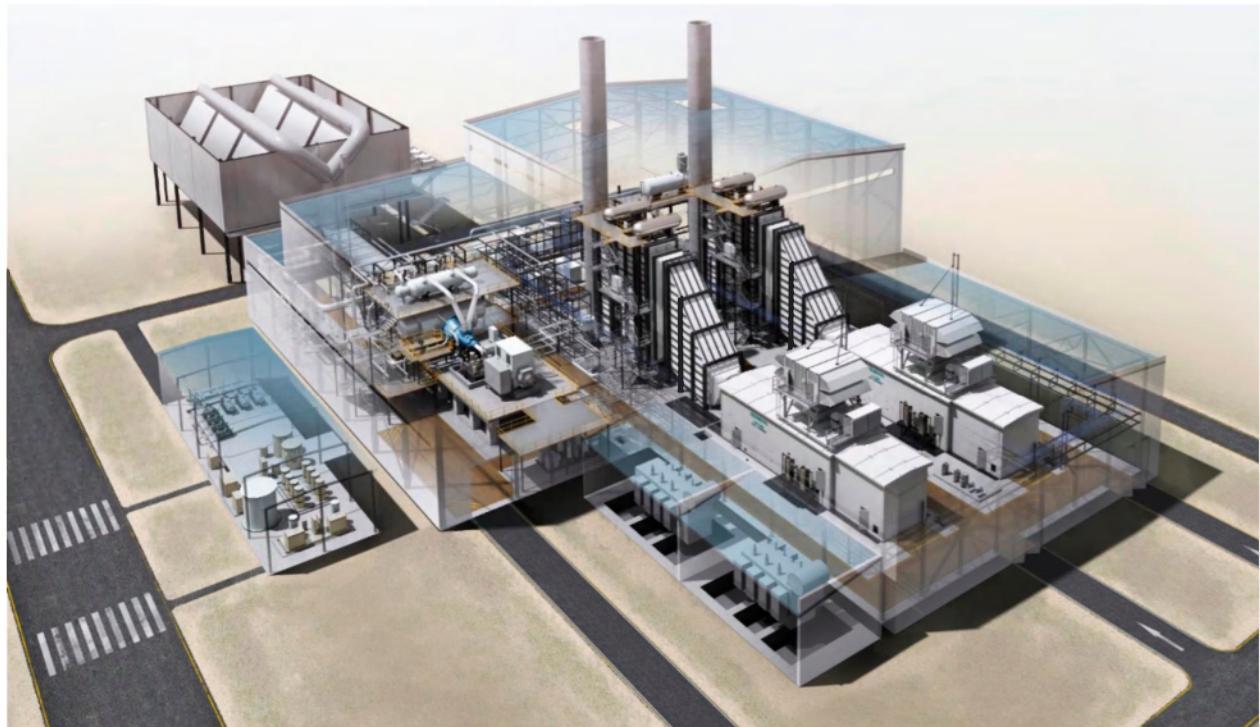


KAUNO TE MODERNIZACIJOS PLĖTROS PROJEKTAS



Kaunas

2016 m. liepos mén.

Turinys

1.	Santrauka.....	5
2.	Ivadas	8
3.	Esamos būklės analizė bei perspektyvinių energijos gamybos, perdavimo, skirstymo pajėgumų ir (ar) perspektyvinių energijos vartojimo poreikių ir apkrovų nustatymas	10
3.1.	Nagrinėjamo objekto atitiktis Europos Sajungos ir Lietuvos Respublikos energetikos bei aplinkosaugos politikos kryptims.....	10
3.1.1.	Europos Sajungos energetikos ir aplinkosaugos politika.....	10
3.1.1.1.	ES energetikos tikslai	10
3.1.1.2.	ES energetikos politika.....	10
3.1.1.3.	Naujas ES energijos rinkos modelis	11
3.1.1.4.	Direktyva 2009/29/EB dėl Bendrijos šiltnamio efektaų sukeliančių dujų apyvartinių taršos leidimų prekybos sistemos	15
3.1.1.5.	Europos Parlamento ir Tarybos direktyva 2010/75/EU dėl pramoninių išmetamų teršalų.....	16
3.1.2.	Lietuvos Respublikos energetikos ir aplinkosaugos politikos kryptys	19
3.1.3.	Lietuvos Respublikos pagrindiniai teritorijų planavimo dokumentai	21
3.1.3.1.	Lietuvos Respublikos teritorijos bendrasis planas.....	21
3.1.3.2.	Kauno apskrities teritorijos bendrasis (generalinis) planas.....	22
3.1.3.3.	Kauno miesto savivaldybės teritorijos bendrasis planas.....	22
3.1.3.4.	Kauno miesto mikrorajonų šilumos tiekimo specialusis planas	23
3.2.	Elektros energetikos sektorius Lietuvoje	26
3.2.1.	Elektros energijos porcikio prognozės.....	26
3.2.2.	Galių adekvatumo porcikiai ir jų prognozė, sisteminių paslaugų poreikiai ir jų prognozė	27
3.3.	Centralizuotai tiekiamos šilumos sistema Kaune.....	34
3.3.1.	Šilumos kainos.....	35
3.3.1.1.	Istorinės šilumos kainos	35
3.3.1.2.	Šilumos supirkimo tvarka, konkurencija	36
3.3.2.	Šilumos poreikio prognozė	40
3.3.2.1.	Šilumos poreikio pokyčių analizė.....	40
3.3.2.2.	Šilumos poreikio prognozė	42
3.3.3.	Galių adekvatumo užtikrinimo poreikio prognozė	44
3.4.	Planuojamo objekte naudoti kuro (gamtiniai dujų) rinkos vertinimas	48

3.4.1. Kuro kainų kaitos tendencijos ir pagrindiniai kainų scenarijai.....	48
3.4.1.1. Gamtinių dujų importo iš Rusijos kainų prognozė	48
3.4.1.2. Gamtinių dujų importo iš JAV kainų prognozė.....	51
3.4.2. Gamtinių dujų importo kainų prognozė.....	53
4. Projekto konцепcija.....	54
4.1. Planuojamų objektų veiklos prioritetai ir principai.....	54
4.2. Planuojami technologiniai sprendimai.....	54
4.2.1. Pagrindiniai sprendiniai	54
4.2.2. Elektrinės principinė termofikacinė schema (šiluminė schema).....	56
4.2.3. Vandens šildymo katilai	57
4.2.4. Vandens paruošimo įrengimai	58
4.2.5. Elektrinės principinė elektros schema	58
4.2.6. Gamtos apsauga.....	58
4.2.7. Planuojamų techninių darbo režimų skaičiavimai	59
4.3. Perspektyvinės objektų išdėstymo schemas planuojamoje teritorijoje;	61
4.4 Alternatyvos planuojamai ūkinci veiklai, atsižvelgiant į suformuotas Nacionalinės energetinės nepriklausomybės strategijos ir naujos energetikos strategijos projekto nuostatas	62
5. Investicijų pagrindimas	64
5.1. Prielaidos finansiniams ir ekonominiam vertinimui atliki.....	64
5.1.1. Kuro kainos	64
5.1.2. ATL kainos.....	65
5.1.3. Elektros energijos kainos	65
5.1.4. Šilumos energijos kainos	68
5.1.5. Planuojamų techninių režimų skaičiavimai	70
5.1.6. Pastovūs kaštai.....	71
5.1.7. Investicijos ir jų finansavimas	71
5.2. Projekto veiklos finansinio vertinimo rezultatai	72
5.2.1. Žemų kuro kainų scenarijus.....	72
5.2.2. Bazinis kuro kainų scenarijus.....	73
5.2.3. Aukštų kuro kainų scenarijus.....	74
5.2.4. Jautrumo analizė	74

5.3.	Projekto veiklos ekonominis vertinimas	75
5.4.	Ūkinės veiklos socialinės ir ekonominės pasekmės.....	76
5.4.1.	Darbo vietų kūrimas, surenkamos lėšos į biudžetą.....	76
5.4.2.	Poveikis importo eksporto balansui	76
5.4.3.	Poveikis dėl šilumos kainų pokyčio.	76
5.4.4.	Poveikis dėl elektros kainų pokyčio.	76
5.4.5.	Poveikis dėl dujų kainų pokyčio.....	77
5.4.6.	Poveikis klimato kaitai ir aplinkos taršai.....	77
6.	Išvados	78
7.	Priedai	79

1. Santrauka

UAB Kauno termofikacijos elektrinė, siekdama pakeisti esamus elektros gamybos įrenginius iš gamtinių dujų į naujus, efektyvesnius, manevringesnius ir modernesnius Kauno TE, priėmė sprendimą parengti energijos gamybos įrenginių, panaudojant Kombinuoto ciklo dujų turbinos (KCCT) įrenginių, plėtros projektą. Plėtros projektas parengtas vadovaujantis Valstybinės svarbos energetikos objektų plėtros projektų rengimo ir derinimo tvarkos aprašu. Plėtros projekte apžvelgti Europos Sajungos ir Lietuvos energetikos bei aplinkosaugos politikos teisiniai aspektai, išanalizuotas Lietuvos energetikos sektorius bei Kauno miesto centralizuoto šilumos tiekimo sistema, parinktos plėtros alternatyvos ir atlirkas alternatyvų vertinimas.

Pastarujų metų Europos Sajungos energetikos politika yra orientuota į atsinaujinančių energijos išteklių naudojimo ir energijos vartojimo efektyvumo didinimą bei energetikos sektoriaus poveikio aplinkai mažinimą. Greitai vystant vėjo ir saulės energetiką, atsiranda vis didesnis manevringų efektyvių rezervinių elektros energijos gamybos įrenginių poreikis. Lietuvos elektros energijos perdavimo tinklo operatoriaus „Litgrid“ AB vertinimu, tokį naujų elektros energijos pajėgumų poreikis Lietuvoje kyla ne vien dėl vėjo energetikos Lietuvoje numatomos plėtros, bet dar ir dėl to, kad esami elektros energijos gamybos pajėgumai, galintys dirbti pagal sistemos poreikį, nusidėvi ir artimiausiu metu Lietuvoje pritrūks elektros energijos gamybos pajėgumų sistemos galių adekvatumui užtikrinti. Panaši situacija yra vertinant elektros energijos gamybos pajėgumus sistemos adekvatumui užtikrinti visame Baltijos šalių regione. Tai be kitų ko sudaro problemas siekiant ateityje synchronizuoti Baltijos šalių elektros perdavimo sistemas su Europos kontinentine elektros energijos perdavimo sistema.

Esami Kauno TE elektros gamybos įrenginiai nebeatitinka ateities efektyvumo bei manevringumo reikalavimų. Prie dabartinių gamtinių dujų kainų, regione krentant elektros energijos rinkos kainoms, Vyriausybei panaikinus elektros energijos supirkimo iš termofikacinių elektrinių, skiriant šioms elektrinėms gamybos kvotas, finansuojamas per VIAP schemą, tvarką, elektrinės tolimesnė eksplotaciją, neinvestavus į efektyvesnius įrenginius, ekonomiškai tampa neįmanoma. Esami įrenginiai taip pat neatitinka ir naujų ES aplinkosauginių reikalavimų, numatytyų 2010/75/ ES direktyvoje dėl pramoninių išmetamų teršalų (taršos integruotos prevencijos ir kontrolės). Nutraukus elektrinės eksplotaciją, kiltų šilumos tiekimo į Kauno miesto šilumos tinklus, patikimumo trūkumas, didžiausių šilumos poreikių Kaune metu.

Taigi, numatomas įgyvendinti esamų elektros gamybos pajėgumų Kauno TE modernizavimas, atitinka bendras pasaullines ir ES tendencijas, Lietuvos ir regiono elektros tiekimo patikimumo užtikrinimo poreikius, patikimo šilumos tiekimo Kauno centralizuotoje šilumos tiekimo sistemoje poreikius. Gamtinėmis dujomis kūrenamų elektrinių galių didesnė ar mažesnė plėtra yra numatyta visuose elektros energetikos vystymo raidos scenarijuose, parengtuose Lietuvos Energetikos Instituto mokslininkų rengiamai naujai Lietuvos energetikos strategijai. KCCT bloko, vietoje senų elektros energijos gamybos įrenginių Kaune,

įrengimas užtikrina, kad elektros gamybos pajėgumai Kaune ne mažėtų. Akivaizdu, kad panašių į šiame plėtros plane projektų poreikis Lietuvoje yra didesnis, nei vienas plėtros plane nagrinėjamas projektas.

Numatoma, kad UAB Kauno termofikacijos elektrinė naujo KCDT bloko pagaminta šiluma bus tiekiama į Kauno miesto centralizuoto šilumos tiekimo (CŠT) sistemą. Šildymo sezono metu Kauno termofikacijos elektrinė ateityje veiks, kaip šilumos poreikį ir gamybą kitose miesto katilinėse balansuojanti jégainė, nuolat tiekianti bent 30 MW šilumos srautą į šilumos tinklus. Taip pat – padidinanti šilumos srautą pikinių elektros energijos apkrovų metu.

Modernizavus elektrinę įmonę taps efektyviausiu reguliavimo, balansavimo bei pikinės šilumos energijos gamintoju Kauno CŠT sistemoje ir įmonė sugebės gaminti šių rūsių šilumos energiją pigiau negu biokuro katilinės.

Planuojama, kad Kauno TE gamins apie 20 proc. miesto CŠT sistemos šilumos poreikio ir tieks į tinklus apie 260 GWh šilumos, elektrinė neketina konkuruoti su įrenginiais, kurie bus pastatyti vykdant LR Vyriausybės patvirtintą Nacionalinę šilumos ūkio plėtros programą.

Planuojama, kad Kauno TE gamins kasmet apie 500 GWh elektros energijos. Elektra, pagaminta naujame KCDT bloke bus pardavinėjama rinkos sąlygomis. Bloko mobilumas, manevringumas leis elektrinei efektyviai dirbti viso šildymo sezono metu kogeneracių režimu bei tiekti sistemos balansavimo paslaugas, esant labai aukštoms elektros energijos rinkos kainoms, dalį elektros energijos gaminti kondensacių režimu.

Ne šildymo sezono metu elektrinė galės dirbti kondensacių režimu pakankamai trumpais laikotarpiais, kai elektros kaina būna pakankamai aukšta, dažniausiai atsijungus kuriai nors iš tarpsisteminių jungčių.

Energetikos ministerijos vadovai yra viešai pateikę planus ateityje galios rezervo teikimo paslaugą pirkti, organizuojant aukciones, perkant tą paslaugą iš tų rinkos dalyvių, kurie ją gali užtikrinti mažiausiaisiais kaštais, galimai organizuojant bendrus aukciones galimiems dalyviams trijose Baltijos šalyse. Kauno TE rengiasi tokiam aukcione dalyvauti, o ekonominiai elektrinės rodikliai rodo, kad ji gali pateikti labiau konkurencingą pasiūlymą sistemos galios adekvatumui (galios rezervui) užtikrinti, nei, pavyzdžiui, naujos kondensacių režimu dirbančios elektrinės. Planuojama, kad pirmieji aukcionai bus pradėti skelbti 2016 m. IV ketvirtį.

Kauno TE įrenginių modernizavimui, senus įrenginius pakeičiant nauju KCDT bloku bei kartu modernizuojant gamtinį dujų katilus elektrinėje, yra numatoma investuoti 127 mln. eurų. Projektui įgyvendinti planuojama pritrauki strateginį investuotoją. Planuojami objektai bus įrengti UAB Kauno termofikacijos elektrinė teritorijoje (adresas: Taikos pr. 147, Kaunas).

Kaip parodė atlikta finansinė projekto analizė, investicijų į elektros energijos įrenginių Kauno TE modernizavimą VGN, priklausomai nuo dujų kainų ateityje prognozių svyruoja tarp 7,1% ir 8,7%, diskontuotas projekto atsipirkimo laikas svyruoja nuo 10,7 iki 11,2 metų.

Atlikta jautrumo analizė rodo, kad projekto investicijų grąža bus užtikrinta visuose galimuose kuro kainų kaitos scenarijuose. Tą faktą lemia tai, jog reguliavimo ir pikinės elektros energijos poreikiai pagrinde yra dengiami iškastinio kuro elektrinių, šios rūšies elektros energijos rinkos kainos yra daugiausiai susietos su iškastinio kuro ir ATL kainomis. Manevrinė, didelio efektyvumo kogeneracinė elektrinė turi didelį konkurencinį pranašumą prieš analogišką kondensacinię elektrinę, todėl kogeneracijos generuojami sutaupymai užtikrina priimtiną investicijų grąžą visose galimuose kuro kainų scenarijuose.

Skaičiavimo rezultatai ir atlikta analizė leidžia daryti išvadą, kad manevringų didelio efektyvumo KCDT kogeneracinių elektrinių plėtra gali būti optimaliausiu sprendimu, sprendžiant šalies elektros energetikos sistemos galių adekvatumo problemą. Tokios elektrinės darbas turės teigiamą įtaką šalies elektros energetikos sistemai bei padidins Kauno m. CŠT sistemos energetinį saugumą, o elektrinės gaminama elektros ir šilumos energija bus konkurencinga elektros ir šilumos rinkose.

2. Įvadas

UAB Kauno termofikacijos elektrinė numato pakeisti esamus elektros gamybos iš gamtinių dujų įrenginius į naujus, efektyvesnius, manevringesnius ir modernesnius įrenginius Kauno termofikacionėje elektrinėje (adresu: Taikos pr. 147, Kaunas). Planuojama įrengti naują 150 MW elektros gamybos galios ir iki 110 MW šilumos gamybos galios kombinuoto ciklo dujų turbinų (KCDT) bloką.

Vadovaujantis Lietuvos Respublikos energetikos įstatymo (<https://goo.gl/8egZia>) 2 straipsnio 13 dalimi, 50 MW ir didesnės galios elektrinės ir katilinės yra valstybinės svarbos energetikos objektai.

Valstybinės svarbos energetikos objektų plėtros projektų rengimo ir derinimo tvarkos aprašas (<http://goo.gl/J5wZ3I>) (toliau – Tvarkos aprašas) numato, kad valstybinės svarbos energetikos objektų modernizavimo ir plėtros projektams reikia ruošti plėtros planą pagal ši tvarkos aprašą. Todėl UAB Kauno termofikacijos elektrinė modernizavimo projektui ir yra paruoštas šis plėtros planas.

Sprendimas modernizuoti elektros energijos ir šilumos gamybos įrenginius buvo priimtas UAB Kauno termofikacijos elektrinė generalinio direktoriaus 2016 m. gegužės 27 d. įsakymu Nr. I-G-16-6 „Dėl Kauno TE modernizacijos projekto rengimo“. Sprendimą modernizuoti elektros energijos ir šilumos gamybos įrenginius bendrovė priėmė:

1. Atsižvelgdama į bendras tendencijas mūsų regione, ES ir Pasaulyje, kur neišvengiamai augant elektros gamybai iš kintančių atsinaujinančių išteklių, auga manevringų rezervinių, visų pirma gamtinėmis dujomis kūrenamų elektrinių, užtikrinančių saulės ir vėjo elektrinių rezervavimo ir balansavimo poreikis.
2. Atsižvelgdama į „Litgrid“ AB pateiktas prognozes, kad Lietuva per artimiausią dešimtmetį susidurs su rezervinių galių elektros gamybos ir vartojimo adekvatumui užtikrinti trūkumu.
3. Atsižvelgdama į Lietuvos energetikos ministerijos parengtame Nacionalinės atsinaujinančių energijos išteklių plėtros 2016 – 2020 metų programos projekte numatomą vėjo energetikos plėtrą ir į „Litgrid“ AB vertinimus, kad plėtojant vėjo energetiką, Lietuvoje atsiras poreikis didinti tradicinių rezervų ir balansavimų užtikrinančių elektrinių galią.
4. Atsižvelgdama į energetikos ministerijos vadovų viešus tvirtinimus, kad ateityje elektros gamybos galios rezervo paslaugos bus perkamos viešo konkurso (aukciono) būdu, taip stengiantis mažinti elektros energijos vartotojų mokamą kainą už elektros energiją.
5. Atsižvelgdama į aplinkybes, kad esamų Kauno TE elektros gamybos įrenginių efektyvumas yra per žemas esamam gamtinių dujų, šilumos ir elektros rinkos kainų santykui, siekiant užtikrinti ekonominį veiklos gyvybingumą ir tolimesnę jų eksploataciją, Vyriausybei nuo 2016 metų per VIAP neberemiant gamtines dujas kūrenančių termofikaciinių elektrinių, yra nebeįmanoma.

6. Siekdama užtikrinti UAB Kauno termofikacijos elektrinė įrenginių atitiktį nuo 2016 m. įsigaliojusių aplinkosauginių reikalavimų dėl teršalų išmetimų iš didelių deginimo įrenginių, įgyvendinant 2010 m. lapkričio 24 d. Europos Parlamento ir Tarybos direktyvą 2010/75/ES dėl pramoninių išmetamų teršalų (taršos integruotos prevencijos ir kontrolės).

3 skyriuje atliekami Tvarkos aprašo 10.1 punkte numatyta esamos būklės analizė bei perspektyvinų energijos gamybos, perdavimo, skirstymo pajėgumų ir (ar) perspektyvinų energijos vartojimo poreikių ir apkrovų nustatymas; 3.1 poskyryje apžvelgiama nagrinėjamo objekto atitiktis Europos Sąjungos ir Lietuvos Respublikos energetikos bei aplinkosaugos politikos kryptims; 3.2 poskyryje apžvelgiamas elektros energetikos sektorius Lietuvoje ir kaip jame atrodytų planuojami įrenginiai; 3.3 poskyryje apžvelgiama centralizuotai tiekiamos šilumos sistema Kaune, iš kurių šilumą numatoma tiekti iš modernizuotų įrenginių; 3.4 poskyryje atliekamas planuojamo objekte naudoti kuro (gamtinių dujų) rinkos vertinimas.

4 skyriuje yra pateikta Tvarkos aprašo 10.2 punkte numatyta projekto koncepcija, kurioje nustatomi objektų veiklos prioritetai ir principai, parengiamos perspektyvinės objektų išdėstymo schemas planuojamoje teritorijoje.

5 skyriuje yra pateiktas Tvarkos aprašo 10.3 punkte numatytas sprendinių konkretizavimas, aprašytos naudojamos finansinės ir ekonominės prielaidos, atlikti techniniai-ekonominiai skaičiavimai ir projekto veiklos ekonominis ir finansinis pagrindimas pagal VKEKK priimto „Energetikos įmonių investicijų vertinimo ir derinimo Valstybinėje Kainų ir Energetikos Kontrolės komisijoje tvarkos aprašo“ reikalavimus.

6 skyriuje pateiktos plėtros plano išvados.

7 skyriuje pateikti piedai – Projekto veiklos finansinio vertinimo skaičiavimai žemų, bazinių ir aukštų kuro kainų scenarijams (konfidenciali informacija).

Konfidencialia informacija taip pat yra laikoma planuojamos taikyti elektros ir šilumos galios rezervų kainos.

3. Esamos būklės analizė bei perspektyvinių energijos gamybos, perdavimo, skirstymo pajėgumų ir (ar) perspektyvinių energijos vartojimo poreikių ir apkrovų nustatymas

3.1. Nagrinėjamo objekto atitiktis Europos Sąjungos ir Lietuvos Respublikos energetikos bei aplinkosaugos politikos kryptims

Tvarkos aprašas reikalauja užtikrinti, kad planuojama plėtra atitinka nacionalinės energetikos strateginius tikslus, nustatyti Nacionalinėse energetikos strategijose, ir užtikrinti jų nuostatų įgyvendinimą. Šiame skyriuje nagrinėjama, kaip planuojama plėtra atitinka Europos Sąjungos ir Lietuvos Respublikos energetikos ir aplinkosaugos politiką bei atitinkamą teisés aktų reikalavimus.

3.1.1. Europos Sąjungos energetikos ir aplinkosaugos politika

3.1.1.1. ES energetikos tikslai

ES išsikélė energetikos ir klimato kaitos tikslus 2020, 2030 ir 2050 metams.

2020 m. tikslai:

- Šiltnamio efektą sukeliančių dujų kiekį sumažinti bent 20 %, lyginant su 1990 m.;
- 20 % energijos gauti iš atsinaujinančiųjų energijos išteklių;
- 20 % padidinti energijos vartojimo efektyvumą.

2030 m. tikslai:

- 40 % sumažinti išmetamų dujų sukeliančių šiltnamio efektą kiekį;
- Bent 27 % energijos ES gauti iš atsinaujinančiųjų išteklių;
- 27 – 30 % padidinti energijos vartojimo efektyvumą;
- Pasiekti 15 % elektros energijos tinklų sujungimo lygi (t. y. 15 % ES pagamintos elektros turėtų būti galima transportuoti į kitas ES šalis).

2050 m. tikslas:

- 80 – 95 %, lyginant su 1990 m., sumažinti šiltnamio efektą sukeliančių dujų kiekį. Energetikos veiksmų plane iki 2050 m. parodoma, kaip galėtume tai padaryti.

3.1.1.2. ES energetikos politika

Pagrindiniai ES energetikos politikos tikslai yra trys:

- tiekimo saugumas;
- konkurencingumas;
- tvarumas.

Europos Komisija atsparios energetikos sajungos su perspektyvia klimato politika kūrimą paskelbė vienu iš savo strateginių tikslų.

Šis siekis yra patvirtintas 2015 m. Europos Komisijos darbo programoje ir išsamiau apibrėžtas „Atsparios energetikos sajungos ir perspektyvios klimato kaitos politikos pagrindų strategijoje“, siekiant sudaryti salygas patikimai ir visiems prieinamai tiekti energiją, taikyti principą „svarbiausia – energijos vartojimo efektyvumas“ ir užtikrinti, kad Europos Sajunga taptų pasauline atsinaujinančiųjų išteklių energetikos lydere. Norint pasiekti šiuos tikslus reikės iš esmės pertvarkyti Europos energetikos sistemą, be kita ko, performuoti Europos elektros energijos rinką, užtikrinti didesnį nuspėjamumą susiejant didmeninę ir mažmeninę rinkas ir pritraukti daugiau investicijų. Tai padės įgyvendinti naujų galimybų Europos energijos vartotojams teikiančių priemonių rinkinį, kaip išdėstyta kartu priimtame komunikate COM (2015) 339.

Europos elektros energijos sistemoje vyksta svarbūs pokyčiai. Nuo tada, kai buvo priimtas trečiasis energijos vidaus rinkos dokumentų paketas, elektros energijos politikos srities sprendimai padėjo paskatinti konkurenciją ir padidinti tarptautinius elektros energijos srautus. Didmeninėse rinkose vis dažniau pastebima sąžininga ir atvira konkurencija, nors vis dar nepakankamai, bet ji įsitvirtina ir mažmeninėje prekyboje. Įvedus vadinamąjį rinkų susiejimą ir srautu grindžiamą pralaidumo paskirstymą, elektros energija efektyviau gali būti prekiaujama visoje Europoje. Tuo pat metu dėl atsinaujinančiųjų išteklių direktyvos ir dėl valstybių narių pastangų iš atsinaujinančiųjų išteklių pagaminta elektros energija tapo vienu iš svarbiausių elektros energijos šaltinių – tai rodo, jog pradėtas perėjimas prie mažai anglies dioksidio išskiriančių technologijų energetikos sistemas.

Visos šios priemonės yra į ateitį orientuotos energetikos sistemos elementai, tačiau Europa dar turi išspręsti nemažai uždavinių, kad jos energetikos sistema taptų tinkama. Kad galėtume valdyti šiuos pokyčius ir visapusiškai jais pasinaudoti, turime iš naujo peržvelgti, kaip Europos elektros energijos sistema ir rinkos yra organizuotos ir reglamentuojamos.

3.1.1.3. *Naujas ES energijos rinkos modelis*

2015 07 15 Europos Komisija pateikė komunikatą Europos Parlamentui, Tarybai, Europos ekonomikos ir socialinių reikalų komitetui ir regionų komitetui, kuriuo buvo pradėtos viešos konsultacijos dėl naujo energijos rinkos modelio (<http://goo.gl/AbW26o>).

Dabartinės rinkos koncepcija susiformavo tuo laikotarpiu, kai pagrindinis didelių centralizuotų elektrinių, visų pirma kūrenamų iškastinių kuru, tikslas buvo kiekvieną namų ūkių ir įmonę ribotoje teritorijoje, paprastai valstybėje narėje, aprūpinti jų pageidaujamu elektros energijos kiekiu, o vartotojai (namų ūkiai, įmonės ir pramonė) buvo laikomi pasyviais. Šiuo metu pereinant prie decentralizuotos energijos gamybos daugėja susijusių dalyvių ir keičiasi esami rinkos vaidmenys. Elektros energijos rinka turi prisitaikyti prie šios naujos tikrovės ir visapusiškai įtraukti visus rinkos dalyvius ir veiksnius, be kitų ko, lanksčią paklausą, energijos paslaugų teikėjus ir atsinaujinančiuosius išteklius. Vienas konkretus pavyzdys –

lankstumas, kuris suteikia galimybę pramoniniams vartotojams dalyvauti rinkoje ir tiesiogiai pasinaudoti didesnės konkurencijos teikiama nauda. Tam reikia veiksmingos reguliavimo ir valdymo sistemos, kuri mažintų būtinybę imtis intervencinių veiksnių, tokį kaip **pajegumu užtikrinimo priemonės**.

Gerai veikianti Europos energijos rinka turėtų sudaryti sąlygas elektros energiją laisvai tiekti ten, kurios labiausiai reikia ir kur ji labiausiai vertinama, kuo geriau pasinaudoti didesnės tarpvalstybinės konkurencijos teikiama nauda ir siušti teisingus signalus bei teikti paskatas tinkamoms investicijoms. Be to, ji turėtų užtikrinti, kad elektros energija būtų tiekiama tik atsižvelgiant į rinkos signalus. Šiuo metu taip yra ne visada. Nors dėl rinkų susiejimo (kur jis įvykdytas) didmeninės kainos jau tapo labiau suderintos, absoliučios kainos, net gretimose rinkose, labai skiriasi ir kainų skirtumai nemažėja. Taip pat reikia dėti daugiau pastangų siekiant užtikrinti, kad būtų įgyvendintas pakankamas tinklų tarpusavio sujungimas ir visame energetikos sektoriuje skatinti investicijoms būtiną ilgalaikį stabilumą.

2014 m. spalio mėn. Europos Vadovų Tarybos susitikime sutarti 2030 m. tikslai – Europos Sajungoje išmetamų šiltnamio efektą sukeliančių dujų kiekį sumažinti bent 40 proc., bent 27 proc. ES suvartojuamos energijos gauti iš atsinaujinančiųjų išteklių ir bent 27 proc. padidinti energijos vartojimo efektyvumą – atspindi plačius užmojus. Tai reiškia, kad pokyčiai elektros energijos sistemoje, mažinant ekonomikos priklausomybę nuo iškastinio kuro, turės toliau vykti ir intensyvėti. **Siekiant Europos Sajungos 2030 m. energetikos ir klimato politikos tikslų tikėtina, kad iki 50 proc. visos elektros energijos bus pagaminama naudojant atsinaujinančiuosius išteklius**. Šiuo metu rinkos nėra pakankamai lanksčios tiek pasiūlos, tiek paklausos atžvilgiu, kad galėtų prisitaikyti prie didesnės atsinaujinančiųjų išteklių energijos dalies rinkoje.

Naujas rinkos modelis turėtų užtikrinti, kad energijos rinkos visapusiškai galėtų paremti šį perėjimą mažiausiomis sąnaudomis. Tai galima pasiekti pašalinant likusias kliūties atsinaujinančiųjų išteklių energijos integravimui ir **užtikrinti, kad rinka siustų teisingus signalus, kad būtų pakankamai investuojama į lanksčius pajegumus, reikalingus siekiant prisitaikyti prie vis didesnio kintančiųjų atsinaujinančiųjų išteklių jtraukimo į sistemą**. Būtinas žingsnis siekiant užtikrinti sekmingą atsinaujinančiųjų išteklių energijos integravimą į sistemą mažiausiomis sąnaudomis yra užtikrinti gerą trumpalaikių elektros energijos rinkų, kuriose prekiaujama paskutinę parą prieš elektros energijos tiekimą iki pat vartojimo momento, veikimą, sudarant sąlygas visapusiškai pasinaudoti lanksčiomis technologijomis.

Į energijos vartojimo efektyvumo potencialą atsižvelgiama priimant visus sprendimus, susijusius su energetikos sajungos kūrimu (akcentuojant principą „svarbiausia – energijos vartojimo efektyvumas“). Vis dėlto numatoma, kad elektros energijos paklausa didės, nes vartotojai nuo kitų energijos šaltinių pereina prie elektros energijos. Todėl vykdant bet kokią rinkos modelio peržiūrą turi būti sudarytos sąlygos, kurios padėtų dar labiau sumažinti ES energijos suvartojimą, kartu suteikiant galimybę ekonomiškai efektyviu būdu į rinką integruoti naujų rūšių lanksčią paklausą.

Be to, naujos didelio poveikio technologijos, tokios kaip pažangieji tinklai, pažangioji apskaita, išmanieji namai, energijos gamyba savo reikmėms ir elektros energijos kaupimo įranga, suteikia galimybių piliečiams prisiimti atsakomybę už perejimą prie kitokio energetikos modelio. Pasinaudojė šiomis naujomis technologijomis, jie gali sumažinti savo sąskaitas už elektros energiją ir būti aktyvūs rinkos dalyviai. Rinka turi skatinti šiuos procesus.

ES rinkos modelis turėtų užtikrinti, kad didelių ir mažų energijos vartotojų energijos poreikius galėtų patenkinti novatoriškos įmonės ir patikimi tarpininkai visoje Europoje. Jie turėtų pasinaudoti nauju technologijų teikiamomis galimybėmis didžiausią dėmesį skirdami vartotojams kurti ir diegti naujus produktus bei paslaugas. Tai padės įgyvendinti naujų galimybių vartotojams teikiančią priemonių rinkinį, kuriuo gali būti sujungti įvairūs energetikos sajungos strategijos elementai: kurti moksliniai tyrimais ir inovacijomis grindžiamas darbo vietas ir mūsų politikos priemonėse energijos vartojimo efektyvumui skirti didžiausią dėmesį.

Europos Sajungos tikslas – visapusiškai integruoti atsinaujinančiųjų išteklių energiją į elektros energijos sistemą, užtikrinant, kad rinkos būtų parengtos priimti atsinaujinančiųjų išteklių energiją, skatinant jos tiekimą elektros energijos rinkose vienodomis sąlygomis su tradiciniu būdu pagaminta energija. Tam turės būti sukurta nauja sistema, kuri:

- būtų tinkama tarpusavyje sujungtai ES masto elektros energijos rinkai, kurioje būtų teikiami aiškūs kainų signalai naujoms investicijoms ir būtų sudaromos palankios sąlygos atsinaujinančiai energijai plėtoti;
- skatintų regioninį bendradarbiavimą ir energetikos politikos koordinavimą;
- sudarytų sąlygas bendradarbiavimui atsinaujinančiųjų išteklių vystymo srityje, išskaitant paramos schemas;
- elektros energijos tiekimo saugumui suteiktų Europos lygmens svarbą.

