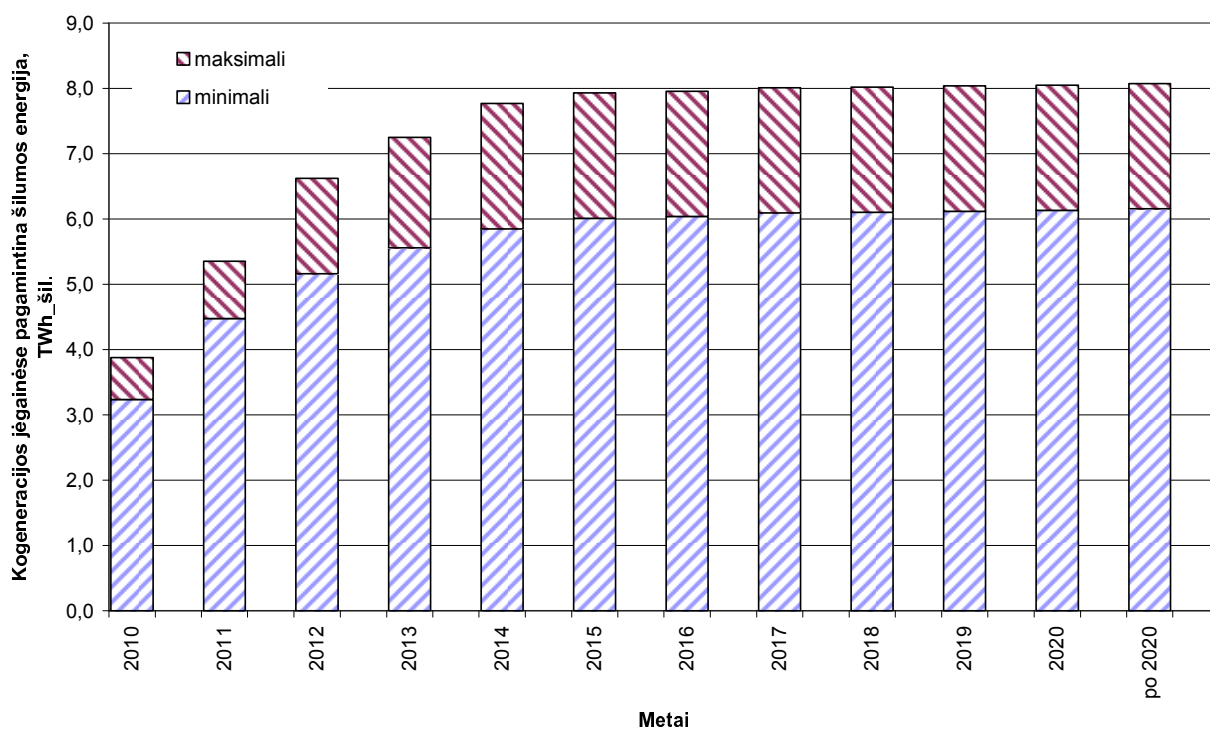
Iš pateikto 6.5 paveikslo matome, kad bendrai biokuro pagrindu per metus galima būtų pagaminti nuo 0,12 TWh iki 0,22 TWh elektros energijos kogeneracijos įrenginiuose, numatytuose plėtros plane. Tai būtų pasiekama įrengiant aukštų garo parametrų biokuro katilus ir garo turbinas vidutinio dydžio ČŠT sistemose, tokiose kaip Mažeikių, Utenos ir kitų, panašaus dydžio miestų.

Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje planuojamą garo turbinos pakeitimą (17 MW_{el} – 2008 metais), pagamintinos biokuro pagrindu elektros energijos kiekis siektų nuo 0,25 TWh iki 0,37 TWh per metus.

Toks elektros energijos gamybos kiekis, įvertinus elektros energijos gamybą hidroelektrinėse (apie 0,33 TWh) ir vėjo energetikos sektoriuje (apie 0,28 TWh), būtų pakankamas šalies prisiimtų išpareigojimų dėl ne mažesnio kaip 7 % elektros energijos, skirtos vidaus rinkai 2010 metais (prognozuojamas šalies vidaus poreikis 12,0 – 12,5 TWh), gaminti iš vietinių ir atsinaujinančių energijos išteklių [15, 16].

6.2.4. Šilumos energijos gamyba

Siekdami atspindinėti tikrąją galimos kogeneracijos plėtros įtaką šalies šilumos ūkio sektoriui, žemiau esančiame 6.6 pav. pateikiame metinius kogeneracijos įrenginiuose galimus pagaminti šilumos energijos kiekius. Pavaizduotas gamybos apimčių diapazonas atspindi rinkoje esančių kogeneracijos įrenginių elektros/šilumos energijų gamybos santykį ir atskirų technologijų pranašumo ribas, lyginant su elektros energijos gamyba kombinuotame cikle kondensaciniu režimu. Detali informacija, apimanti metinius šilumos energijos gamybos kiekius kiekvienoje iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų, pateikiama priede Nr. 6.2.

