ივანე ჯავახიშვილის სახელობის თბილისის სახელმწიფო
უნივერსიტეტი
ეკონომიკისა და ბიზნესის ფაკულტეტი

ლანა სულაკაძე

საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სექტორში განხორციელებული ინვესტიციები და მისი ფინანსური შედეგები

ბიზნესის ადმინისტრირების დოქტორის აკადემიური ხარისხის
მოსაპოვებლად წარმოდგენილი სადისერტაციო ნაშრომი

მეცნიერ-ხელმძღვანელი:
ასოცირებული პროფესორი **ხათუნა ბარბაქაძე**

თბილისი
2017

სარჩევი

შესავალი **3**

თავი 1. საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის კვლევა და ინვესტიციების საჭიროება **10**

1.1 ელექტროენერგეტიკის სექტორის განვითარების ტენდენციები და საკანონმდებლო რეგულირება 10

1.2 ელექტროენერგეტიკის სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების საჭიროება 55

თავი 2. ელექტროენერგეტიკის სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების წყაროები და სექტორის ფინანსური ანალიზი **74**

2.1 ელექტროენერგეტიკულ სექტორში ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები და ეფექტიანობის მაჩვენებლები 74

2.2 ელექტროენერგეტიკის რეგულირებადი კომპანიების ფინანსური და შედარებითი (ბენჩმარკინგი) ანალიზი 114

2.3 საქართველოს ეკონომიკის განვითარების გრძელვადიანი ტენდენციები და მისი შესაძლო გავლენა ენერგოსექტორის განვითარებაზე 137

თავი 3. ინვესტიციების გავლენა ელექტროენერგიის ტარიფზე და ფინანსური შედეგები **151**

3.1 სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების მიზნობრიობის შეფასება, ტარიფში ასახული ინვესტიციების ანალიზი და გავლენა ტარიფზე 151

3.2 ტარიფის ცვლილებით მიღებული ფინანსური შედეგები გამანაწილებელი კომპანიებისთვის 170

დასკვნა **186**

გამოყენებული ლიტერატურა **198**

დანართი **203**

შესავალი

თემის აქტუალურობა. ინვესტიციები წარმოადგენს ქვეყნის ეკონომიკის განვითარების უმნიშვნელოვანეს ფაქტორს და მამოძრავებელ საშუალებას. სახელმწიფოს საიმედო და მდგრადი ენერგოუზრუნველყოფა არის თანამედროვეობის ერთ-ერთი ყველაზე აქტუალური პრობლემა. საქართველოს ენერგეტიკული პოლიტიკა მოიცავს ენერგეტიკის დარგის პრიორიტეტებს, მისი განვითარების სტრატეგიულ და უსაფრთხოების მიმართულებებს.

საქართველოს ენერგეტიკული პოლიტიკის მიზანია ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაუმჯობესება, რაც მიღწეულ უნდა იქნეს სახელმწიფოს მიერ ხელმისაწვდომ ფასად და სტანდარტული ხარისხით. ენერგეტიკული პოლიტიკის შემუშავება და განხორციელება ეკონომიკური განვითარებისა და სექტორში დასახული სტრატეგიული მიზნების მიღწევის მნიშვნელოვანი წინაპირობაა.

საქართველოში არსებული უხვი ჰიდრორესურსების ათვისება წარმოადგენს სახელმწიფოს ერთ-ერთ პრიორიტეტულ მიმართულებას, ხოლო ელექტროსადგურების მშენებლობისთვის ინვესტიციების მოზიდვა - ენერგეტიკულ სექტორში გატარებული გრძელვადიანი პოლიტიკის მიზანს. სრულყოფილი სატარიფო მეთოდოლოგიის შემუშავება, მიწოდების საიმედოობის უზრუნველყოფა და ამ გზით ენერგეტიკის სექტორში მდგრადი საინვესტიციო გარემოს ჩამოყალიბება ხელს შეუწყობს ინვესტიციების მოზიდვას და სექტორის განვითარებას.