Ši iniciatyva yra vienas iš pagrindinių energetikos sajungos strategijos veiksmų. Ji priimta kartu su komunikatu dėl naujų galimybių energijos vartotojams, siekiant jiems suteikti svarbiausią vaidmenį būsimoje energetikos sistemoje; pirmasis pagal strategiją pasiektas rezultatas – persvarstyta direktyva dėl energijos vartojimo efektyvumo ženklinimo.

Didėjant tarpmalstibinei rinkų integracijai ir vystantis trumpalaikėms bei ilgalaikėms rinkoms su efektyvia kainodara, be kita ko atspindinčia naujų pajėgumų poreikį, turėtų būti siunčiami teisingi signalai dėl investicijų, kad nauji gamybos šaltiniai galėtų patekti į rinką, o jei yra perteklinių pajėgumų – kad būtų nutrauktas eksplotavimas.

Europos Komisija pažymi, kad daugelyje valstybių narių rinkos veikimas ir tiekimo saugumas žymiai pagerėtu, pavyzdžiui, susiejus rinkas, pagerinus tarpmalstibinius srautus, sustiprinus prekybą einamosios paros rinkose bei paklausą, panaikinus kainų ribas didmeninėse rinkose. Visa tai pagerintų

kainodarą ir leistų piko valandomis susiformuoti kainoms, kurios duotų tikslesnį signalą investuoti ir apskritai padidintų atsinaujinančiųjų išteklių energijos skvarbą.

Vis dėlto šiuo metu keliose valstybėse narėse numatoma, kad artimiausiais metais gamybos pajėgumų trūks. **Siekdamos spręsti ši klausimą jos taiko arba planuoja taikyti pajėgumų užtikrinimo priemones, pagal kurias mokamos atskiros išmokos už turimus pajėgumus, o ne už tiekiamą elektros energiją.**

Nors pajėgumų užtikrinimo priemonės gali būti pateisinamos tam tikromis aplinkybėmis, jos gali būti brangios ir iškraipyti rinką. Be to, jos gali trukdyti siekti tikslo palaipsniui nutraukti aplinkosaugos požiūriu žalingas subsidijas iškastiniams kurui. **Pajėgumų užtikrinimo priemonėmis turėtu būti sprendžiamas tik realus rinkos nepakankamumas ir neturėtu būti remiama neekonomiška arba netvari gamyba.**

2015 m. balandžio 29 d. Komisija pradėjo sektorinį pajėgumų užtikrinimo priemonių tyrimą – pirmajį pagal Europos Sąjungos valstybės pagalbos taisykles. Jį vykdant visų pirma bus išnagrinėta ar jomis iškreipiama konkurencija, ar prekyba elektros energijos vidaus rinkoje (<http://goo.gl/SYiE5i>).

Nustatant, ar reikia imtis pajėgumo užtikrinimo priemonių, reikėtų remtis Europos tiekimo saugumo stebėseną ir aiškiai sistemos pakankamumo standartais. Esamose Komisijos priemonėse, visų pirma, valstybės pagalbos gairėse, reikalaujama, kad, nuspręsdamos taikyti pajėgumų užtikrinimo priemones, visos valstybės narės atsižvelgtų į kelis svarbius principus. **Visu pirma, tokiomis priemonėmis neturėtu būti diskriminuojamos technologijos (iskaitant paklausos valdymo arba kaupimo) ar nauju ir esamu pajėgumu teikėjai, jas taikant turėtu būti mokama tik už pajėgumų prieinamumą (už MW) ir jomis turėtu būti leidžiamas tarpvalstybinis dalyvavimas.** Nesant bendrų susitarimų organizuoti veiksmingą tarpvalstybinį dalyvavimą gali būti sudėtinga.

Taip pat būtų galima sukurti ES lygmens taisykles dėl tarpvalstybinio dalyvavimo įgyvendinant pajėgumų užtikrinimo priemones. Šiuo atveju reikėtų nustatyti aiškius šalių (visų pirma gamintojų, paklausos valdymo paslaugų teikėjų ir vartotojų bei per davimo sistemos operatorių) vaidmenis bei atsakomybės sritis ir tarpvalstybinio pajėgumo tokiose priemonėse apskaičiavimo ir paskirstymo sistemą.

Tačiau, jeigu pajėgumų užtikrinimo priemonių struktūra labai skiriasi, tarpvalstybiniu mastu dalyvaujantiems skirtingose sistemose pajėgumų teikėjams gali būti taikomi skirtingi reikalavimai. Tai didina sandorių sąnaudas ir gali mažinti bendrą efektyvumą. Todėl gali būti tikslinga nustatyti pajėgumų užtikrinimo priemonės (ar riboto skaičiaus priemonių) pavyzdinių modelių, kuris galėtų būti naudojamas regioniniu pagrindu ir taip palengvintų tarpvalstybinį dalyvavimą ir mažintų rinkos iškraipymą.

3.1.1.4. Direktyva 2009/29/EB dėl Bendrijos šiltnamio efekto sukeliančių dujų apyvartinių taršos leidimų prekybos sistemos

Direktyva 2009/29/EB, papildanti Direktyvos 2003/87/EB (toliau – Emisijų prekybos direktyva) nuostatas, įteisino nemažai naujovių Europos Sajungos apyvartinių taršos leidimų (toliau – ATL) prekybos sistemoje po 2012 m.: nustatytas bendras ATL kiekis visos ES mastu, sugriežtintas teršalų mažinimo vienetu panaudojimas atsiskaitymui, neribojamas 2008 – 2012 m. prekybos laikotarpiu neišnaudotų ATL perkėlimas į kitą, o vietoje nemokamo paskirstymo dauguma ATL (apie 60 % nuo bendro kiekio) turės būti įsigyjami aukciono būdu. Nemokamai gautinų ATL kiekiui apskaičiuoti buvo nustatytos harmoningos, visai Bendrijai taikomos taisyklės, patvirtintos 2011 m. Komisijos sprendimu 2011/278/ES.

ATL paskirstymas šilumos gamybai

Skaičiuojant nemokamai suteikiamus ATL už pagamintą šilumą ypatingas dėmesys buvo skiriamas šilumos srautams:

- jeigu šilumos gamintojas ir vartotojas yra ATL prekybos sistemos dalyviai, leidimai suteikiami vartotojui už suvartotą šilumos kiekį;
- jeigu šilumos vartotojas nepriklauso ATL prekybos sistemai, tuomet nemokami ATL suteikiami gamintojui už patieką šilumos kiekį.

Esminis nemokamai suteiktinų ATL skaičiavimo metodikos principas yra bazinio laikotarpio (2005 – 2008 m. arba 2009 – 2010 m.) veiklos lygis (toliau – BVL), padaugintas iš tam tikro nustatyto santykinio taršos rodiklio.

Šilumos gamybos sektoriui nemokamai suteiktinų ATL kiekis kasmet mažinamas nuo 80 % 2013 m. iki 30 % 2020 m. Šilumai, tiekiamai namų ūkiams, taikomas specialus korekcijos faktorius, kai 2013 m. suteikiama 100 % pagal nustatyta metodiką apskaičiuotų ATL ir kasmet šis kiekis atitinkamai mažinamas iki 30 % 2020 m. Ši taisyklė aktuali tik tais atvejais, kai įrenginio efektyvumas yra mažesnis nei 90 %, tame naudojamas taršesnis (šiltnamio dujų emisijų aspektu) už gamtines dujas kurias ir šilumos tiekimo sutartys sudarytos tiesiogiai su privačiais namų ūkiais arba trečiosiomis šalimis – šilumos tinklų savininkėmis.

ATL paskirstymas elektros gamybai

Nors pagrindinė Emisijų prekybos direktyvos nuostata yra nesuteikti nemokamų ATL elektros energijos gamybai, tačiau Lietuvai, kaip šaliai, izoliuotai nuo UCTE tinklo, yra suteikta galimybė pasinaudoti Direktyvos 2009/29/EB 10c straipsnyje numatyta išlyga ir, parengus energetikos sektoriaus investicijų planą, gauti pereinamojo laikotarpio nemokamų ATL elektros gamybai. Lietuva nusprendė pasinaudoti išlyga ir pateikė energetikos sektoriaus investicijų planą Europos Komisijai. 2012 m. gegužės 16 d. pranešime spaudai, Europos Komisija informavo, kad iš esmės patenkino Lietuvos prašymus suteikti nemokamų ATL elektros energijos gamybos įrenginiams pereinamuoju 2013 – 2020 m. laikotarpiu.

Pereinamojo laikotarpio ATL skiriami elektros energijos gamintojams, kurie dalyvauja ATL prekybos sistemoje.

2010 m. sustabdžius Ignalinos atominės elektrinės antrajį bloką, Lietuva iš elektrą eksportuojančios šalies tapo importuojančia. Taip pat buvo padidinta elektros energijos gamyba šiluminėse elektrinėse, todėl CO₂ emisijos iš elektros energijos gamybos ATL sistemai priklausančiuose elektros gamybos įrenginiuose padidėjo 43 % (nuo 1,2 mln. t. CO₂ 2009 m. iki 1,7 mln. t. CO₂).

Maksimalus ATL kiekis, kurį valstybė narė gali išduoti vienais metais, negali būti didesnis, nei elektros energijos gamybos įrenginių 2005 – 2007 m. faktinių CO₂ emisijų, priskiriamų elektros gamybai, vidurkis. Apskaičiuotas kiekis koreguojamas atsižvelgiant į bendrąjį šalies elektros energijos balansą (t. y. įvertinama gamyba, suvartojimas, eksportas ir importas). 2013 m. elektros gamintojams yra suteikiamai 70 % šio kiekio, ir kiekvienais sekančiais metais išduodamas ATL skaičius mažėja taip, kad 2020 m. nemokamų leidimų nebesuteikiama. Užtikrinant šį sumažėjimą, buvo parengtas ATL paskirstymo mažinimo planas.

Prognozuojama, kad nuo 2021 metų Lietuvos elektros energijos gamintojams nebėbus suteikiami nemokami ATL, taigi visus ATL gamintojai privaležiūs įsigytų rinkoje.

Europos Parlamentas ir Europos Komisija taip pat svarsto visą eilę priemonių, kurios sumažintų ATL pasiūlą rinkoje, todėl ATL kaina turėtų pakilti bent iki tokio lygmens, kuris realiai motyvuotų teršėjus mažinti taršą.

3.1.1.5. Europos Parlamento ir Tarybos direktyva 2010/75/ES dėl pramoninių išmetamų teršalų

Direktyva 2010/75/ES nustato taisykles, reglamentuojančias integruotą taršos, kurią sukelia pramoninė veikla, prevenciją ir kontrolę, ir nustato taisykles užkirsti kelią į orą, vandenį ir žemę išmetamiems teršalam, arba, jei tai yra neįmanoma, mažinti jų kiekį ir užkirsti kelią atliekų susidarymui.

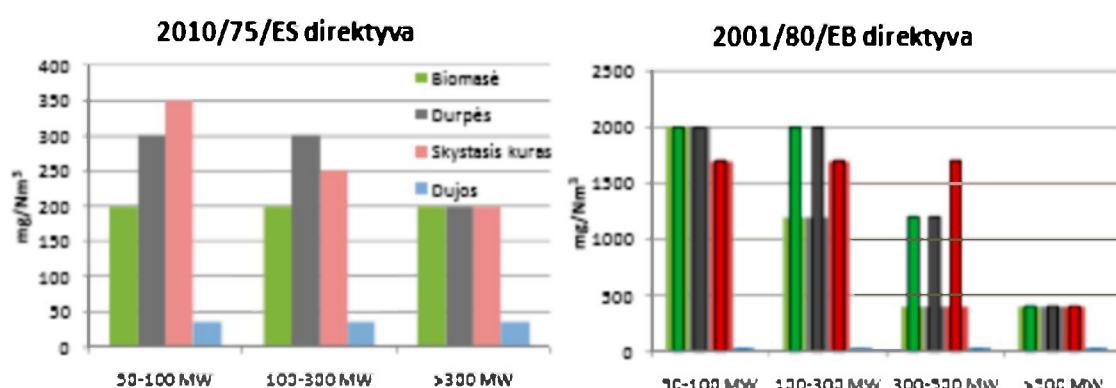
Ši direktyva nuo 2016 m. žymiai sugriežtina TIPK reikalavimus dėl teršalų išmetimo iš DKDĮ lyginant su direktyvos 2001/80/EB reikalavimais ir liečia visas stambiausias Lietuvos energetikos įmones. Pagal šią direktyvą nuo 2016 m. griežtėja reikalavimai teršalų koncentracijoms degimo produkuose ir griežtėjimo dydis priklauso nuo kuro rūšies ir įrenginių galios:

- SO₂ – griežtėja 2 – 5 kartus, išskyrus gamtines dujas;
- NO_x – griežtėja 2 – 3 kartus didesniems įrenginiams;
- CO – gamtinėms dujomis griežtėja 2 – 3 kartus;
- Kietosioms dalelėms – griežtėja 2 – 5 kartus, išskyrus gamtines dujas.

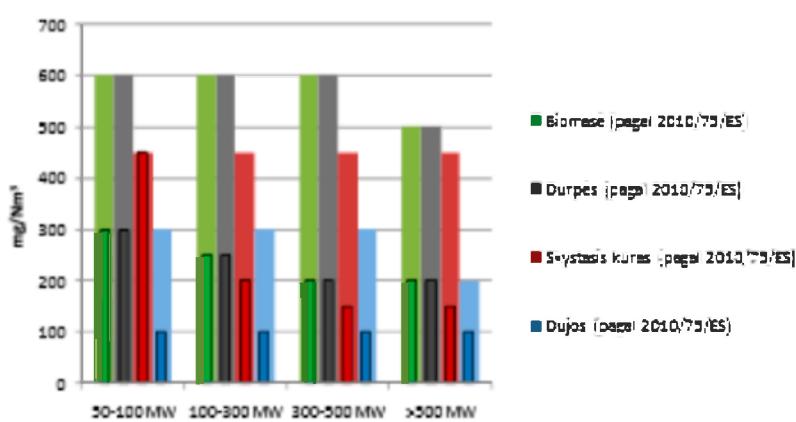
Pagal direktyvą 2010/75/ES DKDĮ įrenginiai pagal prijungtų katilų nominalų našumą (skaičiuojant pagal sudeginamo kuro energinę vertę) prie vieno kokino skirstomi į tris grupes:

- nuo 50 iki 100 MW;
- nuo 100 iki 300 MW;
- virš 300 MW.

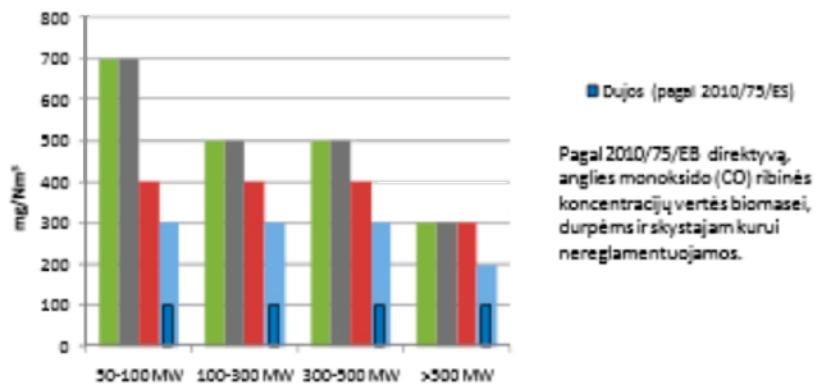
Ribinių teršalų išmetimo verčių palyginimas esamiems įrenginiams pagal 2010/75/ES ir 2001/80/EB direktyvas pateiktas 1 – 4 pav. Lyginant sieros dioksido (SO_2) koncentracijų ribines vertes, pagal 2001/80/EB direktyvą DKDI galių diapazonuose tarp 100 – 300 MW ir 300 – 500 MW ribinės vertės apskaičiuojamos proporciniu (linijiniu) metodu – priklausomai nuo to, kokia yra konkreti įrenginio galia. Todėl grafikuose yra pateikiami sudubliuoti stulpeliai (ryškesnis - didesnė vertė, esant didžiausiai katilų grupės galiai, o blankesnis - esant mažiausiai galiai). Daugelyje grafikų galių kategorijos yra pateiktos atsižvelgiant į 2001/80/EB direktyvoje nurodytus katilų galių diapazonus - pateiktos 4 grupės. Direktyvoje 2010/75/ES nėra nurodytos ribinės anglies monoksido (CO) koncentracijų vertės biomasei, durpėms ir skystajam kurui.



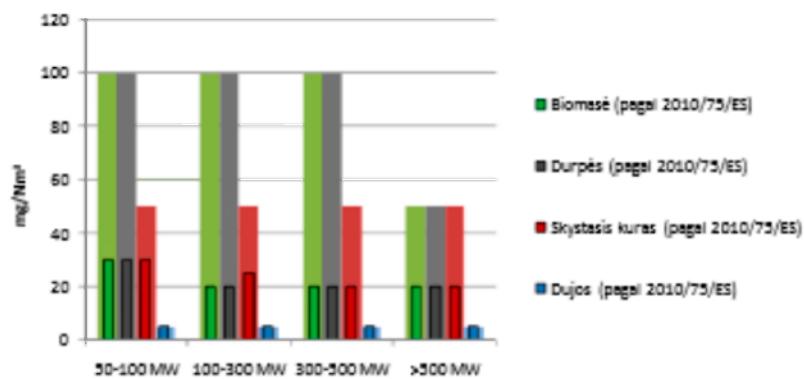
Pav. 1 Sieros dioksido (SO_2) koncentracijų ribinių verčių palyginimas pagal 2010/75/ES ir 2001/80/EB direktyvas



Pav. 2 Azoto oksidų (NO_x) koncentracijų ribinių verčių palyginimas pagal 2010/75/ES ir 2001/80/EB direktyvas



Pav. 3 Anglies monoksido (CO) koncentracijų ribinių verčių palyginimas pagal 2010/75/ES ir 2001/80/EB direktyvas



Pav. 4 Kietų dalelių (KD) koncentracijų ribinių verčių palyginimas pagal 2010/75/ES ir 2001/80/EB direktyvas

Direktyvoje 2010/75/ES numatytos tam tikros išimtys dėl naujų reikalavimų taikymo. Laikinai gali būti leidžiama nesilaikyti nustatyto ribinių verčių kurą deginančiame įrenginyje dėl kuro tiekimo nutrūkimų. Taip pat išimtis taikoma ribotą laiką eksplotuojamiems įrenginiams.

Laikotarpiu nuo 2016 m. sausio 1 d. iki 2020 m. birželio 30 d. valstybės narės gali parengti ir igyvendinti pereinamojo laikotarpio nacionalinių planų, taikomą kurą deginantiems įrenginiams, kuriems pirmasis leidimas terštis buvo išduotas anksčiau nei 2002 m. lapkričio 27 d. arba, kurių ūkio subjektais iki tos datos buvo pateikę išsamų prašymą dėl leidimo išdavimo, jeigu įrenginys pradėjo veikti ne vėliau kaip 2003 m. lapkričio 27 d. Planas taikomas vienos ar kelių rūsių tokiems teršalam: azoto oksidams, sieros dioksidui ir dulkėms, išmetamiems iš kiekvieno kurą deginančio įrenginio, kuriam taikomas planas. Dujų turbinų atveju planas gali būti taikomas tik išmetamiems azoto oksidams. Pereinamuojų laikotarpiu turi būti bent išlaikomos išmetamų sieros dioksidu, azoto oksidu ir dulkių ribinės vertės, nustatytos leidime kurą deginančiam įrenginiui, taikomame 2015 m. gruodžio 31 d., laikantis visų pirma Direktyvoje 2001/80/EB ir 2008/1/EB nustatyto reikalavimų. Nuo 2020 m. birželio 30 d. visiems DKDĮ taikomi naujosios direktyvos reikalavimai.

UAB Kauno termofikacijos elektrinė naudojasi išimtimi.

Centralizuoto šilumos tiekimo įrenginiams direktyvos 35 straipsnyje yra numatyta alternatyva pasinaudoti direktyvos reikalavimų atidėjimu iki 2022 12 31. Šiuo atidėjimu galės pasinaudoti tik tos įmonės, kurių įrenginiai atitinka šiuos kriterijus: įrenginio nominali šiluminė galia neviršija 200 MW; bent 50 % (slenkantis penkių metų vidurkis) naudingos pagamintos šilumos kieko garų ar karšto vandens pavidalu tiekama į viešą centralizuotą tinklą; įrenginiams leidimas išduotas iki 2002-11-27 arba pradėti eksploatuoti iki 2003-11-27; iki 2022-12-31 išlaikomi direktyvos 2001/80/EB reikalavimai SO₂, NO_x ir kietujų dalelių ribinėms vertėms.

Įvertinant KTE nominalią šiluminę galią, šia išimtimi pasinaudoti negali.

Teršalų normų griežtinimas reikalauja pasiruošimo, finansinių ištaklių ir išankstinio teršalų emisijų mažinimo priemonių įdiegimo.

3.1.2. Lietuvos Respublikos energetikos ir aplinkosaugos politikos kryptys

Šiuo metu dar oficialiai galiojančioje 2012 metų nacionalinėje energetinės nepriklausomybės strategijoje (<https://goo.gl/6OTIVr>) yra numatyta, kad elektros energetikoje antrinis ir tretinis galios rezervai bus užtikrinami iš vietinių Baltijos valstybių elektrinių, kartu pabrėžiant, kad vietinės elektros energijos gamybos, atitinkančios efektyvumo ir konkurencingumo kriterijus, Baltijos šalyse nepakaks išaugusiems elektros energijos poreikiams tenkinti, todėl Baltijos valstybėse neišvengiamai susidarys atotrūkis tarp elektros paklausos ir pasiūlos. Strategijoje yra numatyta, kad norint patenkinti elektros energijos poreiki Baltijos šalyse 2020 m., reikės mažiausiai 1,3 GW papildomų gamybos pajėgumų.

2012 metų energetikos strategijoje ši pajėgumų trūkumą buvo planuota užpildyti, pastačius Visagino atominę elektrinę, tačiau po 2012 spalio 14 dienos referendumo, kurio rezultatas buvo neigiamas branduolinės energetikos vystymo Lietuvoje perspektyvų atžvilgiu, taip pat, atsižvelgus į pastarąsias tendencijas, galima prognozuoti, kad ateityje galimas elektros energijos gamybos adekvatumo trūkumas Baltijos šalyse bus užpildomas kitokiais būdais.

Lietuvos Energetikos Instituto (LEI) parengtuose scenarijuose naujajai energetikos strategijai (<http://goo.gl/rkJWMx>) visų nagrinėjamų raidos scenarijų atveju, lyginant 2020 metų planuojamas įrengti gamtinėmis dujomis kūrenamų elektrinių galias su 2016 metų gamtinėmis dujomis kūrenamų elektrinių galiomis, numatoma, kad gamtinėmis dujomis kūrenamų elektrinių galios ne mažės, o augs.

Raidos scenarijų, kuriuose yra numatoma užtikrinti 50% vietinės elektros energijos gamybos galimybę pagal instaliuotas garantuotos generacijos galias, numatoma gamtinių dujų elektrinių galių plėtra nuo 2016 iki 2020 metų, priklausomai nuo kitų aplinkybių, svyruoja tarp 154,8 MW ir 171,3 MW (instaliuotų galių padidėjimas, lyginant 2020 metus ir 2016 metus).

Raidos scenarijų, kuriuose yra numatoma užtikrinti 100% vietinės elektros energijos gamybos galimybę pagal instaliuotas garantuotos generacijos galias, numatoma gamtinių dujų elektrinių galių plėtra nuo 2016 iki 2020 metų, priklausomai nuo kitų aplinkybių, svyruoja tarp 257,8 MW ir 267,3 MW (instaliuotų galių padidėjimas, lyginant 2020 metus ir 2016 metus).

Raidos scenarijų, kuriuose yra numatoma statyti Visagino atominę elektrinę, numatoma gamtinių dujų elektrinių galių plėtra nuo 2016 iki 2020 metų, priklausomai nuo kitų aplinkybių, svyruoja tarp 33,7 MW ir 182,8 MW (instaliuotų galių padidėjimas, lyginant 2020 metus ir 2016 metus).

Planuojami pastatyti naujieji Kauno TE elektros energijos generavimo galingumai nepadidina Lietuvos elektros energijos gamybos galių, tačiau užtikrina jų nesumažėjimą, atsisakius senų galių eksploatacijos.

Vienas iš strateginių Lietuvos energetikos tikslų, įrašytų į Lietuvos energetikos strategiją, yra elektros sistemos sinchronizacija su Europos kontinentine elektros energetikos sistema. 2013 metais Baltijos šalys atliko galimybių studija dėl Baltijos šalių ir kontinentinės Europos elektros sistemų sujungimo. Studijos konsultantu, Švedijos konsultacinės bendrovės „Gothia Power“, vertinimu, realistinis perėjimas iš vienos sistemos į kitą gali įvykti 2025 metais.

Sinchronizuojantis su Europos kontinentine elektros energetikos sistema, vienas iš baigiamujų pasiruošimo etapų – Baltijos šalių elektros sistemų darbas izoliuotu režimu. Tai yra – 2025 metais Baltijos šalyse turės būti pakankamai elektros energijos gamybos įrenginių, užtikrinančių adekvatumą su elektros energijos vartojimu ir pakankamą elektros gamybos rezervą (<http://goo.gl/9CJ7io>).

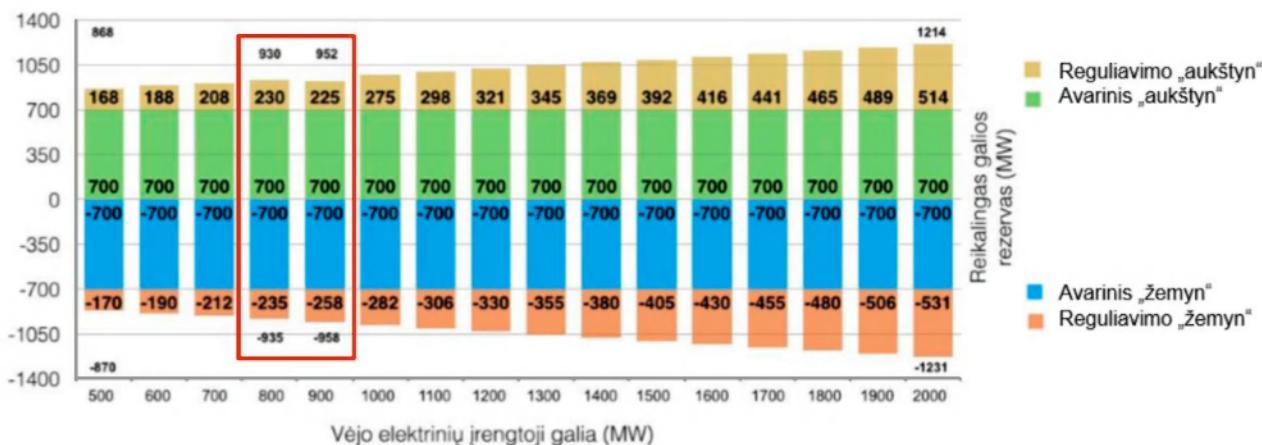
2014 metais Lietuvos elektros perdavimo sistemos operatoriaus Litgrid AB užsakymu Kauno technologijos universiteto ekspertai išnagrinėjo galimus atsinaujinančios energetikos plėtros scenarijus Lietuvoje iki 2030 metų, parengiant studiją „Atsinaujinančius energijos ištaklius naudojančių elektrinių prijungimo prie aukštos įtampos elektros perdavimo tinklo iki 2030 m.“ (<http://goo.gl/IDp7KE>).

Anot studijos rengėjų, didžiausias atsinaujinančios energijos ištaklių plėtros galimybes turėtų vėjo ir biokuro elektrinės. Prognozuojama, kad ateityje būtent šios rūšies generatoriai galėtų gaminti apie 90 proc. elektros iš atsinaujinančių šaltinių.

Daugiausia dėmesio skyrę vėjo energetikos potencialui, mokslininkai išanalizavo, kokią įtaką elektros energetikos sistemos darbui turėtų vėjo parkų plėtra, kaip ir kur reikėtų plėsti perdavimo tinklą, jei būtų nuspresta didinti iš vėjo gaminamos elektros kiekį. Mokslininkai nustatė, kad iki 2030 m. Lietuvoje galima būtų vėjo jėgainių galias išplėsti iki 1000 MW.

Tokiai plėtrai įgyvendinti reikėtų gamtinėmis dujomis kūrenamų elektrinių, reikalangių užtikrinti vėjo gamybai subalansuoti reikalangiems elektros energijos rezervams.

Atsinaujinančius energijos išteklius naudojančiu elektrinių prijungimo prie aukštos įtampos elektros perdavimo tinklo iki 2030 m. galimybų studijoje aptartas ir jūrinių vėjo parkų prijungimas prie tinklo. Tačiau akcentuojama, kad statyti vėjo jégaines Baltijos jūroje būtų įmanoma tik išplėtus elektros perdavimo tinklą, be to tokioms galimybėms ištirti bei ekonomiškai įvertinti turėtų būti atlikta išsamesnė studija.



Pav. 5 Vėjo integracijai 2030 m. reikalinga tradicinių elektros gamybos šaltinių plėtra

Studijos rezultatai parodė, kad vėjo energetikos plėtrai iki 840 MW, be esamų šiluminių elektrinių ir Kruonio HAE, reikia dar apie 240 MW papildomai reguliavimo rezervų. Kiekvieniems papildomiems 100 MW vėjo jégainių dar papildomai po 24 MW galios reguliavimo rezervo.

Taigi, vėjo energetikai plėtoti Lietuvoje ir gretimose valstybėse (o tai iš esmės yra neišvengiamas, siekiant didinti atsinaujinančių išteklių dalį bendrame ES ir Lietuvos energijos balanse), tokiu elektrinių, kokias planuojama įrengti KaunoTE, poreikis yra neišvengiamas.

NACIONALINĖS ATSINAUJINANČIŲ ENERGIJOS IŠTEKLIŲ PLĖTROS 2016 – 2020 METŲ PROGRAMOS projekte (<https://goo.gl/ni0G4Q>) yra numatytą iki 2020 metų papildomai, prie šiemet planuojamų pasiekti 500 MW bendros galios vėjo jégainių, įrengti dar iki 250 MW vėjo jégainių.

3.1.3. Lietuvos Respublikos pagrindiniai teritorijų planavimo dokumentai

3.1.3.1. Lietuvos Respublikos teritorijos bendrasis planas

Lietuvos Respublikos teritorijos bendrasis planas (<http://goo.gl/op2k9M>) (toliau – Bendrasis planas) yra pagrindinis planavimo dokumentas, reglamentuojantis šalies teritorijos naudojimo ir tvarkymo ilgalaikę strategiją iki 2020 m. Svarbiausias Bendrojo plano principas yra užtikrinti šalies teritorijos tvarią ir pusiausvirą raidą. Tam įgyvendinti būtinos šios strateginės šalies raidos kryptys:

1. gyventojų gyvenimo kokybės gerinimas plėtojant socialinę ir kultūrinę bei techninę infrastruktūrą;

2. šalies ekonomikos augimo skatinimas ūkinę veiklą diferencijuojant pagal teritorinio potencialo ypatumus, taikant funkcinę konversiją bei ekologiškas technologijas;
3. aplinkos kokybės užtikrinimas optimizuojant gamtonaudą, plėtojant aplinkosaugą bei išsaugant ir didinant kraštovaizdžio savitumą.

Ekominėje plotmėje numatyta šalies ūkio pamatams formuoti išnaudoti jos tranzitinės padėties privalumus, alternatyvius energijos šaltinius bei naujų perspektyvių naudingujų iškasenų gavybą. Ekologinėje plotmėje numatyta išlaikyti ir stiprinti turimą aplinkos sveikumo bei kraštovaizdžio ir biologinės įvairovės apsaugos, gamtinio karkaso palaikymo sistemą.

Bendrajame plane naujų energijos rūsių panaudojimo srityje numatoma panaudoti vietines, atsinaujinančias ir atliekines medžiagas elektros energijos gamybai. Galimi jų panaudojimo mastai, vertinant vietinių, atsinaujinančių ir atliekinių energijos išteklių vartojimo perspektyvą, sudaro 1417 ktne/metus.

Atsinaujinančių išteklių (ypač vėjo ir saulės energetikos) plėtrai užtikrinti būtini yra rezervuojantys ir elektros energijos gamybą su vartojimu balansuojantys elektros energijos gamybos pajėgumai.

Bendrajame plane yra numatoma stiprinti bendradarbiavimą ir kooperaciją su Baltijos ir Šiaurės Europos šalimis, kurti bendrą elektros energijos rinką, mažinti priklausomybę nuo Rusijos elektros energetikos sistemas, optimaliai išnaudoti šalių elektros energetikos potencialą. Neefektyvias katilines, kur ekonomiškai tikslina, paversti termofikacinėmis elektrinėmis panaudojant dujų turbinas.

3.1.3.2. Kauno apskrities teritorijos bendrasis (generalinis) planas

Kauno apskrities teritorijos bendrajame (generaliniame) plane (<https://goo.gl/1CAxT7>), kurio tikslas – parengti apskrities teritorijos darnaus vystymosi pagrindą, kuris užtikrintų sveiką aplinką, tinkamą gamtos ir intelektinių išteklių naudojimą, nuosaikų ir stabilų ekonomikos augimą, visuotinę visuomenės gerovę, elektros energetikos sektoriuje numatoma: atnaujinti elektros energijos tiekimo infrastruktūrą; naudoti vietinius ir atsinaujinančius energijos išteklius; plėtoti elektros energijos tiekimo ir centralizuoto šilumos tiekimo infrastruktūrą. CŠT sektoriuje – skatinti vartoti ekologiškai švaresnį organinį kurą, mažinti šilumos perdaravimo nuostolius, modernizuoti ir plėtoti centralizuoto šilumos tiekimo sistemas.

Atsinaujinančių energijos išteklių naudojimo plėtros srityje numatyta: skatinti energijos gamybą iš vietinių atsinaujinančių (vėjo, saulės, geoterminė energija, mažoji hidroenergetika, biomasa) ir atliekinių išteklių, diegti šiuolaikiškus alternatyvius energijos gamybos metodus; plėtoti naujos kartos katilinių tinklą, teikiant pirmenybę gamtinėms dujoms, atsinaujinantiems ir atliekiniams energijos šaltiniams.