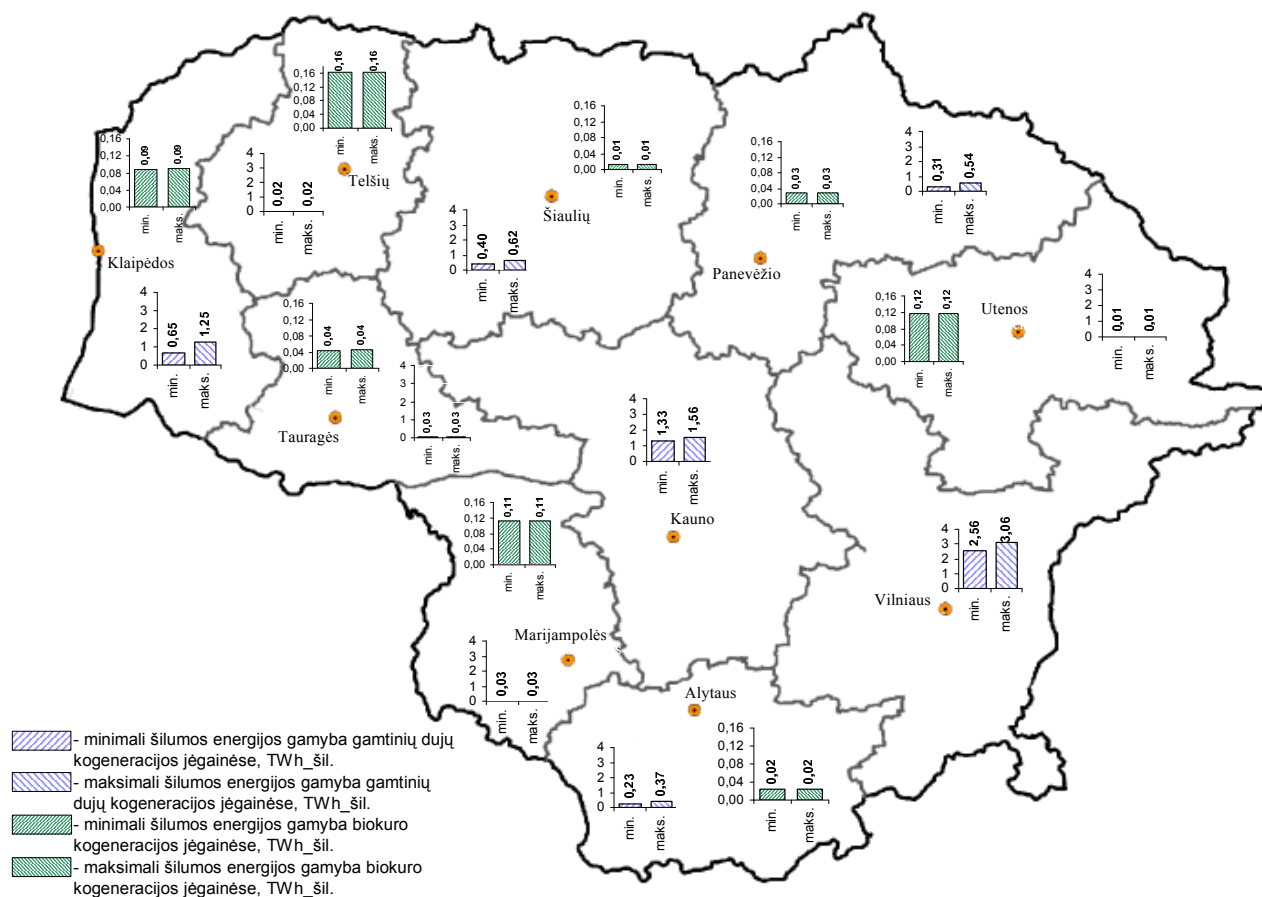


6.6 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė šilumos energijos gamyba.

Iš pateikto 6.6 pav. matome, kad jau pirmaisiais kogeneracijos plėtros plano metais per metus galėtų būti pagaminama nuo 3,2 TWh iki 3,8 TWh šilumos energijos. Šios gamybos apimtys didžiaja dalimi grindžiamos Vilniaus 3-ioje elektrinėje ir Šiaulių CŠT sistemoje galimu pagaminti šilumos energijos kiekiu.

Bendras suminis šilumos energijos kiekis, galimas pagaminti CŠT sektoriaus kogeneracijos įrenginiuose, numatytuose plėtros plane, siekia nuo 6,2 TWh iki 8,1 TWh per metus.

Metinio suminio šilumos energijos gamybos kiekio pasiskirstymas pagal kuro rūšis pateikiamas 6.7 pav. Detali informacija, apimanti metinio šilumos energijos gamybos kiekio pasiskirstymą pagal kuro rūšis kiekvienoje CŠT hidrauliškai vientisoje sistemoje, pateikiama priede Nr. 6.2.



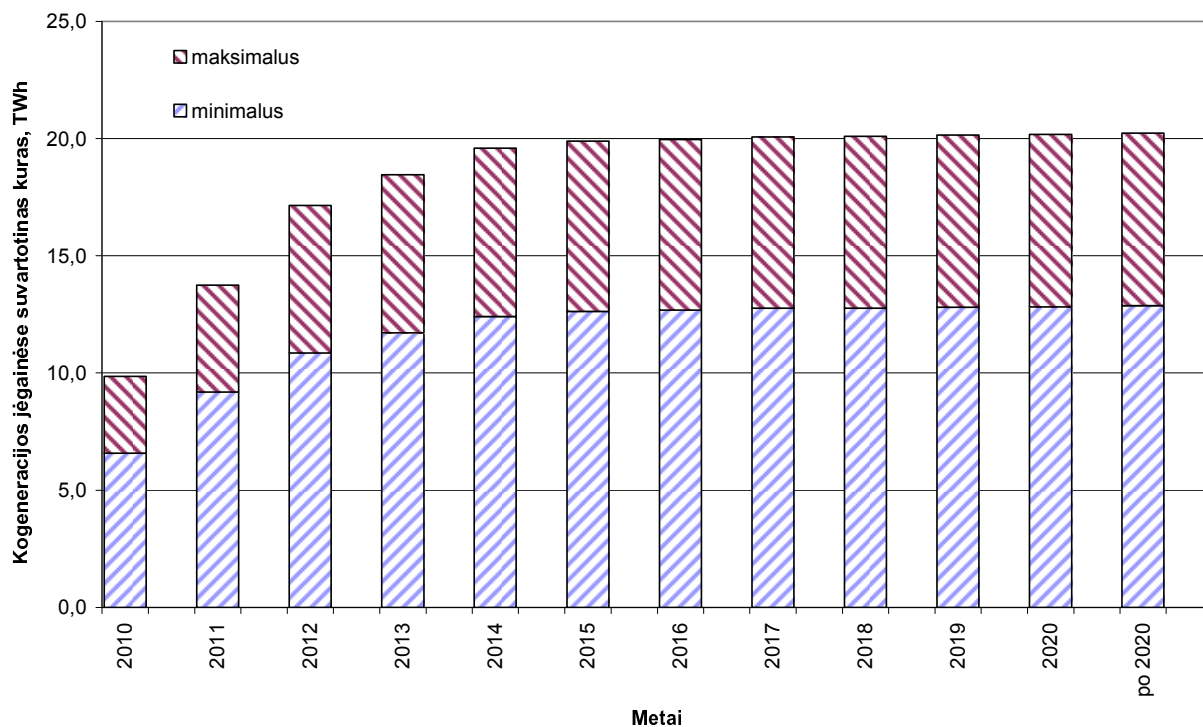
6.7 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinė šilumos energijos gamyba pagal kuro rūšis.

Iš 6.7 pav. matome, kad biokuro pagrindu per metus galima būtų pagaminti apie 0,59 TWh šilumos energijos. Tai būtų pasiekama įrengiant aukštų garo parametrų biokuro katilus ir garo turbinas vidutinio dydžio CŠT sistemose, tokiose kaip Mažeikių, Utenos ir kitų panašaus dydžio miestų.

Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje planuojamą garo turbinos pakeitimą (17 MW_el. – 2008 metais), pagamintinos biokuro pagrindu šilumos energijos kiekis siektų apie 1,24 TWh per metus.

