

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Gatis JUNGHĀNS

**ENERGOSISTĒMAS DARBA ĪPATNĪBAS LIBERALIZĒTA TIRGUS
APSTĀKĻOS**

Promocijas darba kopsavilkums

Rīga 2008

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE
Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Enerģētikas institūts

Gatis Junghāns
Enerģētika un elektrotehnikas doktora studiju programmas students

Energosistēmas darba īpatnības liberalizēta tirgus apstākļos

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskais vadītājs
Dr.sc.ing., profesors
J. Barkāns

Rīga 2008

621.311.003(043.2)
Ju 428 e

Junghāns G. Energosistēmas darba īpatnības liberalizēta tirgus apstākļos. Promocijas darba kopsavilkums.-R.:RTU,2008.-41 lpp.

Iespiests saskaņā ar Enerģētikas institūta 2008. gada 17. jūnija lēmumu Nr. 1

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTĒ INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2008.g. 29. augustā 15:30 Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Kronvalda bulvārī 1, aktu zālē.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Profesors, Dr.habil.sc.ing. Jānis Greivulis
Rīgas Tehniskā universitāte

Dr.sc.ing. Valdis Gavars
AS Latvenergo

Dr.sc.ing. Gaidis Klāvs
Latvijas Zinātņu Akadēmija, Fizikālās Enerģētikas institūts

APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājis doto promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs nav iesniegts nevienā citā universitātē zinātniskā grāda iegūšanai.

Gatis Junghāns

Datums

Promocijas darbs ir uzrakstīts latviešu valodā, satur ievadu, 8. nodaļas, secinājumus, literatūras sarakstu, 99 zīmējumus un ilustrācijas, 11 tabulas, kopā 159 lappuses. Literatūras sarakstā ir 27 nosaukumi.

SATURS

TĒMAS AKTUALITĀTE.....	6
DARBA MĒRĶIS UN UZDEVUMI	6
PĒTĪŠANAS LĪDZEKĻI UN METODEDES	7
DARBA ZINĀTNISKĀ NOVITĀTE	8
DARBA PRAKTISKAIS PIELIETOJUMS.....	8
DARBA APROBĀCIJA.....	8
PUBLIKĀCIJAS	9
PROMOCIJAS DARBA SATURS.....	9
IEVADS.....	9
1. <i>ELEKTROENERĢIJAS RAŽOŠANAS IZMAKSAS</i>	10
2. <i>ELEKTROAPGĀDES STRUKTŪRA TIRGUS APSTĀKĻOS</i>	11
3. <i>ENERGOSISTĒMAS VADĪBA TIRGUS APSTĀKĻOS</i>	17
4. <i>ELEKTROSTACIJU TIRDZNIECĪBAS PIEDĀVĀJUMU OPTIMIZĀCIJA</i>	19
5. <i>ELEKTROENERĢIJAS PIEPRASĪJUMA ELASTĪBA</i>	27
6. <i>ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS CENU PROGNOZĒŠANA</i>	29
7. <i>HES SARAŽOTĀS ELEKTROENERĢIJAS CENU PROGNOZĒŠANA</i>	32
8. <i>MAZO PATĒRĒTĀJU IEKĻAUSĀNA ELEKTROENERĢIJAS TIRGŪ</i>	35
SECINĀJUMI	39
IZMANTOTĀ LITERATŪRA	39

Tēmas aktualitāte

20. gs. 80. gadu beigās un 90. gadu sākumā pieaugoša tendence liberalizēt tradicionāli valsts pārvaldītās vai regulētās darbības sfēras sasniedza arī elektroapgādes sektoru. Galvenie elektroapgādes sektora liberalizācijas mērķi ir vispārēja elektroapgādes izmaksu samazināšana, efektivitātes paaugstināšana un inovāciju veicināšana. Šo mērķu sasniegšanas pamata instruments ir konkurence – tā jārada visos elektroapgādes ķēdes posmos, kur tas iespējams – ražošanā un piegādātāju starpā (vairumtirdzniecībā un mazumtirdzniecībā). Lai visi elektroenerģijas ražotāji atrastos līdzvērtīgās konkurences pozīcijās elektroenerģijas pārvades biznesa tīklā, tiek nodalīts no ražošanas biznesa. Rezultātā centralizēta elektroapgādes vadība tiek aizstāta ar decentralizētu vadību (pašorganizāciju), kur savā starpā konkurējošie elektroenerģijas ražotāji pieņem lēmumus par darba režīmu ar mērķi palielināt peļņu. Decentralizēta lēmumu pieņemšana fundamentāli izmaina pārvades sistēmas izmantošanu. Tas rada nepieciešamību pēc fundamentāli jaunas energosistēmas darba plānošanas struktūras. Rezultātā daudzi uzdevumi, kas bija aktuāli centralizētā elektroapgādes sistēmā, vairs nav aktuāli decentralizētā sistēmā. Savukārt, decentralizētā sistēmā radušās jaunas problēmas, kas nebija aktuālas centralizētā elektroapgādes sistēmā. Šajā sakarā tirgus attiecību ieviešana elektroapgādes sektorā rada jaunus izaicinājumus:

- Tirgus liberalizācija rada nepieciešamību definēt jaunus tirgus dalībnieku pienākumus un tiesības, un kārtību kā tiem savā starpā mijiedarboties, lai tirgus liberalizācija nodrošinātu drošu elektroapgādi, ekonomisku darbību un inovāciju.
- Ražotājiem nākas konkurēt savā starpā. Ģenerācijas režīma plānošana jāpārkarā darbam konkurences apstākļos. Ražotājiem ir iespēja gūt peļņu, tajā pašā laikā ir risks kļūt nekonkurētspējīgam un bankrotēt.
- Pārvades sistēmas operatoru lielākais izaicinājums ir pārorientēšanās no centralizētas elektroapgādes sistēmas vadības uz decentralizētu plānošanu, kas fundamentāli izmaina pārvades tīkla un ražošanas resursu izmantošanas kārtību. Tas rada nepieciešamību pēc jaunas energosistēmas darba plānošanas kārtības.

Viena no liberalizēta elektroapgādes sektora fundamentālām atšķirībām no vertikāli integrēta elektroapgādes sektora ir patērētāju tiesības izvēlēties elektroenerģijas piegādātāju. Likumdošanas uzspiestais liberalizācijas temps ir grūti sasniedzams dažādu tehnisku apstākļu dēļ. Viens no izaicinājumiem ir patērētāju izlietotās elektroenerģijas uzskaites pa stundām – to nav iespējams veikt tikai ar esošiem skaitītājiem, un tajā pašā laikā jaunās elektroniskās uzskaites sistēmas ar divvirziena datu pārraides iespējām vēl nav pietiekoši lētas masveida uzstādīšanai. Tāpēc nepieciešama metode, kas nodrošina mazo patērētāju iekļaušanu elektroenerģijas tirgū un nekavētu patērētājus izmantot viņu tiesības mainīt elektroenerģijas piegādātāju.

Darba mērķis un uzdevumi

Konkurences apstākļu ieviešana elektroapgādes sektorā sabiedrībai nodrošina ilgtermiņa ekonomisku ieguvumu. Tomēr tirgus attiecību ieviešana elektroapgādes sektorā liek atrisināt jaunas problēmas, kas nebija aktuālas agrāk centralizētas elektroapgādes laikā. Šī promocijas darba mērķis ir risināt sekojošas problēmas:

- Izstrādāt siltumelektrostacijas tirdzniecības piedāvājumu optimizēšanas metodi, kas orientēta uz peļņas maksimizēšanu, pieņemot, ka siltumelektrostacija var piedāvāt trīs veida produktus – elektroenerģiju, rotējošās un nerotējošās jaudas rezerves uzturēšanu;
- Analizēt elektroenerģijas tirgus cenu izmaiņu likumsakarības tirgū un izstrādāt īstermiņa elektroenerģijas tirgus cenas prognozēšanas metodi;

- Analizēt hidroelektrostacijās saražotās elektroenerģijas cenas veidošanos tirgus apstākļos un izstrādāt hidroenerģijas tirgus vērtības prognozēšanas metodi;
- Izstrādāt mazo hidroelektrostaciju aktīvās jaudas režīmu automatizācijas metodi, kas nodrošinātu saražotās elektroenerģijas pārdošanu augstāko cenu periodos;
- Analizēt patērētāju iespējas un ekonomisko stimulu mainīt elektroenerģijas patēriņa grafiku tirgus apstākļos;
- Izstrādāt matemātisku metodi, ar kuru nodrošināt mazo patērētāju un tīklu uzņēmumu iekļaušanu elektroenerģijas tirgū, nodrošinot tiem iespēju mainīt elektroenerģijas piegādātāju.

Pētīšanas līdzekļi un metodes

- 1) Siltumelektrostācijas tirdzniecības piedāvājumu optimizācijas uzdevums.

Šim uzdevumam ir divi posmi. Pirmajā posmā tiek iegūta ģenerējošo vienību kompleksa izmaksu funkcija atkarībā no slodzes. Šim nolūkam tiek izmantotas ģenerējošo vienību ekonomiskās raksturlīknes, ievērojot elektroenerģijas ražošanas izdevumus un izdevumus sistēmas pakalpojumu - rotējošās rezerves un nerotējošās rezerves nodrošināšanai. Neliela ražošanas vienību skaita gadījumā ekonomiskās raksturlīknes iegūst ar ģenerējošo vienību palaišanas/izslēgšanas prioritātes saraksta palīdzību. Ja variantu skaits ir liels, jāizmanto dinamiskās programmēšanas metodes.

Otrajā posmā iegūtās sakarības aproksimē, orientējoties uz nelineāriem polinomiem, izmantojot tādas varbūtības metodes kā korelācijas-nelineārās regresijas analīze. Šo sakarību optimizācijai tiek izmantota nelineārā programmēšana, pielietojot Lagranža funkcijas. Optimizācijas gaitā atkarībā no optimizācijas rezultātiem tiek noteiktas ģenerēšanas vienības, kuras jāizmanto tikai enerģijas ražošanai un to optimālā noslodze, un ģenerēšanas vienības, kuras jāizmanto rotējošo vai nerotējošo rezervju uzturēšanai.

- 2) Elektroenerģijas tirgus cenu prognozēšana tirgus apstākļos.

Šis uzdevums sastāv no diviem posmiem. Pirmajā posmā tiek prognozēts energosistēmas slodzes grafiks. To veic, izmantojot slodzes grafiku izmaiņu statistiku un to ekstrapolāciju. Īstermiņa prognozēšanai var izmantot neirona tīkla metodes ar svara koeficientu optimālu piemeklēšanu, optimizējot rezultātus un pielietot gradienta meklēšanas metodi.

Otrajā posmā, pamatojoties uz slodžu un elektroenerģijas tirgus cenu statistiskiem datiem, nosaka sakarību starp cenām un patēriņu, pielietojot regresijas metodi. Izmantojot iegūto cenu-slodzes sakarību un elektroenerģijas slodzes īstermiņa prognozi, iegūst elektroenerģijas tirgus cenas prognozi.

- 3) Hidroelektrostacijās saražotās elektroenerģijas cenas noteikšana.

HES elektroenerģijas vērtību nosaka elektroenerģijas tirgus cenas stundās, kad HES ražo elektroenerģiju, un elektroenerģijas tirgus cenu pamatā nosaka darbā esošais siltumelektrostaciju komplekss.

Sākumā tiek izmantotas sakarības starp HES diennaktī saražotās elektroenerģijas daudzumu un HES maksimālo ģenerāciju diennakts laikā, ko iegūst no prognozētā slodzes grafika formas statistiskās analīzes. Tālāk, tiek noteikta slodzes daļa, kuru segs siltumelektrostācijas. Pēc tam, izmantojot sakarību starp darbā esošu siltumelektrostaciju jaudu un tirgus cenu un izmantojot attiecīgu programmu, nosaka HES saražotās elektroenerģijas tirgus cenu.

- 4) Modelis mazo patērētāju iekļaušanai tirgus attiecībās.

Šim nolūkam tiek modelētas tipveida patēriņa līknes, kuru izmanto piegādātās elektroenerģijas norēķiniem. Tipveida līkņu modelēšana tiek veikta uz reālā laikā nomērītu elektroenerģijas plūsmu pamata elektroenerģijas tīklos. Pēc patēriņa līkņu noteikšanas 2 posmos tiek organizēts norēķins starp tirgus dalībniekiem.

5) Patēriņa elastība.

Patērētāja ekonomisko izdevīgumu veikt patēriņa korekcijas nosaka nepieciešamo investīciju apjoms tehnoloģijās, kas nodrošina patēriņa grafika korekcijas iespējas, un ekonomiskais ieguvums no elektroenerģijas cenas pazemināšanās patēriņa grafika korekcijas rezultātā. Patēriņa elastības analizē pielietota kapitālieguldījumu diskontēšana.

Darba zinātniskā novitāte

- Promocijas darbā ir izstrādāta siltumelektrostaciju tirdzniecības piedāvājumu optimizēšanas metode peļņas maksimizēšanai.
- Ir metode mazo patērētāju iekļaušanai elektroenerģijas tirgū, kas nodrošina iespēju reģistrēt mazo patērētāju un elektrotīklu patēriņu katrā stundā, nemainot indukcijas skaitītājus.
- Izstrādāta hidroelektrostacijās saražotās elektroenerģijas cenas prognozēšanas kārtība. Izstrādāta mazo hidroelektrostaciju aktīvās jaudas režīmu automatizācijas metode peļņas maksimizēšanai.

Darba praktiskais pielietojums

Izstrādāto siltumelektrostācijas tirdzniecības piedāvājumu optimizācijas metodi ikdienā var izmantot elektrostaciju operatori, plānojot elektrostaciju darba režīmu un pārdodot tirgū elektroenerģiju un jaudas rezerves.

Izstrādāto metodi mazo patērētāju iekļaušanai tirgus attiecībās var izmantot tīklu uzņēmumi, lai nodrošinātu elektroenerģijas uzskaiti pa stundām visiem mazajiem patērētājiem ar indukcijas tipa skaitītājiem.

Izstrādāto hidroelektrostacijās saražotās elektroenerģijas cenas prognozēšanas kārtību var izmantot hidroelektrostaciju operatori, veicot hidroelektrostācijas darba plānošanu un tirdzniecības piedāvājumu sagatavošanu.

Izstrādāto mazo hidroelektrostaciju aktīvās jaudas režīmu automatizācijas metodi var pielietot, izstrādājot mazo hidroelektrostaciju autooperatora iekārtu.

Darba aprobācija

Par darba rezultātiem tika ziņots, un tie tika apspriesti sekojošās starptautiskās konferencēs:

1. RTU 46. starptautiskā zinātniskā konference;
2. The 3rd International Conference „The European Electricity Market. EEM-06”, 2006, Warsaw, Poland;
3. RTU 47. starptautiskā zinātniskā konference;
4. RTU 48. starptautiskā zinātniskā konference.
5. Patents Nr. LV13649B „Hidroelektrostaciju aktīvās jaudas režīmu vadības automatizācijas metode un iekārta”. Barkāns J., Junghāns G., publicēts 20.02.2008.

Publikācijas

1. Barkāns J., Junghāns G., Elektrostacijas darba režīma optimizācija pēc peļņas. RTU Zinātniskie Raksti, sērija 4, sējums 20, Rīga 2007.
2. Barkāns J., Junghāns G., Energosistēmas elektroenerģijas balansa plānošana liberalizēta tirgus apstākļos. RTU Zinātniskie Raksti, sērija 4, sējums 17, Rīga 2006.
3. Junghāns G., Eiropas tranzīta kompensācijas metodikas principu piemērošana Baltijā, Krievijā un Baltkrievijā. RTU Zinātniskie Raksti, sērija 4, sējums 14, Rīga 2005.
4. Barkāns J., Junghāns G., Elektroenerģijas cenu prognozēšanas iespējas atklātā tirgū. Latvian Journal of Physical and Technical Sciences. 1.2007. Rīga.
5. Barkāns J., Žalostība D., Junghāns G., Jaudas plūsmu ierobežojumi enerģijas tirgus apstākļos. Latvian Journal of Physical and Technical Sciences. 2.2007. Rīga.
6. Barkāns J., Junghāns G., Elektroenerģijas cenas brīvā tirgū. Latvian Journal of Physical and Technical Sciences. 3.2006. Rīga.
7. Junghāns G., Load-profile based metering – economic alternative to costly metering systems. The European Electricity Market EEMO6, Challenge of the Unification, 2006, Warsaw, Poland.
8. Junghāns G., Laika intervāla komercuzskaišu alternatīva brīvā elektroenerģijas tirgū – slodžu līkņu metode. Koriģētās līknes metode. Latvian Journal of Physical and Technical Sciences. 5.2004. Rīga.
9. Junghāns G., Laika intervāla komercuzskaišu alternatīva brīvā elektroenerģijas tirgū – slodžu līkņu metode. Lietotāju kategoriju slodžu līkņu metode. Latvian Journal of Physical and Technical Sciences. 5.2004. Rīga.