საქართველომ, „საქართველოსა და ევროკავშირსა და ევროპის ატომური ენერგიის გაერთიანებას და მათ წევრ სახელმწიფოებს შორის ასოცირების შესახებ“ შეთანხმების საფუძველზე, აიღო ვალდებულება ენერგეტიკის სექტორში განახორციელოს საკანონმდებლო ცვლილებები, რომლებიც სრულ თანხვედრაში იქნება ევროპულ საკანონმდებლო ბაზასთან. ენერგოსექტორი, რომელიც მრავალი გამოწვევის წინაშე დგას, წარმოადგენს ევროკავშირსა და საქართველოს შორის თანამშრომლობის ერთ-ერთ პრიორიტეტულ სფეროს.

ქვეყნის ეკონომიკის დარგებს შორის ენერგოსექტორი მოითხოვს ინტენსიურ და უწყვეტ დაფინანსებას, რათა ერთდროულად შენარჩუნდეს სტაბილური ფუნქციონირების უნარი და პროგრესი მაკროეკონომიკური გარემოს მოთხოვნების შესაბამისად. თავდაპირველად ელექტროენერგეტიკაში გადამწყვეტი მნიშვნელობა ენიჭებოდა არსებული ჰიდროელექტროსადგურების და თბოელექტროსადგურების, ასევე საქსელო და გამანაწილებელი სისტემების რეაბილიტაციას,

ელექტროენერგიის აღრიცხვის მოწესრიგებას, რაც შედარებით ზომიერ კაპიტალურ დანახარჯებთან იყო დაკავშირებული. რაც შეეხება შემდგომ პერიოდს, ძირითადი ყურადღება გამახვილდა ენერგოეფექტურობასა და ახალი სიმძლავრეების ამოქმედებაზე, მთლიანი სისტემის სტაბილურობის, საიმედოობის დონის ამაღლებასა და რეგიონული ბაზრის განვითარებაზე. სწორედ ამ ეტაპზე იმყოფება საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სექტორი, თუმცა რეაბილიტაციის პროცესი სრულად დამთავრებული არ არის.

რეგულირებად კომპანიებს ხშირად უწევთ ინვესტიციების დაფინანსებისთვის სხვადასხვა წყაროს მოზიდვა. საბრუნავი სახსრების დასაფინანსებლად ძირითადად გამოიყენება მოკლევადიანი, ხოლო კაპიტალური დანახარჯების დასაფინანსებლად - გრძელვადიანი დაფინანსების ფორმა. რეგულირებადი კომპანიებისთვის დღეს ერთ-ერთი აქტუალური პრობლემაა საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის მიერ დადგენილი კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების ოდენობა – ე.წ. ამონაგების ნორმა (WACC) (კომპანიების ნაწილისთვის არ არის სასურველი აღნიშნული ნორმა). სადოქტორო ნაშრომში გაანალიზებულია დაფინანსების თითოეული ტიპის დადებითი და უარყოფითი შედეგები, ასევე განხილული და გაანალიზებულია ოფიციალური მონაცემები დაფინანსების მხარეების, მოცულობისა და გახარჯული თანხების მიზნობრიობის შესახებ.

რეგულირებად კომპანიებს ანგარიშგების წარმოება უწევთ სამი ძირითადი მიმართულებით, კერძოდ: ფინანსური ანგარიშგება, საგადასახადო ანგარიშგება და რეგულირების მიზნებისთვის ანგარიშგება. აღნიშნული ანგარიშგებების სხვადასხვა მიზნობრიობიდან გამომდინარე, არსებითი მნიშვნელობა ენიჭება შედარებითი ანალიზის განხორციელებას. უნდა აღინიშნოს, რომ კომპანიების ეფექტიანობის შესაფასებლად ვერ გამოვიყენებთ ევროკავშირის წევრი ქვეყნების მარეგულირებლებში გავრცელებულ მეთოდებს საქართველოში კომპანიების არასაკმარისი რაოდენობის, განსხვავებული სტრუქტურისა და ფინანსური მდგომარეობის გამო. ამავე დროს, ბაზარი მონოპოლიზებულია, ხოლო კომპანიები - არაშესადარისი.