3.1.3.3. Kauno miesto savivaldybės teritorijos bendrasis planas

Kauno miesto savivaldybės teritorijos bendrojo plano, patvirtinto Kauno miesto savivaldybės tarybos 2014 m. balandžio 10 d. sprendimu Nr. T-209 „Dėl Kauno miesto savivaldybės teritorijos bendrojo plano

patvirtinimo“ (toliau – Bendrasis planas) (<http://goo.gl/vzObos>). Bendrasis planas galioja neterminuotai, konkretūs sprendiniai Bendrajame plane numatyti 10 metų (2013 – 2023m.) laikotarpiui.

Bendrajame plane yra pateikta informacija, kad Kauno miestas įeina į bendrą Lietuvos elektros energijos tiekimo tinklą. Kaune yra du galingi elektros energijos generatoriai: Kauno hidroelektrinė (HE) ir Kauno termofikacijos elektrinė (KTE). Kaune kasmet sunaudojama apie 1000 GWh elektros energijos.

Šiandien vienam Kauno miesto gyventojui tenka vidutiniškai 3200 kWh per metus. Jei aktyviai vystysis pramonė, tikėtina, kad planuojamo periodo pabaigoje vienam gyventojui teks 5000 kWh, tada miesto metiniai elektros energijos poreikiai sudarys apie 1500 GWh. Tikėtina, kad elektros energijos poreikiai gyvenamuosiuose rajonuose neženkliai mažes, o pramonės rajonuose didės. Šiuo metu pramoniniuose rajonuose esančios transformatorinės pastotės turi pakankamą galios rezervą. Esant būtinybei galimas jų transformatorių galių padidinimas.

Kauno miesto teritorijoje centralizuotai šiluma tiekiama 117 874 vnt. vartotojų, iš jų 3 341 vnt. įmonių, organizacijų ir 114 533 vnt. gyventojų, iš viso – (objektai pagal adresus). Bendra instaliuota galia pagal pastatuose įrengtus šilumos punktus yra apie 1290 MW, iš jų 711 MW šildymui, 407 MW karšto vandens ruošimui ir 92 MW vėdinimui. Šilumos poreikiai Kauno mieste (neįvertinant nuostolių) yra apie 1180 GWh per metus. Ženklaus centralizuotai tiekiamos šilumos poreikio augimo Kaune nemumatoma, nors perspektyvoje Kauno mieste galėtų atsirasti naujų šilumos vartotojų, tokį kaip prekybos ir paslaugų centrai, nauji mikrorajonai. Siekiant sumažinti energijos poreikius, vykdoma esamų pastatų modernizacija. Prognozuojama, kad bendras centralizuotai tiekiamos šilumos poreikis išliks tokio paties lygio arba kiek mažesnis.

Plėtojant Kauno elektros energijos paskirstymo tinklą, bendrajame plane numatoma:

- įrengti 110 kV kabelinę elektros liniją, sujungiančią „Eigulių— TP ir „Kauno— TP;
- įrengti 330 kV kabelinę elektros liniją, sujungiančią „Kauno— TP ir Kauno termofikacijos elektrinę.

Bendrajame plane yra pažymėta, kad tarp objektų, kuriems yra nustatytos sanitarinės apsaugos zonas, yra ir Kauno termofikacijos elektrinė: nuo sklypo ribų 120 m spinduliu šiaurės vakarų kryptimi, 42 m spinduliu šiaurės kryptimi, 62 m spinduliu šiaurės rytų kryptimi ir sutampanti su sklypo ribomis rytų, pietų ir vakarų kryptimis.

3.1.3.4. *Kauno miesto mikrorajonų šilumos tiekimo specialusis planas*

Kauno miesto mikrorajonų šilumos tiekimo specialusis planas buvo atnaujintas 2016 m. gegužės 3 d. (<https://goo.gl/c2Yr2N>).

Kauno miesto mikrorajonų šilumos tiekimo specialiojo plano atnaujinimo tikslai:

- suformuoti ilgalaikės Kauno miesto savivaldybės šilumos ūkio modernizavimo ir plėtros kryptis, siekiant užtikrinti šilumos tiekimą vartotojams mažiausiomis sąnaudomis bei neviršijant leidžiamo neigiamo poveikio aplinkai pagal Nacionalinę energetikos strategiją;
- suderinti valstybės, savivaldybės, energetikos įmonių, fizinių ir juridinių asmenų ar jų grupių interesus aprūpinant vartotojus šiluma ir energijos ištekliais šilumos gamybai;
- reglamentuoti aprūpinimo šiluma būdus ir (arba) naudotinas kuro bei energijos rūšis šilumos gamybai šilumos vartotojų teritorijose (zonose) (toliau – Zonos).

Kauno miesto mikrorajonų šilumos tiekimo specialiojo plano atnaujinimo įgyvendinimas gali paspartinti šilumos tinklų tankinimą prijungiant naujus vartotojus teritorijose, kuriose jau pakloti šilumos tiekimo tinklai, bei tinklų plėtrą į naujai planuojamas teritorijas.

Šiame plane išskirtos 3 zonas:

- Šilumos tiekimas iš centralizuoto šilumos tiekimo tinklų (CŠT);
- Mišrus (Konkurencinis) šilumos tiekimas (iek iš CŠT tinklų, iek ir iš individualių katilinių, kūrenamų gamtinėmis dujomis);
- Šilumos tiekimas iš individualių katilinių (prioritetinis kuras – gamtinės dujos).

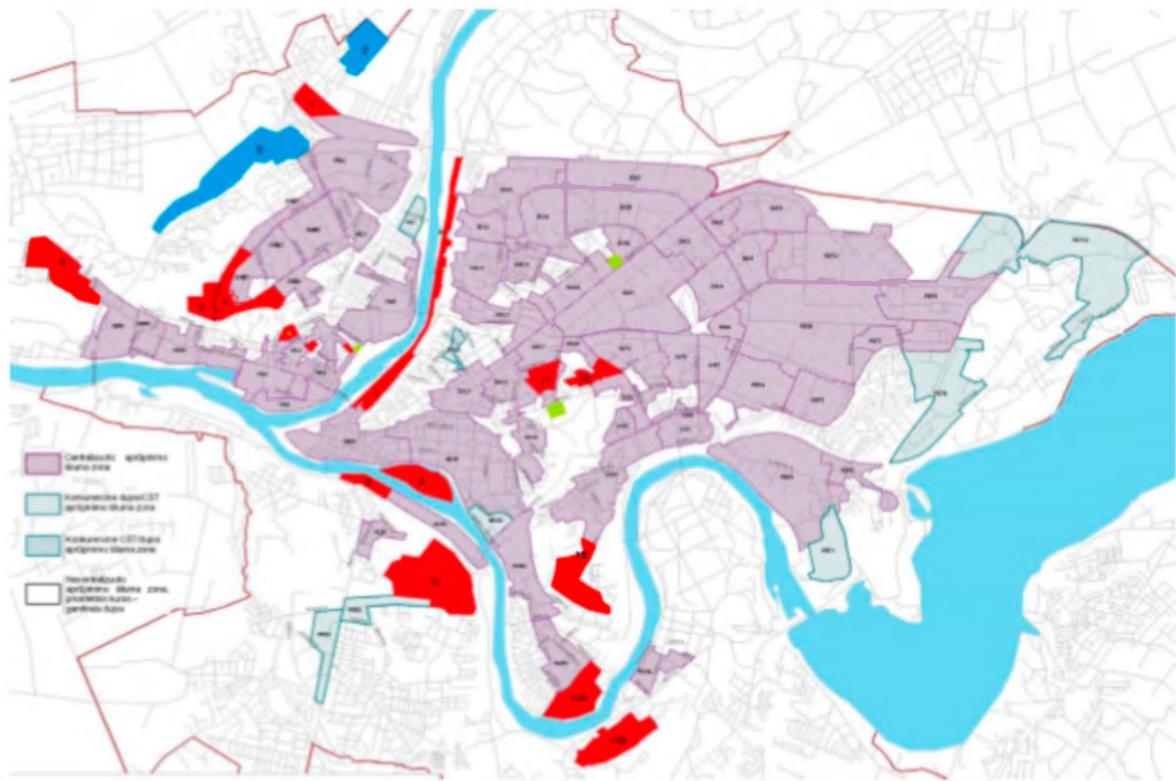
Plane numatyta tokia CŠT plėtra:

- Sargėnuose esantys 13 daugiabučių gyvenamujų namų bei vaikų darželis šildomas šiluma, tiekiama iš 8 vietinių dujomis kūrenamų katilinių (šiose katilinėse instaliuotų katilų galia 3,05 MW). Šių pastatų šildymu nuo 2015 metų spalio mėnesio pradėjo rūpintis AB „Kauno energija“, todėl ši teritorija specialiajame plane įvardijama kaip CŠT zona (praplečiant 2008 metais nustatytą CŠT zoną apimančią Megos PLC). Šiuo tikslu ateityje iki šios teritorijos reikėtų nutiesti šilumos tiekimo tinklus. Tokiu būdu būtų žymiai pagerinama aplinkosauginė situacija, nes būtų galima panaikinti 8 vienines katilines, kurių bendra galia 3,05 MW;
- Šilainiuose šalia Kauno klinikinės ligoninės esanti teritorija (buvusi zona SME6) buvo įvardinta kaip Konkurencinė zona. Sujungus Vilijampolės šilumos tiekimo tinklus su Šilainių mikrorajono šilumos tiekimo tinklais, šios zonas potencialas tiekti šilumą termofikaciniu vandeniu padidėjo, taigi ši teritorija įvardijama kaip CŠT zona;
- Projektinis Kauno klinikinės ligoninės pastatų šildymas buvo numatytas iš miesto šilumos tiekimo tinklų. Tačiau taip istoriškai susiklostė, jog daugelį metų ši ligoninė buvo šildoma iš vietinės 5,5 MW suminės galios individualios gamtinėmis dujomis kūrenamos katilinės. Sujungus Vilijampolės šilumos tiekimo tinklus su Šilainių mikrorajono šilumos tiekimo tinklais, salygos tiekti šilumą termofikaciniu vandeniu ligoninės pastatams pagerėjo. Todėl ši ligoninės pastatų užimama teritorija įvardijama kaip CŠT zona, juo labiau, kad šiuo metu

gamtinių dujų bei biokuro kainų santykis palankus tokiam sprendimui. Pradėjus šią ligoninę šildyti iš CŠT tinklų, šioje teritorijoje nelikę 5,5 MW galios vietinio taršos šaltinio;

- Atsižvelgiant į tai, kad šiuo metu daug pastatų, esančių Kaniūkuose (buvusioje zonoje KAN1), prijungti prie šilumos tiekimo tinklo, šią teritoriją įvardinti kaip CŠT zoną;
- Dėl gerai išvystyto CŠT tinklo ir siekiant gerinti aplinkosauginę situaciją Kauno mieste, anksčiau įvardintas kaip Konkurencines zonas ZAL1 ir EIG8 (prie Neries ir Jonavos gatvės esanti teritorija) įvardinti kaip CŠT zonas;
- Nemuno salos teritoriją NAU3 įvardijama kaip CŠT zona, nes šiuo metu šioje saloje esanti Žalginio arena prijungta prie CŠT tinklo, o pakloto termofikacinio vamzdyno pralaidumas gali užtikrinti ir naujų papildomų vartotojų šildymą;
- Aleksote šalia Nemuno ir H. ir O. Minkovskiu gatvės esanti teritorija ALE2 buvo įvardinta kaip CŠT zona. Ji praplečiama link tilto, užpildant visą teritoriją;
- Paklojus naujus šilumos tiekimo vamzdynus A. Baranausko gatvėje, pagerėjo šilumos tiekimo vartotojams sąlygos. Todėl buvusi konkurencinė zona ZAL6 įvardijama kaip CŠT zona;
- Teritorija, ribojama Radvilėnų pl., J. Basanavičiaus g., V. Kudirkos g. įvardijama kaip CŠT zona ZAL10, nes bet kokiems naujiems vartotojams gali būti užtikrinamas centralizuotas šilumos tiekimas;
- Aleksote, buvusios malūnsparnių remonto bazės teritorijoje numatoma vystyti daugiabučių gyvenamujų namų statybas. Šiuo metu šioje teritorijoje, įvardintoje kaip Komercinė zona FRE1, šiluma vartotojams tiekiama iš lokalinių katilinės. AB „Kauno energija“ turi visas galimybes plėsti katilinės pajėgumus, tame tarpe ir įrengiant biokuro katilinę. Dėl praktiškai neribojamos galimybės plėsti CŠT šioje teritorijoje ji įvardinta kaip CŠT zona;
- 2012 metais atliktoje galimybių studijoje „Kauno miesto centralizuoto aprūpinimo šiluma strategija“ buvo analizuojama galimybė pratęsti Juozapavičiaus prospektė paklotus CŠT vamzdynus per Panemunės tiltą ir tiekti šilumą šiuo metu ten esančių katilinių Smetonos alėjoje vartotojams. Tuo metu kuro kainų (gamtinių dujų kainos ir centralizuotai tiekiamos šilumos kainos) santykis buvo toks, kad investicijų atsipirkimas tokiai rekonstrukcijai buvo nepatrauklus. Šiuo metu, kai Kauno miesto šildymui sunaudoto kuro balanso didžiąją dalį sudaro santykinai pigus biokuras, centralizuotai tiekiamos šilumos kaina yra žymiai mažesnė už gamtinių dujų kainą, ir tokia investicija atsipirkta per vienerius – dvejus metus. Todėl projekto rengėjai siūlo šią modernizaciją atlikti, o Konkurencines zonas SAN4 ir PAN1 įvardinti kaip CŠT zonas. Atlikus tokią modernizaciją, būtų galima nutraukti katilinių Smetonos 65A (8,0 MW galia), pakeliui esančios katilinės Juozapavičiaus g. 20

(180 kW), katilinės Smetonos g. 85 (180 kW) ir katilinės Plento g. 28 (5,48 MW) eksploataciją. Šių katilinių bendra instaliuota galia – 13,84 MW. Nors maksimali šildymo sezono metu pareikalaujamoji šių katilinių suminė galia sudaro tik 5,44 MW, šių katilinių eksploatacijos nutraukimas bei jų pervedimas į rezervinių katilinių statusą pagerintų aplinkosauginę situaciją Panemunėje.



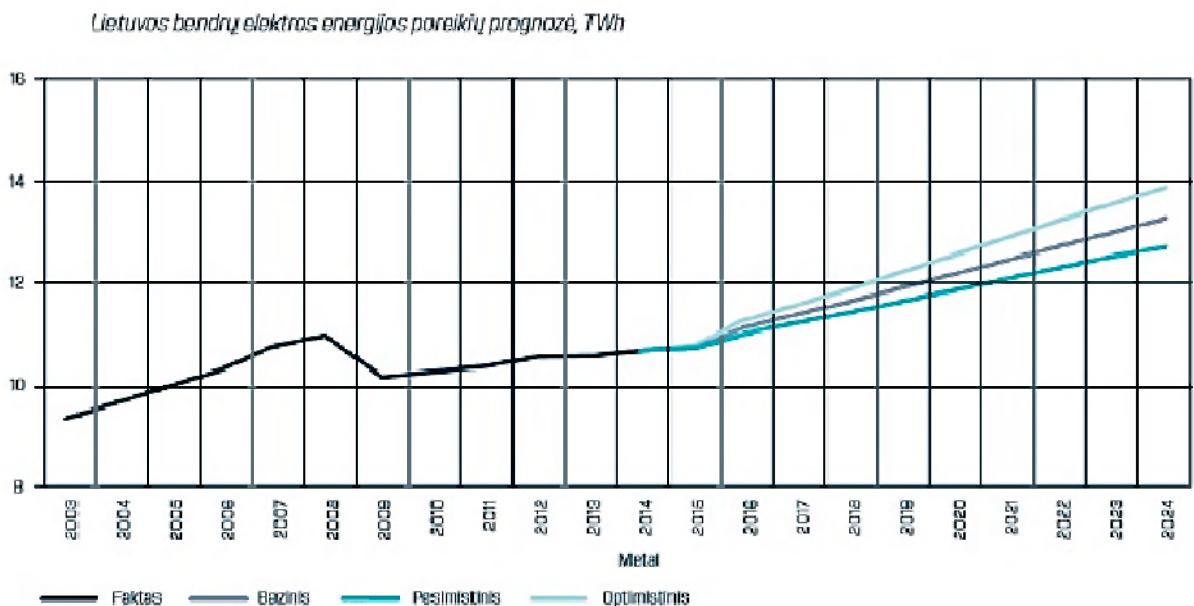
Pav. 6 Kauno miesto Šilumos ukių specialiojo plano sprendinių koregavimas (raudonai pažymėta numatoma CŠT plėtra)

Specialiajame plane paminėta, KTE svarba miesto šilumos tiekimo tinklų darbui, užtikrinant reikiamą ir patikimą termofikacinio vandens „bazinė“ cirkuliaciją tinkluose.

3.2. Elektros energetikos sektorius Lietuvoje

3.2.1. Elektros energijos poreikio prognozės

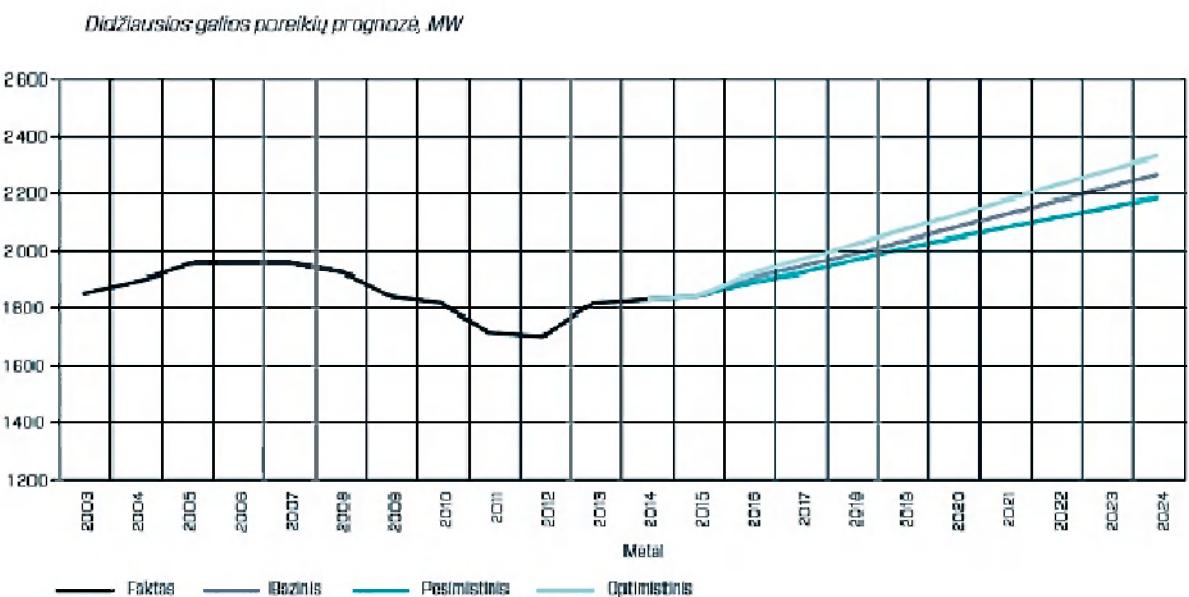
Litgrid AB parengtame ir patvirtintame Lietuvos elektros energetikos sistemos ir perdavimo tinklų plėtrų 2015 - 2024 metais plane (<http://goo.gl/bxz001>) prognozuojama, kad Lietuvos elektros energetikoje bendras elektros energijos suvartojimas (su nuostoliais tinkle) iki 2024 m. išaugus nuo 10,71 TWh (2014 m.) iki 12,73 - 13,90 TWh (prieklausomai nuo elektros poreikių augimo scenarijaus).



Pav. 7 Prognozuojamas bendrų elektros energijos poreikių augimas Lietuvoje iki 2024 metų

3.2.2. Galių adekvatumo poreikiai ir jų prognozė, sisteminių paslaugų poreikiai ir jų prognozė

Litgrid AB parengtame ir patvirtintame Lietuvos elektros energetikos sistemos ir perdavimo tinklų plėtros 2015 – 2024 metais plane (<http://goo.gl/bxz001>) prognozuojama, kad Lietuvos elektros energetikoje didžiausios galios poreikiai iki 2024 išaugxs nuo 1834 MW (2014 m.) iki 2190 - 2340 MW (priklasomai nuo elektros poreikių augimo scenarijaus).



Pav. 8 Prognozuojamas didžiausių galių augimas Lietuvoje iki 2024 metų

2016 metams Vyriausybės nustatyta tvarka finansuojamas 1055 MW elektros energijos gamybos galų išlaikymas, tame tarpe 505 MW kaip tretinio šaldo galios rezervo ir likusių 550 MW kaip galų, reikalingų galų adekvatumui užtikrinti.

Visas tretinis šaltasis galios rezervas ir visos galios adekvatumui užtikrinti Vyriausybės sprendimu 2016 metais yra perkami iš „Lietuvos energijos gamyba“ AB Lietuvos elektrinės (84,17% 7-o ir 8-o blokų (abiejų po 300 MW) galios – kaip tretinis šaltasis galios rezervas, likę 15,83% 7-o ir 8-o blokų galios ir kombiniuoto ciklo bloko (KCB) galia (455 MW) – kaip galia, reikalinga galų adekvatumui užtikrinti).

Viso numatytas 82,3 milijono eurų galų išlaikymo finansavimas 2016 metams. 37,2 milijonai eurų buvo numatyta apmokėti, kaip už tretinį šaltą galios rezervą, įtraukiant šiuos kaštus į elektros perdavimo operatoriaus „Litgrid“ AB elektros perdavimo kainą. Likusius 45,1 milijono eurų buvo numatyta surinkti per VIAP fondą, finansuojamą elektros vartotojų, mokančių VIAP dedamają suvartoamos elektros energijos kainoje, finansuojant galų, reikalingų galų adekvatumui užtikrinti. Iš 82,3 milionų eurų, 66,5 milijonus eurų (35,2 milijonus eurų už elektros perdavimą, 31,2 milijonus eurų mokant VIAP mokesčių) iš elektros vartotojų buvo numatyta surinkti 2016 metais, likę 15,8 milijonai eurų – permoka iš ankstesnių laikotarpių.

2016 metų pavasarį, sumažėjus mokesčiui už gamtinių dujų tiekimo saugumo papildomą dedamąją, taip pat, atsižvelgiant į sumažėjusias elektros energijos ir dujų (produkto) kinas, VKEKK sprendimu buvo sumažintas mokėjimas už galias „Lietuvos energijos gamyba“ AB Lietuvos elektrinei antrajai 2016 metų pusei, kartu sumažinant elektros perdavimo kainą ir VIAP mokesčių, mokamą vartotojų.

Taikant dabartines prielaidas, naudotas VKEKK, nustatant mokesčių už galų antrajam 2016 metų pusmečiui, metinis mokesčis už galą metams siektų 72,4 milijonus eurų. Arba maždaug 68,6 Eur/kW. Tame skaičiuje, 32,4 milijonai eurų būtų mokesčis už tretinį šaltą galios rezervą (64,2 eurai/kW), ir 39,9 milijono eurų būtų VIAP mokesčis už likusios galios išlaikymą (72,6 eurai/kW).

Artimiausioje ateityje yra numatoma tokias paslaugas pirkti, organizuojant galios pirkimo aukcionus, tačiau kol kas nėra patvirtinti tokių aukcionų nuostatai ir pirkimo kriterijai.

„Litgrid“ AB parengtame ir patvirtintame Lietuvos elektros energetikos sistemos ir perdavimo tinklų plėtros 2015 – 2024 metais plane (<http://goo.gl/bxz001>) yra atlikta generuojančių galų pakankamumo prognozė. Prognozė rengiama vadovaujantis 2015 m. sausį ENTSO-E atnaujintos Generacijos adekvatumo vertinimo metodikos principais, siekiant:

- įvertinti, ar elektros energetikos sistema turės pakankamai generuojančių galų, kad galėtų patenkinti šalies poreikį;
- identifikuoti reikiamus galios rezervų kiekius sistemos darbo patikimumui užtikrinti;
- identifikuoti tarpsisteminių pralaidumų didinimo poreikį, užsistikrinant trūkstamas galias per tarpsistemines jungties (importo atveju) iš kaimyninių elektros energetikos sistemų, jei

nepakanka generuojančių galių, o kitose elektros energetikos sistemose yra perteklinių galių;

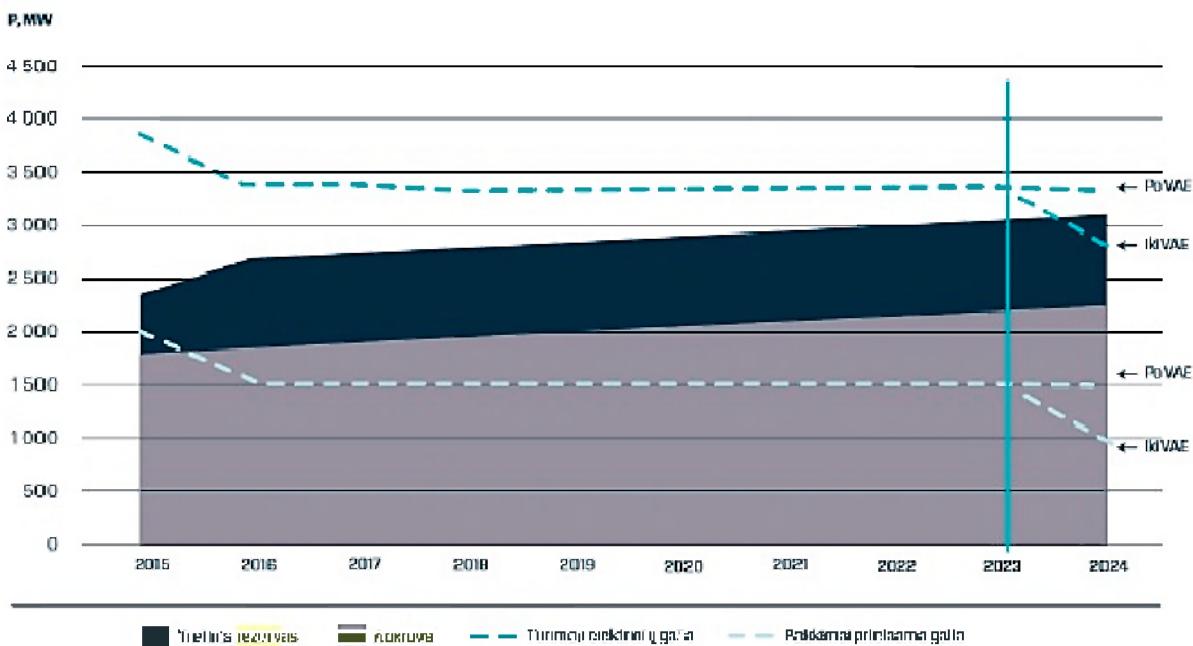
- identifikuoti generuojančių šaltinių plėtros poreiki, jei nėra galimybės užsistikrinti trūkstamų galių poreikio (importo atveju) iš kaimyninių elektros energetikos sistemų, nes jos yra deficitinės.

Generuojančių galių pakankamumas vertinamas sudėtingiausiais elektros energetikos sistemos darbo režimais: didžiausių žiemos apkrovų metu (didžiausias sistemos poreikis, dirba dauguma elektrinių) ir mažiausių vasaros apkrovų metu (mažiausias sistemos poreikis, generuojančių galių sumažėjimas dėl vykdomų šiluminių elektrinių remontų). Generuojančių galių pakankamumas analizuotas remiantis dvem galimais elektrinių galių plėtros scenarijais ir, kol nėra priimto sprendimo dėl Visagino atominės elektrinės (toliau – VAE) statybos, kiekvienas scenarijus buvo analizuotas 2 variantais – iki VAE ir po VAE (vertinant generuojančių galių pakankamumą daroma prielaida, kad iš visos 1350 MW įrengtos atominės elektrinės galios Lietuvai tenka 500 MW dalis).

A scenarijus – mažiausia generuojančių šaltinių plėtra: iki VAE ir po VAE. Priimta, kad 2024 m. sistemoje veiks: apie 1248 MW suminės galios iškastinį kurą naudojančių elektrinių, apie 1042 MW suminės galios hidro ir hidroakumuliaciinių elektrinių, apie 500 MW vėjo elektrinių, apie 105 MW biokurų kūrenančių elektrinių ir apie 80 MW saulės energiją naudojančių elektrinių. Pav. 9 pateiktas generuojančių galių pakankamumo vertinimas didžiausios žiemos ir mažiausios vasaros sistemos apkrovų metu pagal iki VAE ir po VAE variantus.

Didžiausių sistemos apkrovų metu nuo 2016 m. numatomas galimas elektros energijos importo poreikis sistemos apkrovai padengti. Nepaisant to, kad turimoji elektrinių galia iki 2023 m. sieks apie 3400 MW, dalis galių traktuojama kaip nepatikima galia, o dalis galių bus naudojama reikiams rezervams palaikyti, todėl 2016 – 2023 m. numatomas 250 – 650 MW galių trūkumas sistemos apkrovai padengti.

Generuojančių galų pakankamumas 2015-2024 m. didžiausių apkrovų metu, A scenarijus



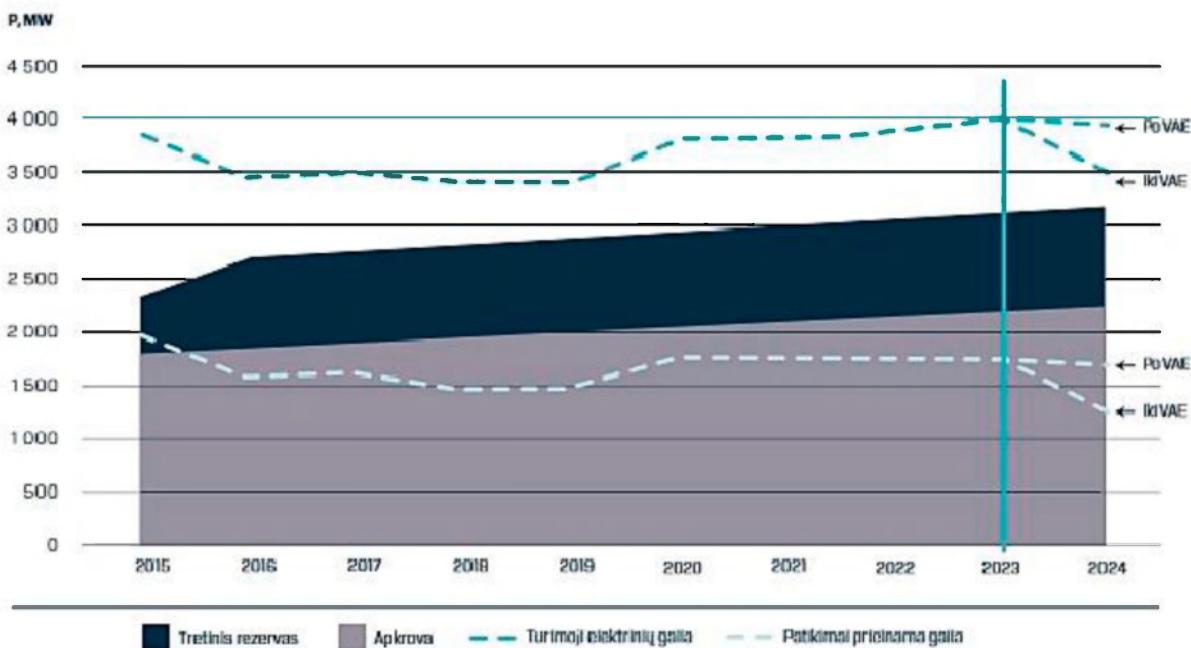
Pav. 9 Prognozuojamas generuojančių galų pakankamumas didžiausių apkrovų metu Lietuvoje iki 2024 metų (A scenarijus)

B scenarijus – tikėtina generuojančių šaltinių plėtra: iki VAE ir po VAE Šiuo scenarijumi priimta, kad 2024 m. sistemoje veiks apie 1068 MW suminės galios iškastinį kurą naudojančių elektrinių, apie 1267 MW suminės galios hidro ir hidroakumiliacinių elektrinių, apie 800 MW vėjo elektrinių, apie 355 MW biokurą kūrenančių elektrinių ir apie 80 MW saulės energiją naudojančių elektrinių.

Elektrinių turimoji galia kinta visą planuojamą laikotarpį dėl senųjų agregatų eksploatacijos nutraukimo bei naujų aggregatų statybos. Pav. 10 matyti, kad nuo 2016 m. sistemas poreikio didžiausių apkrovų metu turimais generuojančiais šaltiniais užtikrinti negalėsime.

Nuo 2023 m. iki VAE ekspluatacijos pradžios numatomas apie 1000 MW importo poreikis sistemos didžiausiai apkrovai padengti.

Generuojančių galių pakankamumas 2015–2024 m. didžiausių apkrovų metu, B scenarijus



Pav. 10 Prognozuojamas generuojančių galių pakankamumas didžiausių apkrovų metu Lietuvoje iki 2024 metų (B scenarijus)

Siekiant sukurti bendrą elektros energijos balansavimo rinką, Baltijos šalys iš anksto turi suderinti ir įgyvendinti bendrus susitarimus dėl balansavimo energijos. Siekiama sukurti vienodas, skaidrius sąlygas visiems rinkos dalyviams, kad būtų užtikrinta, jog Baltijos šalių elektros rinkos dalyviai turėtų vienodas galimybes, skatinti konkurenciją ir didinti Baltijos šalių elektros rinkos veiksmingumą.

Atkreiptinas dėmesys į tai, kad aukščiau pateikto B scenarijaus atveju, „Litgrid“ AB, vertindama planuojamas iškastiniu kuru kūrenamų elektrinių galias 2014 metais, planuoja, kad iki 2024 metų bus išlaikyta dalis Vilniaus gamtinėmis dujomis kūrenamos termofikacinės elektrinės galių (180 MW) ir **dalies Kauno TE galių (110 MW)** bei dalis Lietuvos elektrinės Elektrėnuose (kombinuoto ciklo 9-as blokas 455 MW). Taip pat Panevėžio gamtinėmis dujomis kūrenama elektrinė (35 MW) ir kitos iškastiniu kuru kūrenamos elektrinės (288 MW). Visa numatoma iškastinius ištaklius naudojančių elektrinių galia 2024 metais: 1068 MW.