Promocijas darba saturs

Ievads

1. Elektroenerģijas ražošanas izmaksas.
2. Elektroapgādes struktūra tirgus apstākļos.
3. Energosistēmas vadība tirgus apstākļos.
4. Elektrostaciju tirdzniecības piedāvājumu optimizācija.
5. Elektroenerģijas pieprasījuma elastība.
6. Elektroenerģijas tirgus cenu prognozēšana.
7. Hidroelektrostacijās saražotās elektroenerģijas cenu prognozēšana.
8. Mazo patērētāju iekļaušana elektroenerģijas tirgū.

Secinājumi.

Izmantotās informācijas avoti.

Ievads

Šis promocijas darbs ir veltīts problēmu risināšanai, kas radušās līdz ar tirgus attiecību ieviešanu elektroapgādes sektorā: elektrostacijas darba režīma plānošanas kārtības izstrāde, kas nodrošina peļņas maksimizēšanu; elektrostacijā saražotās elektroenerģijas tirgus vērtības prognozēšanas metodes izstrāde; un patērētās elektroenerģijas uzskaites un norēķinu metodes izstrāde, ar kuras palīdzību nodrošināt mazo patērētāju iekļaušanu tirgū. Darba pirmās trīs sadaļas veltītas problēmas kontekstam – liberalizēta elektroenerģijas sektora struktūrai un elektroenerģijas tirgus darbībai.

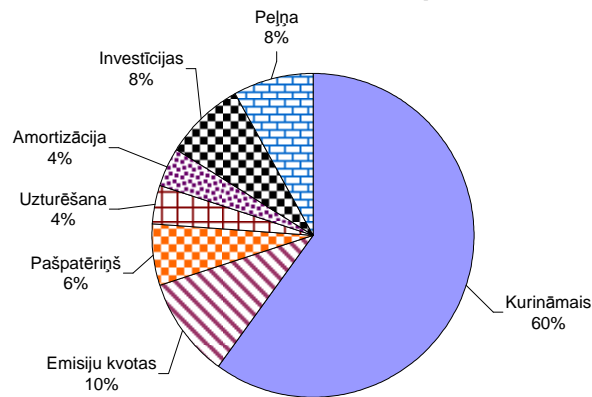
Darbs ir uzrakstīts uz 159 lappusēm, satur astoņas nodaļas, ievadu, secinājumus un izmantoto informācijas avotu sarakstu.

1. ELEKTROENERĢIJAS RAŽOŠANAS IZMAKSAS

Noteicošais elektroenerģijas avots ir siltumelektrostacijas. Siltumelektrostaciju elektroenerģijas cenu, kas attiecināta uz izstrādātās enerģijas vienību vienā stundā, var izteikt:

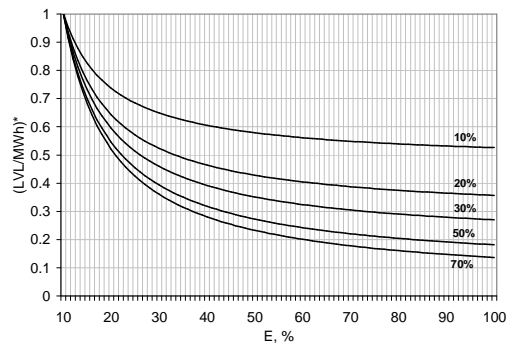
$$s_E = s_k + s_p + s_u + s_a + s_{inv} + s_{pe}. \quad (1.1)$$

Šeit ir sekojoši īpatnējie izdevumi: s_k – kurināmā, s_p – pašpatēriņa, s_u – uzturēšanas, s_a – amortizācijas, s_{inv} – investīcijas kredīta atmaksāšana, s_{pe} – peļņa.



1.1. attēls. Siltumelektrostacijas orientējošas elektroenerģijas cenas komponentes.

Izmaksas var iedalīt divās grupās – mainīgās un pastāvīgās izmaksas. Izmaksas kurināmajam ir mainīgās izmaksas un ir atkarīgas no iekārtas noslodzes. Pārējās izmaksas ir pastāvīgās izmaksas, kas nav atkarīgas no iekārtas noslodzes.



1.2. attēls. Elektroenerģijas pašizmaksas atkarība no patstāvīgo izmaksu īpatsvara un elektrostacijas noslodzes E. 10%...70% – pastāvīgo izmaksu īpatsvars pie pilnīgas elektrostacijas noslodzes.

Elektroenerģijas pašizmaksa s_e (Ls/kWh) ir atkarīga no ražošanas apjoma (1.2. attēls), jo, pieaugot iekārtas noslodzei, mazinās esošo pastāvīgo izdevumu īpatsvars saražotās elektroenerģijas cenā:

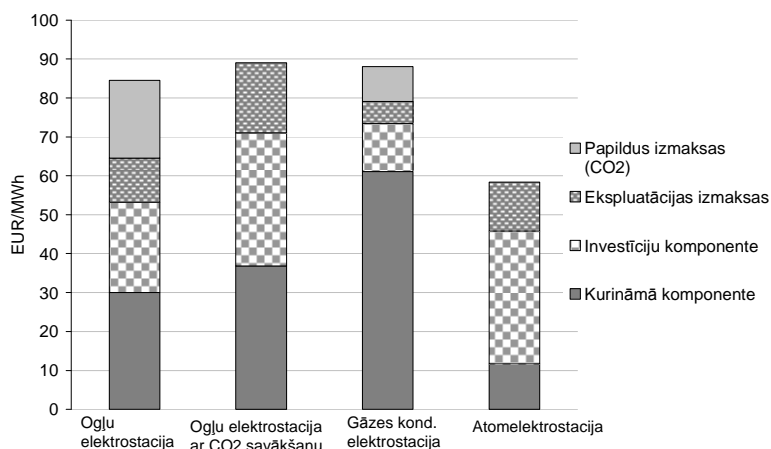
$$s_e = s_0 + s_{main} = \frac{S_0}{P_e T} + \frac{S_{main}}{P_e T}, \quad (1.2)$$

kur

S_0, S_{main} – pastāvīgās un mainīgās izmaksas gadā, Ls;
 s_e, s_0, s_{main} – attiecīgās īpatnējās izmaksas, Ls/MWh;
 P_e – uzstādīta jauda, MW;
 T – elektrostacijas izmantošanas stundu skaits gadā.

Mainīgās ražošanas izmaksas pamatā iespējams samazināt ar ražošanas iekārtu noslodzi ar augstāko efektivitāti, optimāli plānojot iekārtu darba režīmu un slodzes sadalījumu starp ražošanas vienībām.

Pastāvīgās izmaksas pamatā var samazināt ar efektīvu investīciju plānošanu un tehnoloģiskām inovācijām.



1.3. attēls. Orientējošas elektroenerģijas cenu komponentes dažādās siltumelektrostacijās.

2. ELEKTROAPGĀDES STRUKTŪRA TIRGUS APSTĀKĻOS

Elektroapgādes sektora restrukturizācija bija nepieciešama dēļ efektivitātes trūkuma

Tradicionāli elektroapgādes sektors ir attīstījies un darbojies stingri regulētā vidē, kurā visas aktivitātes – no elektroenerģijas ražošanas līdz pārvadei un realizācijai – veica vertikāli integrēti uzņēmumi.

20. gs. 80. gadu beigās un 90. gadu sākumā augošā tendence liberalizēt tradicionāli valsts pārvaldītās vai regulētās darbības sfēras sasniedza arī elektroenerģijas sektoru. Galvenais dzinulis tam bija neefektīvā elektroapgādes sistēmas darbība. Neefektivitātes rādītāji tradicionālajos, vertikāli integrētajos uzņēmumos bija dažādi, bet būtisks ražošanas jaudu pārpalikums bija viens no izplatītākajiem. Ražošanas jaudu pārpalikums kļuva vēl redzamāks 80. un 90. gadu laikā, kad daudzās valstīs samazinājās elektroenerģijas patēriņa temps. Tajā laikā vertikāli integrētie uzņēmumi pieņēma lēmumus par investīcijām, bet visas izmaksas – tātad arī riskus – uzņēmās patērētāji. Tādējādi, stimuli risku un izmaksu sabalansēšanai ar ieguvumiem bija nodalīti no lēmumu pieņēmējiem (vertikāli integrētā uzņēmuma) un lēmumu pieņemšanas procesa. Tas ir īpaši svarīgi, kad tiek pieņemti investīciju lēmumi, izvēloties ražošanas tehnoloģijas, investīciju atmaksāšanās periodu, elektrostacijas jaudu un vietu.

Konkurence ir efektīva tirgus stūrakmens

Elektroenerģijas tirgus liberalizēšanas mērķis ir ieguvums no augstākas efektivitātes un tehnoloģiju inovācijas. Efektivitāti un inovācijas var stimulēt, ieviešot konkurenci starp tirgus dalībniekiem. Konkurence pakļauj tirgus dalībniekus riskam zaudēt tirgus daļu, vai pat

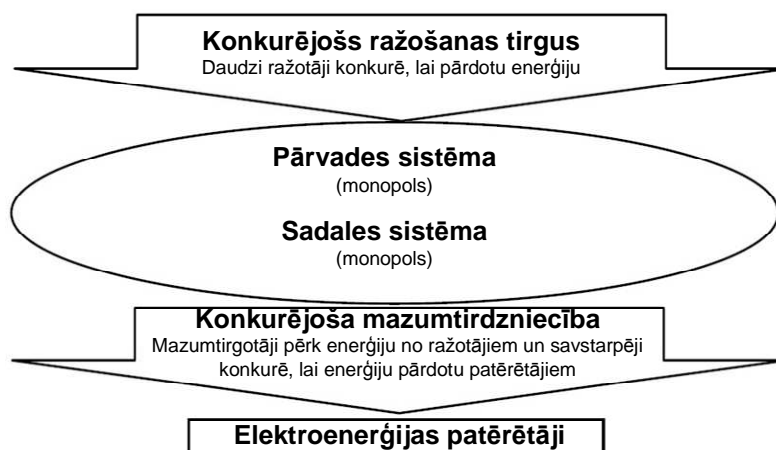
bankrotēt, ja tirgus dalībnieki nestrādā pietiekami efektīvi vai inovatīvi. Tajā pašā laikā konkurence nodrošina peļņas iespējas par riska uzņemšanos un labāku darbošanos par konkurentiem. Nepilnīgi ieviesta konkurence var apdraudēt liberalizācijas ieguvumus, proti, kavēt efektivitātes uzlabošanos, vai pat to mazināt.

Pilnīgas tirgus liberalizācijas filozofija ir – ieviest konkurenci un izvēles iespējas visos elektroapgādes posmos, kur vien tas iespējams – no elektroenerģijas ražošanas līdz patēriņam.

Konkurējoša tirgus priekšnosacījums - vertikāli integrēto uzņēmumu sadalīšana

Konkurenci ir iespējams ieviest vairumā no elektroapgādes posmiem ar nelieliem izņēmumiem. Pārvades un sadales tīkli ir dabīgi monopoli.

Ja ražotājs vai mazumtirdzniecības uzņēmums kontrolē elektrotīkla uzņēmumu un tādā veidā var ierobežot citu konkurējošu ražotāju vai mazumtirgotāju piekļuvi elektrotīklam, tad elektrotīkla monopols praktiski ietver visu elektroapgādes ķēdi. Tāpēc, lai ieviestu konkurenci, pirmkārt, ir nepieciešams nodalīt dabīgo monopolu darbību no visām konkurējošām darbībām. Pārvades un sadales tīklu pārvaldīšanai jābūt neatkarīgai no ražošanas un elektroenerģijas tirdzniecības (2.1. attēls).



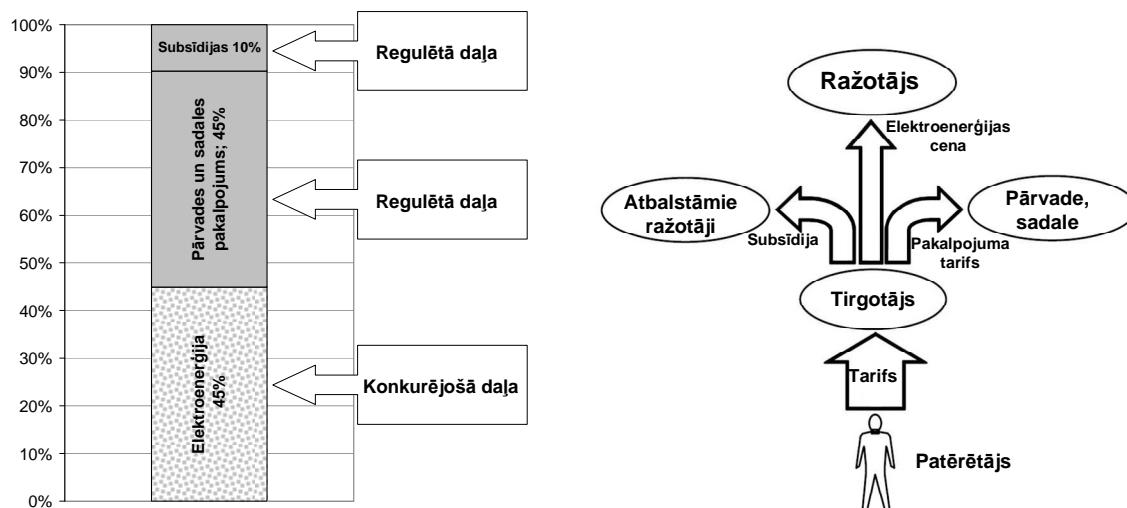
2.1. attēls. Elektroapgādes sektora jaunais modelis.

Elektroenerģijas tirgus organizēšana

Pēc vertikāli integrētā monopoluzņēmuma sadalīšanas un konkurences nodrošināšanas elektroenerģijas ražotāju un mazumtirgotāju starpā, ir izveidots fundamentāls pamats, lai **patērētāji** varētu izvēlēties elektroenerģijas piegādātāju. Par patērēto elektroenerģiju patērētāji maksā tarifu, kas pamatā sastāv no sekojošām komponentēm: 1) elektroenerģijas cenas (konkurējošā tarifa sastāvdaļa, kas atkarīga no vienošanās starp patērētāju un piegādātāju), 2) pārvades pakalpojuma cena (regulēts elektrotīkla tarifs), 3) subsīdiju nodeva (regulēts tarifs valsts noteiktu atbalstāmo ražotāju subsidēšanai). Elektroenerģijas cena ir tarifa sastāvdaļa, kuras lielumu patērētājam ir iespēja ietekmēt, izvēloties elektroenerģijas piegādātāju tirgū.

Parasti tikai lieli industriāli patērētāji izvēlas pirkt elektroenerģiju bez starpniekiem tieši no ražotājiem vai elektroenerģijas biržā, kas prasa atbilstošu patēriņa un iepirkumu plānošanas personālu. Pārējie patērētāji pērk elektroenerģiju no savstarpēji konkurējošiem **mazumtirgotājiem**, kas pērkot elektroenerģiju no ražotājiem vai biržā, darbojas kā starpnieki.

Ražotāji operē elektrostacijas un var pārdod saražoto elektroenerģiju vairumtirdzniecībā (biržā vai tālākpārdevējiem – mazumtirgotājiem), vai tieši patērētājiem, vienlaicīgi strādājot kā mazumtirdzniecības uzņēmums. Papildus saražotai elektroenerģijai ražotāji var pārdot dažādus palīgpakalpojumus kā rotējošās vai nerotējošās ražošanas jaudas rezerves uzturēšana, sprieguma kontrole, frekvences regulēšana, *black-start* funkcija. Liberalizētā elektroenerģijas tirgū ražotāju mērķis ir peļņas maksimizēšana, realizējot dažādas tirdzniecības stratēģijas.



2.2. attēls. Elektroenerģijas tarifa komponentes.