6.2.5. Kuro poreikis

Siekdami parodyti kogeneracijos plėtros įtaką šalies kuro balansui, 6.8 pav. pateikiame metinius kogeneracijos įrenginiuose sunaudotinus kuro kiekius. Detali informacija, apimanti kuro suvartojimo kiekius kiekvienoje iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų, pateikiama priede Nr. 6.2.

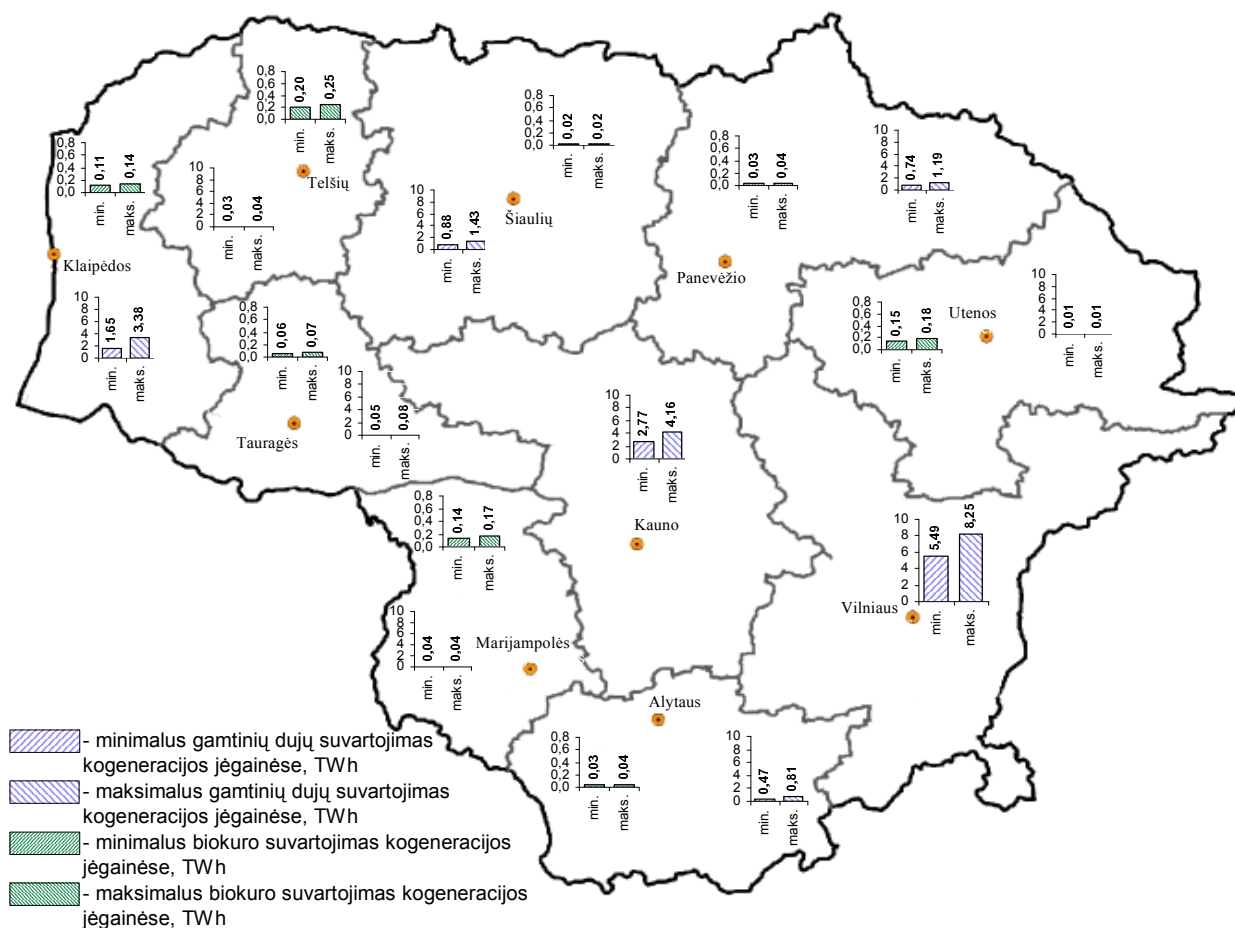


6.8 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinis kuro suvartojimas.

Iš 6.8 pav. matome, kad jau pirmaisiais kogeneracijos plėtros plano metais kogeneracijos įrenginiuose, numatytuose plėtros plane, per metus būtų suvartojama nuo 6,6 TWh iki 9,9 TWh kuro. Šios kuro vartojimo apimtys didžiąja dalimi grindžiamos Vilniaus 3-ioje elektrinėje ir Šiaulių CŠT sistemoje numatomu suvartoti kuro kiekiu.

Bendras suminis kuro poreikis, skirtas CŠT sektoriuje instaliuotiems kogeneracijos įrenginiams, siektų nuo 12,8 TWh iki 20,2 TWh per metus.

Suminio metinio kuro poreikio pasiskirstymas pagal kuro rūšis pateikiamas 6.9 pav. Detali informacija, apimanti kuro suvartojimo kiekius pagal rūšis kiekvienoje iš CŠT hidrauliškai vientisų sistemų, pateikiama priede Nr. 6.2.



6.9 pav. Kogeneracijos plėtros planas. Metinis kuro suvartojimas pagal kuro rūšis.

Iš pateikto 6.9 pav. matome, kad bendrai per metus būtų sunaudojama nuo 0,74 TWh iki 0,91 TWh biokuro, arba išreiškus svorio vienetais ir priėmus vidutinę apatinę kuro degimo šilumą lygią 2 MWh/tonai, tai sudarytų nuo 370 tūkst. tonų iki 455 tūkst. tonų per metus.

Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje suvartotinus biokuro kiekius, suminis metinis biokuro poreikis siektų nuo 1,55 TWh iki 1,73 TWh arba nuo 775 tūkst. tonų iki 865 tūkst. tonų per metus.

6.2.6. Kogeneracijos plėtros plano apibendrinimas ir galimos išimtys

Parengtas kogeneracijos plėtros planas apima 94 centralizuoto šilumos energijos tiekimo hidrauliškai vientisas sistemas. Planas parengtas 10 metų laikotarpiui. Jame įvertinta šilumos ūkio specifiška, techninės plėtros galimybės (naudotinas kuras, elektros energijos tiekimas į esamus elektros energijos tinklus ir pan.) bei atliktas didelio efektyvumo kogeneracijos galimos plėtros palyginimas su elektros energijos gamyba kondensacinėse, kombinuoto ciklo pagrindu veikiančiose elektrinėse.