აღნიშნულ საკითხებს ემატება ისიც, რომ კომპანიების მხრიდან არასრული და არასწორი მონაცემების მიწოდება კომისიისთვის არ გვაძლევს ფინანსური ანალიზის სრულყოფილად ჩატარების საშუალებას. ამასთან, კომისიაში დანერგილი მონიტორინგის ახალი წესი კიდევ სხვა პრობლემების წინაშე

გვაყენებს. საინვესტიციო პროექტების ეფექტიანობის მაჩვენებლების შეფასებისას არსებითი ყურადღება უნდა გავამახვილოთ არა მხოლოდ მათ ფინანსურ მხარეზე, არამედ რეგულირების მიზნებისთვის საჭიროების ანალიზზე. სადოქტორო ნაშრომში დეტალურადაა განხილული კომისიის მიერ ჩატარებული საინვესტიციო პროექტების ანალიზი და შეთანხმების პროცედურები, ასევე განსაზღვრულია მათი გავლენა ელექტროენერგიის ტარიფზე. კომისიის მხრიდან, კომპანიის მიერ განხორციელებული ინვესტიციის შეთანხმება-დადასტურების პროცედურები, გულისხმობს ინვესტიციების ასახვას ელექტროენერგიის ტარიფში. კომისიამ რაციონალური გადაწყვეტილებების მისაღებად ტარიფის გაანგარიშების დროს უნდა იხელმძღვანელოს კომპანიისა და მომხმარებლის ინტერესების გათვალისწინებით.

კვლევის მიზნები და ამოცანები. ჩვენი ქვეყნის ეკონომიკის განვითარებისთვის მნიშვნელოვანია ინვესტიციების განხორციელება. მოსახლეობის სოციალური მდგომარეობიდან გამომდინარე, ელექტროენერგიის ტარიფები ყოველთვის ყურადღების ქვეშ ექცევა. კვლევის ძირითადი მიზანია განხორციელებული და განსახორციელებელი ინვესტიციების ტარიფზე გავლენის განსაზღვრა, ასევე საკანონმდებლო ნორმების ძირითადი პრინციპების აკუმულირება და განსახორციელებელი ცვლილებების დასაბუთება, ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელის ცვლილების აუცილებლობის და კონკურენტულ ბაზრად გარდაქმნის ეტაპების ჩამოყალიბება, განხორციელებული პრივატიზებისა და ინვესტიციების საჭიროების განსაზღვრა.

კვლევის მიზნებიდან გამომდინარე, კვლევის ამოცანებს წარმოადგენს:

- საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის კვლევა და ინვესტიციების საჭიროება, ასევე ელექტროენერგეტიკული სექტორის განვითარების ტენდენციების შესწავლა, ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელის, მონაწილე სუბიექტების როლისა და საქმიანობის შეფასება, აღნიშნულიდან გამომდინარე, სექტორში განხორციელებული პრივატიზაციისა და ინვესტიციებთან დაკავშირებული გამოწვევებისა და რისკების შესწავლა;
- სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების წყაროები, ეფექტიანობის მაჩვენებლები და სექტორის ფინანსური ანალიზი, კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების შესწავლა, მისი შედარება ევროკავშირის წევრ ქვეყნებში არსებულ მონაცემებთან, რეგულირებადი კომპანიების

ფინანსური მდგომარეობის და აქედან გამომდინარე, საინვესტიციო შესაძლებლობების შეფასება, ასევე შედარებითი (ბენჩმარკინგი) ანალიზის სხვადასხვა ტექნიკის, საქართველოს ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გაწევრიანების მოსალოდნელი შედეგების, ენერგეტიკაზე ეკონომიკის განვითარების შესაძლო გავლენის ანალიზი;

- ინვესტიციებისა და ტარიფის ურთიერთდამოკიდებულების შეფასება და ტარიფის ცვლილებით კომპანიების მიერ მიღებული ფინანსური შედეგების ანალიზი.