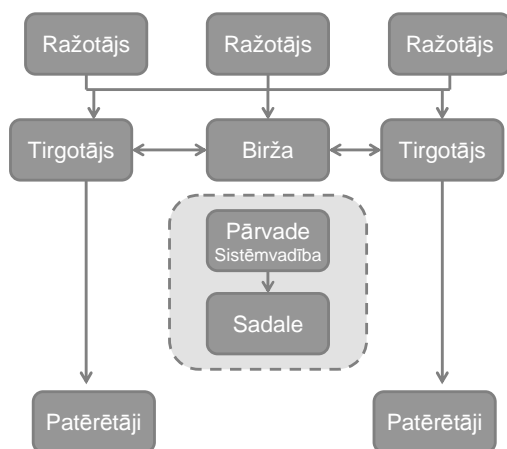
Konkurējošs elektroenerģijas tirgus nevar pastāvēt bez neatkarīgas pārvades sistēmas vadīšanas, kas nodrošina, ka visiem ražotājiem ir vienlīdzīgas iespējas ievadīt pārvades tīklā elektroenerģiju un visiem patērētājiem vienlīdzīgas iespējas saņemt elektroenerģiju. Šo funkciju veic neatkarīgs **pārvades sistēmas operators** (PSO). PSO koordinē elektrostaciju darbu, pārvades līniju un elektrostaciju remontu atslēgumus, uztur sistēmas drošumu, koordinē pārvades sistēmas ilgtermiņa attīstību, koordinē darbu ar kaimiņu energosistēmām.

PSO darbojas pilnīgi neatkarīgi no jebkādiem tirgus dalībniekiem un visiem tirgus dalībniekiem nodrošina vienlīdzīgu, nediskriminējošu piekļuvi pārvades tīkla pakalpojumam par regulētiem tarifiem.

Sadales sistēmas operators (SSO) operē sadales elektrotīklu, kas pārvada elektroenerģiju no pārvades tīkla līdz patērētājiem noteiktā ģeogrāfiskā teritorijā. SSO ir regulēts, ar ražošanu un tirdzniecību nesaistīts monopola bizness, un līdzīgi kā PSO, SSO nodrošina visiem tirgus dalībniekiem nediskriminējošu piekļuvi sadales tīkla pakalpojumam par regulētiem tarifiem.

Lai palielinātu elektroenerģijas tirgus efektivitāti, var tikt izveidota organizēta elektroenerģijas tirgus vieta – **elektroenerģijas birža**. Elektroenerģijas birža nodrošina:

- Vienkāršu piekļuvi elektroenerģijas vairumtirgum ar zemām transakcijas izmaksām;
- Neitrālu un publisku elektroenerģijas tirgus atsauces cenu;
- Atsauces cenu elektroenerģijas finanšu kontraktiem;
- Birža darbojas kā drošs darījumu partneris jebkuram tirgus dalībniekam;
- Birža kalpo kā pārvades tīkla ierobežojumu kontroles līdzeklis;
- Birža publicē būtisku un neitrālu tirgus informāciju.



2.3. attēls. Elektroenerģijas tirgus galvenie subjekti.

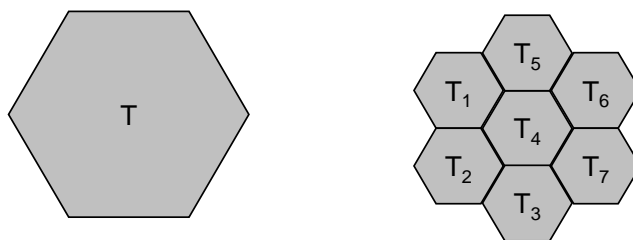
Pārvades pakalpojums tiek izslēgts no tirgus attiecībām

Elektrostaciju un patērētāju izvietojums energosistēmā ir saistīts ar elektroenerģijas transporta servisu un transporta izmaksām. Teorētiski elektroenerģijai katrā tīkla punktā ir atšķirīga vērtība, kas izriet no transporta zudumiem tīklā un pieejamās pārvades tīkla jaudas (ietekmē elektroenerģijas pieejamību no konkrētām elektrostacijām). Tāpēc, ideāli tirgū elektroenerģijai būtu jābūt dažādaī cenai katrā tīkla punktā (apakšstacijā), un tas skaidri norādītu, kur visefektīvāk investēt līdzekļus tīkla attīstībā vai ražošanā.

Tomēr, ir būtiski argumenti pret elektroenerģijas transporta izcenošanu atkarībā no transportēšanas attāluma:

- tiek samazināts konkurējošo elektrostaciju skaitu katrā tīkla punktā;
- tiek palielināta tirgus koncentrācija (atsevišķu elektrostaciju spēja ietekmēt tirgu);
- tas rada jautājumu par vienlīdzīgu ekonomiskā labuma sadalījumu starp patērētājiem un starp reģioniem.

Alternatīvs risinājums ir izcenot pārvades pakalpojumu pēc vienāda, ignorējot elektrostaciju un patērētāju izvietojumu tīklā (pastmarkas metode). Pastmarkas metodes ietvaros pārvades tīkla lietotāju maksājums par pārvades servisu nav atkarīgs no pārvades attāluma, ražotāja un pircēja vietas energosistēmā vai no atsevišķu pārvades iekārtu (līnijas, kopņu) noslodzes. Pārvades tīkla lietotājs maksā noteiktu maksu par katru patērēto vai saražoto elektroenerģijas MWh. Turklāt, šāda maksa par pārvades pakalpojumu var pastāvēt arī elektrostacijām.

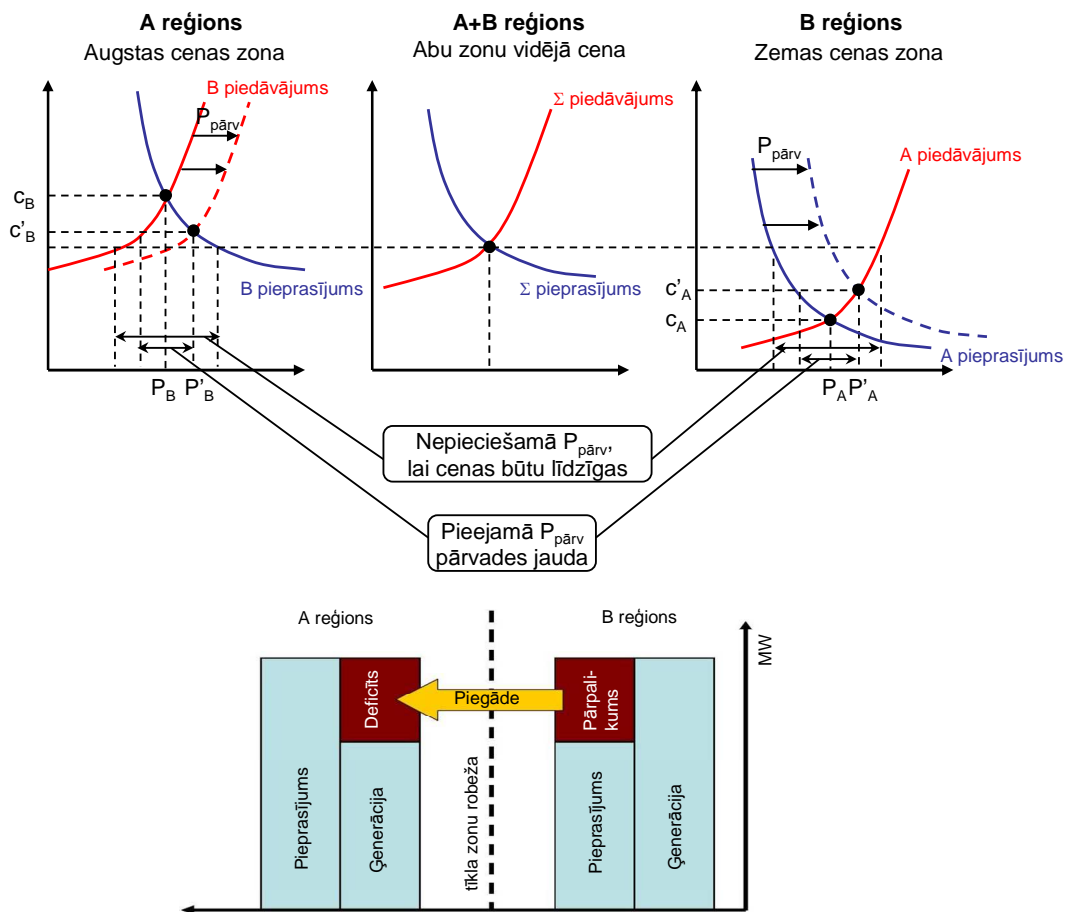


2.4. attēls. Vienveidīga (pa kreisi) un daudzveidīga (pa labi) pārvades tarifa piemērošana ar pastmarkas metodi.

Pastmarkas metode pieņem, ka visos pievienojuma punktos pārvades sistēmā pārvades tarifs ir vienāds. Pastmarkas teritorija parasti ir valsts vai energosistēmas daļa.

Lai nodrošinātu pareizākus ekonomiskos signālus optimālākai slodžu un elektrostaciju izvietojumam un investīcijām jaunās pārvades līnijās, pastmarkas teritoriju var sadalīt atsevišķās tarifu zonās ar atšķirīgiem pārvades tarifiem. Zona ir elektrisko mezglu (apakštaciju) kopums (2.4. attēls). Katras atsevišķas tarifu zonas ietvaros pārvades pakalpojuma tarifs ir nemainīgs. Tarifu zonās ar lielāku patērētāju koncentrāciju, elektrostaciju pārvades tarifs ir mazāks, nekā tarifu zonās ar zemu patērētāju koncentrāciju. Tādā veidā var radīt ekonomiskus stimulus izbūvēt jaunas elektrostacijas tuvāk slodžu centriem.

Ja reģionā darbojas elektroenerģijas birža, tad pie noteiktiem priekšnosacījumiem elektroenerģijas biržu var izmantot, lai elektroenerģijas tirgus cena atspoguļotu pārvades tīkla ierobežojumus. Šajā gadījumā tiek identificēti būtiskākie pārvades sistēmas ierobežojumu punkti, un tos izmanto, lai reģionā identificētu pārvades sistēmas reģionus, kuru iekšienē nepastāv būtisku pārvades ierobežojumu un ir viena elektroenerģijas cena (2.5. attēlā - pārvades ierobežojums starp A un B reģioniem).



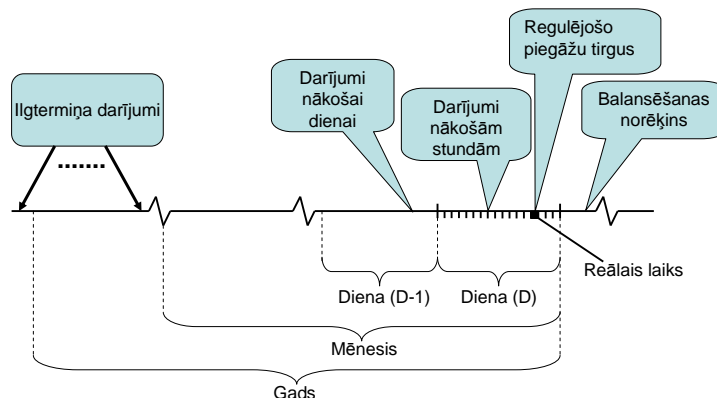
2.5. attēls. Elektroenerģijas cenu veidošanās, ja starp reģioniem ir ierobežota pārvades tīkla jauda $P_{pārv}$.

Tirgū elektroenerģijas plūsma iet virzienā no lētākas cenu reģiona B (lētākas elektrostacijas) uz dārgāku cenu reģionu A (dārgākas elektrostacijas). Kamēr starp diviem cenu reģioniem elektroenerģijas pārplūde mazāka nekā pieejamā pārvades šķērsriezuma jauda, cenas abos reģionos ir vienādas. Ja pārplūde ir lielāka par pieejamo pārvades kapacitāti $P_{pārv}$, tad dārgajā cenu reģionā A nepieciešams palaist dārgākas elektrostacijas, un rezultātā

rodas cenu starpība starp A un B cenu reģioniem. Reģionu cenu starpību elektroenerģijas birža samaksā PSO, kam pieder šķērsgriezuma tranzīta līnija.

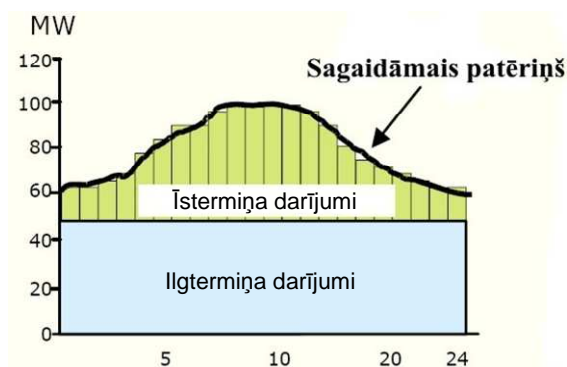
Elektroenerģijas tirdzniecības darījumi

Patērētājam ir būtiski, lai viņš var patērēt elektroenerģiju tieši tajā laikā un daudzumā kā tam nepieciešams. Tajā pašā laikā elektroenerģiju nav iespējams ekonomiski uzglabāt lielos apjomos. Tāpēc visā enerģosistēmā elektroenerģija katrā brīdī ir jāražo tik daudz, cik to patērē patērētāji. Šī iemesla dēļ elektroenerģijas tirgū ražotāji un pircēji slēdz darījumus, kur ražotājs apņemas saražot, bet patērētājs apņemas patērēt noteiktu daudzumu elektroenerģijas noteiktā laikā (stundā) nākotnē.



attēls. Elektroenerģijas tirdzniecības darījumi notiek pirms piegādes.

Elektroenerģijas tirdzniecība notiek pēc dažāda veida ilgtermiņa (gads un vairāk), vidēja termiņa (mēneša un nedēļas) un īstermiņa (nākošā dienas, stundu) darījumiem. Darījumu izvēle ir tirgus dalībnieku ziņā un pamatā ir atkarīga no elektrostaciju veida vai patēriņa rakstura, tirdzniecības stratēģijas un riska vadības politikas.

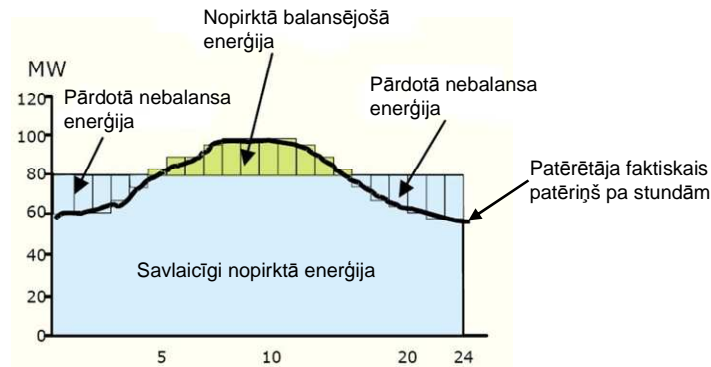


2.7. attēls. Industriālais patērētājs daļu no droši sagaidāmā patēriņam nepieciešamā elektroenerģijas daudzuma var nopirkt ar ilgtermiņa darījumiem (gadu vai vairāk uz priekšu), un, daļu ar īstermiņa (nākošās dienas) darījumiem, kad zināma precīzāka patēriņa prognoze.

Balansējošās piegādes

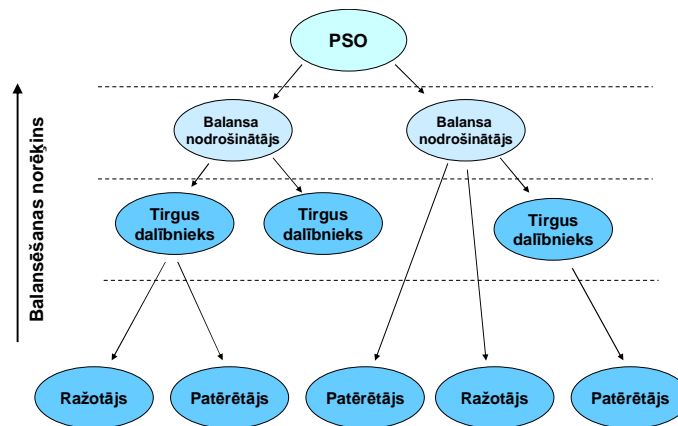
Tirgū elektroenerģija tiek pirktā pēc iepriekš saskaņota fiksēta piegādes grafika pa stundām atbilstoši prognozētajam patēriņam. Patērētājam, patērējot elektroenerģiju atbilstoši savām ikbrīža vajadzībām, patiesais elektrības patēriņš nekad precīzi nesakrīt ar savlaicīgi nopirktās elektroenerģijas daudzumu fiksētajā elektrības piegādes grafikā, jo prognozētais

patēriņš būs vai nu mazāks, vai nu lielāks par faktisko patēriņu. Tāpēc rodas starpība starp savlaicīgi nopirkto enerģijas daudzumu un faktiski patērēto (uzskaitīto) enerģijas daudzumu, un neplānoti pārtērētās (savlaicīgi nenopirktās) elektroenerģijas piegādi patērētājam vai neplānoti neiztērētās (savlaicīgi par daudz nopirktās) elektroenerģijas nopirkšanu no patērētāja katrā patēriņa stundā sauc par balansēšanu (2.8. attēls). Kā neplānotām piegādēm balansējošām piegādēm cenas parasti ir neizdevīgākas, nekā savlaicīgi pirktai enerģijai, tāpēc patērētāji parasti ir stimulēti pēc iespējas precīzāk plānot savu patēriņu.