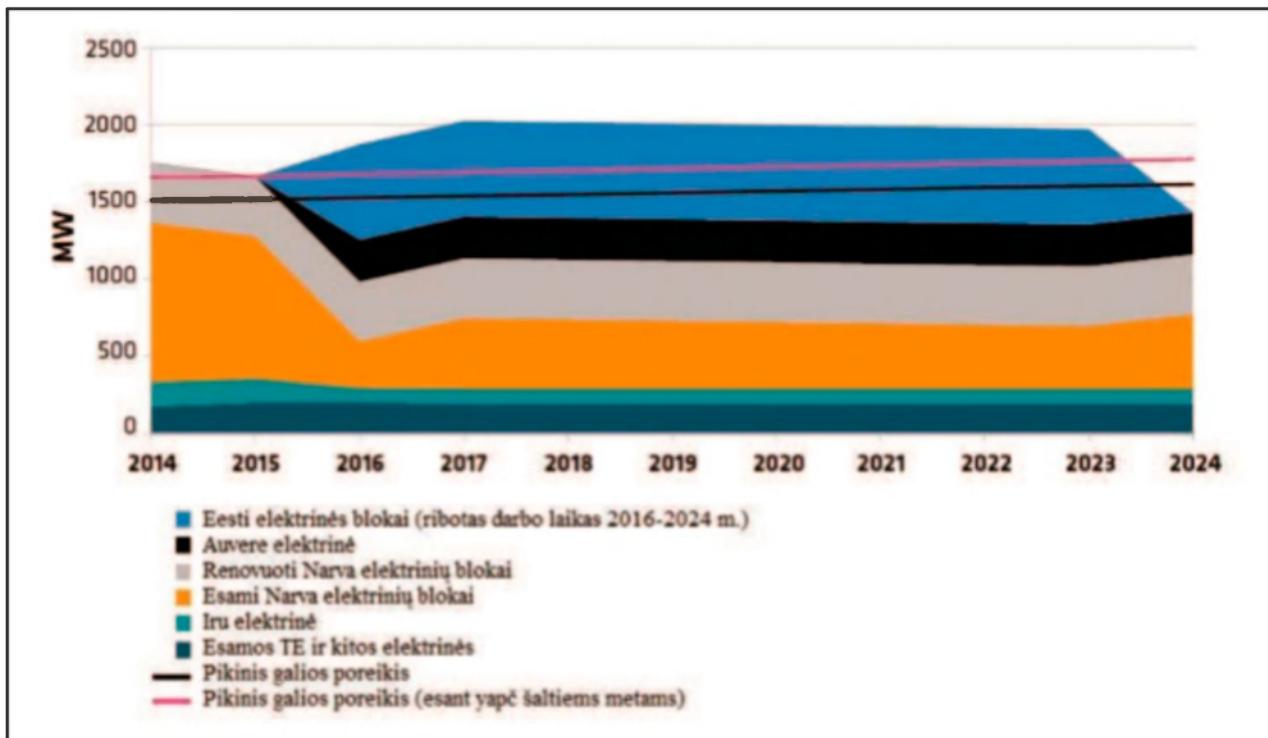
Šiuo metu VKEKK pateiktame 2016 birželio 30 dienos sprendimu „Litgrid“ AB valdybos patvirtintame „Lietuvos elektros energetikos sistemos 400 - 110 kV tinklų plėtros plano 2016 - 2025 m.“ projekte, yra prognozuojama, kad Vilniaus ir Kauno gamtinėmis dujomis kūrenamų termofikacinių elektrinių eksploatacija bus artimiausiu metu nutraukta ir, vertinant elektros gamybos galį adekvatumą Lietuvoje ateityje, teikiama apibendrinanti išvada, kad „apibendrinant generuojančių galų adekvatumo vertinimo rezultatus, galima teigti, kad bevystant vietinės generacijos bei nutraukiant senųjų elektrinių eksploataciją pagal elektrinių pateiktus planus, 2023 m. uždarius Lietuvos elektrinės 7 ir 8 blokų

eksploataciją, sistemoje identifikuojamas galių trūkumas sistemos rezervams (tieki antriniam, tieki tretiniui) užtikrinti. **Galiu adekvatumui užtikrinti reikalinga rezervu teikimui reikiamus parametrus atitinkančios vietinės generacijos plėtra**.

Panašiai elektros generavimo galių trūkumą Baltijos šalyse prognozuoja ir Lietuvos energetikos instituto mokslininkai, parengę energetikos plėtros gairių scenarijus Lietuvos energetikos strategijai rengti: LIETUVOS ENERGETIKOS SEKTORIAUS PLĖTROS TYRIMAS „TECHNINĖ EKONOMINĖ ENERGETIKOS SEKTORIAUS PLĒTROS ANALIZĖ“ (<http://goo.gl/pnuXfO>).

Vertinant Latvijos elektros gamybos galių adekvatumą elektros poreikiui, analizėje teigama, kad Latvijos elektros energetikos sistema jau dabar yra deficitinė. Tai yra - didesnio apkrovimo laikotarpiu (šaltuoju metų laiku) Latvija neturi pakankamai galių elektros poreikiui patenkinti.

Vertinant Estijos elektros gamybos galių adekvatumą elektros poreikiui, analizėje teigama, kad Estijoje elektros gamybos patikimų galių pritrūks nuo 2024 metų. Pagal elektros gamintojų pateiktus duomenis laikotarpiu iki 2025 metų bus instaliuota 316 MW naujų galių, o 939 MW išvesti iš eksploatacijos (Elering, 2014). Didžiąją dalį išvedamą iš eksploatacijos galių sudarys skalūnus deginančios elektrinės Eesti (1, 2, 7 blokai 2024 metais – 489 MW), Baalti (10 blokas 2014 metais – 140 MW, 9 ir 12 blokai iki 2024 metų – 240 MW). 2016 metais planuojama pradėti eksploatuoti naujų skalūnus deginančią bloką (Auvere), kurio galia 270 MW. 2010 - 2011 metais buvo pradėtos eksploatuoti Talino, Tartu ir Parnu (po 25 MW) elektrinės deginančios biomasę ir durpes. 2013 metais pradėjo veikti Iru 17 MW elektros ir 50 MW šilumos gamybos galios komunalines atliekas deginančios blokas. Turėtų atsirasti naujų įvairios galios elektrinių, dalies jų statybos šiuo metu jau vykdomos arba baigiamos (Elering tinklapis, 2015). 2014 metų pabaigoje Estijoje buvo instaliuota 301 MW galios vėjo jégainių, pagal sistemos operatoriaus duomenis iki 2024 metų papildomai galėtų būti pastatyta iki 1038 MW vėjo jégainių. Instaliuotos elektrinių galios ir pikinis galios poreikis Estijoje iki 2024 metų pateiktas Pav. 11. Galių balanse įvertintos tik tos galios, kurių statybos jau vyksta bei kurių eksploatacijos nutraukimas oficialiai patvirtintas. Instaliuota ir prognozuojama vėjo elektrinių galia čia nėra įvertinama. Pateikiamas ir galimas pikinės galios išaugimas dėl galimai šaltesnės nei iprasta žiemos. Kaip matyti, bent iki 2023 metų turėtų išlikti instaliuotos galios perviršis (net ir neįskaitant vėjo jégainių), kuris leis Estijai ir toliau likti elektrą eksportuojančia šalimi. Remiantis šiuo metu gaunama informacija, po 2025 metų prognozuojamas galimas pikinės galios trūkumas Estijos elektros energetikos sistemoje.



Saltinis: Elering, 2015.

Pav. 11 Instaliuotos galios ir pikinis poreikis Estijoje iki 2024 metų

2016 m. kovo mėn. konsultacijų įmonė „Pöyry Management Consulting“ parengė balansavimo studiją (<http://goo.gl/7QGTml>). „Pöyry Management Consulting“ išsamiai išanalizavo, koks suderinto balansavimo valdymo modelis labiausiai tiktų Baltijos šalių balansavimo sistemoms. Studijoje „Baltijos šalių balansavimo valdymo modelio studija ir suderintas planas dėl ES energijos rinkų modelio“ analizuojami skirtingų balansavimo modelių aspektai, pateikiamos galimos alternatyvos, pavyzdžiui, balansavimo portfelių skaičius, balansavimo paslaugų sąnaudų kainų struktūra, skirtingos balansavimo elektros energijos kainodaros metodikos ir t. t. Studija buvo rengiama glaudžiai bendradarbiaujant su visais trimis Baltijos šalių elektros perdavimo sistemos operatoriais („Litgrid“AB, „Augstsrieguma tīkls“ ir „Elering“).

2016 metų birželio 27 d. Lietuvos, Latvijos ir Estijos elektros perdavimo sistemų operatoriai „Elering“, „Augstsrieguma tīkls“ ir „Litgrid“AB viešosioms konsultacijoms pateikė pirmajį dokumentų rinkinį dėl Baltijos šalių balansavimo energijos rinkos. Baltijos šalių rinkos dalyviai ir kitos suinteresuotos šalys kviečiami teikti pastabas iki rugpjūčio vidurio. Viešajai konsultacijai pateikti dokumentai: <http://goo.gl/8Fioa3>.

Atsižvelgę į nuomones apie viešajių konsultacijų dokumentą, Baltijos šalių elektros perdavimo sistemas operatoriai iki šių metų pabaigos priims sprendimą dėl suderinto Baltijos šalių balansavimo modelio. Tačiau atitinkamos taisyklės bus įgyvendintos tik 2018 m. pradžioje.

Pagal Baltijos šalių energijos rinkos jungčių planą (BEMIP) vienas iš pagrindinių žingsnių integruijant Baltijos ir Šiaurės šalių elektros rinkas yra bendros balansavimo elektros energijos rinkos,

veikiančios pagal suderintus balansavimo principus ir turinčios suderintas kainodaros taisykles, sukūrimas. Svarbu, kad naujosios taisyklės ir principai atitiktų ENTSO-E Tinklų kodekso dėl elektros energijos balansavimo reikalavimus ir būtų suderinami su Šiaurės šalių modeliu.

Dvių elektros energijos balansavimo rinkų integravimas numatomas 2020 m.

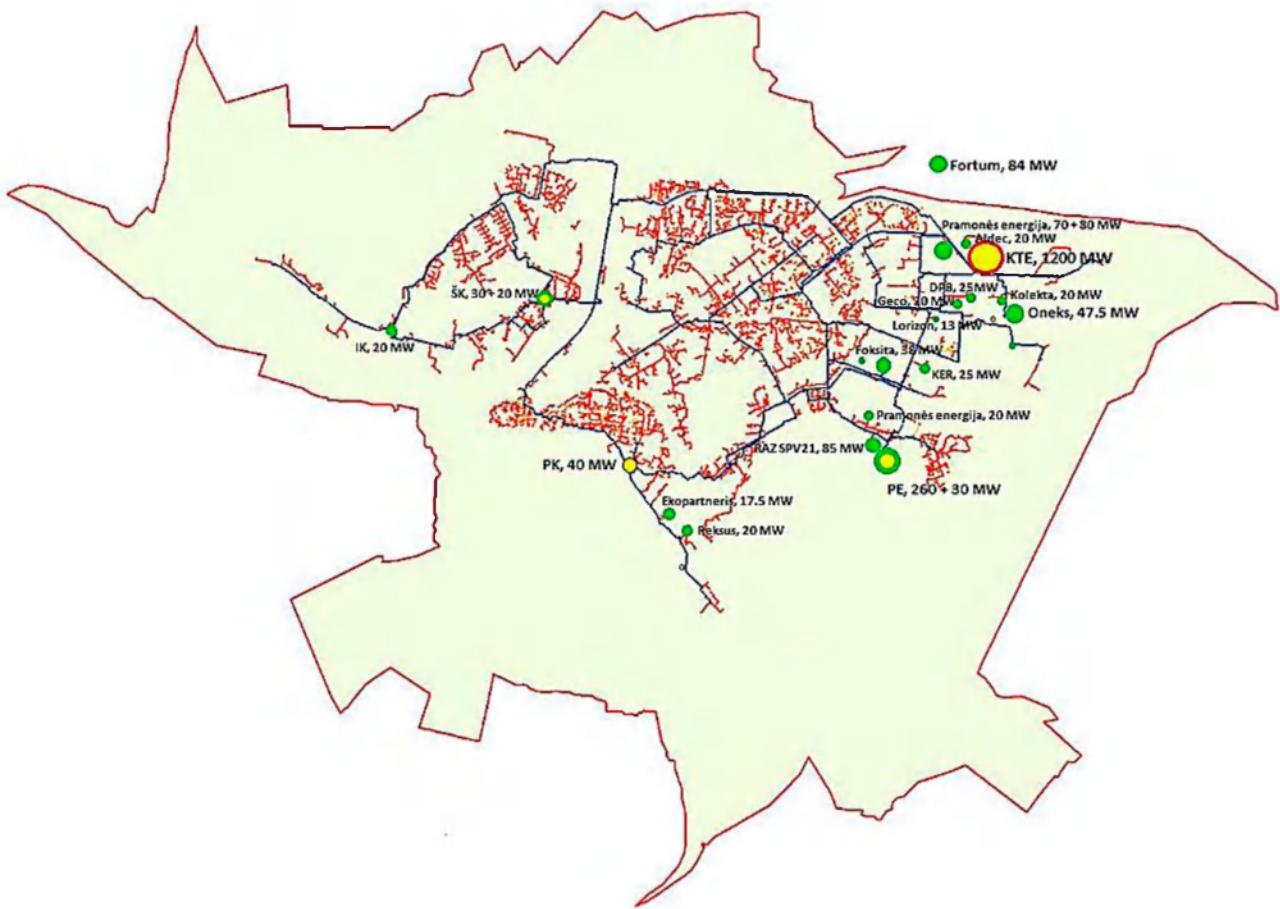
„Lietuvos elektros energetikos sistemos 400-110 kV tinklų plėtros plano 2016 - 2025 m.“ projekte taip pat yra atliktas trijų Baltijos šalių generuojančių galių adekvatumo vertinimas. Šiame vertinime įvertintas generuojančių galių adekvatumas žiemos maksimalių poreikių režimu, N-2 režimu, kai regiono mastu netenkama dvių didžiausios galios sistemos elementų. Taip pat parodomos generuojančių galių adekvatumas N-0 – normalaus Baltijos sistemos darbo režimu. Baltijos šalių generuojančių galių adekvatumo analizė atlikta 15 metų perspektyvai.

Generuojančių galių prognozės sudarymui Baltijos šalių PSO apklausė savo šalies stambiausių elektros energijos gamintojus apie jų ilgalaikius plėtros planus, įvertino šalyje galiojančios elektros energetikos politikos nuostatas (Nacionalinėse strategijose keliamus tikslus ir pan.), apžvelgė inicijuotus ir/ar jau vykdomus generacijos plėtros/eksploatacijos nutraukimo projektus. Generuojančių galių prognozė parengta vienu – labiausiai tikėtinis generuojančių šaltinių plėtros scenarijumi.

Atlikus Baltijos šalių generuojančių galių adekvatumo vertinimą, padaryta išvada, kad po 2020 metų Baltijos šalys normalaus sistemos darbo režimu (N-0) žiemos maksimalaus poreikio metu vietine generacija nebesugebės užtikrinti sistemos poreikio, jei nebus priimti sprendimai dėl papildomos vietinės generacijos plėtros.

3.3. Centralizuotai tiekiamos šilumos sistema Kaune

Kauno miesto Centralizuoto šilumos tiekimo (CŠT) sistema yra labai gerai išvystyta. Daugiažedis šilumos tinklas, palankus pjezometrinis grafikas leidžia operatyviai keisti šilumos tinklo darbo režimus, arba koncentruojant šilumos gamybą viename šaltinyje, arba ją paskirstant tarp kelių šilumos gamybos objektų. CŠT sistema dirba pagal 120/55°C temperatūrinį grafiką.



Pav. 12 Principinė Kauno miesto CŠT schema

3.3.1. Šilumos kainos

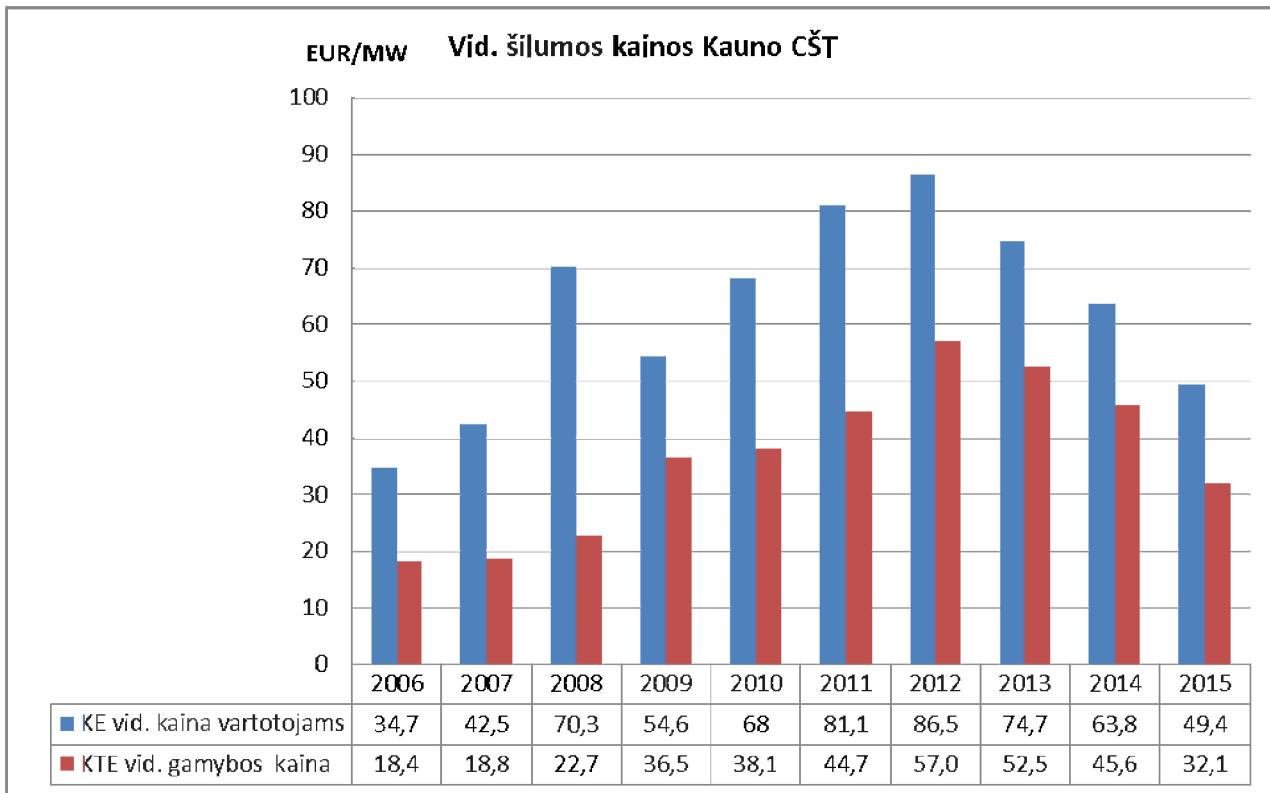
3.3.1.1. Istorinės šilumos kainos

2003 – 2008 m. daugiau kaip 95 proc. integravoto tinklo šilumos poreikio buvo gaminama KaunoTE. Per šį laikotarpį KTE tiekė šilumą stabiliomis kainomis pagal ilgalaikės Šilumos - pirkimo pardavimo sutarties sąlygas. KTE gaminamos šilumos kainos buvo ženkliai mažesnės negu kitų gamintojų. Stabilios ir žemos šilumos kainos buvo užtikrintos dėka pigių gamtinių dujų, kurios iš Gazprom buvo tiekiamos ženkliai mažesnėmis kainomis nei kitiems importuotojams.

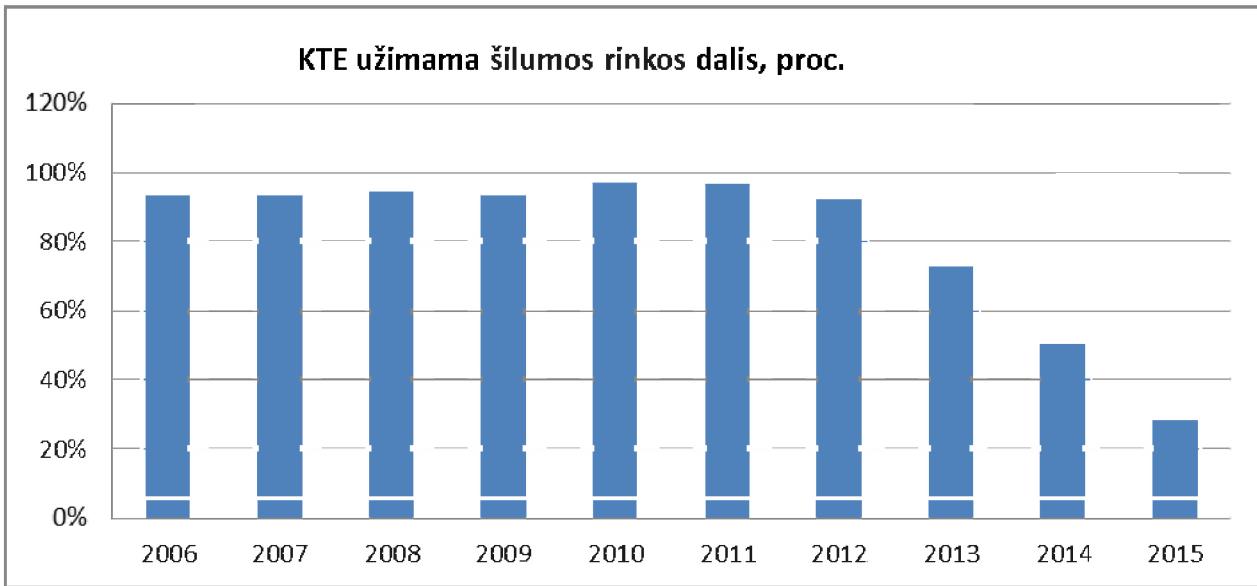
Po 2008 m. pasikeitus Šilumos īukio įstatymui KTE gaminamos šilumos kainos pradėtos reguliuoti valstybės, KTE pradėjo pirkti gamtines dujas rinkos sąlygomis, KTE gaminamos šilumos kaina bei kaina galutiniams vartotojams pradėjo staigiai didėti iki istorinio maksimumo 2012 m.

2012 m. buvo liberalizuotas Šilumos īukio įstatymas ir prasidejo šilumos rinkos liberalizavimo procesas. Pakeitus Šilumos īukio įstatymą buvo sudarytos ypač palankios verslo sąlygos privačių biokuro katinilių veiklai, kurių šilumos kainos nebuvo reguliuojamos valstybės ir kurių gaminama šilumos energija buvo parduodama rinkos sąlygomis šilumos tiekėjo organizuotuose aukcionuose. Nuo 2013 m. Kauno CST sistemoje pradėta masiškai statyti biokuro katinines valdomas nepriklausomų šilumos gamintojų. Mažėjant

gamtinį dujų kainai bei didėjant konkurencijai, šilumos kainos CŠT sistemoje pradėjo mažėti, KTE užimama rinkos dalis pradėjo smarkiai mažėti, nuo 97 % 2010 m. iki 28 % 2015 m.



Pav. 13 Šilumos kainų dinamika Kaune (Eur/MWh)



Pav. 14 Kauto termofifikacijos elektrinės užimama šilumos rinkos Kauno integruotame CŠT tinkle dalis 2006-2015

3.3.1.2. Šilumos supirkimo tvarka, konkurencija

Pagal galiojančią tvarką pagaminta šilumos energija parduodama rinkos sąlygomis. Šalyje yra taikomas „single buyer“ šilumos supirkimo modelis, kai šilumos tiekėjas (AB „Kauno energija“) organizuoja šilumos supirkimo aukcionus. Šilumos supirkimo aukcionaliai organizuojami kiekvieną mėnesį

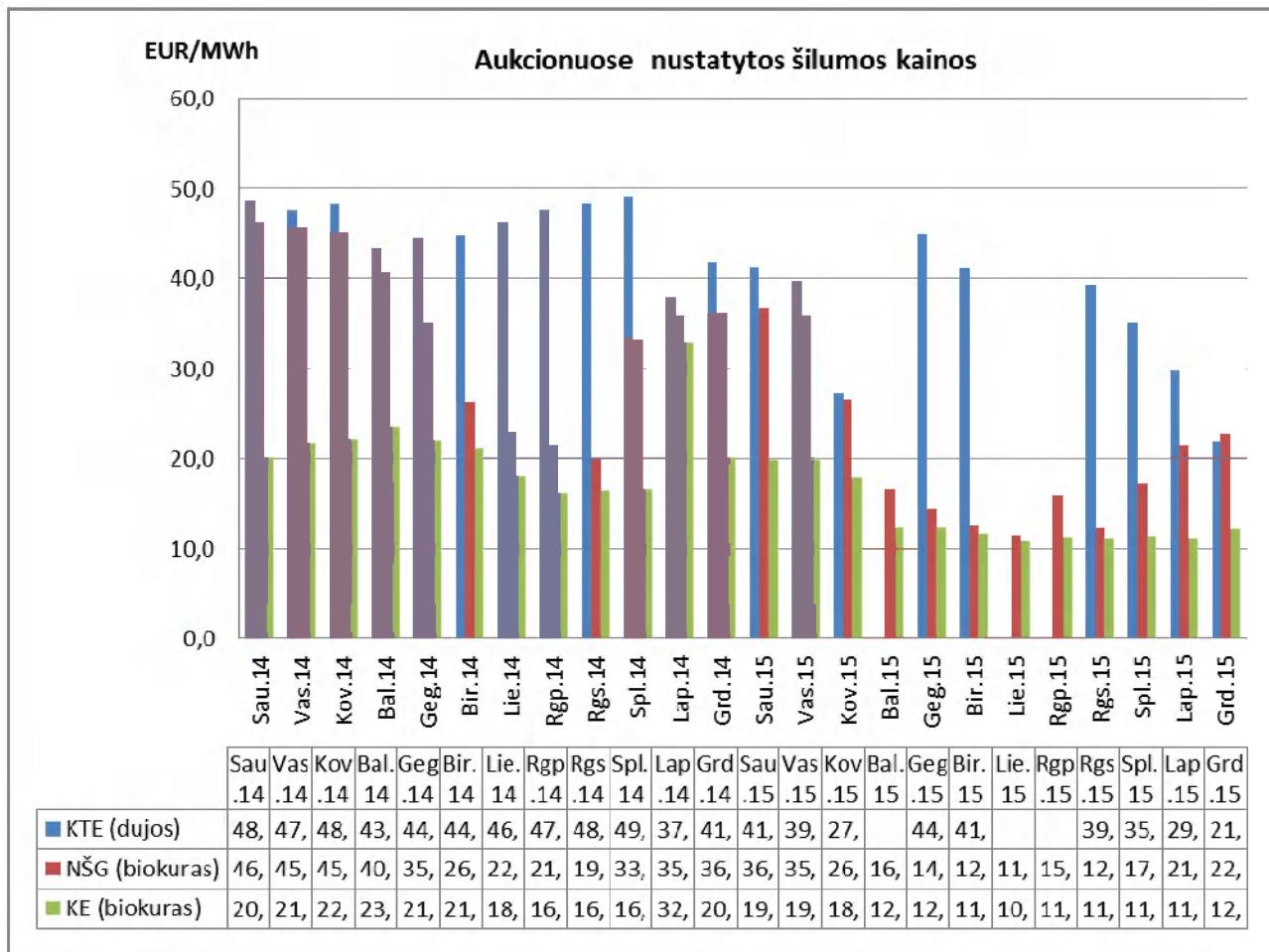
nustatant kiekvienam gamintojui šilumos supirkimo apimtį bei šilumos supirkimo kainą ateinančiam mėnesiui.

Pagal galiojančią tvarką nepriklausomų šilumos gamintojų šilumos kaina visais atvejais privalo būti mažesnė negu šilumos tiekėjo paskaičiuotos „palyginamosios šilumos gamybos sąnaudos“, kurios yra lygios kintamiems šilumos gamybos kaštams.

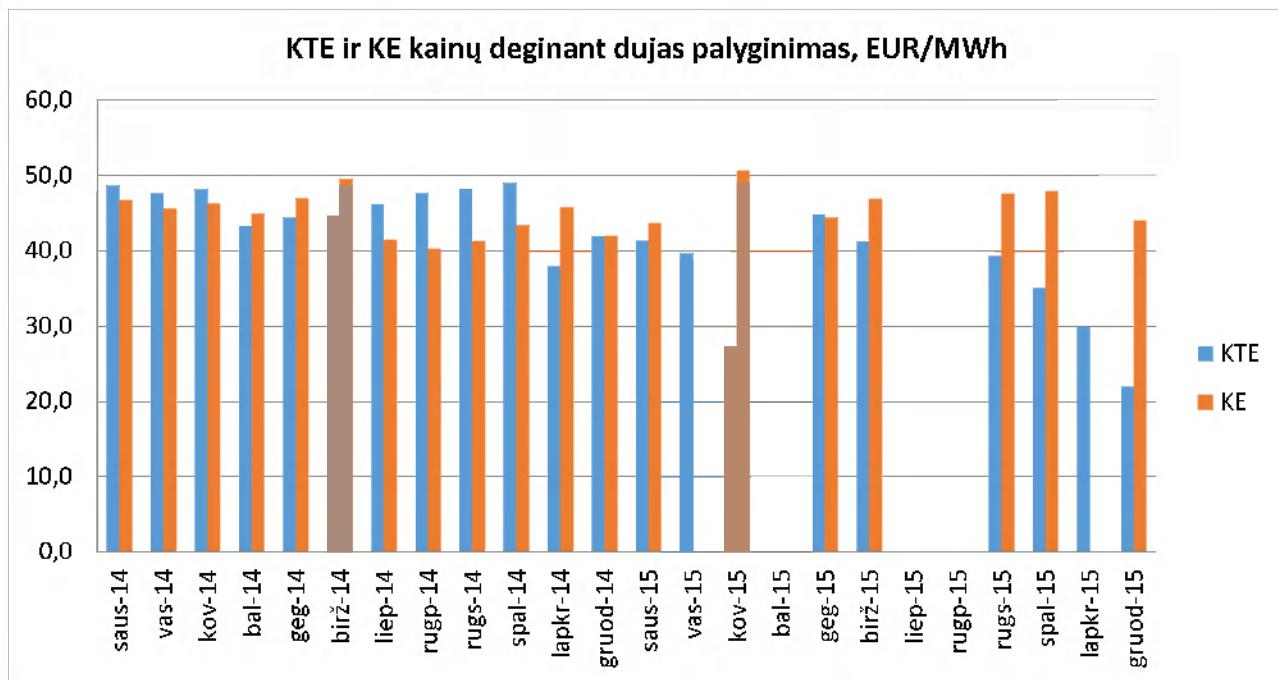
Be to, šilumos tiekėjui yra suteikta teisė su atskirais savo valdomais šilumos gamybos įrenginiais (katilais) dalyvauti šilumos supirkimo aukcionuose. Kadangi pagal galiojančią šilumos kainodarą galutinės šilumos kainos vartotojams nustatomos nepriklausomai nuo šilumos tiekėjo įrenginių dalyvavimo aukcione rezultatų, šilumos tiekėjui yra užtikrinamas pastovių sąnaudų dengimas bei nustatyta investicijų grąža. Šilumos tiekėjas su atskirais įrenginiais dalyvauja aukcionuose deklaruodamas šilumos kainas lygias kintamiems šilumos gamybos kaštams. Tokiomis sąlygomis, esant vienodai įsigyjamo kuro kainai (rinkos kainai), nepriklausomi šilumos gamintojai negali konkuruoti su atskirais šilumos gamintojo įrenginiai deginančiais tą pačią kuro rūšį.

Per paskutinius du metus vykusių aukcionų rezultatai rodo, kad rinkoje vyrauja tokios tendencijos:

- šildymo sezono metu tarpusavyje konkuruoja KTE (kogeneracija – kuras dujos) ir nepriklausomi šilumos gamintojai valdantys biokuro katilines;
- nei vienas rinkos dalyvis negali konkuruoti su AB „Kauno energija“ (KE) valdomais biokuro katilais, kurie „dalyvauja“ aukcionuose deklaruodami kainas lygias kintamiems šilumos gamybos kaštams;
- AB „Kauno energija“ valdomi dujiniai katilai negali konkuruoti su KTE, kurios dujomis gaminama šilumos kaina visada yra žemesnė už KE valdomų dujinių katilų kintamus kaštus.



Pav. 15 Pagal šilumos tiekimo į Kauno CŠT tinklą aukcione rezultatus mustatytių šilumos kainų statistika už 2014-2015 metus

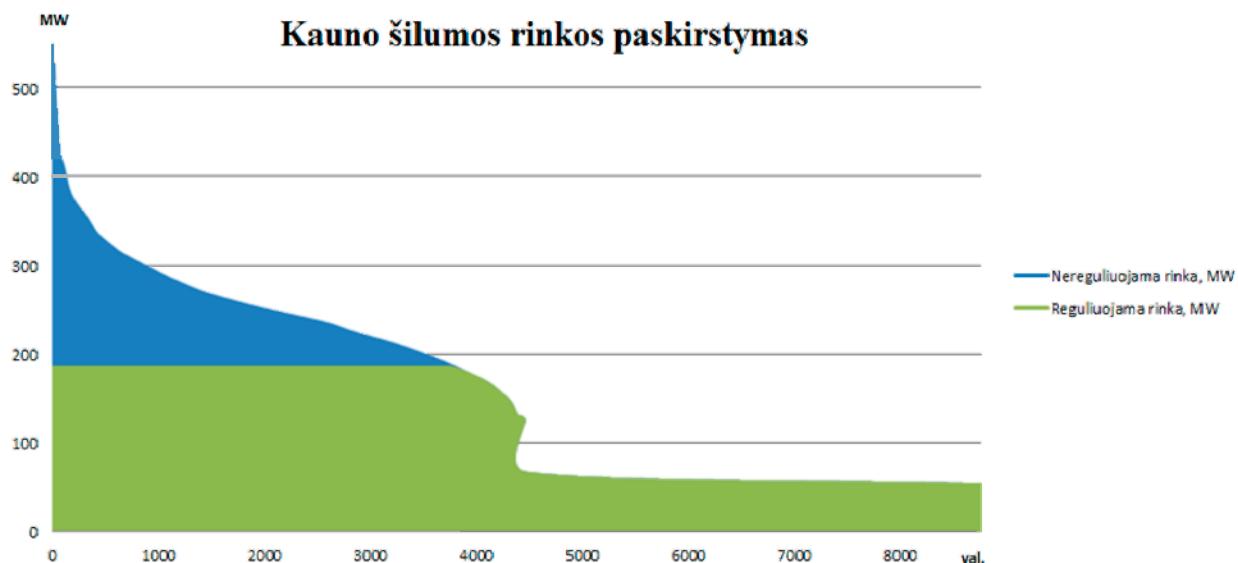


Pav. 16 Kauno termofikacijos elektrinės tiekiamos į tinklus šilumos ir Kauno energijos tiekiamos į tinklus šilumos kainų palyginimas

2015 kovo 18d. Lietuvos Respublikos Vyriausybė Nutarimu Nr. 284 patvirtino Nacionalinę šilumos ūkio plėtros programą 2015 - 2021 metams (<http://goo.gl/pyOg0y>). Šioje programe numatoma, kad:

- pagrindinė kuro rūšis centralizuotai tiekiamos šilumos gamyboje turėtų būti biokuras. Iš jo pagaminta centralizuotai tiekama šiluma sudarytų apie 60 procentų 2017 metais ir apie 70 procentų 2021 metais. Gamtinės dujos liktų antroji pagal svarbą kuro rūšis centralizuoto šilumos tiekimo sistemoje. Iš jų pagaminta centralizuotai tiekama šiluma sudarytų iki 30 procentų 2017 metais ir apie 13 – 14 procentų 2021 metais. Centralizuotai tiekiamos šilumos, pagamintos iš komunalinių atliekų, dalis 2021 metais turėtų pasiekti 7 procentus;
- pakeisti esamą tendenciją centralizuoto šilumos tiekimo sistemoje beveik išimtinai diegti tik biokuro vandens šildymo katilus. Šiame etape siekiant patenkinti bazinius šilumos poreikius pirmenybę reikėtų teikti komunalines atliekas (kietaji atgautajį kurą) naudojančioms kogeneracinėms elektrinėms, biokurą ir biodujas naudojančioms kogeneracinėms elektrinėms ir tik galiausiai rinktis biokuro vandens šildymo katilus;
- reguliuojamų šilumos gamintojų valdomų šilumos energijos gamybos įrenginių, tiekiančių šilumą į Kauno miesto centralizuoto šilumos tiekimo sistemą ir naudojančių atsinaujinančius ir (ar) vietinius energijos išteklius, įrengtosios šiluminės galios turi būti nedaugiau kaip 185MW.