Visos apimties kogeneracijos plėtros plano įgyvendinimui reikėtų nuo 2,91 iki 6,35 mlrd. litų. Iš šios sumos apie 0,40 – 0,58 mlrd. litų (atitinkamai 14 % ir 9 %) galėtų būti vertinama kaip išvengtos investicijos šilumos energijos gamybos įrenginių, esančių CŠT sektoriuje, atnaujinimui.

Tiksliai nežinant kuro ir kogeneracijos technologijų kainų kitimo tendencijų per priimtą kogeneracijos plano galiojimo laikotarpį, taip pat konkrečių instaliuotinių galių iš nustatyto intervalo, kogeneracijos tikrąjį tikslingumą ekonomine išraiška nustatyti neįmanoma. Preliminariais vertinimais, gaminant tą patį elektros energijos kiekį CŠT sektoriuje, vietoje kombinuoto ciklo pagrindu veikiančių kondensacinių sistemų per metus galima būtų sutaupyti nuo 0,16 mlrd. iki 0,28 mlrd. litų. Žinant, kad Lietuvos CŠT sektoriuje realizuojama apie 8,5 TWh šilumos energijos, tai leistų šilumos energijos tarifą jos vartotojams sumažinti nuo 1,9 ct/kWh iki 3,2 ct/kWh.

Kitas socialiniu požiūriu ypač svarbus kogeneracijos plėtros plano įgyvendinimo aspektas yra kuro importo masto sumažėjimas. Didinant elektros energijos gamybos bendrąjį efektyvumą, importuojamo kuro – gamtinių dujų poreikis, esant kogeneracijos plėtros plane numatyta elektros energijos gamybos apimčiai, galėtų būti sumažinamas nuo 0,35 mlrd. Nm³ iki 0,54 mlrd. Nm³, arba pagal priimtą gamtinių dujų kainą (900 Lt už 1000 Nm³) tai siektų nuo 0,31 mlrd. iki 0,48 mlrd. litų per metus.

Biokogeneracijos sistemose gaminamos elektros energijos ribiniai gamybos kaštai atskirais atvejais yra apie 4 – 7 ct/kWh didesni, lyginant su elektros energijos gamyba kondensacinėse sistemose, dirbančiose kombinuoto ciklo technologijų pagrindu. Kogeneracijos plane numatytos biokogeneracijos plėtros atveju, sąlyginai šalies patiriami nuostoliai siekia nuo 7,99 mln. iki 14,6 mln. litų per metus (nevertinant Vilniaus 2-os elektrinės ir plėtros plane numatytų išimčių). Tačiau šis sąlyginis nuostolis gali būti kompensuojamas kitais, socialiniu požiūriu vertintiniais veiksniais. Tai gamtinių dujų importo masto sumažėjimas nuo 21,2 iki 38,9 mln. Lt, tačiau tik tuo atveju, jei biokuras nebus importuojamas, išvengti papildomų ALT

pirkimo kaštai (nuo 3,0 iki 5,6 mln. Lt) ar kitais veiksniais, tiesiogiai ar netiesiogiai susijusiais su Lietuvos prisiimtais aplinkosauginiais įsipareigojimais. Tačiau biokogeneracijos plėtra turi ir socialiniu požiūriu neigiamą aspektą, kuris sietinas su kitų ūkio šakų (baldu, pakavimo ir statybos pramonės) konkurencingumo sumažėjimu. Siekiant socialiniu požiūriu galimai išsamiau nustatyti biokogeneracijos plėtros tikslumą, rekomenduojame LR ūkio ministerijai numatyti mokslo tiriamąjį darbą, kuris ir įvertintų biokogeneracijos plėtros įtaką, atskiriems šalies ūkio segmentams.

Galimos išimtys:

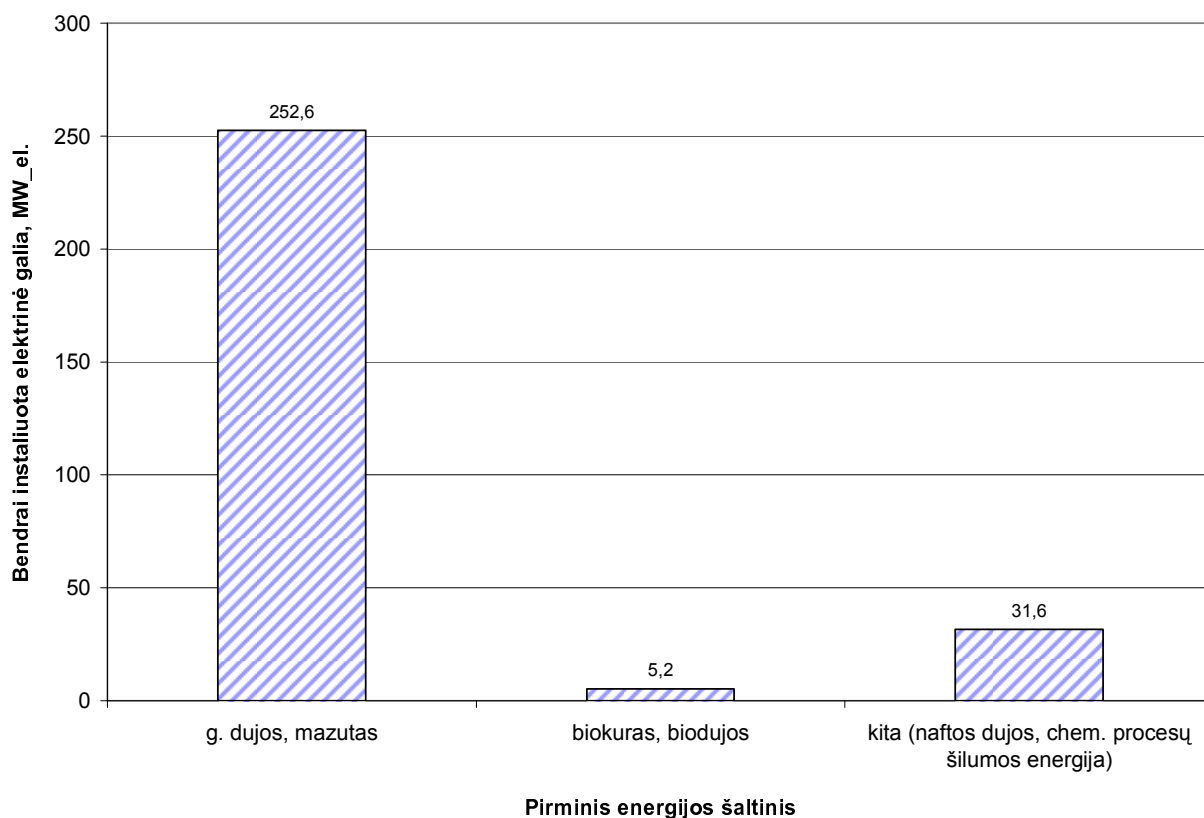
- pagal NES plane [17] pateiktą informaciją ir AB „Šiaulių energija“ vykdomo projekto sąlyginai vėlyvą stadiją (planuojama biokogeneracijos jėgainės statybos pabaiga 2010 metų 1-as ketvirtis) kogeneracijos plėtra KC technologijos pagrindu, kaip tai numatyta kogeneracijos plėtros plane, esant akivaizdžiam vykdomo projekto finansinio tikslumo pagrindimui, gali būti nukelta po to, kai naujai įrengti biokogeneracijos įrenginiai (9 MW_{el.}) bus techniškai ir fiziškai sudėvėti, t.y. kombinuoto ciklo jėgainė galėtų būti statoma 2018 – 2025 metų laikotarpyje;
- AB „Klaipėdos energija“ kogeneracijos plėtra galėtų būti visiškai realizuojama tik užtikrinus reikiamą gamtinių dujų kiekį. Tai būtų pasiekta nutiesus magistralinio dujotiekio atšaką Jurbarkas-Tauragė-Šilutė-Klaipėda;
- UAB „Litesko“ filialo Druskininkų šiluma kogeneracijos plėtros planas taip pat gali būti realizuotas tik esant pakankamam gamtinių dujų tiekimui. Neesant tam galimybės kogeneracijos plėtra galėtų būti realizuojama biokuro pagrindu, įrengus 2,13 – 4,0 MW_{el.} galios biokogeneracinę jėgainę;
- AB „Jonavos šilumos tinklų“ kogeneracijos plėtra biokuro pagrindu negali būti realizuojama rajoninėje katilinėje, esančioje miesto centre, dėl vietos trūkumo ir galinčių iškilti aplinkosauginių problemų. Jei finansiškai netikslinga iš AB „Achema“ atliekinę šilumą tiekti į Jonavos CŠT sistemą, rekomenduojame parengti galimybių studiją biokogeneracijos plėtrai Girelės katilinėje. Jei yra techninė galimybė ir finansiškai tikslinga, biokogeneracijos plėtra galėtų siekti 1,89 – 3,56 MW_{el.} galią. Jei biokogeneraciją plėsti netikslinga, kogeneracijos plėtra turėtų būti vykdoma taip, kaip numatyta rekomenduojamame plėtros plane;
- kogeneracijos plėtros planas neturėtų užkirsti kelio kogeneracijos plėtrai ir mažesnėse CŠT sistemose, tokiose kaip Babtų, Karmėlavos ar pan.