2.8. attēls. Patērētāja diennakts patēriņa balansēšana.

Visas energosistēmas elektroenerģijas balansu nodrošina PSO ir atbildīgs par piegādātās un patērētās elektroenerģijas līdzsvaru energosistēmā kopumā. Lai organizētu visas energosistēmas balansu, katram patērētājam un ražotājam ir jābūt savam balansējošo piegāžu nodrošinātājam (2.9. attēls). Tādējādi, balansa nodrošinātājs uzņemas atbildību par attiecīgā lietotāja vai ražotāja nebalansu.



2.9. attēls. Energosistēmas balansēšanas hierarhija. Balansējošo piegāžu ķēde beidzas pie PSO. PSO ir atbildīgs par piegādātās un patērētās enerģijas līdzsvaru energosistēmā.

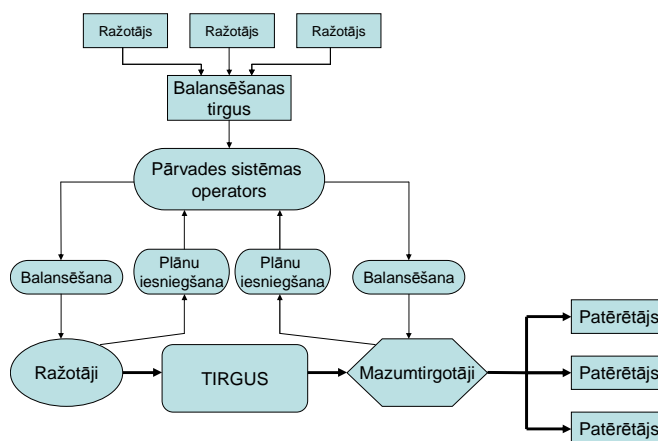
3. ENERGO SISTĒMAS VADĪBA TIRGUS APSTĀKĻOS

Pārvades sistēmas operators (PSO) ir atbildīgs par nepārtrauktu piegādātās un patērētās enerģijas līdzsvara nodrošināšanu visā energosistēmā. Elektroapgādes sektora reformas rezultātā centralizēta elektroapgādes sistēmas vadība tika aizstāta ar decentralizētu (pašorganizāciju), kur savā starpā konkurējošie elektroenerģijas ražotāji pieņem lēmumus par

darba režīmu ar mērķi palielināt peļņu. Decentralizēta lēmumu pieņemšana fundamentāli izmaina pārvades sistēmas izmantošanu. Tas rada nepieciešamību pēc fundamentāli jaunas energosistēmas darba plānošanas struktūras.

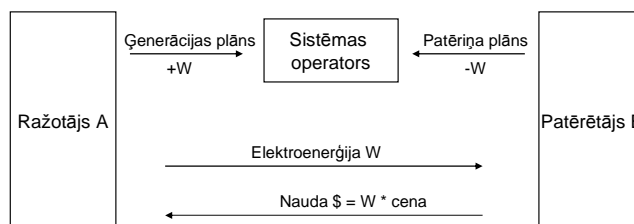
Tirdzniecības plānu koordinēšana

Brīvā tirgū tirgus dalībnieki pilda būtisku lomu ražošanas un patēriņa plānošanā, ekonomisku stimulu vadīti (nebalanss maksā dārgāk) rūpīgi plānojot katrs savas enerģijas piegādes un informējot par to PSO, tādā veidā piedaloties visas sistēmas darbības plānošanā.



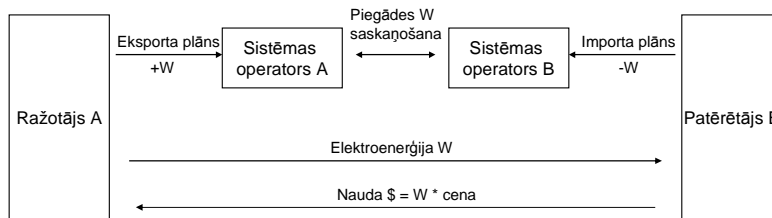
3.1. attēls. Vairumtirgus struktūra.

Vairumtirgus struktūra ir parādīta 3.1. attēlā. Ražotāji pārdod elektroenerģiju tālāk tirgotājiem un lielajiem patērētājiem ar dažāda veida divpusējiem līgumiem un caur biržu. Gan ražotāji, gan tirgotāji iesniedz pārvades sistēmas operatoram informāciju par noslēgtajiem darījumiem.



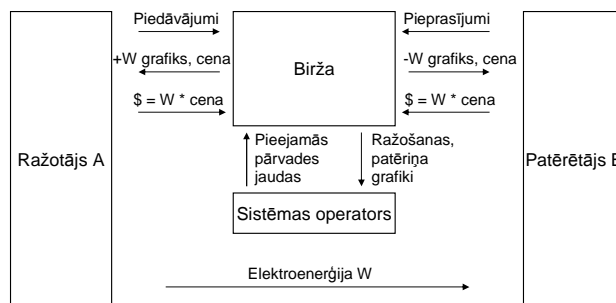
3.2. attēls. Divpusējo darījumu slēgšana starp tirgus dalībniekiem un piegāžu plānu saskaņošana ar PSO.

Lai PSO varētu kontrolēt un plānot elektroenerģijas bilanci, kā arī saskaņot to ar kaimiņu energosistēmu operatoriem un administrētu balansēšanas norēķinus, PSO jāapkopo dati par plānotajiem elektrostaciju darba režīmiem, patēriņu un importa/eksporta darījumiem. Ja divi tirgus dalībnieki noslēdz tirdzniecības darījumu, dalībniekiem par to jāinformē PSO, nosūtot PSO informāciju par plānoto ģenerāciju un patēriņu katrā stundā atsevišķi (3.2. - 3.4. attēls). Pēc piegādes plānu saņemšanas PSO ar aprēķinu programmas palīdzību modelē sagaidāmās elektroenerģijas plūsmas tīklā un pārbauda tirdzniecības darījumu iespējamību. Ja pārvades tīkla kapacitāte ir pietiekama tirdzniecības darījumu realizēšanai, PSO apstiprina tirgus dalībnieku piegāžu plānus. Ja pārvades tīkla ierobežojumu dēļ tirgus dalībnieku plānotie darījumi nav realizējami, PSO koriģē piegāžu plānus, lai sagaidāmās jaudas plūsmas tīklā būtu pieļaujamas robežās.



3.3. attēls. Piegāžu plānu saskaņošana ar PSO starpvalstu tirdzniecības gadījumā.

Starpvalstu tirdzniecības gadījumā, kad katrs tirgus dalībnieks atrodas cita PSO kontroles zonā, tirgus dalībnieki nosūta datus par plānoto ģenerāciju/patēriņu un importu/eksportu savas energosistēmas operatoram. Abu energosistēmu operatori savā starpā saskaņo plānoto energosistēmas bilanci un savstarpējo importa/eksporta bilanci (3.3. attēls).



3.4. attēls. Piegāžu plānu saskaņošana ar PSO, ja tirdzniecība notiek biržā.

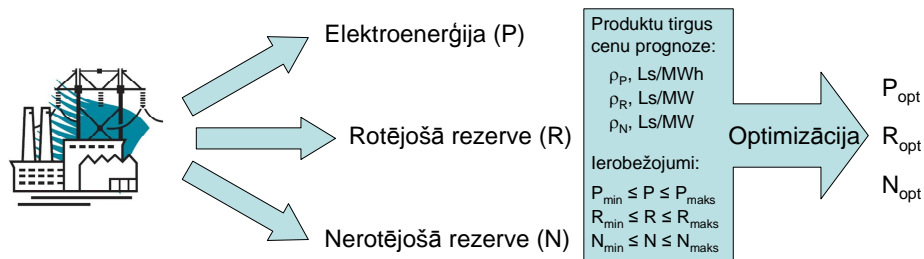
4. ELEKTROSTACIJU TIRDZNICĪBAS PIEDĀVĀJUMU OPTIMIZĀCIJA

Tirgus apstākļos elektrostacijas cenšas gūt pēc iespējas lielāku peļņu. Ražotāji var pārdot elektroenerģiju un palīgpakalpojumus (tajā skaitā rotējošās un nerotējošās rezerves uzturēšana) pārvades sistēmas operatoram. Maksimālo peļņu var panākt, darbinot ražošanas iekārtas tādā darba režīmā, kas sniedz vislielāko peļņu.

Divi galvenie faktori, kas nosaka elektrostacijas darba režīmu, ir sekojoši:

1. PSO uzliktie elektrostacijas darba režīma ierobežojumi. Tie pamatā saistīti ar energoapgādes drošuma uzturēšanu visās energosistēmas vietās. PSO ierobežojumi var būt ģenerācijas rezervju uzturēšanas minimālā un maksimālā robeža. Bet iespējami arī cita veida ierobežojumi, piemēram, emisiju ierobežojumi, vai kurināmā ierobežojumi.
2. Tirgus cenu signāli, tajā skaitā kurināmā cena, elektroenerģijas tirgus cena, palīgpakalpojumu cena, CO2 emisiju kvotu cena u.c. nosaka, vai ražošanas iekārtai (kas nav izmantota ar PSO rīkojumu) ir izdevīgi būt ieslēgtai/izslēgtai un ar kādu noslodzi ražošanas iekārtai izdevīgi darboties.

Šajā sadaļā tiek formulēts uzdevums elektrostacijas darba optimizēšanai pēc peļņas, un ir aprakstīta tā atrisināšanas metodika.



4.1. attēls. Elektrostacijas produkti.

Ražošanas optimizēšanas uzdevums ir elektrostacijas peļņas maksimizēšana, ievērojot visus ierobežojumus.

Pieņemsim divus iespējamus ražošanas vienības (bloka) darba režīmus:

1) **Ģenerācijas režīms.** Ražošanas vienība ražo elektroenerģiju ar daļēju vai pilnu jaudu. Daļējas ražošanas jaudas noslodzes gadījumā neizmantojama jauda tiek izmantota rotējošās rezerves nodrošināšanai. Šādam režīmam peļņu noteiktam laika periodam (sagaidāmā stunda, diena, mēnesis u.c.) var formulēt sekojoši:

$$F_p = \rho_g(P - P_0) + \rho_r R - C_p - C_R - S + f(P_0) \quad (4.1)$$

2) **Nerotējošās rezerves uzturēšanas režīms.** Ražošanas vienība ir atslēgtā stāvoklī, bet ir darba gatavībā palaisties noteiktā laikā un visa ražošanas jauda var tikt izmantota nerotējošās rezerves uzturēšanai. Darbā neesošai ražošanas vienībai noteiktā laikā peļņu var formulēt sekojoši:

$$F_N = \rho_n N - C_N - \rho_g P_0 + f(P_0) \quad (4.2)$$

P – elektroenerģijas ģenerācija, MWh;

R – uzturētā rotējošā rezerve, MW;

N – uzturētā nerotējošā rezerve, MW;

P_0 – enerģijas apjoms, kas iepriekš pārdots ar divpusēji noslēgtiem kontraktiem, MWh;

ρ_g – prognozētā elektroenerģijas tirgus cena apskatāmajā laika periodā, Ls/MWh;

ρ_r – prognozētā tirgus cena par rotējošās rezerves uzturēšanu apskatāmajā laika periodā, Ls/MW;

ρ_n – prognozētā cena par nerotējošās rezerves uzturēšanu apskatāmajā laika periodā, Ls/MW;

C_p – ražošanas vienības elektroenerģijas ražošanas izdevumi, Ls;

C_R – ražošanas vienības rotējošās rezerves uzturēšanas izdevumi, Ls.

C_N – ražošanas vienības nerotējošās rezerves uzturēšanas izdevumi, Ls;

S – ražošanas vienības palaišanas izmaksas, Ls;

$f(P_0)$ – ienākumi no pārdotās enerģijas ar divpusējiem kontraktiem, Ls;

Īpatnējie izdevumi ģenerācijai ietver pastāvīgos izdevumus, tajā skaitā izdevumi tukšgaitas nodrošināšanai un kurināmā izdevumi pie elektrostacijas noslodzes, kurus nosaka kurināmā tirgus cenas un iekārtas ekonomiskās īpašības. Iekārtas raksturlīknēm ir nelineārs raksturs, ko var aptuveni raksturot ar kvadrātisku polinomu:

$$C_p = a + bP + cP^2 \quad (4.3)$$

Rotējošās un nerotējošās rezerves uzturēšanas kopējie izdevumi parasti ir konstanti un nav atkarīgi no uzturamās rezerves apjoma.

Ražošanas vienības jauda, kas netiek izmantota elektroenerģijas ražošanai P, tiek pārdota kā rotējošā rezerve R. Šeit jāņem vērā, ka P un R optimālās vērtības nevar noteikt savstarpēji neatkarīgi, jo starp tām ir sekojoša sakarība:

$$R = P^{maks} - P \quad (4.4)$$

Ievērojot (4), darbā esošas ražošanas vienības peļņas funkciju (1) var pārrakstīt sekojoši:

$$F_p = \rho_g(P - P_0) + \rho_r(P^{maks} - P) - C_p - C_R - S + f(P_0) \quad (4.5)$$

Ražošanas vienības darbība ir rentabla pie noteikuma, ja apskatāmajā laika periodā ienākumi pārsniedz izdevumus:

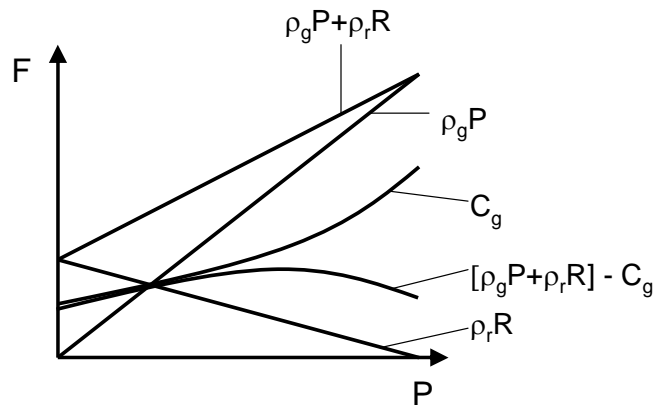
Ģenerācijas režīmā

$$\rho_g(P - P_0) + \rho_r R + f(P_0) > C_p + C_R + S \quad (4.6)$$

Nerotējošās rezerves uzturēšanas režīmā

$$\rho_n N + f(P_0) > \rho_g P_0 + C_N \quad (4.7)$$

Sakarības starp ražošanas vienības ienākumiem, izdevumiem un peļņu, pieņemot, ka $S = f(P_0) = 0$, attēlotas 4.2. attēlā.



4.2. attēls. Optimizējamās funkcijas komponentes.

Optimizācijas uzdevums tiek formulēts sekojoši:

$$\text{maksimizēt } F, \quad (4.8)$$

ievērojot ražošanas vienībām uzliktos ierobežojumus.

Mērķis ir atrast optimālākās P, R un N vērtības, kas savstarpēji saistītas.

Risinot optimizācijas uzdevumu, jāņem vērā, ka parasti $\rho_g \gg \rho_r > \rho_n$.

Ierobežojumi

Ražotājiem var būt uzliktas speciālas prasības un tehniski ierobežojumi, kas jāņem vērā optimizācijas laikā. Piemēram, ražotājam var būt minimālās un maksimālās ģenerācijas ierobežojumi. Sistēmas drošuma prasību dēļ Tīkla Kodekss var ražotājiem noteikt obligāti ievērojamo zemāko un augstāko rotējošās un nerotējošās rezerves uzturēšanas apjomu.

$$P^{\min} \leq P \leq P^{\max}, \quad (4.9)$$

$$R^{\min} \leq R \leq R^{\max}, \quad (4.10)$$

$$N^{\min} \leq N \leq N^{\max}, \quad (4.11)$$

Uzturamās rezerves apjoms un līdz ar to ierobežojumi mainās atkarībā no kopējā patēriņa energosistēmas reģionā.