კვლევის საგანი და ობიექტი. სადოქტორო ნაშრომის კვლევის საგანია ელექტროენერგეტიკული სექტორის განვითარების ტენდენციების განსაზღვრა, მარეგულირებელი ჩარჩოები და რეგულირებადი კომპანიების ფინანსური ანალიზი. განხილულია პრობლემები, რის წინაშეც დღეს დგას ენერგოსექტორი. **კვლევის ობიექტს** წარმოადგენს ელექტროენერგეტიკული სექტორი, სექტორში მოქმედი კანონმდებლობა, ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები, ტარიფის კომპონენტები, კაპიტალის სტრუქტურა, უცხოურ ქვეყნებში გავრცელებული მარეგულირებელი პრაქტიკა, რეგულირებადი კომპანიების ფინანსური მონაცემები, სექტორში განხორციელებული ინვესტიციები და სიმულაციური მოდელის საშუალებით მათი ტარიფზე გავლენის შესწავლა.

კვლევის თეორიული და მეთოდოლოგიური საფუძველი. კვლევის პროცესში გამოყენებულ იქნა ეკონომიკური და ფინანსური დებულებები და თეორიები, ქართველ და უცხოელ მეცნიერ-ეკონომისტთა თანამედროვე გამოკვლევები, პუბლიკაციები და ექსპერტული დასკვნები ელექტროენერგეტიკული ბაზრისა და ინვესტიციების საჭიროების, ელექტროენერგეტიკული კომპანიების კაპიტალის სტრუქტურის, ფინანსური და შედარებითი ანალიზის შესახებ, ასევე საკანონმდებლო, კანონქვემდებარე აქტები და აღმასრულებელი ორგანოების მეთოდური მითითებები და ბრძანებები, სტატისტიკის ეროვნული სამსახურის, საქართველოს ეროვნული ბანკის, საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტროს, ენერგეტიკის სამინისტროსა და საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის სტატისტიკური მონაცემები და არსებული ინფორმაციები, რეგულირებადი კომპანიების ფინანსური მონაცემები - მათი კონფიდენციალობის დაცვით, ასევე სხვა ქვეყნის ენერგეტიკის მარეგულირებლების საკანონმდებლო ნორმები და მათი მონაცემები.

კვლევის შესრულებისას, საკვლევი პრობლემის პრაქტიკული მნიშვნელობიდან გამომდინარე, გამოყენებულ იქნა კვლევის სისტემური, რაოდენობრივი, ხარისხობრივი და ლოგიკური განზოგადების მეთოდები. განხორციელდა ინფორმაციის მოძიება, შეფასება, ანალიზი, შედარება და განზოგადება.

კვლევის მეცნიერული სიახლე. სადოქტორო ნაშრომის ფარგლებში ელექტროენერგეტიკული სექტორის, მასში განხორციელებული ინვესტიციების, ელექტროენერგიის სამომხმარებლო ტარიფის კომპონენტების, ტარიფის ცვლილების გამომწვევი მიზეზების და გამანაწილებელი კომპანიებისთვის „საფეხურებრივი ტარიფით“ მიღებული ფინანსური შედეგების კომპლექსური შესწავლის საფუძველზე ჩვენ მიერ შემუშავებულია სიმულაციური მოდელი, რომლის მეშვეობითაც დადგენილია ინვესტიციებსა და ტარიფს შორის ურთიერთკავშირი და განსაზღვრულია ინვესტიციების გავლენა სამომხმარებლო ტარიფზე. ჩატარებული კვლევის შედეგებიდან გამომდინარე, ჩამოყალიბებულია რეკომენდაციები, რომლებიც ხელს შეუწყობს ელექტროენერგეტიკული სექტორის მიმზიდველ და საიმედო საინვესტიციო გარემოს ჩამოყალიბებას.