Vadovaujantis Nacionalinės šilumos ūkio plėtros programos 2015 - 2021 metams nuostatomis daromos prielaidos, kad reguliuojamos šilumos ūkio rinkos dydis bus lygus 185 MW.



Pav. 17 Kauno centralizuoto šilumos tiekimo rinka ateityje (reguliuojami ir nereguliuojami šilumos gamintojai)

Reguliuojamos rinkos potencialas sudaro 1020 GWh (79%).

Nereguliuojamos rinkos potencialas sudaro 280 GWh (21%).

Reguliuojamos rinkos dalį užims pradėtos statyti kogeneracinės elektrinės naudojančios atsinaujinančius energijos išteklius ir šilumos tiekėjo valdomos biokuro katilinės:

- „Lietuvos energija“ UAB buitinių atliekų deginimo kogeneracinė elektrinė – 70 MW;
- UAB „SSPC Taika biokuro kogeneracinė elektrinė - 20 MW;
- UAB „Foksita“ pramoninė biokuro kogeneracinė elektrinė – 15 MW;
- AB „Kauno energija“ biokuro katilinės – 80 MW.

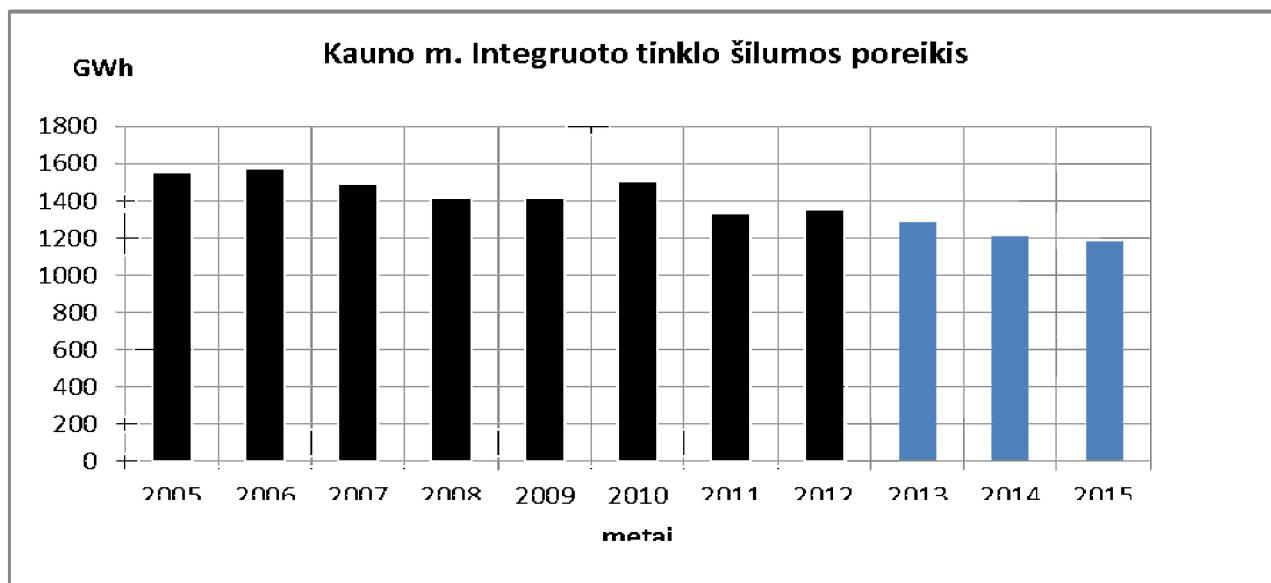
Visi aukšciau minėti gamintojai turės prioritetenės darbo sąlygas ir KTE su šiais gamintojais konkuruoti negalės. KTE konkuruos su kitų nepriklausomų šilumos gamintojų valdomomis biokuro katilinėmis ir AB „Kauno energija“ valdomomis dujinėmis katilinėmis.

3.3.2. Šilumos poreikio prognozė

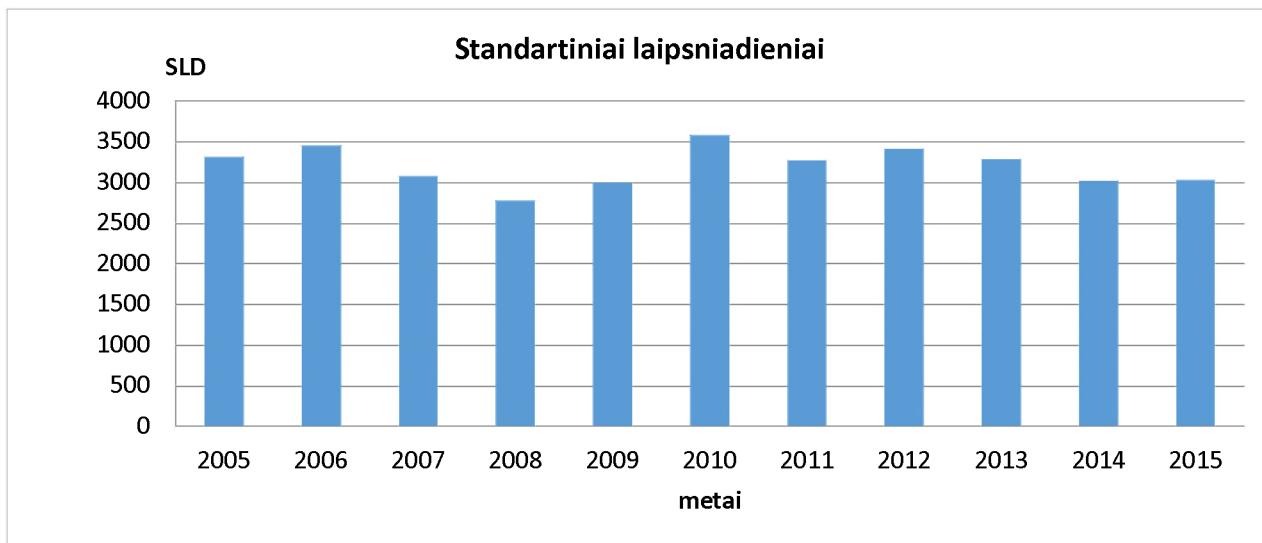
3.3.2.1. Šilumos poreikio pokyčių analizė

Kauno m. integruoto šilumos tinklo šilumos poreikis per paskutinius 10 metų sumažėjo daugiau kaip 20 proc. Šilumos vartojimo kaitai labiausiai turėjo įtakos du svarbūs veiksnių: šilumos kainų padidėjimas ir klimato pokyčiai.

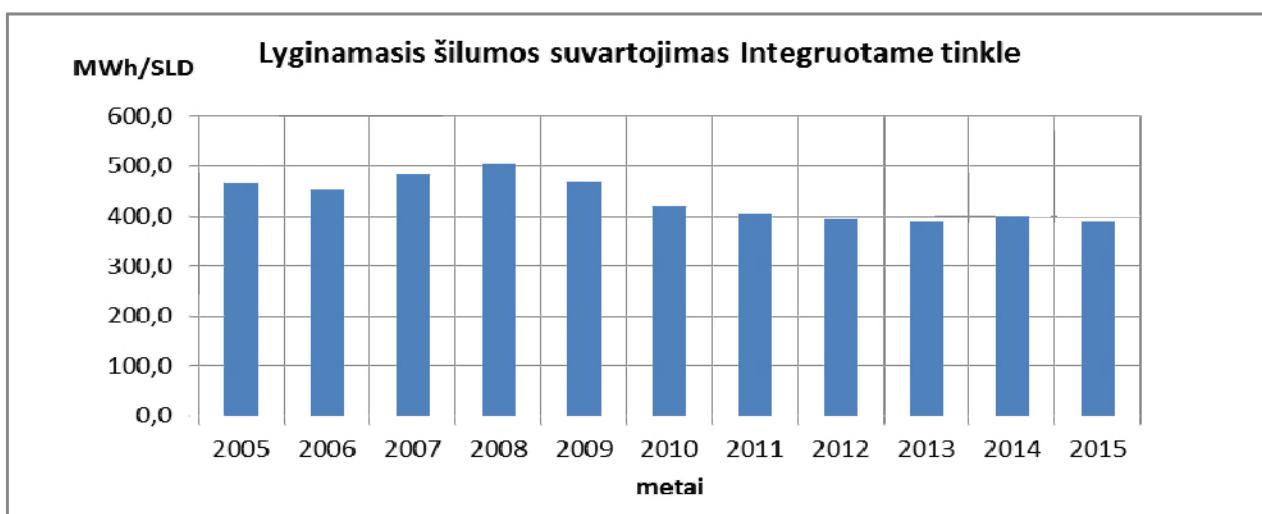
Iki 2013 m. beveik visa šilumos energija buvo gaminama deginant gamties dujas. Nuo 2007 m. pasaulinės kuro kainos pradėjo smarkiai didėti ir per kelis metus centralizuotai gaminamos šilumos kaina padidėjo dvigubai. Vartotojų išlaidos šildymui smarkiai padidėjo, pastatų šildymas tapo socialinė problema. Vartotojai pradėjo intensyviai diegti šilumos taupymo priemonės ir perėjo į „taupesnį“ šilumos vartojimo režimą žemesnio komforto sąlygomis. Centralizuotai tiekiamą šilumos energiją tapo nekonkurencinga, suintensyvėjo vartotojų atsijungimas nuo CŠT sistemos, nauji vartotojai nustojo jungtis prie CŠT.



Pav. 18 Kauno mesto integruto centralizuoto šilumos tiekimo tinklo tiekiamos šilumos metinio kiekio kitimas 2005 - 2015 metais



Pav. 19 Standartinių laipsniadienių metinio kieko kitimas Kaune 2005 - 2015 metais



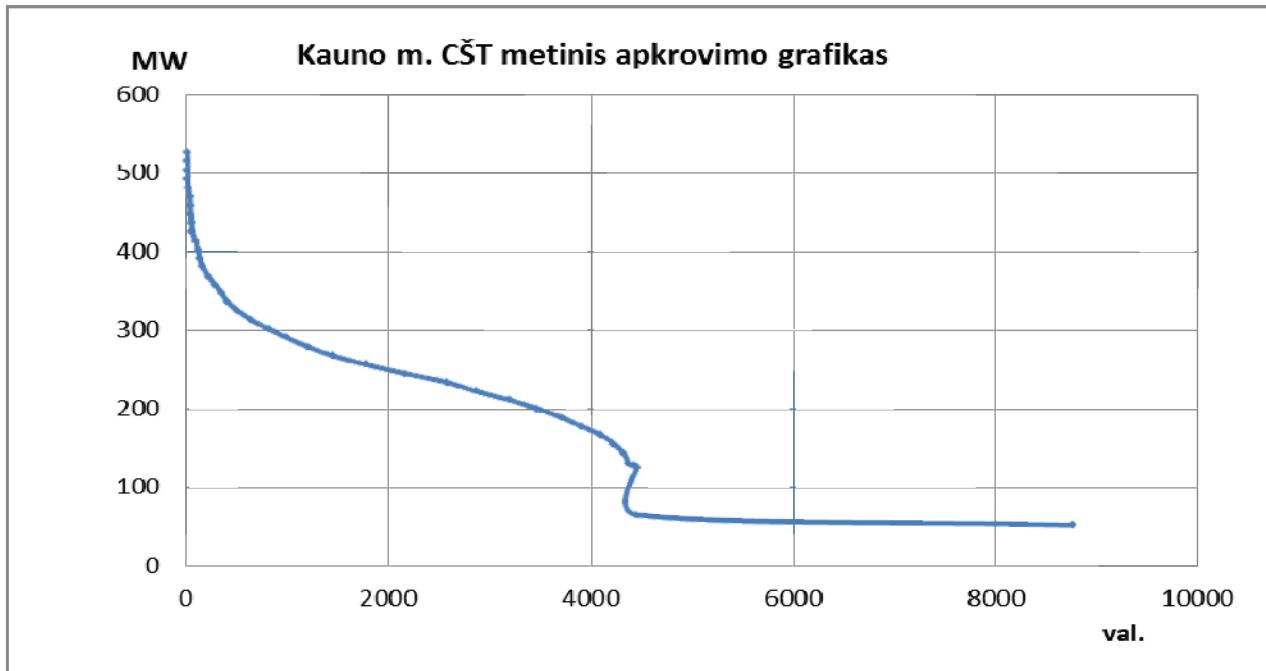
Pav. 20 Lyginamasis Kauno mesto integrouto centralizuoto šilumos tiekimo tinklo tiekiamos šilumos kiekis, tenkantis standartiniam laipsniadieniui 2005 - 2015 metais

Per pastarajį dešimtmetį buvo juntama globalinio atšilimo įtaka, žiemos buvo santykinai šiltesnės. Standartinių laipsniadienių (SLD) skaičius sumažėjo apie 10 proc.

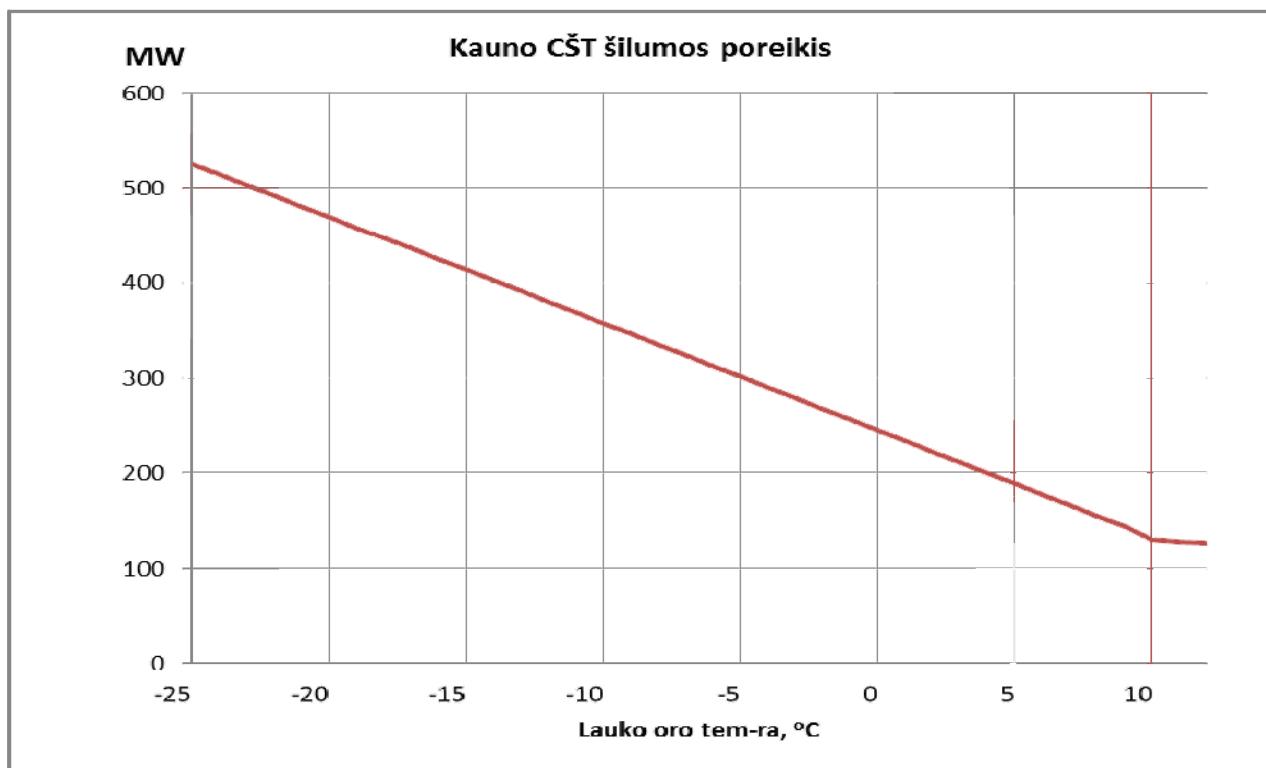
Lyginamasis šilumos suvartojimas (MWh/SLD), šilumos vartotojų elgseną demonstruojantis rodiklis, sumažėjo apie 15 proc. Didžiausia įtaka tam turėjo vartotojų taupymo priemonių diegimas, komforto lygio patalpose sumažėjimas bei labai sėkmingi AB „Kauno energijos“ veiksmai mažinant šilumos nuostolius tinkle. Per šį laikotarpį AB „Kauno energija“ pastangų dėka šilumos nuostoliai CŠT sistemoje sumažėjo nuo 21 % iki 14 %.

3.3.2.2.

Silumos poreikio prognozė



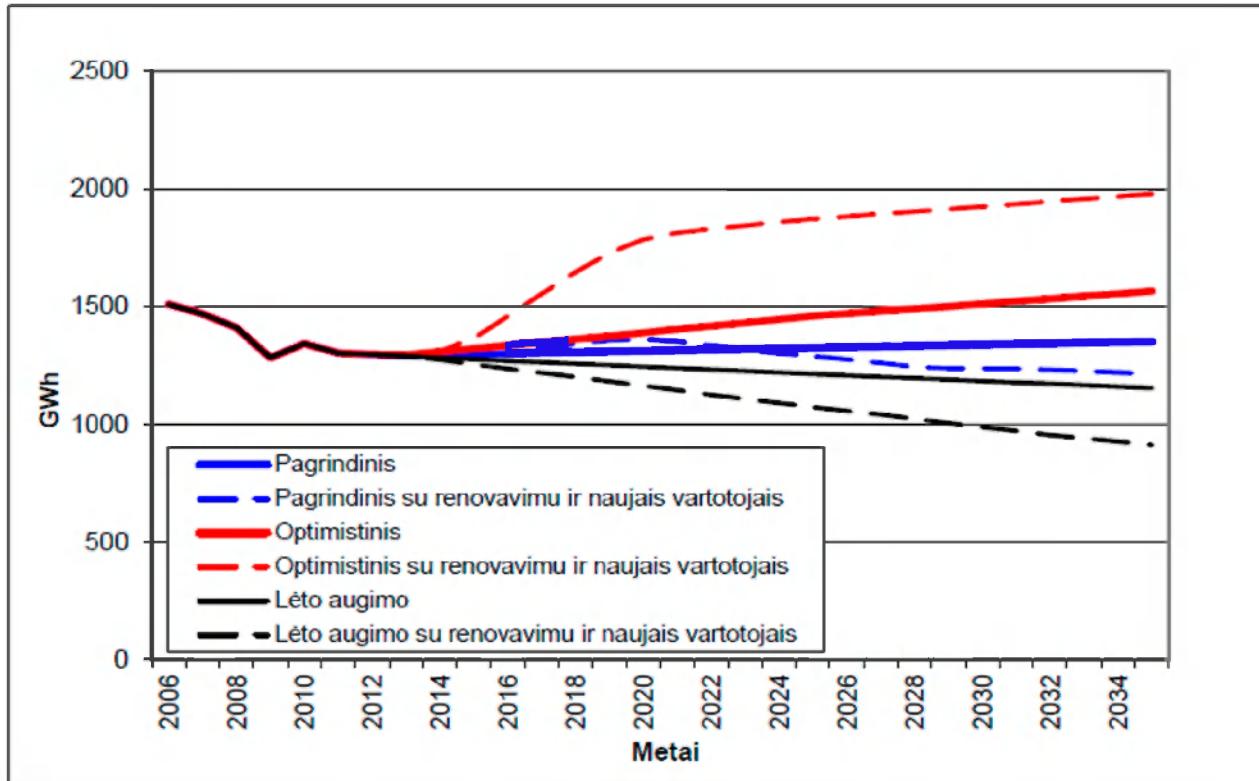
Pav. 21 Kauno integruoto CŠT tinklo metinis apkrovimo grafikas esant vidutinėms ilgalaikėms meteorologiniems sąlygomis



Pav. 22 Kauno integruoto CŠT tinklo tiekiamos šilumos kiekių priklausomybė nuo lauko oro temperatūros

Detalus Kauno CŠT tyrimas laikotarpiui iki 2035 m. buvo atliktas Kauno m. savivaldybės ir AB „Kauno energija“ užsakytoje studijoje „Kauno miesto centralizuoto aprūpinimo šiluma strategija“, kurią 2012 m. atliko VšĮ „Projektų valdymo centras“. Šiame darbe šilumos poreikių prognozės buvo išnagrinėtos

labai išsamiai, nagrinėjant visus įmanomus scenarijus. Šilumos poreikio prognozės pagal studijoje nagrinėtus scenarijus yra pateiktos paveikslėlyje žemiau.



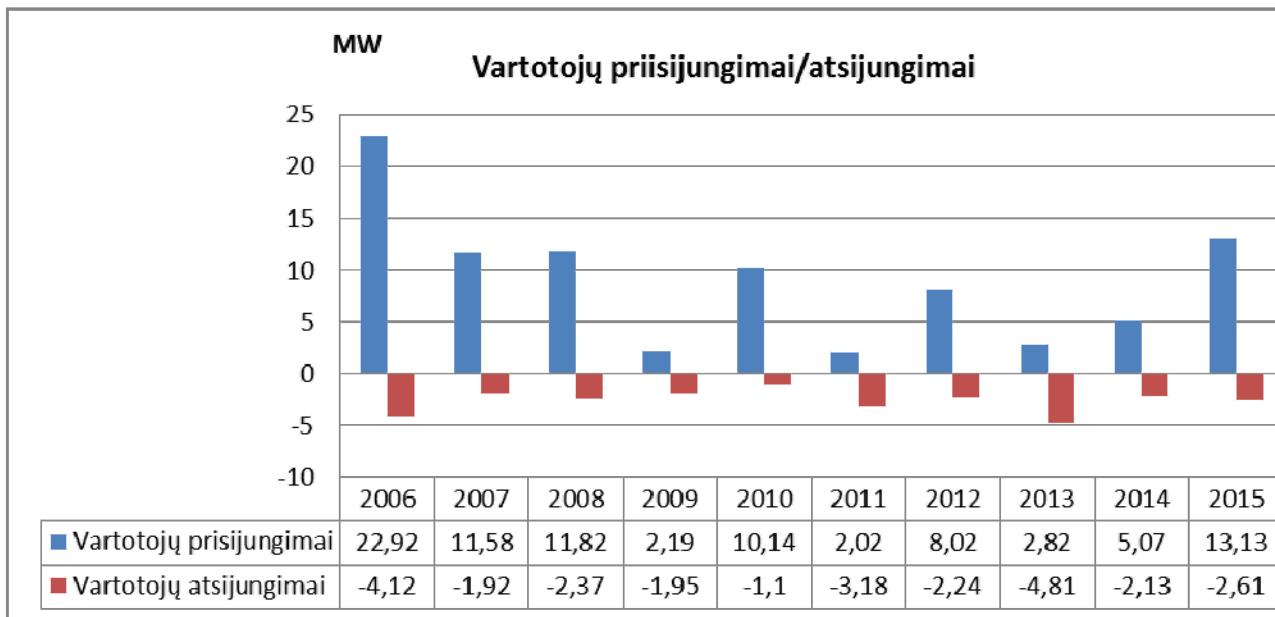
Pav. 23 Kauno integruoto CŠT tinklo tiekiamos šilumos kiekių kitimo ateityje prognozės pagal skirtinges scenarijus, nagrinėtus 2012 m. parengto „Kauno miesto Centralizuoto aprūpinimo šiluma strategijoje“

Yra akivaizdu, kad šilumos poreikis ateityje labiausiai priklausys nuo pastatų renovacijos tempų ir naujų vartotojų prijungimo.

Ivertinus ES vykdomą politiką klimato kaitos srityje bei Lietuvos Energetikos strategijoje numatytais uždaviniais, manome, kad ateityje valstybė labiau skatins pastatų renovavimą ir pastatų renovavimas bus atliekamas dideliais mastais. Vertinama, kad šilumos suraupymai dėl pastatų renovacijos yra 300 - 350 GWh per metus.

Augant šalies BVP gyventojų pajamos didės ir artės prie ES vidurkio. Pragyvenimo lygiui didėjant šilumos vartotojų elgsena pasikeis ir komforto lygis patalpose didės ir artės prie ES standartų. Vertinama, kad komforto lygio patalpose didėjimas, šildymo sezono trukmės ilgėjimas, gali padidinti šilumos poreikius apie 70 - 100 GWh per metus.

Ivertinus, kad 1990 metais nuo CŠT atsijungė daug komercinės paskirties pastatų, naujų vartotojų prijungimo potencialas yra didelis. Pastaraisiais metais AB „Kauno energija“ didelių pastangų dėka pavyko sustabdyti vartotojų atsijungimo nuo CŠT procesą bei pritraukti naujus vartotojus.



Pav. 24 Naujų vartotojų prisijungimo prie Kauno integruoto CŠT tinklo ir esamų vartotojų atsijungimo mastai 2006 - 2015 metais.

Labiausiai tikėtina, kad valstybės institucijos suprasdamos naujo vartotojų prijungimo svarbą, sudarys palankią reguliacinę aplinką šiam procesui skatinti. Naujų vartotojų šilumos poreikio potencialas gali svyruoti 100 - 200GWh per metus.

Ivertinus aukščiau pateiktus faktus manome, kad ateityje labiausiai tikėtinas „pagrindinis“ scenarijus, kuriam esant:

- **CŠT metinis šilumos poreikis bus stabilus ir svyruos 1200 - 1300 GWh;**
- **Maksimalus šilumos poreikis bus apie 530 MW, ivertinus galios rezervo poreikį CŠT šilumos šaltinių galia turi būti apie 650 - 700 MW.**

3.3.3. Galiau adekvatumo užtikrinimo poreikio prognozė

Lentelė 1 AB „Kauno energija“ valdomų šilumos šaltinių galia, MW

Šilumos šaltinis	Biokuras	Dujos	Viso
Petrašiūnų elektrinė	30	255	255
Pergalės katilinė	0	40	40
Šilko katilinė	22	29	51
Inkaro katilinė	20	0	20
Viso:	72	327	399

Lentelė 2 Neprisklausomų šilumos gamintojų valdomų šilumos šaltinių galia, MW

Šilumos šaltinis	Biokuras	Dujos	Viso
UAB „GECO Kaunas“	20	0	20
UAB „Lorizon Energy“	12	0	12
UAB „Aldec General“	20	0	20
UAB „Oneks Invest“	48	0	48
UAB „Pramonės energija“	20	0	20
UAB „Ekopartneris“	18	0	18
Viso:	138	0	138

Lentelė 3 UAB Kauno termofikacijos elektrinė valdomų šilumos šaltinių galia, MW

Šilumos šaltinis	Biokuras	Dujos	Viso
Turbina T-110	0	220	220
VŠK PTVM-100	0	348	348
Viso:	0	568	568

Viso CŠT sistemos šilumos šaltinių instaliuota galia sudaro 1105 MW, iš jų:

- Biokuro 210 MW;
- Dujinių 895 MW.

Artimiausioje ateityje atsinaujinančius energijos išteklius vartojančių šilumos šaltinių instaliuota galia padidės:

- 2016 m. pradės veikti UAB „SSPC Taika“ biokuro kogeneracinė elektrinė, kurios galia bus 5 MW elektros ir 20 MW šilumos;
- 2016 m. pradės veikti UAB „Foksita“ pramoninė biokuro kogeneracinė elektrinė, kurios galia bus 5 MW elektros ir 15 MW šilumos;
- 2019 m. pradės veikti „Lietuvos energija“ UAB buitinių atliekų deginimo kogeneracinė elektrinė, kurios galia bus 20 MW elektros ir 70 MW šilumos.

Laukiama, kad 2020 m. atsinaujinančius išteklius vartojančiu šilumos šaltinių instaliuota šilumos galia pasieks 315 MW, kurie galės padengti daugiau kaip 90 proc. CŠT šilumos poreikio.

Kauno CŠT sistemos poreikių analizės rezultatai rodo kad sistemos šilumos šaltinių galia turi būti apie 650 - 700 MW. Ivertinus esamą situaciją bei pradėtus įgyvendinti projektus, prognozuojama, kad 2020 m. CŠT sistemoje gali būti didelis instaliuotų šilumos šaltinių perteklius.

Kita vertus, net pastačius artimiausioje ateityje planuojamų pastatyti biokuro ir komunalinių atliekų panaudojimo energijos gamybai elektrines, be KTE šilumos gamybos galų, šilumos gamybos galios adekvatumui užtikrinti nepakaks.

Optimizuojant šilumos šaltinių išdėstymą, jų dydį ir gamybai naudojamo kuro rūšį, turi būti atsižvelgta į šilumos tiekimo patikimumo, kokybės užtikrinimo bei ekonominius aspektus.

Istoriškai susiklostė, kad miesto šilumos tinklas yra suprojektuotas tiekti šilumą iš pagrindinio šilumos gamybos šaltinio – Kauno termofikacinės elektrinės. Praeitų šildymo sezonų praktika parodė, kad šilumos gamybos decentralizavimas sukelia daug techninių problemų - esant dideliam dirbančių šilumos šaltinių kiekiui, šilumos tiekimo sistemos darbo patikimumas ir tiekiamų paslaugų kokybė smarkiai sumažėja dėl žemiau išvardintų priežasčių:

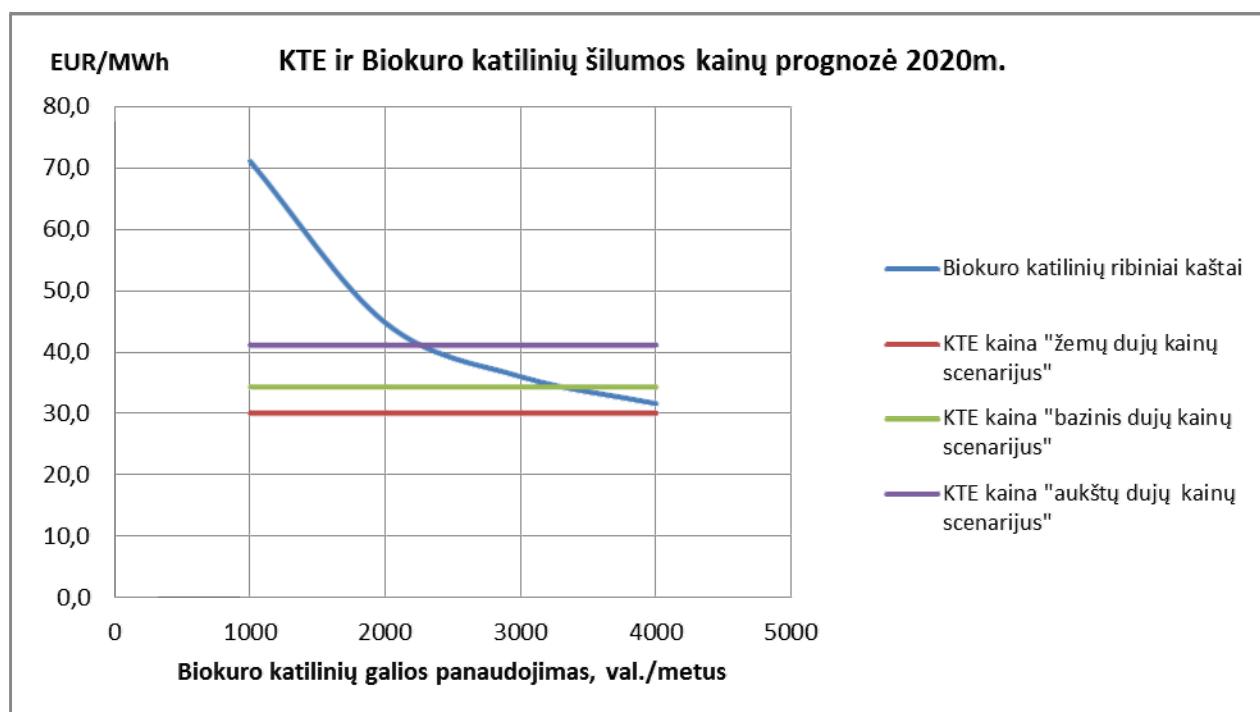
- šilumos tiekimo sistema yra sunkiai valdoma esant dideliam dirbančių šilumos šaltinių skaičiui;
- šiluma turės tekti priešinga kryptimi negu buvo numatyta projektuojant bei vystant sistemą;
- sistemoje nedirbant jokiam stambesniams šilumos šaltiniui, kuris galėtų užtikrinanti šilumos tinklų hidraulinio režimo reguliavimą bei slėgio palaikymą kontroliniuose taškuose, šilumos tiekimo tinkle susidaro „mirties taškai“ (tose vietose vandens greitis lygus nuliui), neišlaikomas tinklo vandens slėgis atskirose zonose, slėgio perkričiai šilumos vartotojams nėra stabilūs, „užsiorina“ pastatų šildymo sistemas;
- pastatyti biokuro katilai nėra pritaikyti darbui kintamo srauto režime, jų apkrovimo kitimo greitis yra labai mažas. Labai didelė neplaninių biokuro katilų sustojimų tikimybė, kuri dar labiau didėja speigo metu, kai biokuras yra sušalęs;
- periodinis dujinių katilinių paleidimas/stabdymas pikinių apkrovimų reguliavimui, ypač staigaus atšalimo metu, gali išbalansuoti tinklo hidraulinį režimą ir sukelti hidraulinius smūgius, kurie gali pažeisti tinklus bei vartotojų šilumos prietaisus.

Todel siekiant užtikrinti patikimą šilumos tiekimo sistemos veikimą ir tiekiamų paslaugų kokybę yra būtina užtikrinti, kad šildymo sezono metu nuolat dirbtų stambesnis šilumos šaltinis deginantis gamtinės dujas, kuris užtikrins sistemos hidraulinio režimo palaikymą, greitą šilumos apkrovimo reguliavimą \pm 50

MW intervale nekeičiant tinklo konfiguracijos ir nedarant sudėtingų perjungimų šilumos tinkle. Tokiu budu sistemoje turi būti užtikrintas minimalus (apie 30MW) šilumos apkrovimas dujiniam šilumos šaltiniui.