Optimizācijas uzdevuma atrisinājums

Optimizācijas uzdevuma atrisināšanai tiek izmantota Lagranža funkcija ar Lagranža reizinātājiem, kas ļauj ievērot ierobežojumus. Ierobežojumi tiek ievēroti, atbilstoši koriģējot Lagranža reizinātājus.

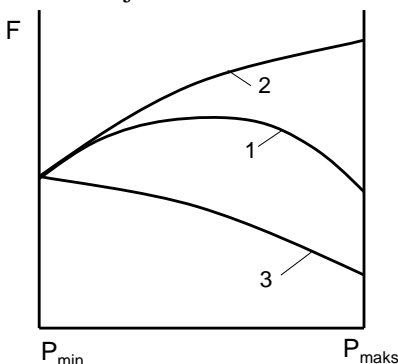
Sakarā ar to, ka Lagranža funkciju izmanto ierobežojumiem, tas saistīts ar funkcijas minimizāciju. Sākotnējais peļņas maksimizēšanas uzdevums (4.8) ir ekvivalents apgrieztas mērķa funkcijas minimizēšanas uzdevumam, tāpēc uzdevumu var formulēt sekojoši:

$$\text{minimizēt } (-F) \quad (4.12)$$

Izmantojot Lagranža reizinātājus, lai ievērotu ierobežojumus un, ievērojot (4.4), ražošanas vienības ģenerācijas režīma mērķa uzdevumu plānošanas periodam formulē sekojoši:

$$\text{minimizēt } \Phi = -\rho_g (P - P_0) - \rho_r (P^{\max} - P) + C_p + C_R + S - f(P_0) + \lambda_p P \quad (4.13)$$

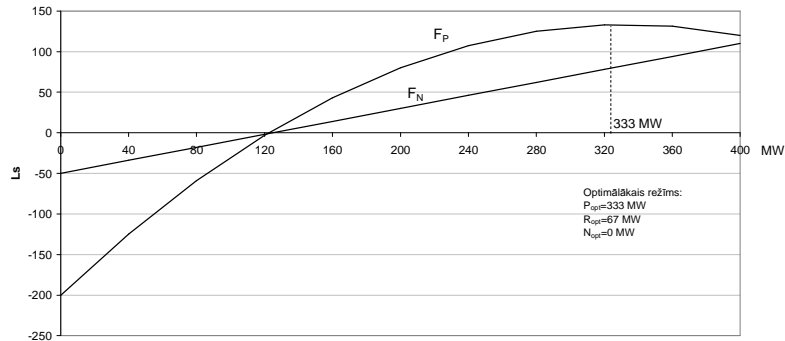
λ_p - Lagranža reizinātājs P ierobežojumu ievērošanai.



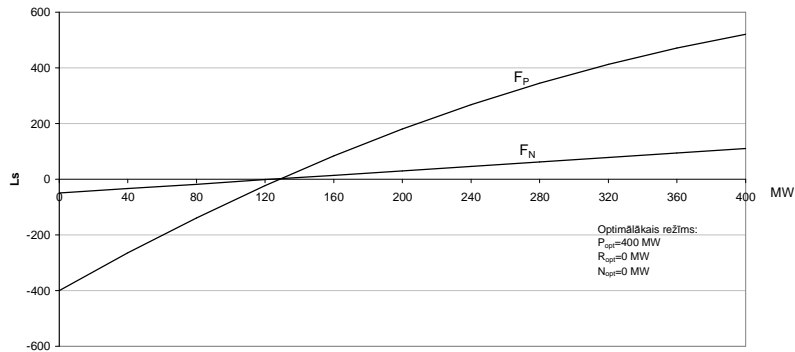
4.3. attēls. Optimizējamās funkcijas iespējamie veidi ierobežojumu ietvaros.

Atvasina Lagranža funkciju (4.13) pēc P, pielīdzina nullei un atrod optimālās parametru vērtības:

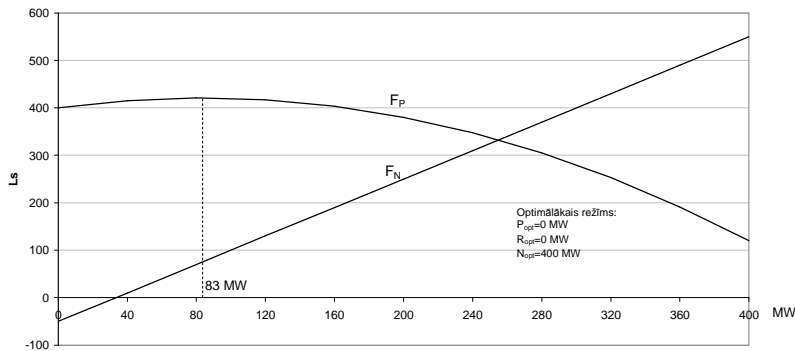
$$\frac{\partial \Phi}{\partial P} = -\rho_g + \rho_r + \lambda_g + b + 2cP = 0 \quad (4.14)$$



MW
A



MW
B



MW
C

4.4. attēls. Piemērs. 400 MW ģenerācijas bloka peļņas funkcijas.

$C_p = 500 + 22 \cdot P + 0,003 \cdot P^2$. A: $\rho_g = 25$, $\rho_r = 1$, $\rho_n = 0,4$; B: $\rho_g = 26$, $\rho_r = 0,5$, $\rho_n = 0,4$;

C: $\rho_g = 25$, $\rho_r = 2,5$, $\rho_n = 1,5$.

Tad

$$P_{opt} = \frac{\rho_g - \rho_r - \lambda_g - b}{2c} \quad (4.15)$$

un

$$R_{opt} = P^{maks} - P_{opt} \quad (4.16)$$

pie noteikuma $P^{\min} \leq P \leq P^{\max}$.

Risinājumiem var būt sekojoši rezultāti:

$$\frac{\partial L}{\partial P} \begin{cases} = 0, & \text{ja } P_{\min} < P < P_{\max} \\ > 0, & \text{ja } P = P_{\min} \\ < 0, & \text{ja } P = P_{\max} \end{cases} \quad (4.17)$$

Ražošanas vienības peļņas raksturs pieļaujamās ģenerācijas robežās parādīts 4.3. attēlā. Līknes 1 gadījumā maksimālā peļņa atbilst peļņas funkcijas ekstremālajai vērtībai. Līknes 2 un 3 gadījumā maksimālā peļņa būs pie ģenerācijas jaudas maksimālās vai minimālās vērtības.

Lagranža reizinātāja koriģēšana

Risināšanas gaitā sākumā Lagranža koeficients tiek pieņemts $\lambda_p = 0$.

Pēc tam, kad ir atrasts ražošanas vienības P_{opt} , jāpārbauda, vai tā vērtība iekļaujas ierobežojumā (4.9):

$$P^{\min} \leq P_{opt} \leq P^{\max}, \quad (4.18)$$

Ja ierobežojums (4.18) netiek izpildīts, tad λ_p iteratīvi maina, kamēr tiek izpildīts noteikums (4.18).

Šeit jāņem vērā, ka, ievērojot (4.4), ar λ_p tiek ievērots gan P, gan R ierobežojums, un priekš R nav nepieciešams atsevišķs Lagranža reizinātājs.

Interesanti, ka vienādojumā (4.13) λ_p darbojas kā enerģijas tirgus cenas signāls. No (4.15) izriet, ka P ir proporcionāls $(\rho_g - \rho_r) - \lambda_g$ un lielāks λ_p atbilst mazākam P.

Ievērojot augstāk minēto, Lagranža reizinātāju koriģēšana notiek sekojoši:

Ja $P_{opt} > P^{\max}$, tad $\lambda_p = \lambda_p + \Delta\lambda_p$

Ja $P_{opt} < P^{\min}$, tad $\lambda_p = \lambda_p - \Delta\lambda_p$

Ražošanas izmaksu funkcijas iegūšana ražošanas vienību kompleksam

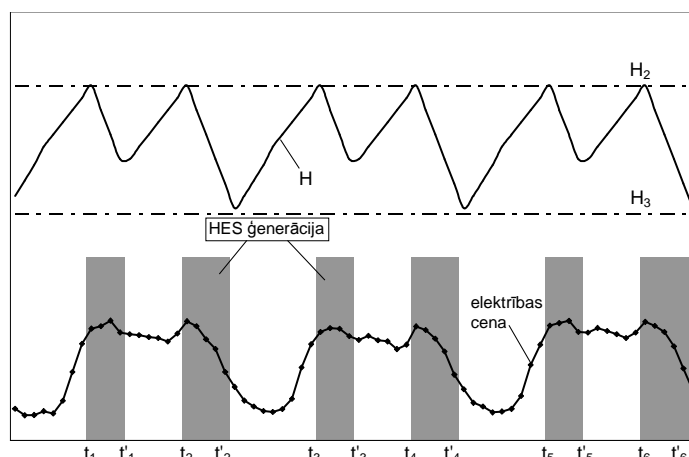
Ja tiek optimizēts vairāku dažādu ražošanas vienību komplekss, tad izmaksu funkcija (4.3) tiek veidota visam ražošanas vienību kompleksam. Neliela ražošanas vienību skaita gadījumā ekonomiskās raksturlīknes iegūst ar ģenerējošo vienību darbināšanas prioritātes saraksta sarstādīšanu, kurā parādīts ražošanas bloku kompleksa ekonomiskākais darba režīms pie dažādiem slodzes līmeņiem.

Ja ģenerācijas vienības nav vienveidīgas un jāsalīdzina lielāks kombināciju skaits, tad aprēķinu apjoma samazināšanai ir ieteicams izmantot dinamisko programmēšanu. Ar dinamiskās programmēšanas metodes palīdzību var efektīvāk pārskatīt daudzas ražošanas bloku kompleksa noslodzes variācijas, ņemot vērā iekārtu tukšgaitas zudumus, ražošanas bloku atslēgšanas un ieslēgšanas laikus un palaišanas izmaksas.

Mazu hidroelektrostaciju aktīvās jaudas režīmu automatizācija

Līdz ar atjaunojamo energoresursu izmantošanas aktualizēšanos un energoresursu cenu kāpumu arvien populārākas kļūst mazās hidroelektrostācijas.

Tā kā tirgū elektroenerģijas cenas mainās pa stundām, mazām HES pārdodot saražoto elektroenerģiju tirgū, ienākumu lielumu nosaka arī diennakts stundas, kurās tiek saražota elektroenerģija. Ienākumi būs lielāki, ja mazā HES saražos elektroenerģiju augstāko cenu stundās, kas parasti sakrīt ar maksimālā patēriņa stundām (4.5. attēls).



4.5. attēls. Pēc tirgus cenas optimizēts mazas HES darba režīms.

Lai nebūtu jānodrošina vietējais personāls, kas manuāli ieslēgtu un izslēgtu mazas HES atbilstoši ūdens pietecei un elektroenerģijas cenām, izdevīgi ir automatizēt procesu ar autooperatora palīdzību. Šajā sadaļā aprakstīts autooperatora darbības princips.

Autooperatora mērķis ir darbināt mazās HES iekārtu tā, lai iegūtu maksimālos ienākumus brīva tirgus apstākļos. Mazās HES autooperatoram ir jānodrošina:

1. HES iekārtas darbināšana ar maksimāli lielāko lietderības koeficientu (pie maksimāla ūdenskrātuvju līmeņa);
2. HES iekārtas darbināšana maksimālo cenu stundās.

Autooperatora dators aprēķina optimālāko laika ilgumu HES iekārtas darbināšanai un apstādināšanai. Aprēķiniem autooperatora datoram nepieciešami sekojoši dati:

- Manuāli iestatīti diennakts laika brīži (parasti divi) t_1 un t_2 , kuros sagaidāms augstu elektroenerģijas tirgus cenu periods un kuros tiktu palaista HES turbīna;
- Maksimālais tehniski pieļaujama ūdens līmenis ūdenskrātuvē H^{maks} ;
- Ūdens līmenis $H^{\text{norm}} < H^{\text{maks}}$, kurš normāli netiek pārsniegts un pie kura normāli tiek iedarbināta HES iekārta (laikos t_1 un t_2);
- reāla laika ūdens līmeņa mērījumi H .

Pie ūdens līmeņa H^{maks} tiek vienmēr palaista elektrostacija. Šim signālam ir drošuma nozīme, jo pie ūdens līmeņa $H > H^{\text{maks}}$ notiek ūdens pārliešana pār aizsprostu. Tāpēc elektrostacija normāli tiek palaista pie ūdens līmeņa $H^{\text{norm}} < H^{\text{maks}}$, pie kura HES turbīnas lietderības koeficients ir pietiekoši augsts normālam darbam.

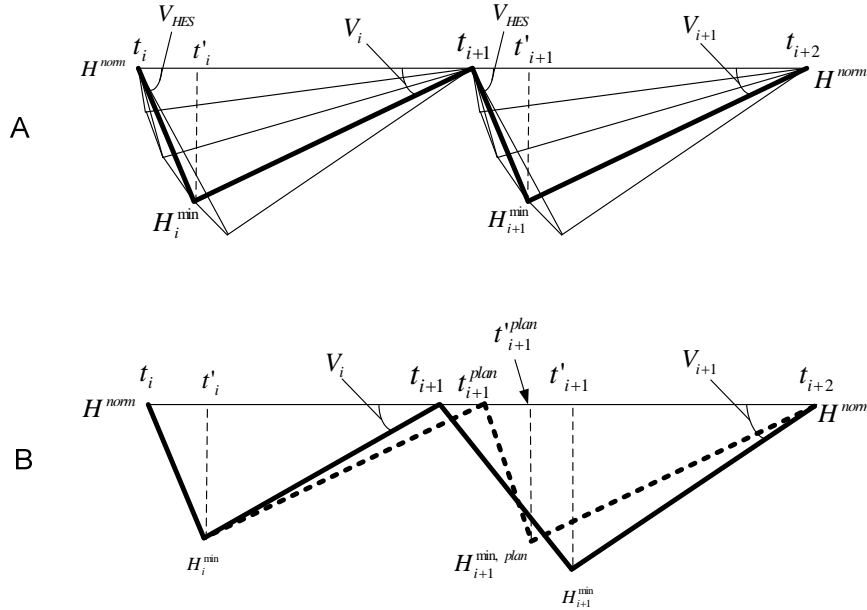
Elektrostācijas apturēšana notiek pie ūdens līmeņa H^{min} , ko aprēķina autooperatora dators atkarībā no prognozētā ūdens līmeņa pieaugšanas ātruma, lai starplaikos starp HES turbīnas darbināšanas piegājieniem ūdens līmenis ūdenskrātuvē atjaunotos līdz H^{norm} . Elektrostācijas dīkstāves laikā ūdens līmenis aug ar ātrumu, kas atkarīgs no ūdens pieteces ātruma upē - jo lielāka ūdens pietecē upē, jo lielāks ir ūdens līmeņa H augšanas ātrums V HES ūdenskrātuvē.

Nākošās dienas ūdens līmeņa augšanas ātrumu V_{i+1} tuvināti var pielīdzināt iepriekšējās dienas ūdens līmeņa augšanas ātrumam V_i .

Autooperatora uzdevums ir nepārtraukti aprēķināt laiku t'_{i+1} , kad jāpārtrauc HES darbs, lai līdz brīdim t_{i+2} ūdenskrātuve sasniegtu maksimālo atzīmi H^{maks} . To dara sekojoši:

- 1) balstoties uz ūdenskrātuves līmeņu mērījumiem iepriekšējā ūdenskrātuves uzpildīšanas cikla laikā, aprēķina faktisko ūdens līmeņa augšanas ātrumu:

$$V_i = \frac{(H^{\text{norm}} - H_i^{\text{min}})}{(t_{i+1} - t_i)}, \left[\frac{m}{s} \right], \quad (4.19)$$



4.6. attēls. Ūdens līmeņa izmaiņas mazas HES ūdenskrātuvē: A – pie nemainīga ūdens līmeņa izmaiņas ātruma (ūdens pieteces upē), B – pie mainīga ūdens līmeņa izmaiņas ātruma.

- 2) Pieņemot, ka ūdens līmeņa augšanas ātrums nākošajā dienā līdzinās iepriekšējās dienas līmeņa augšanas ātrumam $V_i = V_{i+1}$, aprēķina HES turbīnas atslēgšanas laiku t'_{i+1} pēc nākošās palaišanas cikla sākuma brīža t_{i+1} (dēļ novirzes starp prognozēto un faktisko V_i , faktiskais laika brīdi t_{i+1} arī var atšķirties no iepriekš iestatītās vērtības t_{i+1}^{plan}):

$$t'_{i+1} = t_{i+2} - \frac{(H^{\text{norm}} - H_{i+1}^{\text{min}})}{V_{i+1}}, \quad (4.20)$$

kur

H^{norm} ir normālais maksimālais ūdens līmenis ūdenskrātuvē, kad jāpalaiž HES turbīna.