კვლევის შედეგები. კვლევის ძირითადი შედეგებიდან შეიძლება გამოიყოს შემდეგი:

- ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელის და ბაზრის მონაწილე სუბიექტების როლის შესწავლისას გამოიკვეთა ის ტენდენციები და ხარვეზები, გამოწვევები და რისკები, რაც დამახასიათებელია მონოპოლიური მაღალკონცენტრირებული ბაზრისთვის;
- მარეგულირებელ კომისიაში წარდგენილ ანგარიშგებებზე დაყრდნობით შეფასდა რეგულირებადი კომპანიების ფინანსური მდგომარეობა საქმიანობის სახეების მიხედვით. ასევე შესწავლილია საინვესტიციო პროექტების შეთანხმება-განხორციელების ეტაპები და შედარებითი ანალიზის როლი და დათვლილია ფინანსური შედეგი, რომელიც ელექტროენერგიის გამანაწილებელმა კომპანიებმა მიიღეს ტარიფის ცვლილების შედეგად;
- საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სექტორში განხორციელებული პრივატიზებისა და ინვესტიციების საჭიროების შესწავლის შედეგად გამოიკვეთა შემდეგი ტენდენციები: ახალი ტიპის მესაკუთრის ფორმირების შედეგად მინიმუმამდე შემცირდა მანკიერი მოვლენები, კერძოდ: დატაცება,

გაფლანგვა, შემოსავლების დამალვა, არაკომპეტენტურობა და ა.შ; ინვესტორის მიერ ვალების ნაწილი დაიფარა, ნაწილის გადახდა შეჩერდა; დარგის რეაბილიტაციის და ენერგიის საფასურის მოსახლეობისაგან გადახდის საკითხს არეგულირებს ინვესტორი, შესაბამისად, გაიზარდა დარგის საექსპორტო პოტენციალის უკეთ გამოყენების შესაძლებლობა;

- ფინანსური ლევერეჯის კოეფიციენტების ანალიზისას გამოიკვეთა, რომ კომისიის მიერ დადგენილი კაპიტალის სტრუქტურა კომპანიის მოზიდული სახსრების შესაბამისია. WACC-ის კომპონენტების ალტერნატიული მნიშვნელობების საფუძველზე შემოთავაზებულია კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების ახალი მნიშვნელობა - 12.52%, ნაცვლად სატარიფო მეთოდოლოგიით განსაზღვრული - 13.54%-ისა;
- ჩვენ მიერ შემუშავებულმა ტარიფის სიმულაციურმა მოდელმა გვიჩვენა, რომ 1 მლნ ლარის ინვესტიციის განხორციელება პირობითი დაშვებების დროს ტარიფს გაზრდის 1.88%-ით, მაგრამ გასათვალისწინებელია, რომ თუ რეგულირებადი აქტივების ბაზა დიდია და ინვესტიცია პროცენტულად ნაკლები, ტარიფზე გავლენაც შედარებით ნაკლებია და პირიქით;
- ინვესტიციებსა და ელექტროენერგიის ტარიფებს შორის პირდაპირი ურთიერთდამოკიდებულების მიუხედავად, ინვესტირებაზე არ უნდა ვთქვათ უარი, რადგან დადგენილმა ტარიფმა უნდა უზრუნველყოს ქსელში დანაკარგების შემცირება, უწყვეტი და საიმედო ელექტრომომარაგება, რაც დამატებითი ინვესტიციების განხორციელების გარეშე შეუძლებელია;
- მიმდინარე პერიოდისათვის ელექტროენერგეტიკული სექტორი ძირითადად საჭიროებს ინვესტიციებს (იმისთვის, რომ საქართველომ უპასუხოს მესამე ენერგეტიკული პაკეტით გათვალისწინებულ მოთხოვნებს) ელექტროენერგიის გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელების საიმედოობის, უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესების მიმართულებით, რომელიც შეიძლება მიღწეულ იქნეს ელექტროენერგეტიკული სექტორის თითოეული ლიცენზიატის მიერ განხორციელებული მიზანმიმართული ინვესტიციის შედეგად.