Yra akivaizdu, kad Kauno CŠT sistemoje yra perinvestuota į atsinaujinančius energijos išteklius deginančius šilumos šaltinius. Orientavimasis į vieną energetinių išteklių rūšį mažina sistemos energetinį saugumą ir nėra racionalu ekonominiu požiūriu.

Analizuojant metinį Kauno CŠT sistemos poreikį galima nustatyti maksimalų šilumos gamybos potencialą nepriklausomų šilumos gamintojų valdomoms biokuro katinėms tuo atveju, jeigu KTE pasitrauks ir šilumos rinkos. Tokiu atveju minėti biokuro katinai dirbdami pusiau pikiniame apkrovimo reguliavimo intervale galės maksimaliai pagaminti apie 170 GWh šilumos per metus, t. y. šių katininių nominalios galios panaudojimas sudarys mažiau kaip 1500 val. per metus. Šių katininių šilumos gamybos kaina bus aukštesnė negu KTE šilumos kaina nustatyta vadovaujantis privaloma kainodara.



Pav. 25 Laukiamu KTE šilumos kainų, nustatytių pagal privalomą kainodarą ir biokuro katininių ribinių ilgalaikių šilumos gamybos kaštų palyginimas

Kadangi nepriklausomų šilumos gamintojų valdomų biokuro katininių maksimalus instaliuotos galios panaudojimas bus apie 1300 val. per metus, minėtu biokuro katininių šilumos gamybos kaina visada bus ženkliai didesnė negu KTE gaminamos šilumos kaina. Šių katininių su kaitravamzdžiais katinais tarnavimo laikas sudaro nedaugiau kaip 10 metų, iki 2020 m. daugelis gamintojų nesurinks pakankamai lėšų kapitalui grąžinti ir nesuformuos atidėjimų įrenginių atnaujinimui, todėl šie nepriklausomi šilumos gamintojai turės pasitrukti iš Kauno šilumos rinkos.

Siekiant užtikrinti šilumos tiekimą vartotojams turi būti uždaryta dalis AB „Kauno energija“ valdomų dujinių katininių. Šioms katinėms dujos yra tiekiamos iš skirtomujų dujotiekių, todėl šių katininių

gaminama šilumos kaina bus visada didesnė negu KTE šilumos kaina, nes KTE perka dujas iš magistralinio dujotiekio.

Lentelė 4 Prognozuojamas optimalus šilumos šaltinių instaluotų galių balansas ateityje

Šilumos šaltinis	biokuras	dujos	Viso
Komunalinių atliekų deginimo TE	70	0	70
UAB "SSPC Taika" TE	20	0	20
UAB "Foksita" TE	15	0	15
AB " Kauno energija" katininės	80	205	285
UAB "Kauno termofifikacijos elektrinė"	0	260	260
Neprisklausomų šilumos gamintojų katininės	0	0	0
Viso:	185	465	650

Tokia šilumos šaltinių konfigūracija leis užtikrinti patikimą šilumos tiekimą mažiausiomis sąnaudomis.

3.4. Planuojamo objekte naudoti kuro (gamtinių dujų) rinkos vertinimas

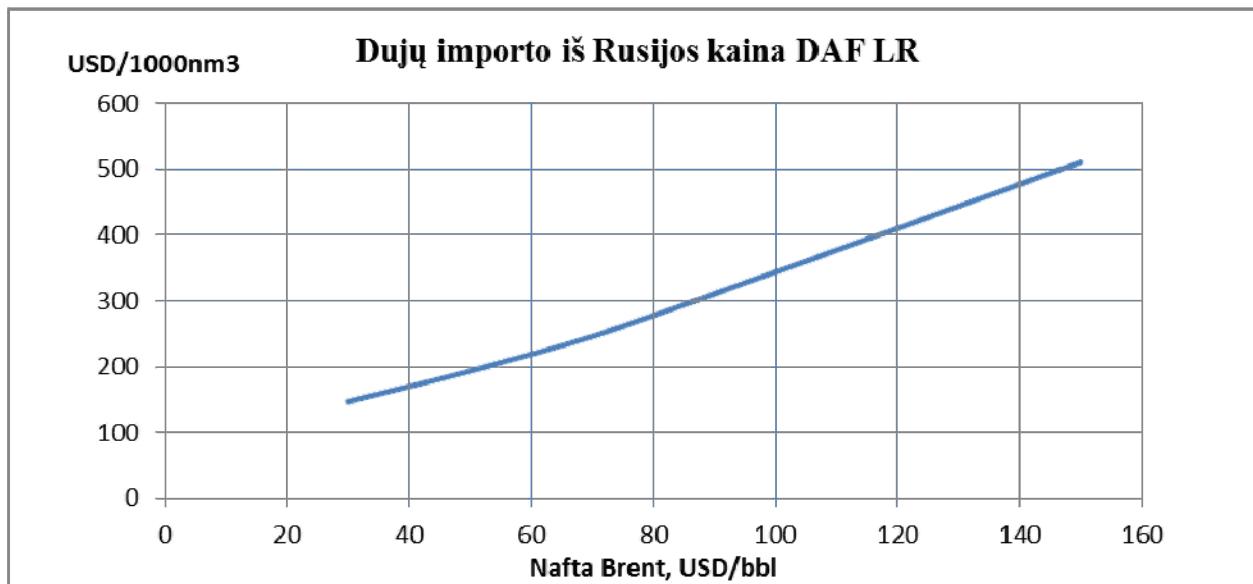
3.4.1. Kuro kainų kaitos tendencijos ir pagrindiniai kainų scenarijai

Šiuo metu pasaulyje daugiausiai gamtinių dujų išgaunama JAV ir Rusijoje. Šiose dvejose valstybėse yra išgaunama beveik 40 proc. visame pasaulyje suvartojamų gamtinių dujų. Daugelis ekspertų prognozuoja, kad šios dvi valstybės turės didžiausią įtaką pasaulinėje gamtinių dujų rinkoje, todėl rengiant ilgalaikes gamtinių dujų kainų prognozės buvo išnagrinėti du gamtinių dujų tiekimo variantai:

- gamtinių dujų importas iš Rusijos;
- suskystintų gamtinių dujų importas iš JAV per Klaipėdos SGD terminalą.

3.4.1.1. Gamtinių dujų importo iš Rusijos kainų prognozė

Rusijoje gamtinių dujų eksportas yra monopolizuotas Gazprom, eksportuojamų dujų kaina yra tamprai susieta su naftos produktų kainomis, t. y. su pasaule naftos rinkos kaina.



Pav. 26 Iš Rusijos importuojamų gamtinėų dujų kainos priklausomybė nuo pasaulinės naftos kainos

Įvertinus, kad naftos rinka yra labai “kaprizinga“, o naftos kainos priklauso nuo aibės neprognozuojamų faktorių, (politinės situacijos visame pasaulyje ir atskiruose regionuose, pasaulinės ekonomikos augimo ir nuosmukio ciklų, pagrindinių valiutų kurso svyravimų, stichinių nelaimių ir pan.) tiksliai ir patikimai prognozuoti naftos kainų lygį ateičiai yra labai sudėtinga. Daugelio žymiausių pasaulio ekspertų prognozės skiriasi tarpusavyje 20 - 30 proc. priklausomai nuo politinės ir ekonominės situacijos pasaulyje studijos rengimo metais.

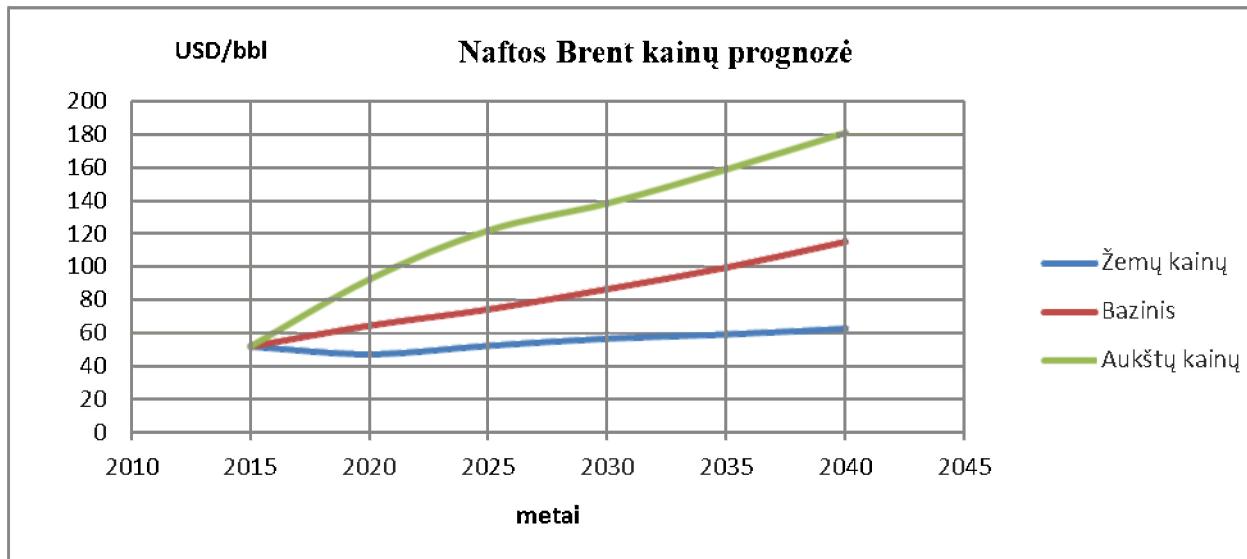
Todėl rengiant ilgalaikes naftos kainų prognozes buvo išnagrinėtos kelių didžiausią autoritetą pasaulyje turinčių institucijų paruoštos ataskaitos:

- JAV vyriausybės Energetikos informacijos administracijos (EIA, Annual Energy Outlook 2015);
- Tarptautinės energetikos agentūros (IEA, World Energy Outlook 2015);
- Pasaulio banko (WB, Commodities Forecast 2016);
- Naftą eksportuojančių šalių organizacijos (OPEC, World Oil Outlook 2015);
- Deloitte (Price Forecasts 2016).

Apibendrinant aukščiau išvardintų institucijų prognozes buvo paruošti 3 galimi naftos kainų raidos scenarijai 2020 - 2040 m.:

- „**Žemų kainų“ scenarijus.** Šis scenarijus yra tikėtinas tuo atveju, kai pasaulio ekonomika augs labai lėtai, atsinaujinančių išteklių vartojimas augs dideliais tempais, elektromobilių naudojimas augs dideliais tempais, skalūninės naftos gavybos investicinės ciklas sutrumpės naujų technologijų dėka, OPEK narės konkuruos tarpusavyje siekiant išsaugoti turimas naftos rinkas;

- „**Bazinis**“ **scenarijus.** Šis scenarijus yra tikėtinis vidutiniams pasaulio ekonomikos augimo greičiui, tačiau atsinaujinančių išteklių vartojimas ir elektromobilių naudojimas augs didelais tempais, OPEK narės siekiant išsaugoti tradicines naftos rinkas efektyviai reguliuos naftos gavybą ir sieks užtikrinti naftos paklausos/pasiūlos balansą ties „ekonomiškai teisinga“ naftos kaina. Daugelis ekspertų mano kad „ekonomiškai teisinga“ naftos kaina šiuo metu yra 60 - 65 USD/bbl ir toks kainų lygis leidžia užtikrinti pelningą veiklą išgaunat netradicinę naftą (skalūnai, bituminis smėlis);
- „**Aukštų kainų**“ **scenarijus.** Šis scenarijus yra tikėtinas tuo atveju, kai pasaulio ekonomika augs didelais tempais, atsinaujinančių išteklių vartojimo augimas bus nepakankamas naujiems poreikiams padengti. Politinė situacija pasaulyje bus nestabili ir pasaulis bus kamuojamas tarpvalstybiniais konfliktais, OPEK narės reguliuos naftos gavybą ir sieks užtikrinti naftos paklausos/pasiūlos balansą aukštų kainų lygyje.

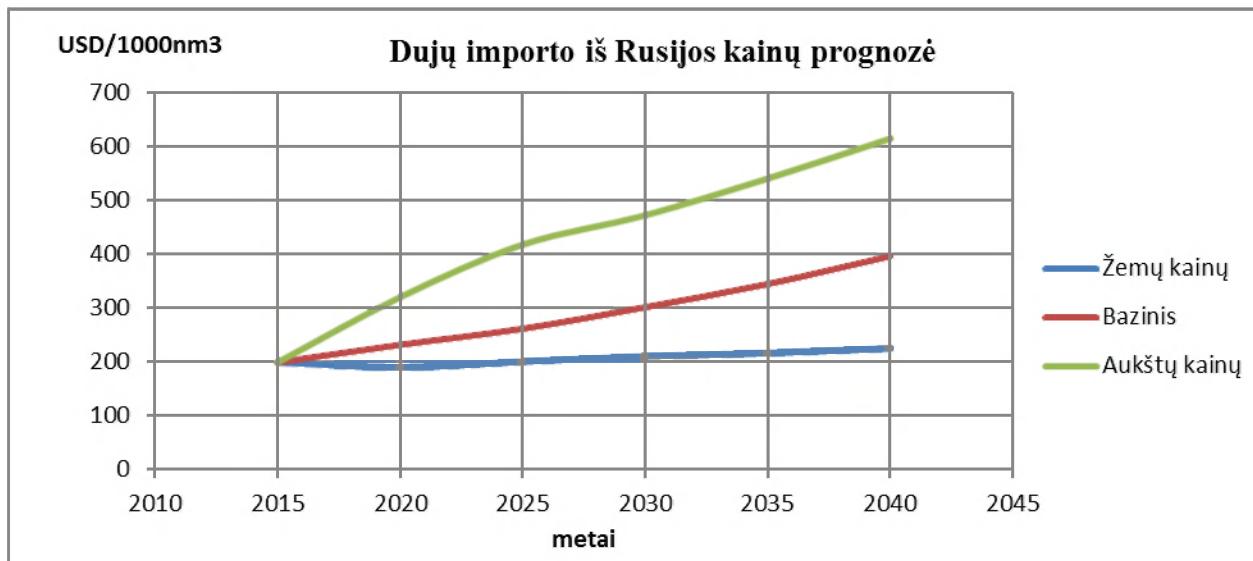


Pav. 27 Prognozuojamos naftos kainos nagrinėjamiems scenarijams

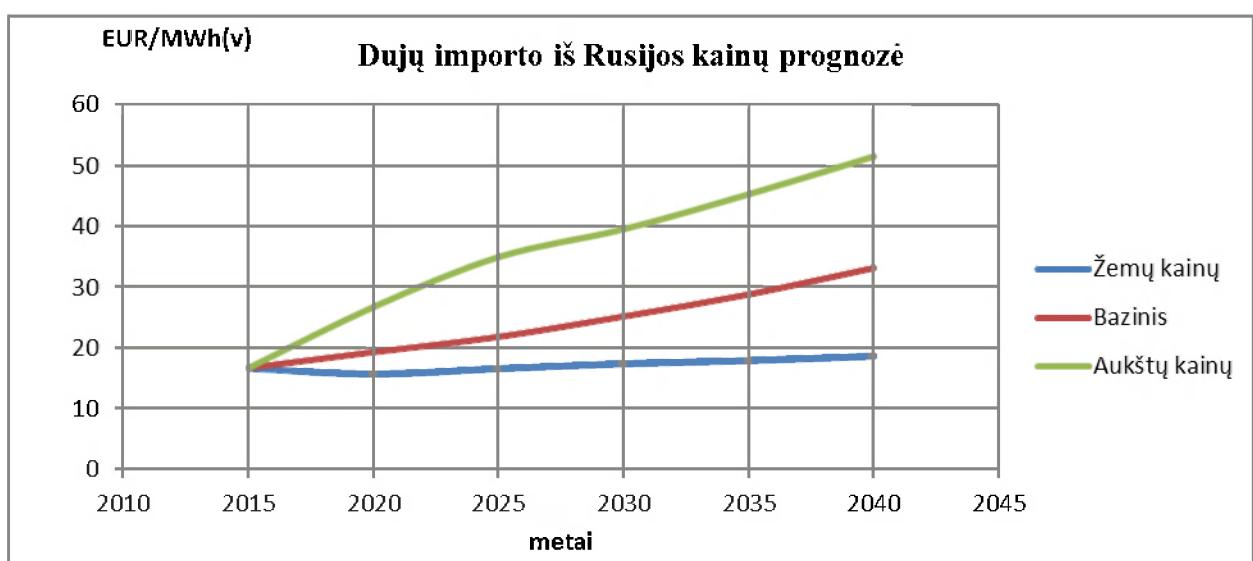
Šio šimtmečio pradžioje prasidėjęs nuolatinis naftos kainų augimas bei jų aukštas lygis yra siejamas su ypač sparčiu Kinijos ekonomikos augimu (kas smarkiai padidino naftos paklausą) ir nuolatiniais neramumais Artimuosiuose Rytuose (kas sumažino naftos gavybą šiame regione).

Palyginus su praėitu dešimtmečiu yra prognozuojamas nuosaike snis naftos kainų lygis, nes:

- Kinijos ekonomikos augimas smarkiai sulėtėja;
- įvyko skalūninė revoliucija ir naujų technologijų dėka netradicinės naftos gavybos kaštai smarkiai sumažėjo;
- atsinaujinančių išteklių gaminama energija ženkliai atpigo naujų technologijų dėka ir šios technologijos yra labiausiai plečiamos visame pasaulyje, atsinaujinančių energijos išteklių naudojimas nuolat didėja.



Pav. 28 Gamtinių dujų importo iš Rusijos kainų prognozė, esant įvairiems naftos kainų raidos scenarijams (USD/1000nm³)



Pav. 29 Gamtinių dujų importo iš Rusijos kainų prognozė, esant įvairiems naftos kainų raidos scenarijams (Eur/MWh(v))

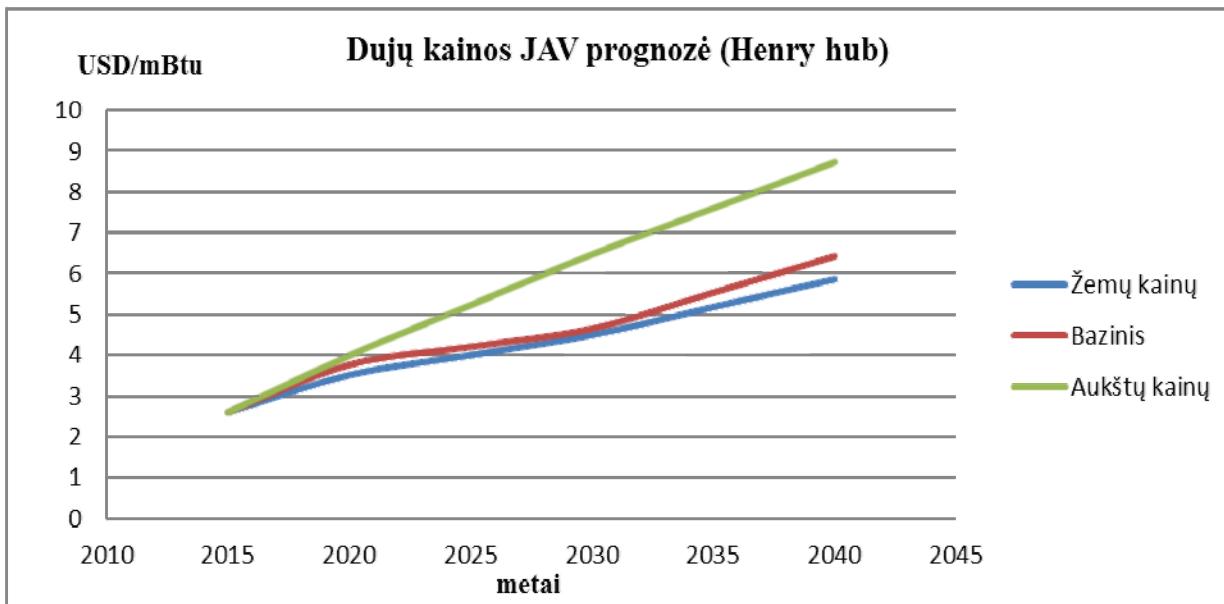
3.4.1.2. Gamtinių dujų importo iš JAV kainų prognozė

JAV gamtinių dujų rinka veikia laisvos rinkos pagrindais, gamtinės dujų rinkos kaina yra formuojama paklausos ir pasiūlos balanso pagrindu ir nėra susieta su pasaulinėmis naftos kainomis. Gamtinių dujų eksportas yra reguliuojamas valstybės suteikiant atitinkamus leidimus.

Šiuo metu dujų kaina JAV yra rekordiškai žema ir yra 2,5 USD/MBtu. Toks dujų kainų lygis yra netvarus ir ateityje dujų rinkos kaina neišvengiamai didės, nes:

- dujų gavyba tapo nerentabili, daug dujų gavybos kompanijų turi problemų atskaitant su kreditoriais ir yra ant bankroto ribos;
- JAV vyriausybė leido eksportuoti dujas, pradėti statyti SGD eksporto terminalai ir vamzdynai į Meksiką.

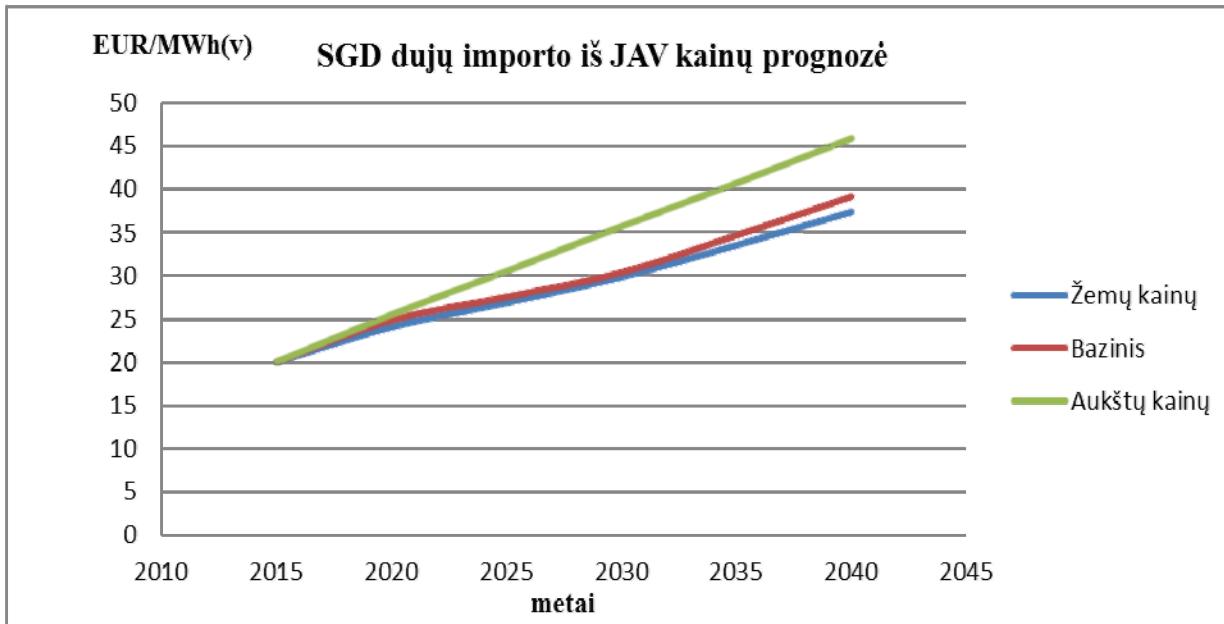
Rengiant ilgalaiques JAV dujų rinkos kainų prognozes buvo išnagrinėtos kelių didžiausią autoritetą pasaulyje turinčių institucijų (JAV vyriausybės Energetikos informacijos administracijos, Tarptautinės energetikos agentūros, Deloitte) ir jų pagrindu paruošti 3 galimi kainų scenarijai.



Pav. 30 Gamtinių dujų rinkos kaina JAV prognozės

Nustatant gamtinių dujų importo kainas prie LR sienos (Klaipėdos SGD terminale) prognozes, buvo taikomos tokios prielaidos:

- gamtinių dujų suskystinimo kaštai JAV terminaluose - 3,2 USD/mBtu;
- gamtinių dujų transportavimas iki Klaipėdos uosto - 1,0 USD/mBtu.



Pav. 31 Iš JAV į Lietuvą importuojamų gamtinių dujų kainos prognozė

3.4.2. Gamtinių dujų importo kainų prognozė

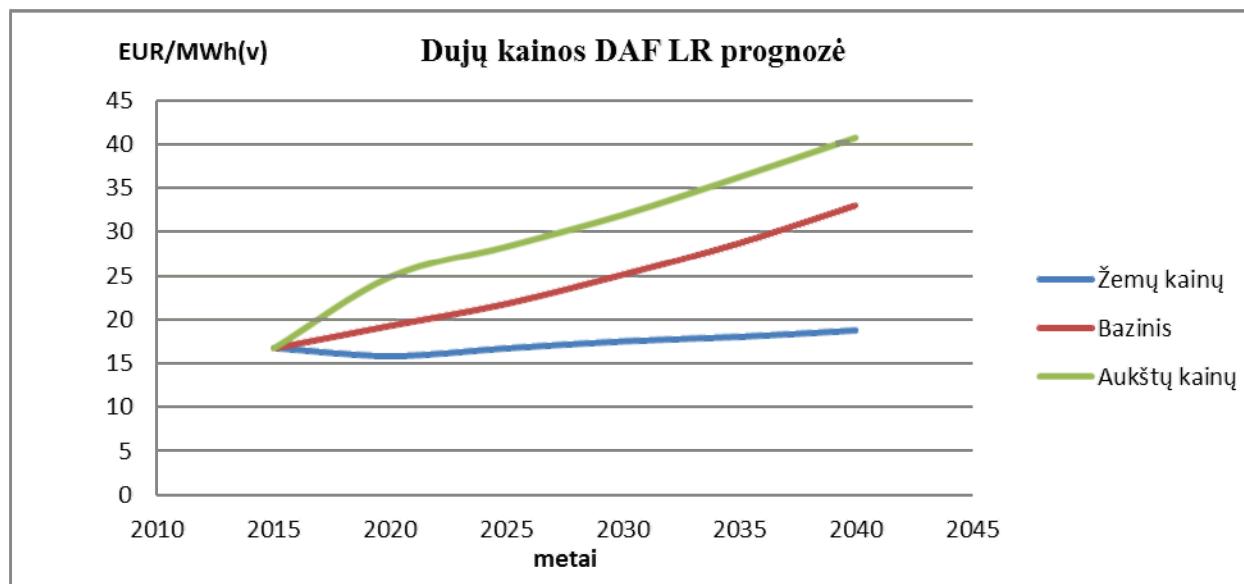
Atlikta gamtinių dujų importo iš Rusijos ir JAV kainų prognozė bei jų palyginimas rodo, kad prognozuojama importuojamų iš Rusijos gamtinių dujų kaina bus mažesnė nei importuojamų iš JAV „žemų“ ir „bazinio“ naftos kainų scenarijų atvejais.

Esant „aukštam“ naftos kainų scenarijui iš JAV importuojamų gamtinių dujų kaina yra prognozuojama mažesnė nei importuojamų iš Rusijos.

Įvertinus, kad Lietuvoje veikia SGD importo terminalas Klaipėdoje ir iki 2020 m. šalies dujų sistema bus sujungta su Lenkijos dujų sistema, Lietuvoje bus užtikrintas dujų tiekimas iš trijų alternatyvių šaltinių, šalies dujų vartotojai visada turės galimybę pirkti dujas iš pigiausio šaltinio.

Todėl rengiant Plėtros projektą buvo taikomos tokios prielaidos dėl gamtinių dujų kainų:

- esant „žemų“ naftos kainų scenarijui – dujos importuojamos iš Rusijos;
- esant „baziniam“ naftos kainų scenarijui – dujos importuojamos iš Rusijos;
- esant „aukštū“ naftos kainų scenarijui – dujos importuojamos iš JAV.



Pav. 32 Gamtinių dujų importo kainų prognozės

4. Projekto koncepcija

4.1. Planuojamų objektų veiklos prioritetai ir principai

Planuojama, kad naujas kombinuoto ciklo dujų turbinos (KCDT) blokas pakeis esamus elektros gamybos įrenginius KaunoTE, nepadidinant elektrinės įrengtosios galios.

Naujas KCDT blokas pasižymės gerokai aukštesniu efektyvumu, nei pakeičiami blokai, kas salygos mažesnius elektros gamybos kintamus kaštus ir konkurencingesnę elektros gamybą.

Naujo KCDT bloko žymiai didesnis elektros ir šilumos gamybos santykis, dirbant kogeneraciniu režimu bei žymiai aukštesnis elektros gamybos efektyvumas, dirbant kondensaciniu režimu, taip pat – blokas bus žymiai mobilesnis, greičiau keičiantis galią, greičiau pasileidžiantis iš „šaltos“ būklės, nei esami blokai. Tai leis naują bloką naudoti ne tik, kaip efektyvų tretinį „šaltą“ rezervą ir elektros gamybos pajęgumus, reikalingus ilgalaikiam Lietuvos elektros energetikos sistemos galių adekvatumui užtikrinti, bet taip pat išnaudoti šį bloką, gaminant elektros energiją ir patiekiant ją į tinklą tais momentais, kai elektros rinkos kaina net pakankamai trumpam laikui pakyla. Taip pat bus galima efektyviai rezervuoti ir balansuoti, pavyzdžiu, vėjo elektrinių gaminamą elektros energiją.

Lietuvoje ir gretimose valstybėse augant kintamos elektros energijos gamybos (saulės elektrinių ir ypač vėjo elektrinių) įrengiamiems pajęgumams, neišvengiamai augs elektros energijos rinkos kainų svyraimas, o panašių į planuojamą gamtinėmis dujomis kūrenamų mobilių elektrinių poreikis augs.

4.2. Planuojami technologiniai sprendimai

4.2.1. Pagrindiniai sprendiniai

Kauno termofifikacijos elektrinėje per artimiausius 3 - 4 metus planuojama kompleksiškai modernizuoti pagrindinius įrenginius. Planuojama pagrindinių darbų apimtis:

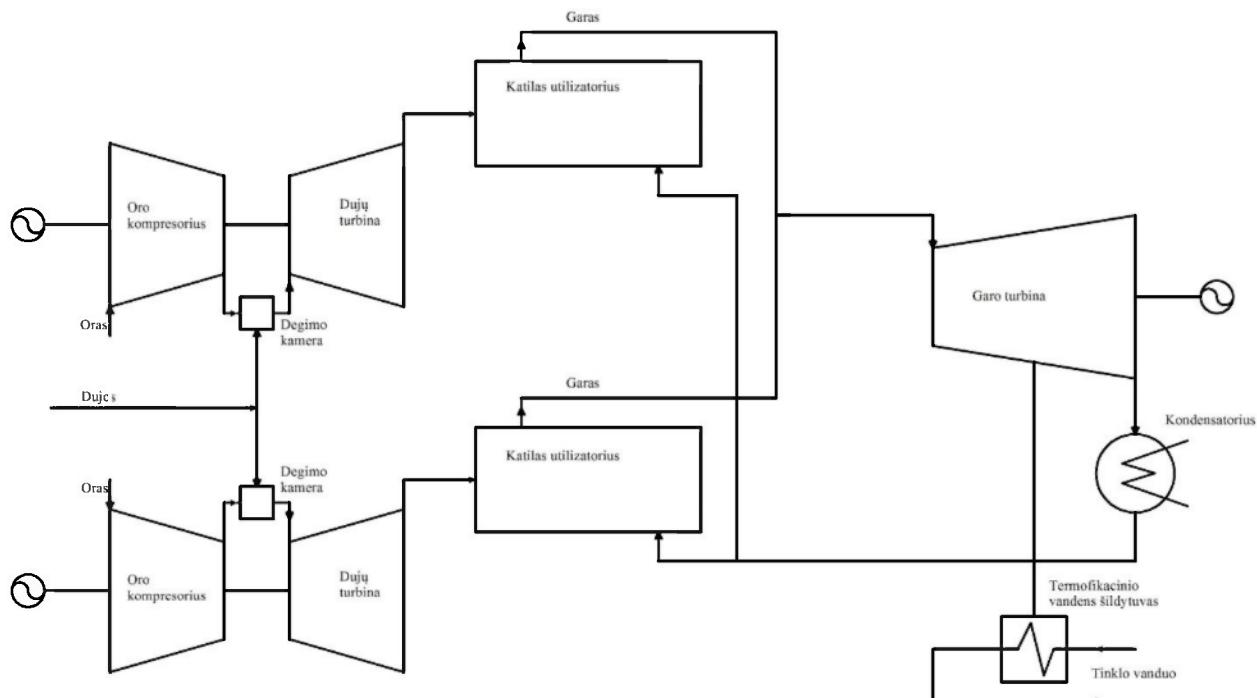
- Iki 2019 m. pabaigos elektrinės teritorijoje planuojama pastatyti naują kombinuoto ciklo dujų turbinų (KCDT) kogeneracinių blokų. Apie 150 MW elektrinio galingumo ir apie 100 MW šiluminės galios. Naujo bloko dalyje taip pat planuojama sumontuoti naujus vandens paruošimo įrenginius bei tinklo siurblius. Naujas blokas bus pritaikytas deginti gamties dujas ir dyzeliną (avarinis kuras).
- Iki 2018 m. pab. planuojama modernizuoti du vandens šildymo katilus PTVM-100. Katilų modernizacija atliekama tikslu padidinti automatizacijos lygi bei sumažinti teršalų emisiją iki ES privalomų normų. Katiluose numatoma sumontuoti naujus žemų NO_x degiklius, pakeisti automatinį valdymą ir šildymo paviršius. Bendra modernizuotų vandens šildymo katilų šilumos galia - 160 MW. Katilai bus pritaikyti gamtinės dujų ir dyzelino deginimui.

Seni generuojantys įrenginiai - turbogeneratoriai, garo katilai, vandens šildymo katilai bus išvesti iš eksploatacijos ir vėliau demontuoti.

Nominali KCDT bloko galia:

- Elektros galia – 150 MW;
- Šilumos galia – 100 MW.

Numatoma pastatyti bloką su “2+1” konfigūracija (2 dujų turbinos ir 1 garo turbinė). Toks sprendimas leidžia užtikrinti didelį bloko darbo lankstumą ir apkrovimo reguliavimą plačiame intervale.



Pav. 33 Principinė KCDT bloko schema

Dujų turbinė - pramoninio tipo su moduline komponuote. Nominali dujų turbinės galia – 55 MW.

Garo generatoriai (katilai utilizatoriai) - vidutinio slėgio su dviejų laipsnių perkaitinto garo slėgiu. Garo katiluose bus papildomai įrengti ekonomaizeriai aušinami tinklo vandeniu. Dujų papildomo deginimo įrangos montavimas nėra numatomas.