Vienādojumā 4.20 nav zināms līmenis H_{i+1}^{min} , līdz kuram jānostrādā ūdens. t'_{i+1} var izteikt arī sekojoši:

$$t_{i+1} = \frac{(H^{norm} - H_{i+1}^{min})}{V_{HES}} + t_{i+1}, \quad (4.21)$$

kur

V_{HES} - ūdens līmeņa samazināšanās ātrums, darbojoties HES turbīnai, ievērojot ūdens pieteci, m/s.

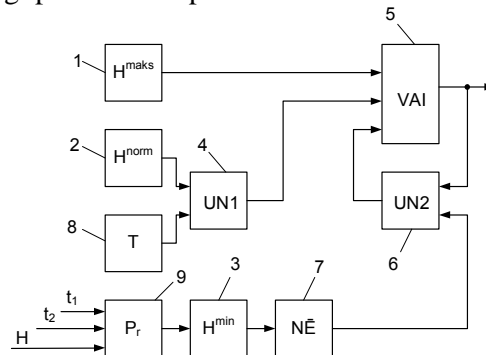
- 3) Pielīdzinot vienādojumu 4.20 un 4.21 labās puses un veicot vienkāršas matemātiskas darbības, atrod H_{i+1}^3 :

$$H_{i+1}^{min} = H^{norm} + \frac{V_{HES} \cdot V_{i+1} (t_{i+1} + t_{i+2})}{V_{HES} + V_{i+1}}, \quad (4.22)$$

V_{HES} pieņem vienādu ar iepriekšējā HES turbīnas nostrādes ciklā nomērīto faktisko ūdens līmeņa izmaiņu ātrumu.

- 4) Ievietojot H_{i+1}^{min} vienādojumā 4.20 atrod t_{i+1} .

Automātikas darbības loģiskā shēma parādīta 4.7. attēlā. Palaišana notiek ar pulksteņa T signālu, ūdens līmenim sasniedzot H^{norm} caur elementu UN1 vai gadījumā, ja ūdens līmenis sasniedz avārijas vērtību H^{maks} . Abi palaišanas signāli iet caur elementu VAI. Palaišanas signāls saglabājas caur bloķēšanas elementu UN2 pie noteikuma, ja ūdens līmenis pārsniedz H^{min} , kas tiek padots uz UN2 caur elementu NĒ. Elements N^{min} saņem iestatījumu no procesora Pr, kurā N3 lielums tiek noteikts, pamatojoties uz ikdienišķi fiksējamiem ūdens līmeņu mērījumiem attiecīgi palaižot un apturot HES.



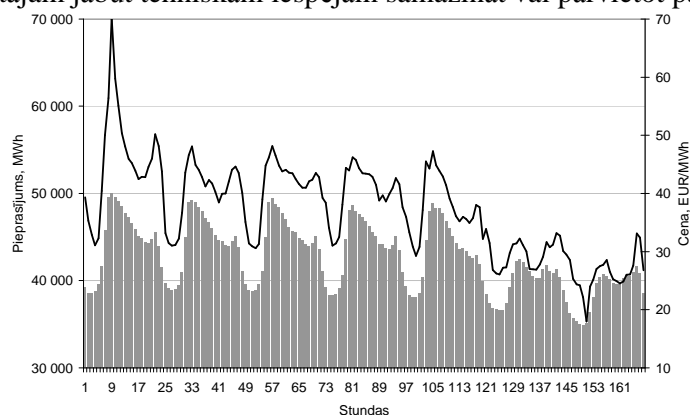
4.7. attēls. Mazas HES autooperatora darbības loģiskā shēma.

5. ELEKTROENERĢIJAS PIEPRASĪJUMA ELASTĪBA

Tirgū elektroenerģijas cena katrā stundā ir atšķirīga un pārsvarā tirgus cenu nosaka darbā esošo dārgāko siltumelektrostaciju ražošanas cenas (5.1. attēls). Tā kā vispirms tiek darbinātas lētākās elektrostacijas, tad augsta patēriņa stundās, kad tiek palaistas dārgākas elektrostacijas, elektroenerģijas cena ir augstāka.

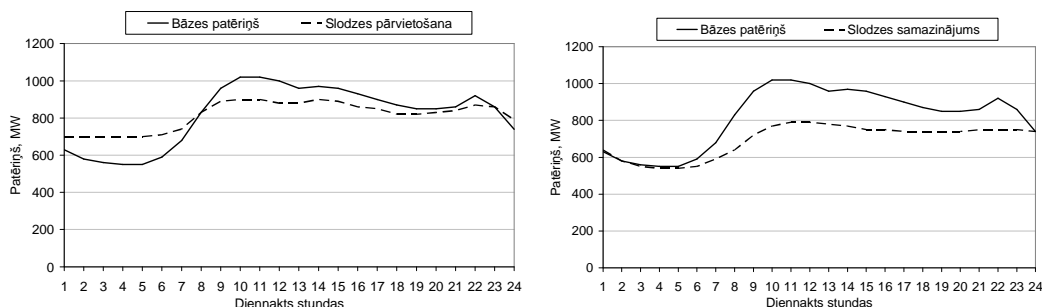
Daļa patērētāju pie noteikta elektroenerģijas cenas līmeņa vēlēšies samazināt patēriņu, vai pārvietot to uz stundām, kad elektroenerģija maksā lētāk. Lai šāds stimuls patērētājam rastos, jābūt sekojošiem priekšnosacījumiem:

- Cenas par kādām patērētājs pērk elektroenerģiju, ir atšķirīgas pa stundām vai diennakts zonām, un atspoguļo elektroenerģijas tirgus cenas svārstības;
- Patērētājam ir elektroenerģijas skaitītājs, kas reģistrē patēriņu pa stundām;
- Patērētājam jābūt tehniskām iespējām samazināt vai pārvietot patēriņu.



5.1. attēls. Elektroenerģijas pieprasījums un cena pa stundām.

Patēriņa elastība ir elektroenerģijas pieprasījuma spēja reaģēt uz tirgus cenas izmaiņām. Patēriņa elastība var tikt realizēta kā patēriņa samazināšana, aizvietojojot to ar citu enerģijas avotu (piemēram, gāzi, vai autoģenerāciju), vai kā patēriņa pārvietošana no dārgu cenu stundām uz lētāku cenu stundām (5.2. attēls).



5.2. attēls. Pieprasījuma elastība realizējas kā pieprasījuma samazinājums, vai pieprasījuma pārvietošana uz lētāku cenu stundām.

Lai patērētājs būtu gatavs reaģēt uz cenām, viņa patēriņa iekārtām jābūt atbilstoši sagatavotām, lai tās varētu nepieciešamības gadījumā atslēgt un ieslēgt citā stundā – tas prasa noteiktas investīcijas. Investēt vērts tikai gadījumā, ja ekonomiskais ieguvums no pieprasījuma izmaiņas būs lielāks par veiktajām investīcijām:

$$I_{invest} \leq (c_A - c_B) \cdot W_{shift} \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i}, \quad (5.1)$$

kur

I_{invest} - veiktie kapitālieguldījumi tehnoloģiju piemērošanai slodzes pārvietošanai;

c_A un c_B - prognozētā vidējā elektroenerģijas cena attiecīgi stundās, kurās slodze tiks samazināta un stundās, kurās tā tiks paaugstināta, Ls/MWh;

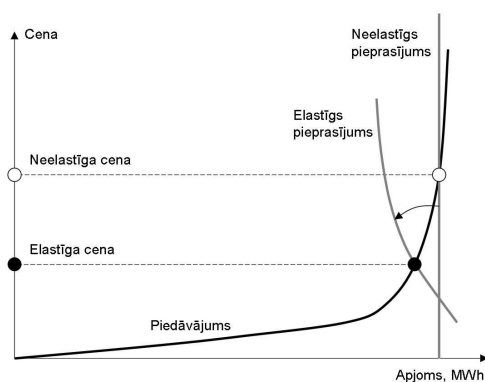
W_{shift} - prognozētais elektroenerģijas apjoms, kas tiks pārnesti no augstu uz zemu cenu stundām, MWh;

n - gadu skaits, kuros jāatmaksājas investīcijām;

i - procentu likme.

Patēriņa elastības ietekme uz energosistēmas darbu

Patēriņa elastība ir būtiska tirgus apstākļos efektīvai mijiedarbībai starp piedāvājumu un pieprasījumu. Patēriņa elastība ir būtiska kā patērētāju izvēles iespēja. Patēriņa samazināšana pīķa stundā ir līdzvērtīga pīķa elektrostacijas palaišanai, tāpēc elastīgi pieprasījumi veido konkurenci pīķu ģenerācijai. Īpaši augsta patēriņa stundās pat neliela apjoma patēriņa elastībai ir liels iespaids uz tirgus cenu (skat. 5.3. attēlu). Tāpēc patēriņa elastība ir papildus līdzeklis, ar kuru vadīt patēriņa un ģenerācijas līdzsvaru sistēmā, un tā ir alternatīva investīcijām pīķa slodžu elektrostaciju celtniecībā.



5.3. attēls. Patēriņa elastības iespaids uz tirgus cenu [3].

Patēriņa elastība nodrošina sekojošo:

- palīdz nodrošināt līdzsvaru starp ģenerāciju un patēriņu energosistēmā ekstremālos apstākļos, kad savādāk draudētu piespiedu slodzes atslēgšana bez zaudējumu kompensācijas. Turklāt, patērētājiem atslogojoties brīvprātīgi, reaģējot uz cenām, tie savā ziņā jau saņem kompensāciju, jo saņem zemāku elektroenerģijas cenu, patērējot to pašu enerģiju ārpus pīķu stundām;
- Patēriņu elastības samazina dominējošo tirgus ražotāju iespējas ļaunprātīgi izmantot savu stāvokli, jo, paaugstinot ražošanas cenas, patērētāji reaģē, samazinot patēriņu, tādējādi neiedrošinot ražotājus piedāvāt nepamatoti augstas cenas.
- Patēriņa elastība veido labu konkurenci operatīvajām ražošanas rezervēm (patēriņa samazināšanās pīķa stundās sniedz līdzīgu efektu kā papildus ģeneratoru iedarbināšana pīķa slodžu nosegšanai).

6. ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS CENU PROGNOZĒŠANA

Elektrostacijas darba režīma optimizācijas pēc peļņas kvalitāte ir tieši atkarīga no elektroenerģijas tirgus cenas prognozes. Tāpēc šajā sadaļā parādīta elektroenerģijas tirgus cenas īstermiņa prognozēšanas metode.

Elektroenerģijas cenas nosaka ražošanas robežizmaksas un patērētāju robežizdevīgums patērēt elektroenerģiju. Katram ražotājam ir noteikta zemākā elektroenerģijas robežcena, zem

kuras tas nepārdos elektroenerģiju. Savukārt, katram patērētājam ir noteikta augstākā elektroenerģijas robežcena, virs kuras tam nav izdevīgi pirkt un patērēt elektroenerģiju. Pamatā normālos apstākļos, kad starp elektrostacijām pastāv pietiekoša konkurence, elektroenerģijas tirgus cena orientējoši raksturo darbā esošas dārgākās elektrostacijas robežcenu. Savukārt, ražošanas jaudu deficīta apstākļos, kad starp elektrostacijām konkurence ir vāja, elektroenerģijas tirgus cena orientējoši raksturo patērētāju pirkšanas robežcenu.

Elektroenerģijas cenas ir atkarīgas no pieprasījuma, tāpēc starp pieprasījumu un cenu veidojas noteikta sakarība, proti, cenas pieaug, palielinoties patēriņam (6.1. attēls). Šo sakarību var izmantot elektroenerģijas cenu īstermiņa prognozēšanai.

Patēriņa un cenas sakarības ciešumu raksturo korelācijas koeficients:

$$r_{Ec} = \frac{\sum \sum (E_i - \bar{E})(c_i - \bar{c}) p_{Ec}}{\sigma_E \sigma_c}, \quad (6.1)$$

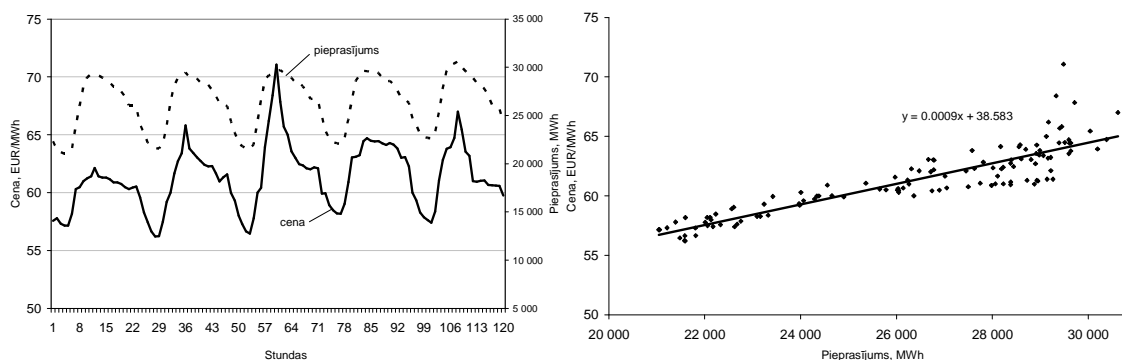
kur $\sigma_E = \sqrt{\sum_1^n (E_i - \bar{E})^2 p_E}$ un $\sigma_c = \sqrt{\sum_1^n (c_i - \bar{c})^2 p_c}$,

E un c – enerģija un tās cena,

σ – parametru standarta novirzes

$p_{Ec} = p_E = p_c$ – atsevišķu parametru varbūtība;

\bar{E} un \bar{c} – elektroenerģijas patēriņa un cenas vidējās vērtības apskatāmajā periodā.



6.1. attēls. Elektrības cena un pieprasījums (pa kreisi), un to lineāra sakarība (pa labi).

Šie parametri reālai energosistēmai ir parādīti 6.1. attēlā. Parametru savstarpējo sakarību raksturo punktu kopa $c - E$ koordinātēs, kas, kā redzams 6.1. attēlā, praktiski veido lineāru sakarību.

Korelācijas koeficients raksturo saistības ciešumu starp patēriņu un tirgus cenu. Korelācijas koeficients 6.1. attēlā parādītajā gadījumā līdzinās $r_{Ec} = 0,88$, kas norāda uz pietiekoši ciešu un praktiski izmantojamu sakarību.

Ir pamats domāt, ka starp cenu un patēriņu ir lineāra sakarība:

$$c = f(E) = a + bE \quad (6.2)$$

Pieņemot, ka varbūtējo lielumu novirzēm ir normāls sadalījums, var pielietot mazāko kvadrātu metodi.

Lai noteiktu sakarību, jānosaka koeficientu a un b vērtības, lai izpildītos sekojošs nosacījums:

$$c = \sum_{i=1}^n (c_i - (a + bE))^2 = \min . \quad (6.3)$$

Diferencējot (6.3) pēc a un b un pielīdzinot nullei, iegūst:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^n [c_i - (aE_i + b)]E_i &= 0 \\ \sum_{i=1}^n [c_i - (aE_i + b)] &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

Atverot iekavas, iegūst:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^n E_i c_i - a \sum_{i=1}^n E_i^2 - b \sum_{i=1}^n E_i &= 0 \\ \sum_{i=1}^n c_i - a \sum_{i=1}^n E_i - bn &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (6.5)$$

Atrisinot šo vienādojumu sistēmu, iegūst:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n (E_i - \bar{E}) \cdot (c_i - \bar{c})}{\sum_{i=1}^n ((E_i - \bar{E})^2)} , \quad (6.6)$$

$$b = \bar{c} - a\bar{E}$$

kur $\bar{c} = \frac{\sum_{i=1}^n c_i}{n}$ – cenas vidējā vērtība;

$\bar{E} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{n}$ – patēriņa vidējā vērtība.

4. attēlā apskatītam gadījumam: $a = 38,583$ un $b = 0,0009$.

Lielumi a un b ir atkarīgi no elektrostaciju kompleksiem, kas piedalās patēriņa segšanā. Sakarā ar to energosistēmām ar dažādiem elektrostaciju kompleksiem ir cenu lineārās sakarības koeficienti a un b var atšķirties. Šīs sakarības atšķirsies arī dažādām sezonām.