ნაშრომის პრაქტიკული მნიშვნელობა. სადოქტორო ნაშრომის კვლევის შედეგების თეორიული და პრაქტიკული რეკომენდაციები შესაძლებელია გამოყენებულ იქნეს ქვეყნის აღმასრულებელი და საკანონმდებლო ორგანოების,

საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის მიერ აქტუალური საკითხების გადაწყვეტისას. სადოქტორო ნაშრომის კვლევის შედეგები სასარგებლო იქნება საუნივერსიტეტო სწავლებისა და კვლევების სხვადასხვა საფეხურზე, ამ სფეროში მოღვაწე პრაქტიკოსი მუშაკებისა და სპეციალისტებისთვის.

თავი 1. საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის კვლევა და ინვესტიციების საჭიროება

1.1 ელექტროენერგეტიკის სექტორის განვითარების ტენდენციები და საკანონმდებლო რეგულირება

ენერგეტიკა ქვეყნის ეკონომიკის დარგთა შორის ყველაზე მაღალი კაპიტალტევადობით გამოირჩევა. ის მოითხოვს ინტენსიურ და უწყვეტ დაფინანსებას, რათა შეინარჩუნოს სტაბილური ფუნქციონირების უნარი და იმავდროულად განიცადოს პროგრესი მაკროეკონომიკური გარემოს მოთხოვნების შესაბამისად. ენერგეტიკამ ნეგატიური გავლენა განიცადა XX საუკუნის 90-იან წლებში, როდესაც ფინანსების პრაქტიკულად ერთადერთი წყარო – ცენტრალიზებული კაპიტალდაბანდებები მთლიანად შეწყდა. ცხადია ისიც, რომ გაჭიანურებული ღრმა ენერგეტიკული კრიზისი აღნიშნულ პერიოდში მნიშვნელოვანი დამატებითი ინვესტიციების მოზიდვის აუცილებლობას განაპირობებდა და საპროგნოზო პერიოდშიც განაპირობებს და ეს მაშინ, როდესაც გასული საუკუნის ბოლო ათწლეულებში რიგი ობიექტური ფაქტორების (ეკოლოგია, სულ უფრო და უფრო ძვირი ენერგორესურსების ათვისების აუცილებლობა და სხვა) ერთობლივი გავლენის შედეგად, ენერგეტიკის კაპიტალტევადობა ისედაც ზრდის ტენდენციით ხასიათდებოდა.

რეგულირება ზოგადად წარმოადგენს კონკრეტულ სექტორში კერძო და საჯარო საწარმოების საქმიანობის პირდაპირ ან არაპირდაპირ კონტროლს მთავრობის მიერ მომხმარებლების ინტერესების გათვალისწინებით. რეგულირებას შესაძლოა დაექვემდებაროს საწარმოთა შემოსავლები, საოპერაციო და კაპიტალური დანახარჯები, ტარიფები, მომსახურების ხარისხი, საინვესტიციო გადაწყვეტილებები, ბაზარზე შესვლისა და გამოსვლის წესები და სხვა.

ელექტროენერგეტიკულ სექტორში რეგულირებას არსებითი მნიშვნელობა ენიჭება, რადგან ენერგეტიკული რესურსებით უზრუნველყოფა, საიმედო ბაზრისა და მდგრადი ენერგეტიკული ინფრასტრუქტურის შექმნის საფუძველია.

ისტორიულად, სხვადასხვა სახელმწიფო დროის სხვადასხვა მონაკვეთში ენერგეტიკული სექტორის მართვის განსხვავებულ ფორმას მიმართავდნენ, სრული სახელმწიფო მმართველობიდან მაქსიმალურ ლიბერალიზაციამდე, მაგრამ მიუხედავად ენერგეტიკულ სექტორში არსებული კონკურენტული თუ მონოპოლიური რეგულირებადი გარემოს და საკუთრების ფორმებისა, მდგრადი