6.3. Kogeneracijos plėtra kituose šalies ūkio sektoriuose

Šiame skyriuje bendrais aspektais aptarsime necentralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje galimos kogeneracijos plėtros tikslumą, kadangi tai nėra šio darbo uždavinys.

Kogeneracijos technologijos gali būti plačiai naudojamos beveik visuose šalies ūkio sektoriuose, ne vien tik centralizuoto šilumos energijos tiekimo. Esant situacijai, kuomet elektros ir šilumos energijos poreikiai tuo pačiu metu yra artimi vienas kitam, kogeneracijos technologijų panaudojimas gali būti vertinamas kaip viena iš alternatyvų. Esant tam tikroms sąlygoms, ši alternatyva gali būti racionali ne tik finansiniu, bet ir energijos tiekimo patikimumo požiūriu.

Žinant, kad iki 2010 metų Lietuva turės sąlyginai pigią Ignalinos AE gaminamą elektros energiją, kogeneracijos plėtra ne tik CŠT sektoriuje, bet ir kituose šalies ūkio sektoriuose buvo tarytum sąstingyje. Kogeneracinių jėgainių pasiskirstymas ne CŠT sektoriuje pagal naudojamą kurą pateikiamas 6.10 pav. Detalūs duomenys apie ne CŠT sektoriuje instaliuotus kogeneracinius įrenginius pateikiami priede Nr. 1.1.



6.10 pav. Kogeneracija ne CŠT sektoriuje

Iš pateikto 6.10 pav. matome, kad istoriškai didžioji dalis kogeneracijos technologijų yra pagrįsta mazutu ir gamtinėmis dujomis. Didžiausias pramonės kogeneracijos atstovas yra Mažeikių elektrinė, tiekianti elektros ir šilumos energiją AB „Mažeikių nafta“ (210 MW_{el.}).

Po Ignalinos AE uždarymo verslo ekonomikos požiūriu kogeneracijos tikslingumas neabejotinai bus labai patrauklus beveik visoms ūkio šakoms, ypač toms, kuriose energetiniai ištekliai sudaro gana žymią dalį gaminamoje produkcijoje.

Jei nėra aiškaus ir nediskriminacinio valstybinio reguliavimo, paremto socialinio tikslingumo požiūriu, kogeneracijos plėtros procesas būtų itin chaotiškas, dėl ko ateityje galėtų sukelti nepasitenkinimą ir skaudžius nuogąstavimus ar net atskirų verslo segmentų žlugimą. Esant tokiai situacijai, laimėtojais taptų tie, kurie pirmieji įsirengtų kogeneracijos technologijas, palikdami silpnuosius su dar didesnėmis sąskaitomis už elektros ir šilumos energiją. Sąskaitų didėjimas būtų ne vien tik brangstančių pirminių energijos išteklių (kuro) padarinys, bet ir poreikio išdalinti tą pačią, visos energetikos sistemos, pastoviuųjų išlaidų dedamąją mažesniai energijos vartotojų skaičiui.

Siekiant išvengti neigiamų kogeneracijos plėtros padarinių, būtina užtikrinti kogeneracijos tikslingumą ne vien tik verslo ekonomikos, bet ir socialinės ekonomikos požiūriu. Viena iš pagrindinių sąlygų yra garantuoti, kad kogeneracijos plėtra atitiktų didelio efektyvumo kogeneracijai keliamus reikalavimus, deklaruojamus Europos Parlamento ir Tarybos Direktyvos 2004/8/EB nuostatose [18]. Siekiant įvykdyti šią sąlygą, beveik visas pagaminamos šilumos energijos kiekis turi būti tikslingai išnaudojamas, t.y. pramonės kogeneracijos plėtros atveju, šilumos energija turi būti suvartojama technologiniuose procesuose pačioje pramonės įmonėje, arba parduodama kitiems šilumos energijos vartotojams.