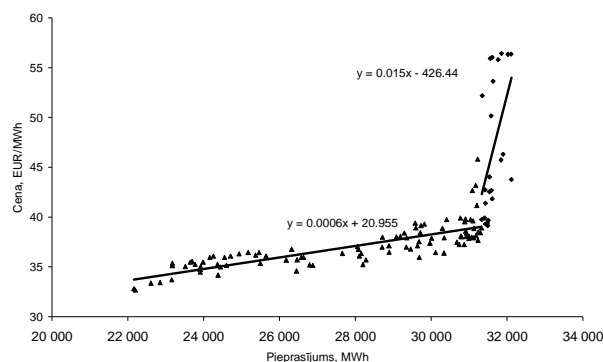
Faktisko cenu novirzi no vērtībām, kas iegūtas no regresijas funkcijas $c = f(E)$, var novērtēt ar standarta novirzi. Šim nolūkam, jānosaka starpības starp faktiskām cenām c_f un attiecīgām vērtībām, kas atbilst regresijas sakarībai c_r :

$$c_{\Delta} = c_f - c_r . \quad (6.7)$$

Novirzi no regresijas raksturo standartnovirze (kvadrātsakne no dispersijas):

$$\sigma_{progn} = \sqrt{D_{progn}} = \sqrt{(c_i - c_{progn_i})^2 \cdot P_c} . \quad (6.8)$$

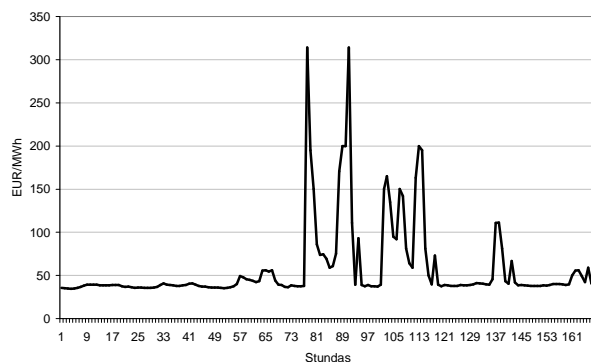
4. attēlā apskatītajam gadījumam $\sigma = 2,3$ EUR/MWh.



6.2. attēls. Elektrības cenas un pieprasījuma sakarība.

Ja atsevišķi punkti kaut kādu apstākļu dēļ izkrīt no punktu kopas, tos neņem vērā.

Atsevišķos gadījumos cenas punktu kopa var atšķirties no lineārās sakarības – tā var strauji pieaugt pie noteikta patēriņa (6.2. attēls). Pamatā tam par iemeslu var būt, piemēram, ja atsevišķu patērētāju enerģijas pasūtījuma izpildei jāpalaiž iekārta, kas būtiski iespaido ar to saistīto elektroenerģijas cenu. Dažkārt energoapgādes ierobežojumu laikā cenu paaugstināšanos pastiprināti var veicināt atsevišķi ražotāji, kas, izmantojot dominējošo stāvokli, manipulē ar tirgus cenu. Par to liecina tirgus cenu grafiki dažādos tirgos (6.3. attēls). Šādas praktiski neprognozējamas cenu izmaiņas arī jāizslēdz no analīzes.



6.3. attēls. Elektroenerģijas tirgus stundu cenas Skandināvijas biržā Nord Pool no 16.–22. janvārim 2006.g.

Īstermiņa prognozēšanai reālā laikā var izmantot arī neironu tīkla metodes [3, 4], vai gradienta meklēšanas metodes.

7. HIDROELEKTROSTACIJĀS SARAŽOTĀS ELEKTROENERGIJAS CENU PROGNOZĒŠANA

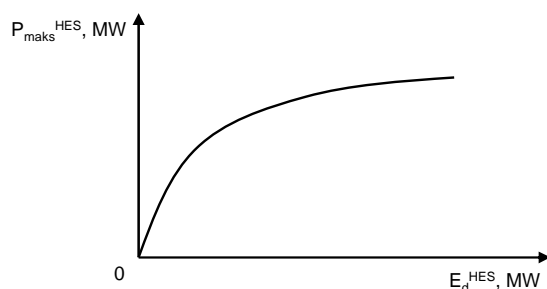
Hidroelektrostaciju (HES) darba režīma plānošana darbināšanas elastības dēļ būtiski atšķiras no siltumelektrostaciju darba optimizēšanas. Lai izsvērtu HES resursu pārdošanas stratēģiju, nepieciešams novērtēt sagaidāmo HES enerģijas cenu. Tāpēc šajā sadaļā aprakstīta metode HES saražotās enerģijas cenas novērtēšanai īstermiņā.

Hidroelektroenerģija no tās cenu noteikšanas viedokļa ir īpašs enerģijas veids, kas atkarīgs no grūti prognozējamām upju ūdens caurplūdi un tās vietas energosistēmas slodzes

grafikā. Hidroenerģijas cenas ir atkarīgas no darbā esošajās siltumelektrostacijās saražotās elektroenerģijas cenām.

Ņemot vērā to, ka HES jaudu un rīcībā esošu hidroturbīnu skaitu var ātri mainīt, tās ir labi pielāgotas darbam mainīgu slodžu apstākļos. Tāpēc tās, tiek izmantotas slodžu grafiku mainīgo slodžu zonā, izlīdzina siltumelektrostaciju slodzi, uzlabojot to ekonomiskos rādītājus (7.2. attēls).

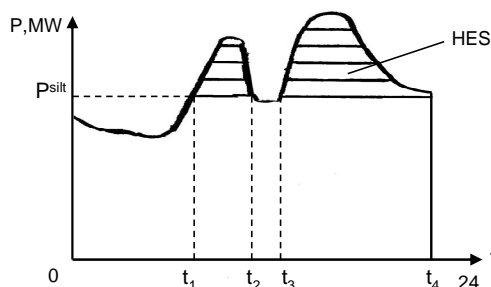
Starp HES diennakts ģenerāciju un HES maksimālo diennakts jaudu var atrast noteiktu sakarību $P_{maks}^{HES} = f(E_d^{HES})$ - 7.1. attēls.



7.1. attēls. Diennakts maksimālā HES jauda atkarībā no diennakts HES enerģijas izstrādes.

Sagaidāmo E_d^{HES} var noteikt atbilstoši prognozētai diennakts ūdens nostrādei.

HES izvietošana slodzes grafikā parādīta 7.2. attēlā. Pirmajai no augšas HES ir maksimālā jauda un minimāla enerģijas izstrādes, tātad, minimāls T . Tad seko HES ar arvien lielākiem T .



7.2. attēls. HES saražotās enerģijas apjoma noteikšana.

Parasti HES darbojas maksimālo slodžu stundās: $t_1 - t_2$ un $t_3 - t_4$ stundās (7.2. attēls). Šajās stundās patēriņu nosaka:

$$E_{1-2} = \int_{t_1}^{t_2} P dt \text{ un } E_{3-4} = \int_{t_3}^{t_4} P dt. \quad (7.1)$$

HES diennakts izstrāde, kas ir atkarīga no ūdens caurplūdes, līdzinās:

$$E_d^{HES} = (E_{1-2} + E_{3-4}) - P^{silt} (t_{1-2} + t_{3-4}), \quad (7.2)$$

kur P^{silt} – siltumelektrostaciju summārā jauda HES darbības stundās.

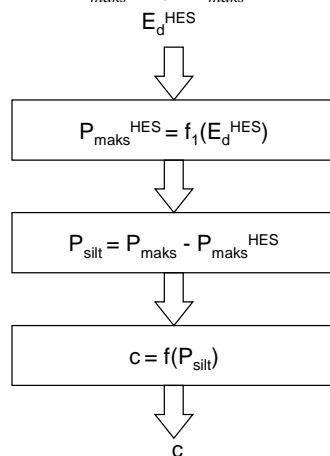
HES summārā maksimālā jauda kā funkcija no diennakts izstrādes līdzinās:

$$P_{maks}^{HES} = P_{max} - P^{silt}, \quad (7.3)$$

kur P_{max} – energosistēmas maksimālā prognozētā slodze.

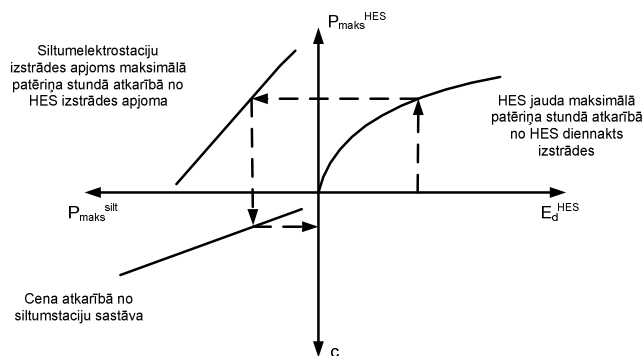
Siltumelektrostaciju jaudai P^{silt} atbilst noslēdzošas cenas $c = f(P^{silt})$ un šo sakarību iegūst kā regresijas raksturlielni no statistikas datiem par siltumelektrostaciju kopējo ģenerāciju un tirgus cenām.

Ņemot vērā to, ka HES darbības stundās siltuma elektrostaciju jauda ir tuvu konstantai, rezultējošo cenu raksturo siltumelektrostaciju noslēdzošas cenas kā funkcija no hidroelektrostaciju diennakts izstrādes $P_{maks}^{silt} = f(P_{maks}^{HES})$.



7.3. attēls. Hidroenerģijas cenas noteikšanas programma.

Hidroenerģijas cenas noteikšanas programma parādīta (7.3. attēlā) un tās darbības raksturs ir redzams nomogrammā (7.4. attēls). Jo mazāka ir ūdens caurplūde, jo augstāka būs summārā siltuma elektrostaciju jauda, noslēdzošās cenas un, tātad, arī hidroenerģijas cenas.



7.4. attēls. Sagaidāmās HES saražotās elektroenerģijas cenas noteikšanas nomogramma.

HES sagaidāmie ienākumi no saražotās elektroenerģijas sagaidāmajā diennaktī:

$$I_{HES} = \sum_{i=1}^n E_i^{HES} c_i, \quad (7.4)$$

kur E_i^{HES} – HES saražotās elektroenerģijas apjoms i stundā.

Aprakstītā metodika ir piemērota tirgus situācijai, ja elektroenerģijas tirgū vēl nedarbojas elektroenerģijas birža un nav pieejama publiska tirgus cena, bet ir labs priekšstats un statistikas dati par tirgū esošām siltumelektrostacijām.

8. MAZO PATĒRĒTĀJU IEKĻAUŠANA ELEKTROENERĢIJAS TIRGŪ

Elektroenerģija kā prece ir īpaša ar to, ka to nav iespējams efektīvi uzglabāt. Katru brīdi energosistēmā elektroenerģija tiek saražota tādā daudzumā, cik tā tiek patērēta. Tāpēc elektroenerģijas tirgū dalībnieki slēdz darījumus, kur ražotājs apņemas saražot elektroenerģiju noteiktā daudzumā un noteiktā laikā, savukārt, patērētājs apņemas patērēt elektroenerģiju noteiktā apjomā un noteiktā laikā. Pasaulē izplatītākais tirdzniecības periods ir 1 stunda. Lai kontrolētu ražošanas vai patēriņa saistību izpildi pa stundām, nepieciešams nomērīt faktisko elektroenerģijas apjomu katrā stundā. To veic elektroenerģijas mēraparāti, kas fiksē elektroenerģijas apjomu katrā stundā atsevišķi (stundu skaitītāji).

Praksē tikai lielākajiem elektroenerģijas patērētājiem ir uzstādīti stundu skaitītāji, bet pārējiem patērētājiem ir indukcijas tipa skaitītājs, ar kuru var nomērīt elektroenerģijas patēriņu tikai noteiktā periodā starp diviem skaitītāja rādījuma lasījumiem.

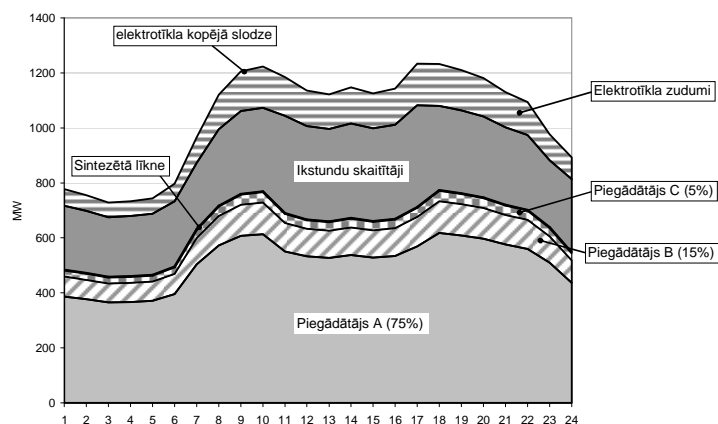
Sintezēto slodžu līkņu izmantošana – alternatīva ikstundas skaitītājiem

Kaut arī elektronisko stundu skaitītāju sistēmas kļūst arvien lētākas un pieejamākas, to ieviešana visiem patērētājiem šobrīd vēl ir dārga un laikietilpīga. Lai nodrošinātu mazumtirdzniecības attīstību un iespēju arī mazajiem patērētājiem mainīt elektroenerģijas piegādātāju, ir jāatrod ekonomiska un praktiska alternatīva elektroniskajiem stundu elektroenerģijas patēriņa skaitītājiem ar datu pārraides iekārtām.

Elektroenerģijas uzskaitē ar sintezētām slodžu līknēm ir ekonomiska alternatīva nodrošināt iespēju mazajiem patērētājiem piedalīties elektroenerģijas tirgū, nemainot esošo indukcijas tipa skaitītāju. Sintezēto slodžu līkņu izmantošanas būtība ir sekojoša: katram patērētājam tiek piešķirts modelēts slodzes profils pa stundām un tiek pieņemts, ka tas raksturo tā faktisko patēriņu; no modelētā slodzes profila kopā ar patērēto enerģijas apjomu, kas nomērīts ar indukcijas skaitītāju, gala rezultātā var iegūt patērētāja patēriņu pa stundām.

Sintezētās līknes iegūšana

Tiek pieņemts, ka konkrētam elektrotīklam pieslēgto patērētāju patēriņa profilu pa stundām raksturo elektrotīklā ievadītās elektroenerģijas plūsmas ikstundas grafiks, no kura atņemts ar ikstundas skaitītājiem nomērītais patērētāju patēriņš (sintezētā līkne; 8.1. un 8.2. attēli).



8.1. attēls. Sintezētās līknes noteikšana un tās sadalīšana starp 3 konkurējošiem elektroenerģijas piegādātājiem proporcionāli to klientu sagaidāmajam gada patēriņam.

$$P_{SL}(t) = P_{\Sigma}(t) - P_{ikstund}(t) - P_{zud}(t), \quad (8.1)$$

kur

$P_{\Sigma}(t)$ – kopējā elektroenerģijas slodze t stundā elektrotīklā, MWh;

$P_{SL}(t)$ – patērētāju bez stundu skaitītājiem kopējais patēriņš stundā t (sintezētā līkne), MWh;

$P_{ikstund}(t)$ – kopējā slodze tīklam pieslēgtiem patērētājiem ar stundu elektroenerģijas patēriņa skaitītājiem, MWh.

$P_{zud}(t)$ – elektrotīkla zudumi un tehnoloģiskais patēriņš, MWh.

Lai sadalītu sintezēto līkni starp piegādātājiem, tīkla uzņēmums var izmantot sagaidāmo individuālu patērētāju gada patēriņa prognozes. Par nākošajā gadā sagaidāmo individuāla patērētāja patēriņu var pieņemt iepriekšējā gada faktisko patēriņu.

Individuāla patērētāja ikstundas patēriņa grafiku nosaka kā daļu no sintezētās līknes proporcionāli sagaidāmajam patērētāja gada patēriņam:

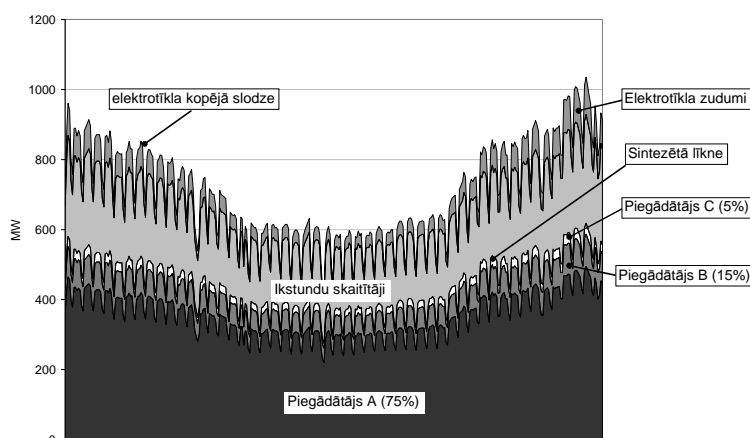
$$P_{pat_fakt}^i(t) = \frac{P_{SL}(t) \cdot P_{pat_plan}^i}{100\%}, \quad (8.2)$$

kur $P_{pat_plan}^i = \frac{P_{pat_plan}^i}{P_{SL_plan}} * 100$ – patērētāja sagaidāmā procentuālā patēriņa daļa no

sintezētās tīkla patēriņa līknes, %.