Garo turbinos tipas – kondensacinė su garo nuėmimu termofikacijos poreikiams. Garo turbinė turės būti įrengta reguliuojama diafragma šilumos apkrovimui reguliuoti. Numatoma naudoti dviejų laipsnių tinklo vandens pašildymą turbinos šildytuvuose. Garo turbinė taip pat bus įrengtas nereguliuojamas garo nuėmimas (13bar) technologiniams poreikiams tenkinti.

Turbinos kondensatorius bus aušinamas cirkuliacioniu vandeniu. Cirkuliacionio vandens aušinimui bus panaudojama esama aušintuvė, kuri bus rekonstruota tikslu padidinti jos darbo efektyvumą bei sumažinti vandens nuostolius.

Naujas KCDT blokas galės dirbti tokiuose režimuose:

- synchroniškai su elektros tinklu palaikant užduotą galią, dažnį ar slėgi prieš turbiną;
- „salos režime“, atsijungus nuo elektros sistemos.

Planuojama, kad blokas galės dirbti tokiuose apkrovimų reguliavimo intervaluose:

- Elektros 35 – 150 MW;

- Šilumos 25 – 100 MW.

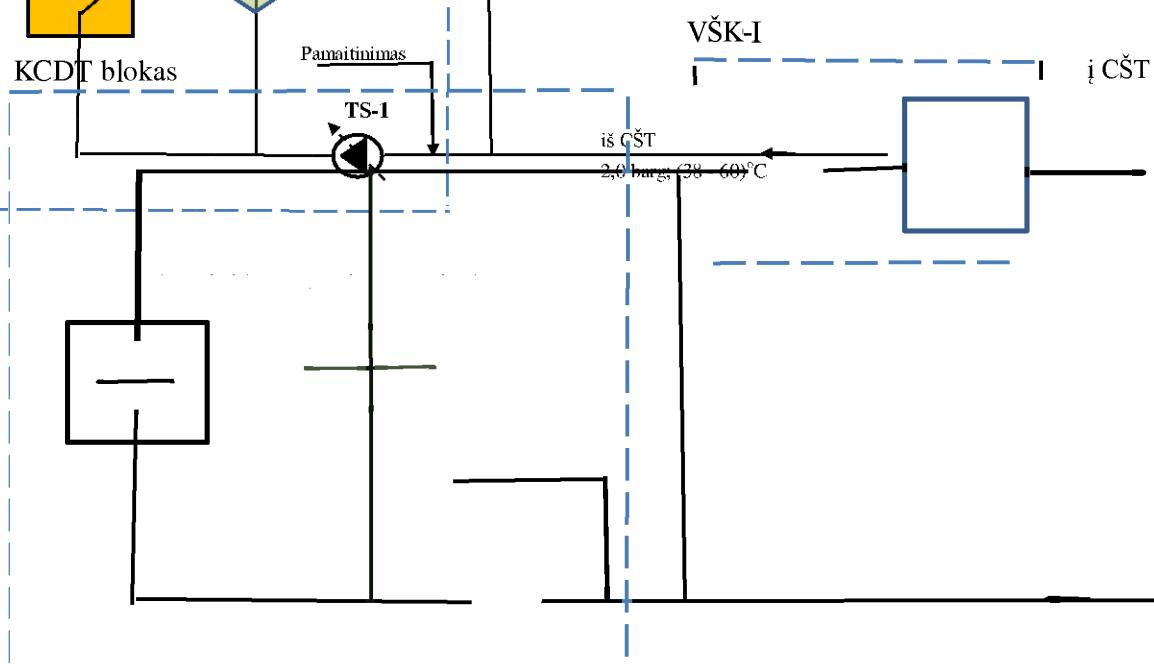
Numatomas įrenginių paleidimo greitis iki nominalios galios, val.

		iš „karštos“ buklės	Iš „šaltos“ buklės
Dujų turbinos	0,3 val.	0,3 val.	
Blokas	Apie 1 val.	Apie 3 val.	

4.2.2. Elektrinės principinė termofikacinė schema (šiluminė schema)

Šildymo sezono metu KCDT blokas dirbs kogenacinėje režime su šilumos nuėmimu, vasaros sezono metu blokas dirbs tik kondensaciniame režime arba stovės rezerve.

TVŠ Nominali elektrinės šilumos galia po rekonstrukcijos – 260 MW.



Pav. 34 Elektrinės principinė termofikacinė schema šiluminė schema

TVŠ – tinklo vandens šildytuvai;

ECO – katilų utilizatorių ekonomaizeris;

TS-I, II – 1 ir 2 pakėlimo tinklo siurbliai;

VŠK – vandens šildymo katilinė.

Elektrinė bus suprojektuota darbui kintamo tinklo vandens debito režime tokiuose tinklo vandens temperatūros reguliavimo intervaluose:

- grįžtamas vanduo, tinklo vanduo 35 – 60°C;
- išėjimas iš KCDT bloko 70 – 110°C;
- išėjimas iš VŠK 70 – 120°C.

Pirmo pakėlimo tinklo siurbliai tieks tinklo vandenį į KCDT bloką bei kontroliuos užduotą grįžtamą vandens temperatūrą. Antro pakėlimo tinklo siurbliai tieks vandenį į CŠT bei kontroliuos užduotą tiekiamo vandens slėgi.

Vandens paruošimo įrenginiai užtikrins CŠT sistemos pamaitinimą reikiamas kokybės vandeniu, našumas – iki 25t/h.

Visų termofikacinės schemas įrenginių valdymas bus integruotas į bendrą decentralizuotą valdymo sistemą (DCS).

Visi tinklo siurbliai bus valdomi dažnio keitiklių pagalba, preliminari numatomų įrengti tinklo siurbliai charakteristika:

- Pirmo pakėlimo (TS-I): $Q \sim 2000 \text{ m}^3/\text{h}$; $H \sim 30 \text{ m.v.st}$; konfigūracija - $3 \times 70\%$;
- Antro pakėlimo (TS-II): $Q \sim 2000 \text{ m}^3/\text{h}$; $H \sim 70 \text{ m.v.st}$; konfigūracija - $4 \times 50\%$.

Projekte bus panaudojami esami tinklo vandens vamzdynai, kolektorinė ir šilumos apskaitos sistema.

4.2.3. Vandens šildymo katilai

Siekiant užtikrinti patikimą šilumos tiekimą bei sumažinti teršalų emisiją numatoma rekonstruoti du vandens šildymo katilus PTVM-100 sumontuotus vandens šildymo katilinėje Nr.1. Numatoma tokia rekonstrukcijos darbų apimtis:

- pakeisti katilų degiklius naujais žemų NO_x degikliais;
- sumontuoti naujus oro ventiliatorius, vandens recirkuliacijos siurblius, kuro reguliavimo ir uždaromąją armatūrą, dyzelino padavimo vamzdynus;
- pakeisti šildymo paviršius ir šiluminę izoliaciją;
- sumontuoti naujų katilų automatinio valdymo sistemą.

Rekonstruoti vandens šildymo katilai dirbs pikiniame režime, jų apkrovimo reguliavimo intervalas bus nuo 10 MW iki 80 MW.

4.2.4. Vandens paruošimo įrengimai

Projekto apimtyje numatoma pastatyti naujus vandens paruošimo įrenginius, kurių našumas bus:

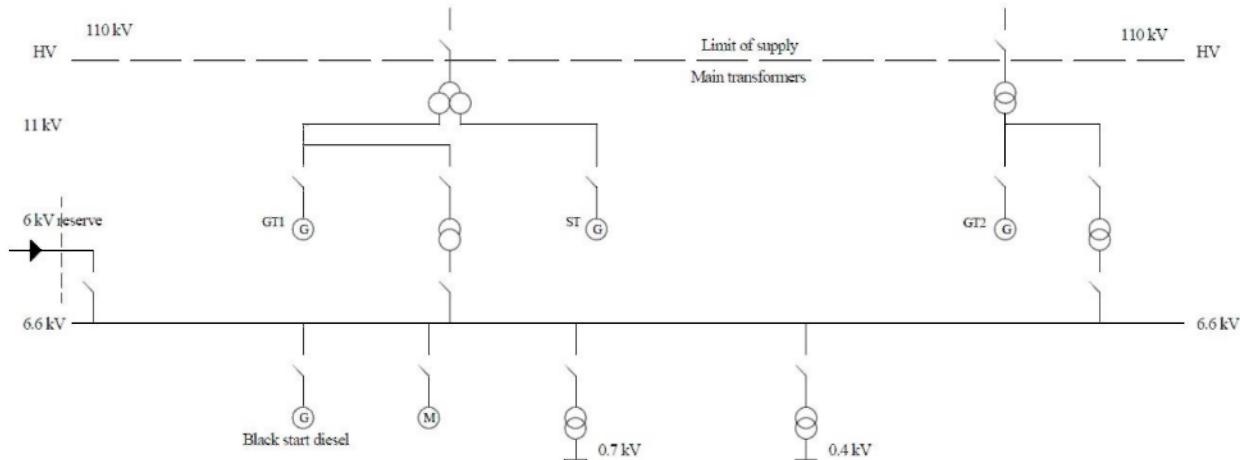
- nudruskinto vandens 8 t/h;
- chemiškai valyto vandens 25 t/h.

Žalias vanduo į vandens paruošimo įrenginius bus tiekiamas panaudojant esamą techninio vandens tiekimo sistemą. Vandens paruošimas bus vykdomas atbulinio osmoso bei jonų mainų technologijų pagrindu.

Chemiškai valyto vandens ir nuotekų kokybė atitiks galiojančių standartų reikalavimus.

4.2.5. Elektrinės principinė elektros schema

Gaminama elektros energija bus tiekama į 110 kV tinklą panaudojant esamus skirstymo įrenginius ir 110 kV elektros perdavimo linijas.



Pav. 35 Elektrinės principinė elektros schema

Elektros generatoriai bus 11 kV įtampos, pagrindinių savų reikalų maitinimui bus naudojama 6,6 kV įtampa.

Normaliu režimu elektrinės savų reikalų maitinimas bus užtikrintas per du darbinius transformatorius. Rezervinis 6 kV maitinimas bus užtikrintas iš esamų 110/6 kV rezervinių transformatorių.

Papildomai numatoma įrengti dyzelinių generatorių, kuris užtikrins elektrinės paleidimą totalios sisteminės avarijos (black start) atveju.

4.2.6. Gamtos apsauga

Oro taršos matavimai bus vykdomi nenutrukstamai kaminuose įrengiant dūmų monitoringo sistemas.

Lentelė 5 Duju turbinų išmetamų teršalų koncentracija neviršys nustatyti ribinių verčių esant standartinėms sausų dumų sąlygomis (0°C , 101.3 kPa , $O_2 = 15\%$)

Pavad.	Vid. paros koncentracija , mg/Nm ³	Monitoringo dažnumas
NO _x	50	nuolatinis
CO	100	
SO ₂	10	
Kietos d.	5	

Lentelė 6 Vandens šildymo katilų išmetamų teršalų koncentracija neviršys nustatyti ribinių verčių esant standartinėms sausų dumų sąlygomis (0°C , 101.3 kPa , $O_2 = 3\%$):

Pavad.	Vid. paros koncentracija , mg/Nm ³		Monitoringo dažnumas
	dujinis kuras	Skystas kuras	
NO _x	100	200	nuolatinis
CO	100	-	
SO ₂	35	250	
Kietos d.	5	25	

4.2.7. Planuojamų techninių darbo režimų skaičiavimai

KCDT bloko įrenginių darbo režimai apskaičiuoti taikant įrenginių gamintojų technologines programas.

Lentelė 7 KCDT bloko darbo režimai termofikaciniame režime

Režimas	Duju turbina			Ekonomiizeris	Garo turbina		KCDT blokas				
	N _{DT}	B _{DT}	n.v.k _{DT}		Q _{ECO}	N _{GT}	Q _{GT}	N	B	Q	n.v.k
	MW _e	MW _f	%	MW _{th}	MW _e	MW _{th}	MW _e	MW _f	MW _{th}	%	kW _e /kW _{th}
DT 2×100% + ECO	109,3	281,2	38,9%	14,4	36,8	83,6	146,1	281,2	98,0	86,8%	1,49
DT 2×75% + ECO	82,0	226,6	36,2%	9,5	32,3	72,1	114,3	226,6	81,6	86,5%	1,40
DT 2×50% + ECO	54,7	177,2	30,9%	7,8	27,6	59,6	82,3	177,2	67,4	84,5%	1,22
DT 1×100% + ECO	54,6	140,8	38,8%	6,6	17,4	38,2	72,0	140,8	44,8	83,0%	1,61
DT 1×75% + ECO	41,0	113,3	36,2%	4,6	15,2	31,7	56,2	113,3	36,3	81,6%	1,55
DT 1×50% + ECO	27,3	88,6	30,8%	3,2	13,1	25,9	40,4	88,6	29,1	78,4%	1,39

Lentelė 8 KCDT bloko darbo režimai kondensaciniame režime

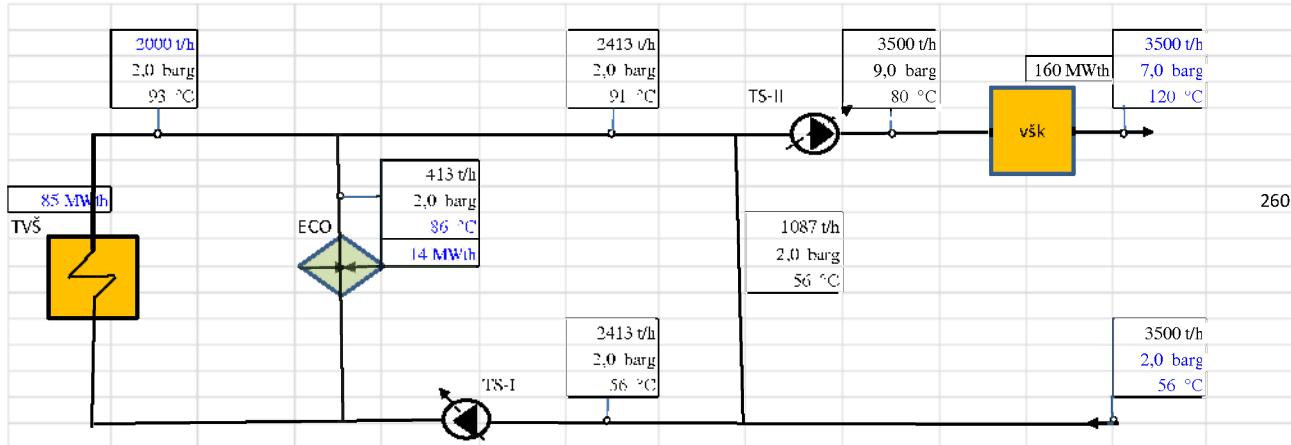
Režimas	Duju turbina			Ekonomiateris		Garo turbina		KCDT blokas				
	N _{DT}	B _{DT}	n.v.k _{DT}	Q _{ECO}	N _{GT}	Q _{GR}	N	B	Q	n.v.k	C	
	MW _e	MW _f	%	MW _{th}	MW _e	MW _{th}	MW _e	MW _f	MW _{th}	%	kW _e /kW _{th}	
DT 2x100%	109,3	281,2	38,9%	0	41,24		150,54	281,2	0,0	53,5%	0,00	
DT 2x75%	82,0	226,6	36,2%	0	36,48		118,48	226,6	0	52,3%	0,00	
DT 2x50%	54,7	177,2	30,9%	0	31,14		85,84	177,2	0	48,4%	0,00	
DT 1x100% + ECO	54,6	140,8	38,8%	0	19,56		74,2	140,8	0	52,7%	0,00	
DT 1x75%	41,0	113,3	36,2%	0	17,18		58,2	113,3	0	51,4%	0,00	
DT 1x50%	27,3	88,6	30,8%	0	14,55		41,85	88,6	0	47,2%	0,00	

Žymėjimai: N – elektros galia, Q – šilumos galia; B – kuro pirminė energija; C – elektros ir šilumos santykis.

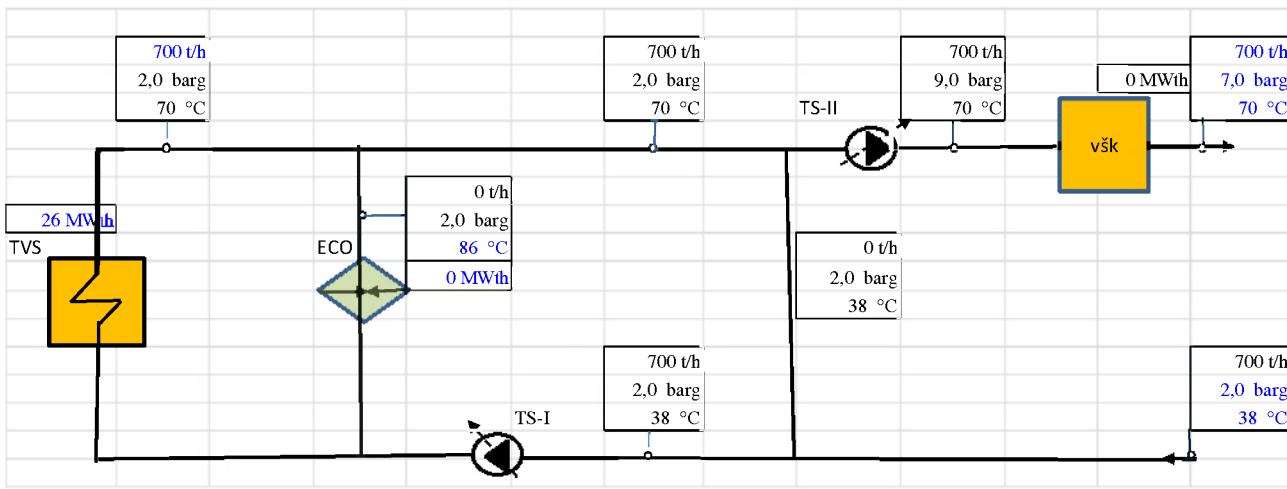
KCDT bloko charakteristikos esant 0°C oro temperatūrai:

- elektros galia – 150 MW;
- šilumos galia – 98 MW;
- n.v.k „brutto“ kog. režime – 86,8 proc.;
- n.v.k „brutto“ kond. režime – 53,5 proc.;
- el. en. suvartojimas s/r – 2,5 proc.

Elektrinės darbo hidrauliniai ir šilumos gamybos režimai buvo apskaičiuoti taikant įmonės disponuojamomis programomis.



Pav. 36 Elektrinės darbo režimas esant max. šilumos apkrovimui 260 MW



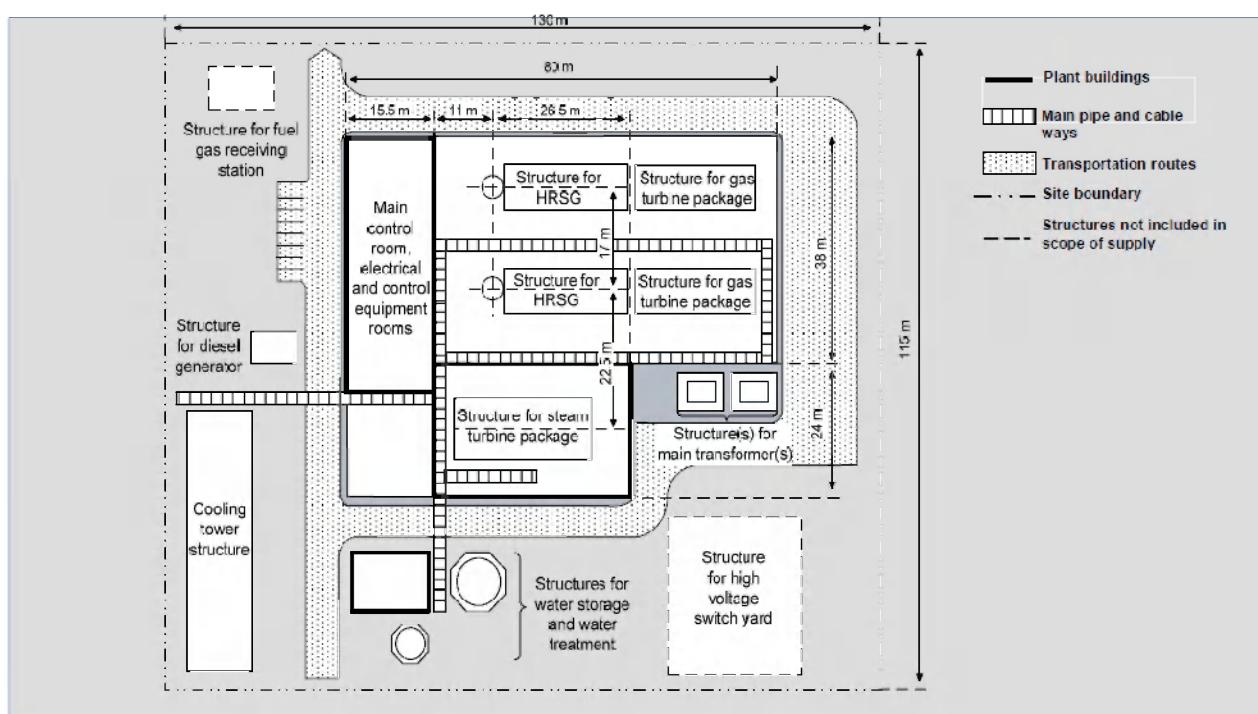
Pav. 37 Elektrinės darbo režimas esant min. šilumos apkrovimui 26 MW

Numatoma, kad šildymo sezono metu KCGT blokas dirbs termofikaciniame režime pagal elektrinį grafiką.

Vasaros sezono metu blokas bus rezerve bei periodiškai bus ijjungiamas į darbą kondensaciniame režime.

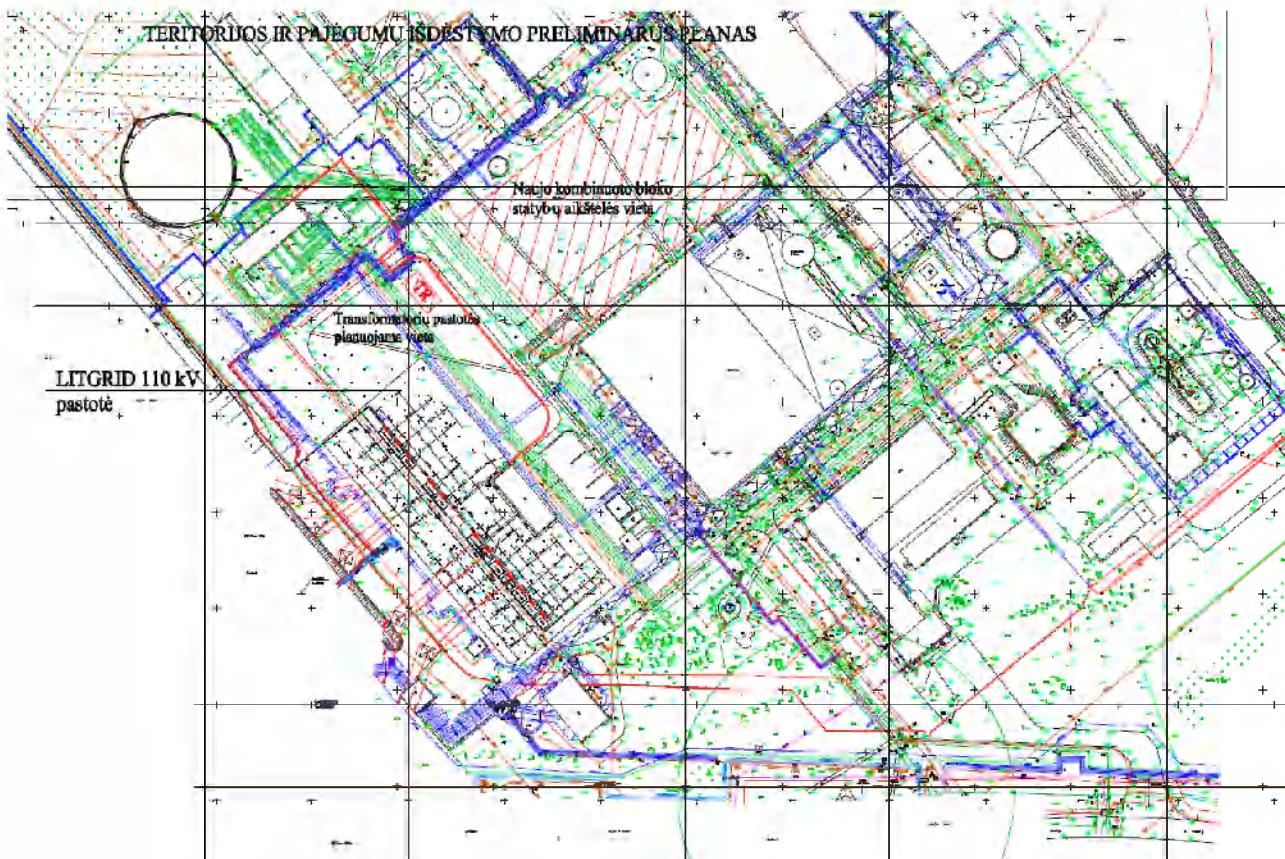
4.3. Perspektyvinės objektų išdėstymo schemas planuojaamoje teritorijoje;

Perspektyvinė įrenginių išdėstymo schema yra nustatyta, bendradarbiaujant su potencialiais įrenginių gamintojais, rengiant prieš projektinius tyrimus.



Pav. 38 Perspektyvinė įrenginių išdėstymo schema

Yra numatoma, kad naujas KCDT blokas bus sumontuotas laisvoje teritorijoje šalia esamo pagrindinio korpuso. Toks sprendimas leidžia maksimaliai panaudoti esamą infrastruktūrą.



Pav. 39 Teritorijos ir pajegumų išdėstymo preliminarus planas

4.4 Alternatyvos planuojamai ūkinei veiklai, atsižvelgiant į suformuotas Nacionalinės energetinės nepriklausomybės strategijos ir naujos energetikos strategijos projekto nuostatas

2012 – 2013 m. įmonė buvo parengusi KTE konversijos į atsinaujinančių energijos išteklių vartojimą projektą. Buvo išnagrinėti du galimi konversijos variantai:

- Esamo garo katilo BKZ - 420 rekonstrukcija tikslu pritaikyti jį biokuro dulkėms deginti;
- Naujo 50MW biokuro bloko statyba.

Nustatyta tvarka buvo atliktas projekto SPAV, PAV, plėtros projektas buvo patvirtintas LR Energetikos ministerijos, įmonė dalyvavo atsinaujinančių išteklių skatinimo kvotų paskirstymo aukcione. 2013 m. pasikeitus LR atsinaujinančių išteklių įstatymui skatinimo kvotų aukcionai buvo panaikinti ir įmonė negalėjo įgyvendinti šio projekto.

2014 m. Lietuvos Respublikos Vyriausybė patvirtino Nacionalinę šilumos ūkio plėtros programą. Programoje numatyta Kauno CŠT sistemoje įrengti iki 53 MWe ir iki 130 MWth kogeneracinius įrenginius buitinėms atliekoms ir biokurui deginti, tačiau šio projekto įgyvendino teisės buvo suteiktos išskirtinai tik „Lietuvos energija“ UAB. Minėtoji įmonė organizavo apklausą potencialiems partneriams parinkti.

Atsižvelgiant į situaciją atliekų tvarkymo sferoje, UAB Kauno termofikacijos elektrinė parengė 53MW „multikuro“ bloko statybos projektą. Projekto apimtyje buvo numatoma pastatyti naują CFB katilą, kuriame butų galima kartu deginti rūšiuotų būtiniai atliekų, biokuro, durpių ir dujų mišinį. Nors šis projektas palyginus su standartinė atliekų deginimo elektrine buvo ženkliai efektyvesnis ir reikalavo ženkliai mažesnių investicijų, „Lietuvos energija“ UAB dėl nežinomų priežasčių atmetė KTE pasiūlymą bendradarbiauti.

2015 m. įmonė atliko akmens anglimi kūrenamos elektrinės statybos galimybių studiją. Tolesni plėtros darbai buvo sustabdyti įvertinus neigiamą visuomenės nuomonę bei neigiamą poveikį aplinkai.

2016 m. pradžioje įmonė atliko 250 – 350 MW dujomis kūrenamo naujo KCDF kondensacinio bloko statybos prieš projektinius tyrimus. Tolesni plėtros darbai buvo sustabdyti, nes atlikti ekonominiai skaičiavimai parodė, kad projektas yra ekonomiškai nepatrauklus.

Manoma, kad dabartinėje situacijoje naujo kogeneracinio 150 MW KCDF bloko statyba yra optimaliausias sprendimas iš visų galimų variantų.

5. Investicijų pagrindimas

Investicijų pagrindimas atliekamas vadovaujantis Valstybinės kainų ir Energetikos kontrolės komisijos 2009 liepos 10 d. Nutarimu Nr. O3-100 patvirtinto „Energetikos Įmonių investicijų vertinimo ir derinimo Valstybinėje kainų ir energetikos kontrolės komisijoje tvarkos aprašo“ nuostatomis.

Veiklos finansinis įvertinimas atliekamas trimis galimiems variantams:

- Žemų kuro kainų scenarijus;
- Bazinių kuro kainų scenarijus;
- Aukštų kuro kainų scenarijus.

Vertinimo laikotarpis – 16 metų. Šis laikotarpis apima pilną dujų turbinų gyvavimo ciklą iki jų esminio atnaujinimo. Atlikus būtinas reinvesticijas dujų turbinoms atnaujinti įrenginiai dar galės dirbti apie 10 metų.

5.1. Prielaidos finansiniam ir ekonominiam vertinimui atlikti

5.1.1. Kuro kainos

Planuojamame KCDF bloke ir vandens šildymo katiluose numatoma naudoti gamtines dujas. Gamtinių dujų kainos prognozė yra detaliai aprašyta 3.4 skyriuje. Vadovaujantis kuro rinkos analizės rezultatais taikomos tokios prielaidos dėl gamtinių dujų (žaliavos) kainų:

Lentelė 10 Gamtinių dujų importo kainų prognozė (EUR/MWh(ž))

Scenarijus	2020	2025	2030	2035
Žemų kuro kainų scenarijus	17,4	18,2	19,0	19,8
Vidutinių kuro kainų scenarijus	21,3	24,3	27,8	31,8
Aukštų kuro kainų scenarijus	27,5	31,2	35,4	40,2

Prognozuojant gamtinių dujų perdavimo kainas šiuo metu galiojančios gamtinių dujų transportavimo kainos dedamosios:

- Už perduotą dujų kiekį – 1,07 EUR/MWh;
- Už užsakytus pajėgumus įleidimo taške – 32,32 EUR/MWh;
- Už užsakytus pajėgumus išleidimo taške – 212,24 EUR/MWh;
- Už vartojimo pajėgumus – 413,46 EUR/MWh.

Taikoma prielaida, kad dujų transportavimo kainos kasmet augs pusei infliacijos dydžio.

5.1.2. ATL kainos

Tarptautinė energetikos agentūra prognozuoja, kad ATL kainos turėtų didėti iki 15,1 Eur/t – 2020 metais ir 30,1 Eur/t – 2035 metais pagal naujos politikos scenarijus (World Energy Outlook 2013). Pagal Tarptautinės Energetikos Agentūros 450 scenarijų, kuriame apibrėžtas tikslas išlaikyti globalios temperatūros padidėjimą ne daugiau kaip 2°C ribojant šiltnamio efektą sukeliančių dujų koncentraciją atmosferoje iki maždaug 450 milijoninių CO₂ dalių, prognozuojama, kad CO₂ kainos turėtų didėti iki 26,4 Eur/t – 2020 metais ir 94,1 Eur/t – 2035 metais.

Prognozuojant ATL kainas ateityje, naudojamasi prielaidomis, kurios buvo naudotos Lietuvos Energetikos Instituto mokslininkų parengtuose energetikos raidos scenarijuose naujai Lietuvos energetikos strategijai rengti (<http://goo.gl/pnuXfQ>).

Įvertinus aukščiau išdėstytais faktus, taikomos tokios prielaidos dėl ATL kainų:

Lentelė 9 ATL kainų prognozė (Eur/ATL)

Scenarijus	2020	2025	2030	2035
Žemų kuro kainų scenarijus	11,3	14,2	17,9	22,6
Vidutinių kuro kainų scenarijus	15,1	19,0	23,9	30,1
Aukštų kuro kainų scenarijus	26,4	40,3	61,6	94,1

Prognozuojama kad nuo 2020 m. energetikos įmonėms nebus suteikiami nemokami ATL, visi reikalingi ATL bus perkami rinkoje.

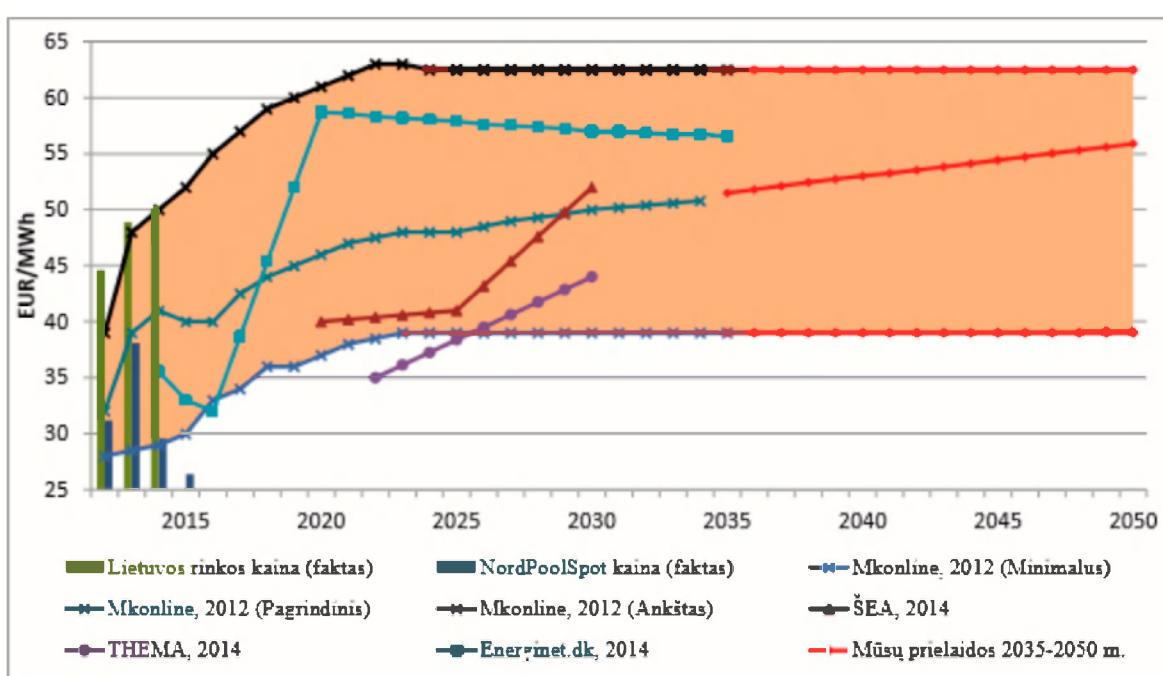
5.1.3. Elektros energijos kainos

Prognozuojant vidutines metines elektros energijos rinkos kainas ateityje, naudojamasi prielaidomis, kurios buvo naudotos Lietuvos Energetikos Instituto mokslininkų parengtuose energetikos raidos scenarijuose naujai Lietuvos energetikos strategijai rengti (<http://goo.gl/pnuXfQ>).