Didelio efektyvumo sąlygą tenkinančios pramonės kogeneracijos plėtra socialiniu požiūriu yra priimtina, jei likusiems energetinės sistemos vartotojams neperkeliami išpareigojimai padengti „iškritusiam žaidėjui“ tekusius pastoviuosius kaštus. Ši sąlyga visiškai tenkinama, jei kogeneracijos plėtra yra grindžiama tik augančiu energetinių išteklių poreikiu. Kitu atveju gautina kogeneracijos plėtros nauda turi būti pakankama kompensuoti „iškritusiam žaidėjui“ tekusius pastoviuosius kaštus, t.y. amortizaciniai atskaitymai nuo energijos gamybos ir perdavimo grandžių pagal sumažėjusį visos sistemos suvartotos energijos kiekį. Jei kogeneracijos plėtra būtų rezervuojama iki to laiko naudotoje energetinės sistemoje esančiais įrenginiais (elektros energijos atveju, Lietuvos elektros energetikos sistemos), visi kaštai susiję su „karšto“ rezervo užtikrinimu taip pat turėtų būti kompensuojami iš kogeneracijos teiktinos naudos.

Kogeneracijos plėtros teiktiną naudą socialiniu požiūriu įvertinti gana sudėtinga, kadangi kiekvienos ūkio šakos įtaka tiek BVP, tiek ir šalies mokėjimų balansui yra skirtinga. Bendru atveju analizuojant kogeneracijos plėtrą pramonės sektoriuje turėtų būti vertinama:

- poveikis aplinkai;
- energijos tiekimo patikimumo užtikrinimo padidėjimas;
- įtaka šalies mokėjimų balansui (importo/eksporto pokytis);
- įtaka tiesioginėms biudžeto pajamoms (mokesčiai);
- veiksniai, darantys įtaką kitoms ūkio šakoms (sumažėjęs energijos vartojimas ir pan.).

Pagal surinktą informaciją iš LR Ūkio ministerijos elektros galių plėtros registro, Lietuvos pramonininkų konfederacijos bei pačių įmonių ir organizacijų, bendra ne CŠT sektoriuje galima papildoma kogeneracijos plėtra gali siekti apie 100 MW_{el}. Žemiau esančioje 6.1 lentelėje išskiriame keletą įmonių/organizacijų grupių, kurių kogeneracijos plėtra socialiniu požiūriu galėtų būti tikslinga:

6.1 lentelė. Galima kogeneracijos plėtra ne CŠT sektoriuje

<i>Grupės apibūdinimas</i>	<i>Naudotinas kuras</i>	<i>Grupę reprezentuojančios įmonės/organizacijos su planuojamais arba esančiais techniniais rodikliais</i>
Įmonės/organizacijos, turinčios šilumos energijos tiekėjo licencijas (išduotas VKEKK arba savivaldybių)	įvairus kuras	AB „Grigiškės“ (8 MW _{el} . – GT), AB „Alita“ (0,75 MW _{el} . – VDV) ir k.t.
Kogeneracijos sistemos, turinčios techninę galimybę sąlyginai atliekinės šilumos energijos tiekimui į CŠT sistemą	g. dujos	AB „Achema“ (64 MW _{el} . – DT), AB „Klaipėdos kartonas“ (12 MW _{el} . – DT), AB „Vernitas“ (4 MW _{el} . – VDV) ir k.t.
Kogeneracijos sistemos, galinčios naudoti atliekinius energijos išteklius	biodujos, naftos dujos, medienos atliekos (susidarymo vietoje), cheminių procesų šilumos energija ir pan.	AB „Lifosa“ (31 MW _{el} .-GT); UAB „Kurana“ (4 MW _{el} . – VDV), UAB „Minijos nafta“ (0,12 MW _{el} . – VDV) ir k.t.
Kogeneracijos sistemos, užtikrinančios būtina nepertraukiamą energijos tiekimą	g. dujos	Kauno medicinos universiteto klinikos (2 MW _{el} . – VDV) ir k.t.

Apibendrinant šiame skyriuje išdėstytas mintis ir užtikrinus aplinkosauginius reikalavimus, kogeneracijos tikslingumą ne CŠT sektoriuje socialiniu požiūriu galima būtų suskirstyti taip:

1. didelio efektyvumo kogeneracijos plėtra, pagrįsta gamybinių apimčių augimu (arba naujos veiklos pradžia) ir, esant techninei galimybei tiekti ne mažiau kaip 80 % šilumos energijos į centralizuoto šilumos energijos tiekimo tinklą;

2. didelio efektyvumo kogeneracijos plėtra pagrįsta pramonės atliekinių energijos šaltinių išnaudojimu (kurui tinkamos atliekos, atliekinė cheminių procesų šiluma ir pan.);
3. didelio efektyvumo kogeneracijos plėtra, pagrįsta šilumos energijos panaudojimu administracinių ir gamybinių patalpų šildymui pačioje įmonėje, kai nėra techninių galimybių reikiama šilumos energiją kiekį tiekti iš centralizuoto šilumos energijos tiekimo tinklo;
4. didelio efektyvumo kogeneracijos plėtra, pagrįsta gamybinių apimčių augimu (ar naujos veiklos pradžia) ir neturint techninės galimybės išnaudoti esamą nacionalinę elektros energijos tiekimo sistemą;
5. didelio efektyvumo kogeneracijos plėtra pagrįsta elektros energijos eksporto galimybe;

Kogeneracijos plėtra ne CŠT sektoriuje gali turėti ir kitus, nacionalinio lygmens prioritetus, siekiant skatinant investicijas, plėtoti atskiras ūkio šakas ir pan. Šiuo atveju taip pat reikia nepamiršti, kad socialiniu požiūriu didelio efektyvumo kogeneracijos sistemų plėtra yra mažiau patraukli, jei jos finansinis tikslingumas pasiekiamas tik įvairių paramos mechanizmų (ES Struktūriniai fondai, ATL skyrimas, lengvatos susijusios su galių prijungimu prie elektros energijos nacionalinio tinklo ir pan.) dėka.