ენერგეტიკული უზრუნველყოფა სახელმწიფოს ერთ-ერთ უმნიშვნელოვანეს ფუნქციად და პასუხისმგებლობად რჩება.[1]

თავდაპირველად ენერგეტიკული რესურსების მიწოდებას კერძო საწარმოები უზრუნველყოფდნენ. ვინაიდან ისინი ძირითადად მოგების მიღებაზე იყვნენ ორიენტირებულნი და არა ქვეყნის ენერგეტიკულ უსაფრთხოებაზე, ამიტომ აღნიშნული მომსახურების განხორციელება სახელმწიფომ აიღო თავის თავზე. თუმცა ამანაც არ გაამართლა და საბოლოოდ გამოსავალი ენერგეტიკის სექტორის ლიბერალიზაციისა და მარეგულირებელი ორგანოს შექმნით დამთავრდა.

საქართველოს ენერგეტიკული სექტორის რეგულირება ხდება იმ ძირითადი საკანონმდებლო ჩარჩოების ფარგლებში, რითაც საქმიანობს თავად ბაზარი. სექტორის მარეგულირებლად ითვლება საქართველოს ენერგეტიკის და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია (შემდგომში კომისია), რომელიც დააარსა საქართველოს მთავრობამ 1997 წელს ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოების შესახებ კანონის საფუძველზე №1666. კომისია, ერთი მხრივ, პასუხისმგებელია საქართველოს ენერგეტიკული ბაზრის და მისი ყველა მონაწილის ზედამხედველობაზე, ხოლო, მეორე მხრივ, უფლებამოსილია დაამტკიცოს და გამოაქვეყნოს რეგულაციები და გასცეს ლიცენზიები.[2]

კომისიის მიზანია კომპეტენციის ფარგლებში ხელი შეუწყოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების სექტორების განვითარებას. დარგის ეფექტიანად რეგულირების მიზნით შექმნას სამართლებრივი საფუძვლები და რეგულირების სფეროში შემავალი საწარმოებისა და მომხმარებლების ინტერესები დააბალანსოს. რაც შეეხება ტარიფის დადგენის პროცესს, ის დაფუძნებული უნდა იყოს გამჭვირვალობისა და დამოუკიდებლობის ახალ სტანდარტებზე.[3]

კომისიის სტრატეგიულ ამოცანებს წარმოადგენს:

- ერთიანი საბუღალტრო-სააღრიცხვო სისტემისა და სატარიფო მეთოდოლოგიების სრულყოფა;
- ელექტროენერგიის მიწოდების საიმედოობის გაუმჯობესება;
- ელექტროენერგიის კომერციული მომსახურების ხარისხის სრულყოფა;

[1] პირველი ი., სუმბაძე ნ., მუხიგიშვილი გ., ქელბაქიანი გ., გალდავა ი., „ელექტროენერგეტიკული პოლიტიკის მოდელირება და ანალიზი“, თბ., 2013, გვ. 26-27.

[2] შპს „დელოიტ კონსალტინგის“ პუბლიკაცია *„საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი“ – 2015*, თბ., 2012, გვ. 24.

[3] http://gnerc.org/ge/about/komisia

- ბუნებრივი გაზისა და წყალმომარაგების სექტორში კომერციული მომსახურების ხარისხის შემოღება;
- კომისიის საქმიანობის გამჭვირვალობისა და ნდობის ფაქტორის ამაღლება;
- კომისიის მიერ გამოცემული ნორმატიული აქტების ჰარმონიზაცია ევროპის შესაბამის კანონმდებლობასთან.

ენერგეტიკული სექტორის რეგულირების ტრადიციულ მიდგომას საფუძველი 1990-იანი წლების დასაწყისიდან ჩაეყარა. მის დადებით მხარეს წარმოადგენს ბუნებრივი მონოპოლიების რეგულირება, მომხმარებელთა უფლებების დაცვა, ტარიფების რეგულირება.