Lietuvos energetikos instituto skaičiavimuose remtasi Šiaurės šalių elektros sektorius analize ir informaciniuose šaltiniuose pateiktomis kainų prognozėmis, kuriose įvertintos naujausios tendencijos ir pokyčiai Skandinavijos (ir ne tik) energijos rinkose.

Literatūroje pateikiama elektros kainos prognozių Šiaurės šalyse apibendrinimas pateiktas žemiau esančiame paveiksle. Skirtingų šaltinių pateikiama prognozės skiriasi, tačiau jos apima tam tikrą prognozuojamas kainos intervalą, kuris pažymėtas paveikslėlyje. Ši intervalą reikėtų traktuoti kaip labiausiai tikėtiną vidutinę elektros kainos kitimo intervalą. Tai yra ilgalaikės vidutinės kainos prognozė, o atskirais

metais tikėtini ženklus nukrypimai nuo vidurkio. Vidutinės elektros kainos paveiksle ir lentelėje pateiktos pastoviomis (šiandienos) kainomis, nevertinant būsimos infliacijos.



Pav. 40 Elektros kainų NordPool rinkoje prognozių apibendrinimas

Atliekant veiklos finansinių įvertinimą buvo taikomos tokios vidutinės metinės elektros rinkos kainos:

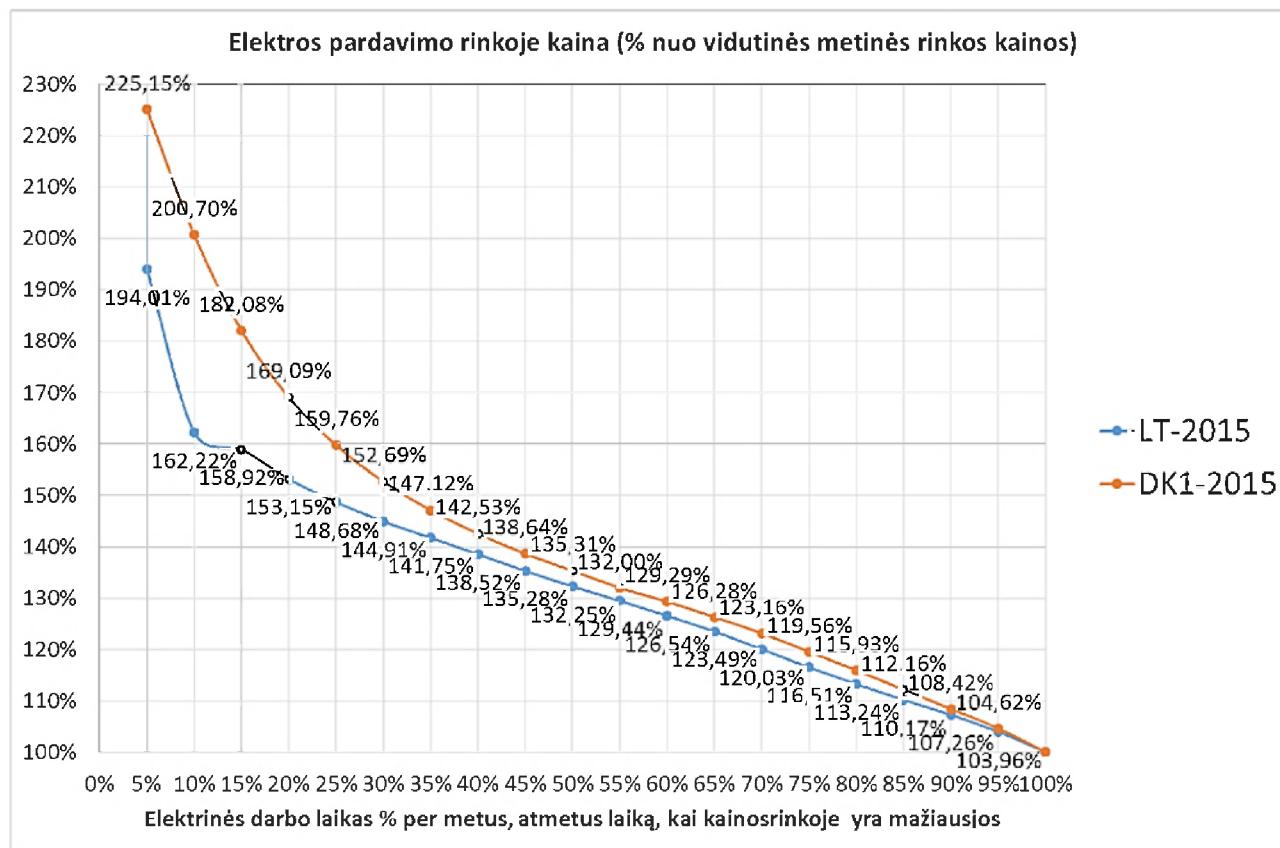
Lentelė 10 Vidutinių metinių elektros rinkos kainų Lietuvoje prognozė (EUR/MWh)

Scenarijus	2020	2025	2030	2035
Žemų kuro kainų scenarijus	37,0	37,7	38,3	39,0
Bazinis kuro kainų scenarijus	46,0	47,8	49,6	51,5
Aukštų kuro kainų scenarijus	61,0	61,5	62,0	62,5

Lietuvos Energetikos Instituto mokslininkai vertina, kad trumpuoju laikotarpiu (atskirais metais) galimas ženklus vidutinės elektros kainos padidėjimas dėl ekonominių, politinių ar meteorologinių aplinkybių. Nagrinėjant laikotarpį iki 2050 metų, aukšta kaina atskirais metais ženkliai neįtakos vidutinės kainos ilgalaikėje perspektyvoje. Apžvelgta ir apibendrinta informacija iš įvairių šaltinių bei ekspertų prognozės nesuteikia prielaidų teigti, kad galimas vidutinės kainos padidėjimas, ilguoju periodu ženkliai viršijantis šiuo metu pateikiamas prognozes.

Vertinant vidutinę elektros energijos rinkos kainą Lietuvoje tuo metu, kai elektrinė gamins elektrą ir pardavinės ją rinkoje, reikia atsižvelgti į valandinių elektros energijos kainų svyravimą metų bėgyje, lyginant su vidutine metine elektros energijos rinkos kaina.

Šiam tikslui yra parengtas grafikas, įvertinant situaciją 2015 metais pagal faktines rinkos kainas DK1 zonoje, kur kainos svyruoja smarkiau dėl Danijoje plačiai išvystytos vėjo energetikos ir LT zonoje, kur kainos svyravo mažiau.



Pav. 41 Elektros energijos rinkos kainos (% nuo vidutinės metinės elektros energijos rinkos kainos) laikotarpiu, kai elektrinė dirba, atmetus laiką kai elektros energijos kainos rinkoje yra mažiausios Lietuvoje (2015) ir Danijoje DK1 zonoje (2015)

Pavyzdžiui, Lietuvoje 2015 metais, elektrinei dirbant 50% laiko (nedirbant kai kainos mažiausios) elektrinė elektrą 2015 metais būtų Lietuvoje pardavinėjusi vidutiniškai už 132,25% rinkos kainos. Jei 2015 metais vidutinė rinkos kaina buvo 41,92 euro/MWh, tai reiškia vidutiniškai pajamos už 1 MWh parduotos elektros siektų 55,44 euro/MWh.

Optimizuojant planuojamą elektrinės darbą, priimama, kad elektrinė ateityje maksimalia apkrova dirbs tik tuo metu, kai elektros gamybos ribiniai kaštai (kurie yra įtakojami kuro kaštų, elektrinės efektyvumo, ATL kaštų ir kitų kintamų kaštų, taip pat – kuro suraupymo šilumos gamybai šildymo sezono metu, dirbant kogeneraciniu režimu) bus mažesni, nei valandinė elektros rinkos kaina.

Priimama prielaida, kad priklausomybės tarp elektros pardavimo rinkoje kainos ir vidutinės metinės rinkos kainos kreivė, metams bėgant iš „lietuviškos“ iki 2030 metų panašės į „danišką“.

Parengtos Nacionalinės energetikos projekte atlikta analizė bei Baltijos šalių perdavimo sistemų operatorių atlikti tyrimai rodo, kad po 2020 m. Baltijos šalys normalaus sistemos darbo režimo metu (N-0), žiemos maksimalaus poreikio metu, vietinė generacija nebesugebės užtikrinti sistemos poreikio, jeigu nebus

priimti sprendimai dėl vietinės generacijos plėtros. Tokiomis sąlygomis Baltijos regionas negalės pradėti sinchroniškai dirbti su Kontinentinės Europos energetinėmis sistemomis. Galių adekvatumo užtikrinimo problema dar paastrės po 2023 m., kai Lietuvos elektrinės energetiniai blokai $2 \times 300\text{MW}$, kuriems yra nustatyta ribotos eksploatacijos trukmė iki 2023 m., turės būti išvesti iš eksploatacijos.

Ivertinus aukščiau išdėstyti faktus yra daroma išvada, kad artimiausiu metu turės būti priimti sprendimai dėl papildomos vietinės generacijos plėtros ir bus paskelbti aukcionai ilgalaikiam galios adekvatumą užtikrinančiam mokesčiui nustatyti (toliau - galios rezervo mokestis).

Šiuo metu galios rezervo mokesčiai yra mokami išskirtinai tik AB „Lietuvos energijos gamyba“ Lietuvos elektrinei. Pagal galiojančią tvarką galios rezervo mokesčiai dengia būtinas elektrinės eksploatacijos ir priežiūros sąnaudas, turto nusidėvėjimą, nustatyta investicijų grąžą bei mokesčius už dujų vartojimo pajėgumus.

Vertinant galimas pajamas iš mokesčio už ilgalaikį galios adekvatumą, atsižvelgiama į aplinkybę, kad naujos kondensacinio bloko Lietuvos elektrinėje nustatytas galios mokestis būtų apie 120 EUR/kW per metus. Tai yra daugiau negu galiojantis galios rezervo mokestis nustatytas Lietuvos elektrinės naujam kombinuoto ciklo blokui (apie 73 EUR/kW per metus). Toks skirtumas yra paaiškinamas tuo, kad naujo kombinuoto ciklo bloko statybai Lietuvos elektrinė gavo dideles subsidijas iš Ignalinos AE uždarymo fondo (apie 50 proc. investicijų sumos).

Ivertinus aukščiau išdėstyti faktus daroma prielaida, kad įmonė laimės aukcioną naujoms elektros galioms statyti ir jai bus nustatytos tokios galios rezervo kainos (**konfidenciali informacija**):

Lentelė 11 Prognozuojama elektros galios rezervo kaina (Eur/kW/metus)

	2020	2025	2030	2035
Elektros galios rezervo kainos	Konfidenciali informacija			

Visuose kuro kainų scenarijuose taikomos vienodos elektros galios rezervo užtikrinimo paslaugos kainos.

5.1.4. Šilumos energijos kainos

Prognozuojama, kad reguliacinė aplinka palaipsniui evoliucionuos nuo dabartinio „griežto smulkmeniško reguliavimo“ iki vakarų šalyse taikomo „monitoringo ir benchmarkingo“. Tokios įmonės kaip AB „Kauno energija“, kurios pasiekė labai gerus rezultatus mažinant šilumos kainas vartotojams, turės žymiai daugiau teisių optimizuojant šilumos gamybą.

Tiketina, kad ateityje stiprės konkurencija tarp įvairių aprūpinimo šiluma būdu ir tai skatins tradicinės šilumos rinkos dalyvius tarpusavyje aktyviai bendradarbiauti siekiant užtikrinti šilumos tiekimą

vartotojams mažiausiomis sąnaudomis. Tai leidžia daryti prielaidą, kad konkurencija tarp atskirų šilumos šaltinių bus sprendžiama „planavimo lygyje“.

Atliekant veiklos finansinį vertinimą daroma prielaida, kad KTE gaminamos šilumos kainos nebus reguliuojamos valstybės ir, kad šilumos pardavimas bus vykdomas ilgalaikių sutarčių pagrindu. Prognozuojama, kad su AB „Kauno energija“ bus sudaryta ilgalaikė šilumos energijos ir šilumos galios rezervų pirkimo - pardavimo sutartis. Prognozuojama, kad pagal minėtos sutarties sąlygas AB „Kauno energija“ mokės KTE už 160 MW rezervinės šilumos galios išlaikymą. Rezervinės galios bus aktyvuojamos AB „Kauno energija“ dispečerine tvarka, o rezervinę galios užtikrinimo paslaugą teikiantys įrenginiai nedalyvaus šilumos pirkimo - pardavimo aukcione (jeigu jie bus organizuojami). Prie rezervinės galios užtikrinimo paslaugas tiekiančių įrenginių bus priskiriami vandens šildymo katilai, tinklo pamaitinimo, vandens paruošimo įrenginiai ir privalomo kuro rezervo saugojimo įrenginiai. Prognozuojama, kad šilumos galios rezervo užtikrinimo kainos dengs gamtinį dujų vartojimo pajegumų mokesčius bei rezervinės galios užtikrinimo paslaugos teikimui priskirtų įrenginių pastovias sąnaudas.

Laukiamas šilumos galios rezervo užtikrinimo paslaugos kainos (**konfidenciali informacija**):

Lentelė 12 Prognozuojama šilumos galios rezervo užtikrinimo paslaugos kaina (Eur/kW/metus)

	2020	2025	2030	2035
Šilumos galios rezervo kainos	Konfidenciali informacija			

Visuose kuro kainų scenarijuose taikomos vienodos šilumos galios rezervo užtikrinimo paslaugos kainos.

Laukiama, kad KTE ir AB „Kauno energija“ labai aktyviai bendradarbiaus siekiant maksimaliai išnaudoti KCDF bloko galias ir KCDF blokui bus sudarytos sąlygos veikti pagal elektrinio apkrovimo grafiką bei pardavinėti elektros energiją palankiausiomis sąlygomis. Pardavinėjant elektros energiją palankiomis sąlygomis, dalis elektros verslo gauto pelno bus skiriama gaminamos šilumos kainoms mažinti.

Lentelė 13 Prognozuojama šilumos energijos pardavimo kainos, (Eur/MWh)

Scenarijus	2020	2025	2030	2035
Žemų kuro kainų scenarijus	22,0	23,2	24,6	26,2
Bazinis kuro kainų scenarijus	26,0	29,4	33,3	37,8
Aukštų kuro kainų scenarijus	33,3	39,0	46,4	56,2

5.1.5. Planuojamų techninių režimų skaičiavimai

Prognozuojama kad KCDT blokas šildymo sezono metu dirbs apie 4000 val. kogeneraciniame režime ir veiks pagal elektrinį grafiką. Šildymo sezono metu KCDT blokui bus užtikrintas minimalus šiluminis apkrovimas - 30 MW. Priklausomai nuo situacijos elektros rinkoje bloko apkrovimas bus apie 30 - 50 proc. nominalaus nakties metu ir apie 60 – 100 proc. nominalaus apkrovimo dienos metu. Trumpalaikiai elektros apkrovos svyravimai bus dengiami papildoma gamyba kondensaciame režime. Blokas taip pat turės galimybę dirbti ASR (automatinio sistemos reguliavimo) režime.

Vandens šildymo katilai rezervuos sistemoje veikiančius įrenginius ir dirbs trumpalaikių maksimaliu apkrovų metu ar esant sutrikimams sistemoje ir bus aktyvuojami pagal CŠT sistemos dispečerinius nurodymus.

Vasaros metu KCDT blokas dirbs apie 600 val. kondensaciame režime ir bus aktyvuojamas trumpalaikiam darbui sisteminių elektros jungčių atsijungimo atveju.

Planuojamų techninių režimų skaičiavimo rezultatai:

Lentelė 14 Planuojamų techninių režimų skaičiavimo rezultatai

Rodiklis	vnt.	2020	2025	2030	2035
Elektros energijos gamyba	GWh _e	466,9	466,9	466,9	466,9
Elektros suvartojimas s/r	GWh _e	17,81	17,81	17,81	17,81
Elektros energijos pardavimas	GWh _e	449,1	449,1	449,1	449,1
Šilumos pardavimas	GWh _{th}	265,8	265,8	265,8	265,8
Kuro suvartojimas	GWh _f	939,8	939,8	939,8	939,8
n.v.k "brutto" viso	proc.	78,0	78,0	78,0	78,0
n.v.k "netto" viso	proc.	76,1	76,1	76,1	76,1
Nom. el. galios panaudojimas	val./met.	3113	3113	3113	3113
CO ₂ emisija	tūkst.t	190,8	190,8	190,8	190,8

Visuose scenarijuose taikomi vienodi techniniai režimai. Detalus skaičiavimai pateikti prieduose 1, 2, 3.

5.1.6. Pastovūs kaštai

Prognozuojama, kad modernizuotoje elektrinėje dirbs apie 50 darbuotojų, kurie eksplloatuos įrenginius ir organizuos įrenginių priežiūros darbus.

Rengiant plėtros projektą vertinamos tokios salyginai pastovios sąnaudos:

- Eksplatacijos ir priežiūros sąnaudos (eksplatacinės medžiagos, cheminiai reagentai, einamieji ir kapitaliniai remontai, darbo užmokestis ir socialinis draudimas, perkamos inžinerinės paslaugos, ir kitos aptarnavimo sąnaudos);
- Mokesčiai (nekilnojamo turto, žemės, aplinkos taršos ir kiti mokesčiai);
- Administracinės sąnaudos (darbo užmokestis ir socialinis draudimas, turto ir veiklos draudimas, komunalinio aptarnavimo, konsultavimo ir marketingo paslaugos, įvairios kitos).

Pastovių sąnaudų skaičiavimo rezultatai kiekvienam scenarijui yra pateikti skyriuje [5.2](#).

5.1.7. Investicijos ir jų finansavimas

Investicijų į naują KCDT elektrinę dydis numatyta atsižvelgiant į panašių elektrinių statybos tendencijas pasaulyje taikant vakarų šalių technologinių įrenginių kainas nurodytas „Gas turbine world 2014 - 2015 Handbook“ bei atsižvelgiant į tolimujų rytų įrangos gamintojų galimybes pagaminti dalį įrangos patraukliomis kainomis.

Bendra investicijų poreikis projekto numatytiems darbams - **127 mln.EUR**, iš jų:

- | | |
|---|---------------|
| • KCDT blokas | 112 mln. EUR; |
| • Vandens šildymo katilų rekonstrukcija | 7 mln. EUR; |
| • Esamos infrastruktūros rekonstrukcija | 5 mln .EUR; |
| • Kapitalizuotos palūkanos | 3 mln. EUR. |

Projekto įgyvendinimo trukmė 40 mėn.:

- projekto pradžia 2016 – 09 mėn.;
- projekto pabaiga 2019 – 12 mėn.

Planuojami projekto plėtros etapai ir atskirų projektų užbaigimo etapai:

- vandens šildymo katilų rekonstrukcija – iki 2018 - 09 mėn.;
- KCDT bloko statyba – iki 2019 - 12 mėn.

Projektui įgyvendinti bus pritrauktas strateginis investuotojas. Dalį įmonės akcijų bus siūloma įsigyti Kauno m. savivaldybei ar AB „Kauno energija“. Manoma, kad už šilumos tiekimą atsakingų ir šilumos

vartotojus atstovaujančių institucijų atstovų dalyvavimas įmonės valdyme gerins projekto veiklos perspektyvas.

Prognozuojama kad projekto finansavimo struktūra bus: 20 proc. nuosavas kapitalas - 80 proc. ilgalaikė paskola. Paskolos grąžinimo terminas – 12 metų.

5.2. Projekto veiklos finansinio vertinimo rezultatai

Projekto veiklos finansiniams įvertinimui taikoma prielaida, kad nagrinėjamame laikotarpyje metinė infliacija bus stabili 1,9 proc., WACC = 5,5 proc.

Įmonės pajamas sudaro pajamos už parduotą elektros ir šilumos energiją, pajamos už elektros ir šilumos galios rezervo užtikrinimo paslaugas.

Kintamas sąnaudas sudaro gamtinių dujų (žaliavos) pirkimo ir gamtinių dujų transportavimo sąnaudos, mokėjimai už gamtinių dujų pajegumus, akcizas už gamtinės dujas ir ATL pirkimo sąnaudos.

Pinigų srautų ir pagrindinių finansinių rodiklių skaičiavimo rezultatai kiekvienam scenarijui taikant visas aukščiau nurodytas prielaidas yra pateikti žemiau.

5.2.1. Žemų kuro kainų scenarijus

Lentelė 15 Pinigų srautų skaičiavimo rezultatai žemų kuro kainų scenarijui

Rodiklis	vnt.	2020	2025	2030	2035
Pajamos viso	1000EUR	43.999	45.841	47.786	49.845
Kintamos sąnaudos viso	1000EUR	24.561	26.147	27.925	29.936
Eksplotacija ir priežiūros sąnaudos	1000EUR	2.576	2.831	3.110	3.417
Mokesčiai	1000EUR	356	391	430	472
Adm. ir bendros sąnaudos	1000EUR	1.143	1.256	1.380	1.516
Veiklos sąnaudos viso	1000EUR	28.637	30.625	32.845	35.341
EBITDA	1000EUR	15.362	15.217	14.941	14.504
Amortizacija	1000EUR	7.938	7.938	7.938	7.938
EBIT	1000EUR	7.425	7.279	7.004	6.567

Lentelė 16 Projekto atsipirkimo rodiklių skaičiavimo rezultatai žemų kuro kainų scenarijui

VGN	proc.	8,4
Paprastas atsipirkimo laikas	metai	8,3
FGDV	1000 EUR	30.719
Diskontuotas atsipirkimo laikas	metai	11,5

Skaičiavimo rezultatai rodo, kad projektas generuos teigiamus pinigų srautus ir yra finansiškai patrauklus.

Detalūs skaičiavimai pateikti [priede 1](#).

5.2.2. Bazinis kuro kainų scenarijus

Lentelė 17 Pinigų srautų skaičiavimo rezultatai baziniams kuro kainų scenarijui

Rodiklis	vnt.	2020	2025	2030	2035
Pajamos viso	1000EUR	50.002	53.099	56.450	60.088
Kintamos sąnaudos viso	1000EUR	28.951	32.842	37.346	42.573
Eksplotacija ir priežiūros sąnaudos	1000EUR	2.576	2.831	3.110	3.417
Mokesčiai	1000EUR	356	391	430	472
Adm. ir bendros sąnaudos	1000EUR	1.143	1.256	1.380	1.516
Veiklos sąnaudos viso	1000EUR	33.027	37.320	42.266	47.978
EBITDA	1000EUR	16.975	15.779	14.184	12.110
Amortizacija	1000EUR	7.938	7.938	7.938	7.938
EBIT	1000EUR	9.037	7.842	6.247	4.172

Lentelė 18 Projekto atsipirkimo rodiklių skaičiavimo rezultatai baziniams kuro kainų scenarijui

VGN	proc.	8,7
Paprastas atsipirkimo laikas	metai	7,9
FGDV	1000 EUR	31.747
Diskontuotas atsipirkimo laikas	metai	10,9

Skaičiavimo rezultatai rodo, kad projektas generuos teigiamus pinigų srautus ir yra finansiškai patrauklus.

Detalus skaičiavimai pateikti [priede 2.](#)

5.2.3. Aukštų kuro kainų scenarijus

Lentelė 19 Pinigų srautų skaičiavimo rezultatai aukštų kuro kainų scenarijui

Rodiklis	vnt.	2020	2025	2030	2035
Pajamos viso	1000EUR	60.168	63.285	66.909	71.237
Kintamos sąnaudos viso	1000EUR	36.933	43.364	51.679	62.681
Eksplotacija ir Priežiūros sąnaudos	1000EUR	2.576	2.831	3.110	3.417
Mokesčiai	1000EUR	356	391	430	472
Administr. ir bendros sąnaudos	1000EUR	1.143	1.256	1.380	1.516
Veiklos sąnaudos viso	1000EUR	41.009	47.842	56.599	68.086
EBITDA	1000EUR	19.159	15.443	10.309	3.150
Amortizacija	1000EUR	7.938	7.938	7.938	7.938
EBIT	1000EUR	11.222	7.505	2.372	-4.787

Lentelė 20 Projekto atsipirkimo rodiklių skaičiavimo rezultatai aukštų kuro kainų scenarijui

VGN	proc.	7,1%
Paprastas atsipirkimo laikas	metai	7,6
FGDV	1000EUR	14.146
Diskontuotas atsipirkimo laikas	metai	11,2

Skaičiavimo rezultatai rodo, kad projektas generuos teigiamus pinigų srautus ir yra finansiškai patrauklus.

Detalūs skaičiavimai pateikti [priede 3.](#)

5.2.4. Jautrumo analizė

Atliekant jautrumo analizę buvo nustatyta kiekvieno galimo scenarijus tikimybė.

Žemų kuro kainų scenarijaus tikimybė nėra didelė, nes šiame scenarijuje taikomos pasaulinės naftos rinkos kuro kainos yra mažesnės už „teisingą kainą“ ir tokios naftos kainos nebus tvarios, nes neužtikrina naftos gavybos sektoriui būtinės investicijų grąžos. Taip pat yra maža tikėtina, kad ATL kainos laikysis žemame lygyje esant žemoms kuro kainoms, nes pasaulio valstybės kovojant su klimato kaita imsis visų įmanomų priemonių ATL kainoms padidinti.

Bazinio kuro kainų scenarijus tikimybė yra didžiausia, šiame scenarijuje taikomos subalansuotos naftos kainos ir ATL kainos yra ganėtinai aukštame lygyje.

Aukštų kuro kainų scenarijus tikimybė yra taip pat nedidelė. Esant aukštoms kuro kainoms iškastinio kuro vartojimas mažėja, o mažėjant iškastinio kuro vartojimui rinkoje susidaro ATL perteklius ir ATL kainos pradeda mažėti.

Lentelė 21 Jaurumo analizės rezultatai

Scenarijus	Scenarijaus tikimybė	VGN, proc.	FGDV, mln. EUR	Diskontuotas atsipirkimo laikas, metai
Žemę kuro kainų	0,2	8,4%	10,72	11,5
Bazinis kuro kainų	0,6	8,7%	31,75	10,9
Aukštų kuro kainų	0,2	7,1%	14,15	11,2
Modifikuotas vidurkis		8,3%	24,02	11,1

Atlikta jautrumo analizė rodo, kad projekto pagrindiniai finansiniai rodikliai yra geri esant bet kokiai situacijai pasaulinėse energijos rinkose.

Tą faktą lemia tai, kad reguliavimo ir pikinės elektros energijos poreikiai yra dengiami pagrindinai iškastinio kuro elektrinių ir šios rūšies elektros energijos rinkos kainos yra ganėtinai susietos su iškastinio kuro ir ATL kainomis. Manevrinė didelio efektyvumo kogeneracinė elektrinė (elektros/šilumos santykis yra artimas 1,5) turi didelį konkurencinį pranašumą prieš analogišką kondensacinę elektrinę ir todėl kogeneracijos generuojami suraupymai užtikrina priimtiną investicijų grąžą visuose scenariuose.

5.3. Projekto veiklos ekonominis vertinimas

Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos 2009 liepos 10 d. Nutarimu Nr. O3-100 patvirtinto „Energetikos įmonių investicijų vertinimo ir derinimo Valstybinėje kainų ir energetikos kontrolės komisijoje tvarkos aprašo“ p. 62 nustato, kad ekonominis investicijų įvertinimas atliekamas skaičiuojant investicijų įtaką reguliuojamoms kainoms. Kadangi įmonė yra nereguliuojama, projekte numatyta veikla bus vykdoma rinkos sąlygomis netaikant valstybės reguliuojamų kainų, ekonominis investicijų įvertinimas negali būti atliktas ir prievolė atlikti ekonominį investicijų įvertinimą yra netaikytina projekte numatyta veiklai.

5.4. Ūkinės veiklos socialinės ir ekonominės pasekmės

5.4.1. Darbo vietų kūrimas, surenkamos lėšos į biudžetą

Kauno TE modernizavimas išsaugos dalį esamų nuolatinių darbo vietų elektrinėje bei sukurs papildomas darbo vietas energetinių įrenginių ir komunalinio aptarnavimo sferose. Pagal koncepcijoje numatyta prielaidas yra vertinama, kad įgyvendinus projektą bus sukurta apie 130 nuolatinių darbo vietų Kauno regione. Taip pat manoma, kad projekto statybos - montavimo fazėje bus sukurtą apie 300 laikinų darbo vietų statybos ir montavimo darbų sferose. Dėl darbo santykijų į valstybės biudžetą kasmet būtų surenkama apie 1 mln. EUR.

Pradėjus vykdyti projekte numatyta veiklą į valstybės biudžetą kasmet būtų sumokama apie 4 mln. EUR įvairių juridinių asmenų mokesčių.

5.4.2. Poveikis importo eksporto balansui

Didesnė vietinė elektros energijos generacija mažina importuojamas elektros energijos kiekį. Darant prielaidą, kad įgyvendinus projektą elektros energijos importas sumažės apie 500 GWh. Esant laukiamai elektros energijos rinkos kainai 50 EUR/MWh, šalies importuojamas elektros energijos sąnaudos sumažės apie 25 mln. EUR per metus.

Kadangi elektros energija bus gaminama deginant gamtinės dujas, gamtinė dujų importas padidės. Darant prielaidą kad gamtinė dujų importo kaina yra lygi 22 EUR/MWh, gamtinė dujų importo sąnaudos padidės apie 16 mln. EUR per metus.

5.4.3. Poveikis dėl šilumos kainų pokyčio.

Jeigu projektas nebus vykdomas ir Kauno TE bus uždaryta, reguliavimo ir pikinė šilumos energija bus pagrindinai gaminama AB „Kauno energija“ valdomose dujiniuose katilinėse arba nepriklausomu šilumos gamintojų valdomose biokuro katilinėse, kurios yra nepritaikytos dirbti apkrovimo reguliavimo režime ir jų ribiniai šilumos gamybos kaštai bus dideli dirbant pikinių apkrovimų metu.

Vadovaujantis aukščiau išvardintomis prielaidomis yra prognozuojama modernizuota Kauno TE dirbant reguliavimo ir pikinių apkrovimų intervale galės pagaminti apie 260 GWh šilumos ir gaminamos šilumos kaina bus 30-40 proc. mažesnė negu šilumos gamybos kainos išvardintuose alternatyviosiose šaltiniuose. Taikant nurodytas prielaidas Kauno m. CŠT vartotojai galės suaupyti apie 3 mln. EUR per metus.

5.4.4. Poveikis dėl elektros kainų pokyčio.

Igyvendinus projektą Kauno TE dirbs pagal elektrinį grafiką ir pagrindinai gamins elektros energiją pikinių apkrovimų metu kai elektros energijos kainos yra didžiausios ir tokiu būdu darys teigiamą poveikį importuojamos elektros energijos kainų mažinimui. Daroma prielaida, kad siekiant išvengti importuojamos

elektros energijos kainų augimo, šalyje reikia pagaminti 500 GWh elektros energijos. Ši elektros energijos kiekį galės pagaminti Kauno TE ir jos darbo efektyvumas bus apie 40 proc. aukštesnis negu „Lietuvos energijos gamyba“ AB valdomų 300 MW blokų efektyvumas ir tokiu būdu veikiant TE šalies elektros energijos vartotojai galės sustaupoti apie 5 mln. EUR per metus.

5.4.5. Poveikis dėl dujų kainų pokyčio.

Igyvendinus projektą įmonė vartos apie 1 TWh gamtinių dujų ir kasmet mokės apie 6 mln. EUR gamtinių dujų infrastruktūros išlaikymui. Prognozuojama, kad projekto dėka gamtinių dujų suvartojimas šalyje padidės apie 5 proc. ir dėl to sumažės dujų infrastruktūros išlaikymo našta likusiems šalies gamtinių dujų vartotojams. Vertinama, kad likę gamtinių dujų vartotojai galės sustaupoti apie 2 - 3 mln.EUR.

5.4.6. Poveikis klimato kaitai ir aplinkos taršai.

Igyvendinus projektą įmonė deginant gamtines dujas emituos apie 200 tūkst. t. CO₂ per metus. Iš vienos pusės galima teigti, kad tai turės neigiamą poveikį klimato kaitai. Iš kitos pusės , jeigu projektas nebus įgyvendintas, apie 500 GWh elektros energijos bus pagaminta Lietuvoje ar kaimyninėse šalyse, galimai kondensaciniše elektrinėse deginančiose dujas arba anglų ir šių elektrinių CO₂ emisija bus 2 - 3 kartus didesnė. Tai leidžia teigti, kad projektas turės neutralią arba teigiamą įtaką klimato kaitai.

Igyvendinus projektą Kauno TE oro ir vandens taršos emisijos normos atitiks naujiems ES direktyvų reikalavimas, pagrindinių teršalų koncentracijos išmetamuose dūmuose bus beveik dvigubai mažesnės negu esamos. Kadangi Kauno TE randasi miesto pakraštyje, gamtosauginiu požiūriu palankioje vietoje, elektrinės kaminai yra ženkliai aukštesni negu alternatyviuose šilumos šaltiniuose, yra akivaizdu, kad projekto įgyvendinimas turės teigiamą poveikį miesto oro kokybei.

6. Išvados

Skaičiavimų rezultatai ir atlikta analizė leidžia daryti išvadą, kad manevringų didelio efektyvumo KCDT kogeneracinių elektrinių plėtra gali būti optimaliausiu sprendimu sprendžiant šalies elektros energetikos sistemos galių adekvatumo problemą. Tokio tipo elektrinės darbas turės teigiamą įtaką šalies elektros energetikos sistemos darbo patikimumui ir padidins Kauno miesto CŠT sistemos energetinį saugumą, o elektrinės gaminama elektros ir šilumos energija bus konkurencinga elektros ir šilumos rinkose.

7. Priedai

Priedas 1 – Projekto veiklos finansinio vertinimo skaičiavimai, Žemų kuro kainų scenarijus, 6 lapai.
(Konfidenciali informacija).

Priedas 2 – Projekto veiklos finansinio vertinimo skaičiavimai, Bazinis kuro kainų scenarijus, 6 lapai. **(Konfidenciali informacija).**

Priedas 3 – Projekto veiklos finansinio vertinimo skaičiavimai, Aukštų kuro kainų scenarijus, 6 lapai.
(Konfidenciali informacija).