Darbo išvados ir rekomendacijos

1. Parengtas kogeneracijos plėtros planas apima 94 centralizuoto šilumos energijos tiekimo hidrauliškai vientisas sistemas. Planas parengtas 10 metų laikotarpiui, įvertinant šilumos ūkio specifiką, technines plėtros galimybes ir finansinį - ekonominį tikslingumą;
2. Suminė instaliuotina elektrinė galia, kuriai parengtas kogeneracijos plėtros planas, siekia nuo 826 MW iki 1822 MW. Žymų skirtumą tarp instaliuotinių galių lemia municipalinių atliekų deginimo, prie didžiųjų šalies miestų, neišvengiamumas ir kombinuoto ciklo technologijų plėtros tikslingumas centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje. Biokuro pagrindu bendrai galima būtų instaliuoti nuo 19,9 MW iki 35,8 MW elektrinę galią. Įvertinus išimtis pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje planuojamą garo turbinos pakeitimą, biokuro pagrindu instaliuotinos elektrinės galios galėtų siekti nuo 40,9 MW iki 60,4 MW;
3. Kogeneracijos plėtros plano įgyvendinimui visa apimtimi reikėtų nuo 2,91 iki 6,35 mlrd. litų. Iš šios sumos apie 0,40 – 0,58 mlrd. litų (atitinkamai 14 % ir 9 %), galėtų būti vertinama kaip išvengtos investicijos esančių šilumos energijos gamybos įrenginių, centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje, atnaujinimui;
4. Elektros energijos kiekis, kurį gali pagaminti centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje, kogeneracijos plėtros plane numatyti įrenginiai, siekia nuo 5,2 TWh iki 9,1 TWh per metus. Biokuro pagrindu per metus galima būtų pagaminti nuo 0,12 TWh iki 0,22 TWh. Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje planuojamą garo turbinos pakeitimą, pagamintinos biokuro pagrindu elektros energijos kiekis siektų nuo 0,25 TWh iki 0,37 TWh per metus;
5. Šilumos energijos kiekis, kurį gali pagaminti centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje, kogeneracijos plėtros plane numatyti įrenginiai, siekia nuo 6,2 TWh iki 8,1 TWh per metus. Biokuro pagrindu per metus galima būtų pagaminti apie 0,59 TWh šilumos energijos. Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje planuojamą garo turbinos pakeitimą, pagamintinos biokuro pagrindu šilumos energijos kiekis siektų apie 1,24 TWh per metus;
6. Kuro poreikis, skirtas centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje instaliuotiniams kogeneracijos įrenginiams, siektų nuo 12,8 TWh iki 20,2 TWh per metus. Tame tarpe biokuro būtų sunaudojama nuo 0,74 TWh iki 0,91 TWh arba nuo 370 tūkst. iki 455 tūkst. tonų per metus. Įvertinus išimtis, pateiktas 6.2.6 skyriuje ir Vilniaus 2-oje elektrinėje

- suvartotinus biokuro kiekius, suminis biokuro poreikis siektų nuo 1,55 TWh iki 1,73 TWh arba nuo 775 tūkst. iki 865 tūkst. tonų per metus;
7. Preliminariais vertinimais, gaminant kogeneracijos plane numatytą elektros energijos kiekį centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje, vietoje kombinuoto ciklo pagrindu veikiančių kondensacinių sistemų, per metus galima būtų sutaupyti nuo 0,16 mlrd. iki 0,28 mlrd. litų;
 8. Lietuvos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje parduodant apie 8,5 TWh šilumos energijos, kogeneracijos plėtros plano visiškas įgyvendinimas leistų šilumos energijos tarifą jos vartotojams sumažinti nuo 1,9 ct/kWh iki 3,2 ct/kWh;
 9. Didinant elektros energijos gamybos bendrąjį efektyvumą, importuojamo kuro (gamtinių dujų) poreikis, esant kogeneracijos plėtros plane numatytai elektros energijos gamybos apimčiai, galėtų būti sumažinamas nuo 0,35 mlrd. Nm³ iki 0,54 mlrd. Nm³ arba pagal priimtą gamtinių dujų kainą (900 Lt už 1000 Nm³), tai siektų nuo 0,31 mlrd. iki 0,48 mlrd. litų per metus;
 10. Kogeneracijos plane numatytos biokogeneracijos, apimančios medienos atliekų deginimą aukštų parametrų garo katiluose, plėtros atveju, sąlyginai šalies patiriami nuostoliai siekia nuo 7,99 mln. iki 14,6 mln. litų per metus (nevertinant Vilniaus 2-osios elektrinės ir plėtros plane numatytų išimčių). Šis sąlyginis nuostolis gali būti kompensuojamas gamtinių dujų importo masto sumažėjimu nuo 21,2 iki 38,9 mln. Lt per metus, tačiau tik tuo atveju, jei biokuras nebus importuojamas, o taip pat išvengtais papildomų ALT pirkimo kaštais (nuo 3,0 iki 5,6 mln. Lt per metus) ar kitais veiksniais, tiesiogiai ir netiesiogiai susijusiais su Lietuvos prisiimtais aplinkosauginiais įsipareigojimais. Tačiau biokogeneracijos plėtra turi ir socialiniu požiūriu neigiamą aspektą, kuris sietinas su kitų ūkio šakų (baldų, pakavimo ir statybos pramonės) konkurencingumo sumažėjimu. Siekiant socialiniu požiūriu galimai išsamiau įvertinti biokogeneracijos plėtros tikslingumą, rekomenduojame LR ūkio ministerijai numatyti mokslo tiriamąjį darbą, kuris ir įvertintų biokogeneracijos plėtros įtaką, atskiriems šalies ūkio segmentams;
 11. Esant itin dinamiškoms energetinių išteklių rinkoms bei skirtingai atskirų įmonių finansinei padėčiai, darbo ataskaitoje pateikiamas kogeneracijos plėtros planas gali būti vertinamas tik kaip rekomendacinis. Numatant realias investicijas šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimui, kogeneracijos plėtros tikslingumas turėtų būti pagrindžiamas ne vien įmonių finansiniais tikslais, bet ir parodomas jo tikslingumas