$P_{pat_plan}^i$ un P_{SL_plan} - attiecīgi sagaidāmais patērētāja i un visu mazo patērētāju kopējais gada patēriņš, MWh.

Piegādātāju sintezētās līknes daļa ir atkarīga no piegādātājam esošo patērētāju patēriņa. Tāpēc tīkla uzņēmums pārrēķina sintezētās līknes sadalījums starp piegādātājiem ikreiz, kad kāds patērētājs nomaina elektroenerģijas piegādātāju.



8.2. attēls. Sintezētās līknes un tās sadalījums starp 3 konkurējošiem elektroenerģijas gada griezumā.

Norēķini par piegādāto elektroenerģiju

Piegādātāji veic elektroenerģijas iepirkumus saskaņā ar tā klientu prognozēto patēriņu ($P_{pieg_plan}^i(t)$).

Regulārā balansēšanas norēķina veikšanai katrs tīkla uzņēmums iesniedz pārvades sistēmas operatoram (balansēšanas norēķinu administratoram) datus par piegādātāju un

patērētāju ikstundu patēriņu. Piegādātājam i elektroenerģijas piegāžu nebalansu stundā t nosaka sekojoši:

$$\Delta P_{pieg}^i(t) = P_{pieg_plan}^i(t) - P_{pieg}^i(t) = \frac{(P_{SL_plan}(t) - P_{SL_fakt}(t)) \cdot P_{pieg_plan\%}^i}{100\%}, \quad (8.3)$$

kur

$P_{pieg_plan}^i(t)$ un $P_{pieg}^i(t)$ - piegādātāja i klientu patēriņš stundā t, kas noteikts pēc attiecīgi plānotās $P_{SL_plan}(t)$ un faktiskās $P_{SL_fakt}(t)$ sintezētās patēriņa līknes (mazo patērētāju summārā patēriņa), MWh.

$$P_{pieg_plan\%}^i = \frac{P_{pieg_plan}^i}{P_{SL_plan}} \cdot 100 - \text{piegādātāja i sagaidāmā procentuālā patēriņa daļa no}$$

sintezētās tīkla patēriņa līknes, %.

$P_{pieg_plan}^i$ - sagaidāmais piegādātāja i gada patēriņš (līdzinās piegādātāja klientu sagaidāmajam summārajam gada patēriņam, MWh.

Tīkla uzņēmumam jāatjauno mazo patērētāju tirgus sadalījums starp piegādātājiem ikreiz, kad kāds patērētājs nomaina elektroenerģijas piegādāju.

Periodiskie norēķini starp elektroenerģijas piegādātājiem

Pēc prognozētā piegādātāju patēriņa aprēķinātais sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījums starp piegādātājiem $P_{pieg}^i(t)$, kas balstīts uz patērētāju prognozēto gada patēriņu, nekad nesakrīt ar faktisko sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījumu $P_{pieg_fakt}^i(t)$, kas balstīts uz nomērīto patērētāju patēriņu, jo kāds piegādātājs gada laikā būs nopircis vairāk elektroenerģiju par savu klientu patēriņu, cits mazāk, bet tīklā visu ienākošo elektroenerģiju kopumā piegādātāji būs apmaksājuši precīzi. Tāpēc periodiski (piemēram, 1 reizi gadā) jāveic sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījuma korekcija un pārrēķins starp piegādātājiem un tīkla uzņēmumu. Pārrēķinu veikšanai nepieciešams veikt visu skaitītāju vienlaicīgu nolasišanu, lai pēc iespējas precīzāk noteiktu visu patērētāju bez stundu uzskaites kopējo faktisko gada patēriņu P_{SL} . To galvenokārt var veikt, iesaistot pašus lietotājus savu skaitītāju rādījumu nolasišanā konkrētā datumā (piemēram, 15. janvāra vakarā) un paziņošanu tīkla uzņēmumam, īsi pirms tam pa pastu izsūtīt atgādinājumus.

Pēc skaitītāju rādījumu nolasišanas gada beigās var noteikt faktisko sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījumu starp elektroenerģijas piegādātājiem, kas vienmēr atšķirsies no prognozētā sadalījuma gada sākumā.

$$P_{pieg}^i(t) - P_{pieg_fakt}^i(t) = \Delta P_{pieg_neb}^i(t), \quad |P_{pieg_neb}^i(t)| > 0 \quad (8.4)$$

Jāuzsver, ka šis norēķins nav analogs regulārajam balansēšanas norēķinam. Šis norēķins tiek veikts tikai starp elektroenerģijas piegādātājiem un tīkla uzņēmumu, un tas neietekmē energosistēmas enerģijas bilanci, jo piegādātāji kopumā jau ir apmaksājuši visu tīklā ienākošo elektroenerģiju patērētājiem bez stundu uzskaites saskaņā ar prognozēto sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījumu.

Ja piegādātāja faktiskais patēriņš izrādās zemāks par prognozēto, tad piegādātājs norēķina rezultātā no tīkla uzņēmuma saņems kompensāciju sekojošā apjomā:

$$K_{pieg_deficit}^i = P_{pieg_neb}^i(t) \cdot c_{norek}, \quad (8.5)$$

kur c_{norek} - norēķinu cena, Ls/MWh

Ja piegādātāja faktiskais patēriņš izrādās augstāks par prognozēto, tad piegādātājs norēķina rezultātā maksās kompensāciju tīkla uzņēmumam sekojošā apjomā:

$$K_{pieg_parpalik}^i = P_{pieg_neb}^i(t) \cdot C_{nerek} \cdot \quad (8.6)$$

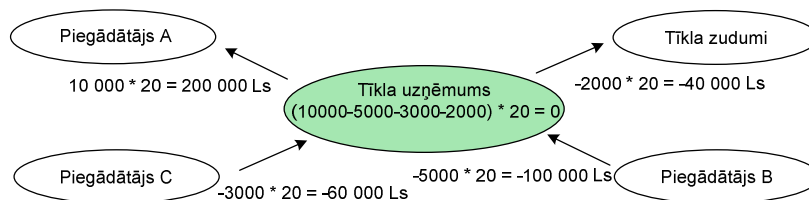
8.1. tabulā parādīts piemērs, kā veikt periodisko finansiālo norēķinu starp trim piegādātājiem un tīkla uzņēmumu. Šajā piemērā norēķinu periods ir viens gads. Prognozētais sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījums aprēķināts, balstoties uz patērētāju patēriņu iepriekšējā gadā un gada sākumā prognozēto tirgus sadalījumu tīklā starp elektroenerģijas piegādātājiem.

Nomērītais koriģētās tīkla patēriņa līknes sadalījums starp tirgotājiem parāda tirgotāju patērētāju patēriņu, kas balstīts uz skaitītāju rādījumiem par norēķina periodu (gadu).

Starpība starp prognozēto un nomērīto tirgus sadalījumu parāda, cik precīzi tīkla uzņēmums ir novērtējis sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījumu starp piegādātājiem. 8.1. tabulā parādītajā piemērā piegādātāja A klienti ir patērējuši mazāk, nekā prognozēts, savukārt piegādātāja B un C klienti ir patērējuši vairāk, nekā prognozētā tirgus daļa. Arī tīkla zudumi ir lielāki, nekā prognozētie. Starpību summa vienmēr līdzināsies nullei, jo prognozētais un nomērītais sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījums tiek veikts vienam un tam pašam faktiskajam tīkla patēriņam.

8.1. tabula. Periodiskais norēķins starp tirgotājiem un tīkla uzņēmumu.

	Prognozētais sadalījums, MWh	Nomērītais sadalījums, MWh	Starpība, MWh	Norēķinu cena, Ls/MWh	Finansiālais norēķins ar tīkla uzņēmumu, Ls
Piegādātājs A	900 000	890 000	10 000	20	200 000
Piegādātājs B	95 000	100 000	-5 000	20	-100 000
Piegādātājs C	55 000	58 000	-3 000	20	-60 000
Tīkla zudumi	70 000	72 000	-2 000	20	-40 000
Kopā	1 120 000	1 120 000	0		0



8.3. attēls. Naudas pūsma periodiskajā norēķinā starp elektroenerģijas piegādātājiem un tīkla uzņēmumu.

Par starpību starp prognozēto un nomērīto sintezētās tīkla patēriņa līknes sadalījumu elektroenerģijas piegādātājiem būtu jānorēķinās pēc cenas, kurai vislabāk jāraksturo piegādātāju alternatīvā cena, kuru tie būtu izvēlējušies, ja to mazajiem patērētājiem būtu elektroenerģijas stundu patēriņa skaitītāji un piegādātāji būtu varējuši norēķināties par elektroenerģiju precīzi jau gada gaitā. Par šo cenu varētu pieņemt vidējo svērto biržas cenu, kas izsvērta pēc mazo patērētāju kopējās patēriņa līknes gada garumā.

Tā kā 8.3. attēlā visu starpību summa ir vienāda ar nulli, finansiālo rēķinu summa arī ir nulle. Tas norāda, ka tīkla uzņēmums neuzņemas nekādu finansiālu risku šajā norēķinā.

SECINĀJUMI

Promocijas darba ietvaros ir izstrādāta siltumelektrostacijas darba režīma plānošanas metode peļņas maksimizēšanai, ņemot vērā, ka elektrostacija var pārdot trīs dažādus produktus: elektroenerģiju, rotējošo un nerotējošo rezervi.

Elektrostacijas darba režīma optimizācija ir balstīta uz elektroenerģijas un rezervju tirgus cenas prognozes, tāpēc optimizācijas rezultātu kvalitāte ir tieši atkarīga no cenu prognozes kvalitātes.

Darbā ir izstrādāta elektroenerģijas tirgus vērtības prognozēšanas metode. Ņemot vērā hidroelektrostaciju īpašo lomu elektroapgādē, darbā ir izstrādāta hidroelektrostacijās saražotās elektroenerģijas tirgus vērtības prognozēšana. Elektroenerģijas tirgus cenu un hidroenerģijas tirgus cenu pamatā nosaka darbā esošā siltumelektrostaciju kompleksa dārgākās ražošanas vienības. Metodes izstrādes ietvaros tika analizēti elektroenerģijas pieprasījuma un tirgus cenas statistiskie dati un to korelācija. Korelācija izrādījās pietiekoša (korelācijas koeficients ap 0,9), lai datus izmantotu cenu prognozēšanai ar pietiekošu precizitāti. Īpaši augsta patēriņa periodos tika novērota korelācijas pasliktināšanās starp elektroenerģijas pieprasījumu un cenu, kas izskaidrojams ar ražotāju konkurences vājināšanos tirgū.

Darbā izstrādāta mazo hidroelektrostaciju aktīvās jaudas režīmu automatizācijas metode, kas nodrošinātu saražotās elektroenerģijas pārdošanu augstāko cenu periodos.

Darbā izstrādāta matemātiska metode, ar kuru nodrošināt mazo patērētāju un tīklu uzņēmumu patērētās elektroenerģijas uzskaiti pa stundām, kas ļauj šiem patērētājiem mainīt elektroenerģijas piegādātāju, nemainot esošos indukcijas skaitītājus. Atbilstoši izstrādātai uzskaites metodei aprakstīt norēķinu kārtību par patērēto elektroenerģiju.

Darbā tika analizētas patērētāju iespējas un ekonomiskais stimuls mainīt elektroenerģijas patēriņa grafiku tirgus apstākļos. Patēriņš principā ir elastīgs – patērētājiem ir ekonomisks stimuls mainīt pārvietot patēriņu no dārgu cenu stundām uz lētāku cenu stundām. Patēriņa elastības potenciāla izmantošana ir ļoti būtiska konkurences pastiprināšanai ražotājiem, kā arī elektroenerģijas piegādes nodrošināšanai pīķa stundās. Lai izmantotu patēriņa elastības potenciālu, lielākai daļai patērētāju jāveic atbilstošas investīcijas, lai nodrošinātu patēriņa regulēšanas iespējas. Investīciju atmaksāšanās laiku lielā mērā nosaka ekonomiskais ieguvums no cenu starpības, pārvietojot patēriņu uz lētāku cenu stundām. Patēriņa elastības potenciāla izmantošanu kavē elektroenerģijas stundu skaitītāju trūkums lielai daļai patērētāju un elektroenerģijas izcenošana pēc nemainīgas cenas, kas nerada stimulu patērētājiem mainīt patēriņa grafiku.

IZMANTOTĀ LITERATŪRA

1. Complex electricity markets, Lodz Polytechnic Institute of Power Engineering, 2006.
2. Shahidehpour M., Yamin H, Li Z. Market Operations in Electric Power Systems. New York, IEEE, Wiley-Interscience, 2006. p.531
3. Stoft S. Power System Economics. Designing Markets for Electricity. John Wiley & Sons. 2002. p.340.
4. Мжельский Б.И., Мжельская Е.Б. Основы теории оптимизации М.: Изд. МЭИ, 2001. с.78.
5. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Изд. Физико-математической литературы, 1958. с. 463.
6. Mielczarski W. (2006) Rozwoj rynkow energii elektrycznej. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Lodzkiej. с. 260.

7. Khotanzad A. (2001) Short-Term Load and Price Forecasting with Artificial Neural Networks The Electric Power Engineering Handbook. L.L. Grisby, CRC Press 13–16.
8. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старушева Т.Б. (2006) Прогнозирование нагрузки ЭЭС на базе новых информационных технологий. Сыктывкар. с. 25.
9. Методы оптимизации режимов энергосистем. Под редакцией В.М.Горнштейна. М.: Энергоиздат.1981.
10. Оптимизация режимов энергетических систем. Под редакцией Б.М. Синькова. Киев. «Выща школа».1976.
11. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат. 1987.
12. Экономика энергетики М.: «Высшая школа» 1986.
13. Pulkkinen R., Antila H. and Gochenor C., Cost Allocation Methods for Combined Heat and Power, Euroheat & Power, English Edition 1/2003.
14. Thomas G. Werner, Load profiling in Germany.
15. Torfinn Jonassen, Opening of the power market to end users in Norway 1991 - 1999, December 1998.
16. The Swedish electricity market and the role of Svenska Kraftnat, Svenska Kraftnat, November 2004.
17. G. Warland, O. B. Fosso, I. Wangensteen, O. Wolfgang, Efficient transmission pricing in power systems with considerable time-dependency, IEEE.
18. Hugo A. Gil, Francisco D. Galiana, Edson L. da Silva, Nodal Price Control: A Mechanism for Transmission Network Cost Allocation, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 21, NO. 1, FEBRUARY 2006.
19. P. Van Roy, T. Van Craenenbroeck, R. Belmans, D. Van Dommelen, G. Pepermans, S. Proost, Comparison of transmission tariff methods in a free market of electricity, IEEE.
20. Zhang Yang, Zhang Rui, Shang Zhigang, Wang Haining, Shao Bin, Design and realization of security checking of day-ahead generation schedules in power market, IEEE, 2002.
21. KEMA Consulting GmbH, Report on Price Evolution, EURELECTRIC, Bonn, Germany, October 2005.
22. Barkāns J. Enerģijas racionāla izmantošana, Rīga, RTU izdevniecība, 2003.
23. J.Barkāns, A.Vasiljevs. Modern conception of anti-collapse protection of power systems. Latvian journal of physics and technical sciences, Nr6, 2004.
24. Б.И. Иофев. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: „Энергия”, 1974.г., с. 404.
25. Konrad Purchala, Leonardo Meeus, Ronie Belmans. Zarzandzanie ograniczeniami sieciowymi w warunkach rynkowych. W.ks.Rozwoj rynkow energii elektrycznej. Lodz, wydawca W.Mielczarski 2006. с. 260.
26. International Energy Agency, Lessons learned from liberalised electricity markets, OECD/IEA, 2005.
27. International Energy Agency, Learning from the blackouts, OECD/IEA, 2005.