- socialinės ekonomikos kontekste. Tačiau instaliuotinos elektros energijos gamybos galios turėtų tilpti į rekomenduojamas ribas, pateiktas kogeneracijos plėtros plane;
12. Lietuvoje veikiantis apyvartinių taršos leidimų paskirstymo mechanizmas skatina kogeneracijos plėtrą, tačiau didėjant elektros/šilumos energijų gamybos santykiui, šio mechanizmo nauda projekto finansiniam tikslingumui mažėja. Esant sąlyginai dinamiškai apyvartinių taršos leidimų rinkai ir nežinomumui po 2012 metų, nerekomenduojame šį mechanizmą vertinti kaip vieną iš esminių paramos veiksnių. Tai galėtų būti daugiau finansinę riziką galinti sumažinti priemonė, bet tikrai ne tvirtas kogeneracijos plėtros variklis;
 13. Skatinant kogeneracijos racionalią plėtrą, ne tik užtikrinant galimai pigiausią energijos gamybos būdą, bet ir jos gamybos patikimumą, rekomenduojame kaip elektros energijos gamybos rezervą pripažinti visas, ne mažiau kaip 2 kuro rūšis galinčias naudoti kogeneracijos sistemas, jei jų nominali elektrinė galia yra ne mažesnė kaip 10 MW;
 14. Kogeneracinių jėgainių statybai užtrunkant 2 – 3 metus, rekomenduojame visus šalyje veikiančius finansinius paramos mechanizmus (ES struktūrinius fondus ir pan.), kurie yra iššęsti laike, galimai sukonzentruoti artimiausiems metams, taip siekiant maksimizuoti finansinių paramos mechanizmų teiktiną efektą;
 15. Kadangi didžiosiose centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemose (Vilniaus, Kauno, Klaipėdos, Panevėžio ir Šiaulių miestų) yra sukonzentruotas apie 75 – 80 % visos šalies didelio efektyvumo kogeneracijos potencialas, todėl, remiantis socialinės ekonomikos principais, šiose sistemose vietoje kombinuoto ciklo technologijų galėtų būti pateisinamas tik municipalinių atliekų deginimas. Biokuro panaudojimas, esant nevisiškai išnaudotam mažesnių sistemų biokogeneracijos potencialui, socialiniu požiūriu nėra priimtinas, išskyrus išimtis, aprašytas šiame darbe, ir esant poreikiui didinti elektros energijos gamybos kiekį iš vietinių ir atsinaujinančių energijos išteklių, siekiant įvykdyti šalies prisiimtus tarptautinius įsipareigojimus;
 16. Kogeneracijos plėtra visų pirma turi būti grindžiama neišvengiamų investicijų, būtinų fiziškai ir morališkai susidėvėjusios šilumos ir/ar elektros energijos gamybos įrenginių atnaujinimui, poreikiu. Siekiant išvengti netikslingo perteklinių šilumos energijos gamybos galių didėjimo, rekomenduojame investicijų pagrįstumą tikrinančias valstybines institucijas užtikrinti, kad kogeneracijos plėtra nedidintų perteklinių šilumos energijos gamybos galių;

17. Elektros energijos gamybos bei tiekimo sektorių ribų atskyrimas, kaip ir neišvengiamų investicijų nustatymas nėra šio darbo objektas, todėl rekomenduojame LR Ūkio ministerijai numatyti mokslo tiriamąjį darbą, kuris įvertintų neišvengiamas investicijas, būtinas elektros energetikos sektoriaus atnaujinimui, siekiant užtikrinti patikimą ir efektyvią elektros energijos gamybą, perdavimą ir paskirstymą;
18. Kogeneracijos plėtros tendencijos, apimančios ne tik centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektorių, socialiniu požiūriu yra ypač svarbios. Rekomenduojame LR Ūkio ministerijai numatyti mokslo tiriamąjį darbą, kuris įvertintų kogeneracijos plėtrą ir jos tikslingumą ne centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje.

Literatūra

1. **Žilinskas A., Martusevičius J., Stumras A., Juška A.** Lietuvos energetika (II dalis). Lietuvos energetikų mokslo ir technikos draugija, 1992;
2. Termosistemų projektai, UAB. Šilumos tiekimo sistemų būklės analizė, jų įvertinimas dėl sisteminių avarių tikimybės bei rekomendacijos savivaldybėms dėl šių sistemų tobulinimo, mažinant avaringumo galimybę. LR Ūkio ministerija, 2006;
3. EDUCOGEN. The European Educational Tools on Cogeneration, 2nd edition, European Commission, 2001;
4. Danish Energy Authority, Elkraft System, Eltra. Technology data for electricity and heat generating plants, 2005;
5. Gas Turbine World Handbook, Volume 25, 2006;
6. **Martinaitis V.** Analytic calculation of degree-days for the regulated heating season. Energy and Buildings, 1998, Vol. 28, p. 185–189;
7. Hansabankas. Energetikos sektoriaus apžvalga. Makroekonomikos sektoriaus apžvalga. Baltijos šalių regionas. 2006 m. gruodžio mėn.;
8. World Energy Outlook 2006;
9. VKEKK 2006 m. veiklos ataskaita;
10. COWI Baltic, Termosistemų projektai. Didelio naudingumo kogeneracijos potencialo Lietuvoje analizė ir reikiamų metodikų ar kitų teisinių priemonių, būtinų pilnam Europos Parlamento ir Tarybos direktyvos 2004/8/EB įgyvendinimui parengimas. LR Ūkio ministerija, 2006;
11. Lietuvos Respublikos Aplinkos ministro 2005 m. lapkričio 11 d. įsakymo Nr. D1-542 redakcija „Šiltnamio dujų apyvartinių taršos leidimų išdavimo ir prekybos jais tvarkos aprašas“;
12. Emissions Trading, Platts, The McGraw-Hill Companies;
13. COGEN Europe: The European Association for the promotion of Cogeneration;
14. **Lund H., Andersen A.N.** Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices. Energy Conversion and Management, 2005, Vol. 46, p. 893–904;
15. Europos Parlamento ir Tarybos direktyva 2001/77/EB dėl elektros, pagamintos iš atsinaujinančiųjų energijos išteklių, skatinimo elektros energijos vidaus rinkoje;

16. Tiekimo saugumas Lietuvos elektros energijos rinkoje. Monitoringo ataskaita. Lietuvos Respublikos Ūkio ministerija. 2007, Vilnius;
17. Atnaujinta Nacionalinė energetikos strategija (NES), 2007;
18. Europos Parlamento ir Tarybos Direktyva 2004/8/EB 2004 m. vasario 11 d., skatinanti kogeneraciją, remiantis naudingosios šilumos paklausa vidaus energetikos rinkoje, ir iš dalies pakeičianti Direktyvą 92/42/EEB;
19. 2006 – 2007 m. parengtų ir rengiamų studijų susijusių su šilumos ūkio sektoriumi ataskaitos;
20. LŠTA lapkričio 23 d. vykusio darbo pristatymo metu padarytos prielaidos.

Priedai

- 1.1 Lietuvoje veikiančios, statomi ir planuojami pastatyti kogeneracijos įrenginiai;
- 2.1 Kogeneracijos plėtros techninis vertinimas pagal konkrečias CŠT hidrauliškai vientisas sistemas;
- 3.1 Finansinės/ekonominės analizės modelis;
- 4.1 Minimalios darbų apimtys, siekiant prijungti kogeneracijos įrenginius prie VST ir RST elektros energijos tinklų (užpildyti klausimynai);
- 5.1 Diferencijuoto elektros energijos tarifo panaudojimas;
- 6.1 CŠT hidrauliškai vientisų sistemų šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimo grafikas;
- 6.2 Kogeneracijos planas (instaliuotinos galios, pagamintinas elektros ir šilumos energijos kiekis bei suvartotinas kuras).