სექტორი მოიცავს რეგულირებად, დერეგულირებულ და ნაწილობრივ დერეგულირებულ ნაწილს. ენერგეტიკულ დარგში სახელმწიფო პოლიტიკიდან გამომდინარე, სამინისტრო უფლებამოსილია მიიღოს გადაწყვეტილება დერეგულირების ან ნაწილობრივ დერეგულირების თაობაზე.

დერეგულირება გულისხმობს წარმოების ლიცენზიატისთვის ტარიფის დადგენის გარეშე საქმიანობის ან მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურებისათვის ლიცენზიისა და ტარიფის დადგენის გარეშე საქმიანობის უფლების მინიჭებას, ხოლო ნაწილობრივ დერეგულირება – წარმოების ლიცენზიატისთვის ზღვრული ტარიფის დადგენით საქმიანობის ან მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურისათვის ლიცენზიის გარეშე და ზღვრული ტარიფის დადგენით საქმიანობის უფლების მინიჭებას.[4]

სექტორის დერეგულირებულ ნაწილში მოიაზრება 2008 წლის 1 აგვისტოს შემდეგ აშენებული ელექტროსადგურები, გარდა იმ თბოელექტროსადგურისა, რომელიც საქართველოს კანონმდებლობის შესაბამისად განსაზღვრულია გარანტირებული სიმძლავრის წყაროდ. დერეგულირებულ სადგურებს უფლება მიეცათ ელექტროენერგიით ვაჭრობა განახორციელონ თავისუფალი ტარიფით.[5]

ქვეყნის ენერგოუზრუნველყოფისა და ენერგეტიკული უსაფრთხოების თვალსაზრისით, დიდი მნიშვნელობა აქვს სრულყოფილი საკანონმდებლო და ნორმატიული ბაზის არსებობას. ზოგადად, საქართველოს კანონმდებლობა ენერგეტიკის სფეროში შედგება – საქართველოს კონსტიტუციის, საერთაშორისო

[4] საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“, 21.04.2017, მუხლი 2.
[5] საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“, 21.04.2017, მუხლი 49^3.

შეთანხმებების და ხელშეკრულებების, საქართველოს კანონებისა და კანონქვემდებარე ნორმატიული აქტებისგან.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სექტორში 1999 წლის 1 მაისამდე ძირითად ნორმატიულ დოკუმენტს წარმოადგენდა საქართველოს კანონი **„ელექტროენერგეტიკის შესახებ“**, რომელიც ქვეყნის პარლამენტმა 1997 წლის 27 ივნისს მიიღო. კანონით განისაზღვრა ურთიერთობა ელექტროენერგეტიკის სტრუქტურულ ერთეულებს შორის, შეიქმნა სამართლებრივი საფუძვლები დარგში საბაზრო ურთიერთობების დანერგვისთვის, ინვესტიციების მოზიდვისთვის, ელექტროენერგიის კონკურენტული ბაზრის ჩამოყალიბებისთვის და სხვა.[6]

კანონის ფარგლებში სამინისტროს ძირითად ფუნქციას წარმოადგენდა: ელექტროენერგეტიკის განვითარების სტრატეგიისა და პრიორიტეტების განსაზღვრა და კოორდინაცია, ინვესტიციების მოზიდვის ხელშეწყობა, სახელმწიფო საწარმოების რესტრუქტურიზაციისა და პრივატიზაციის, ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე კონკურენციის განვითარების ხელშეწყობა და სხვა.

სხვადასხვა საერთაშორისო ორგანიზაციის დახმარებით ინტენსიურად მიმდინარეობდა ეკონომიკური რეფორმები საკანონმდებლო ცვლილებების სახით, რათა შექმნილიყო ხელსაყრელი საინვესტიციო გარემო და გაუმჯობესებულიყო სექტორის მართვა.

გატარებული ცვლილებების შედეგად, 1999 წლის 30 აპრილს შეიცვალა კანონის დასახელება და ჩამოყალიბდა შემდეგი სახით - საქართველოს კანონი **„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“**.

ახალ კანონში აისახა ენერგეტიკის ისეთი სფეროები, როგორიცაა ელექტროენერგეტიკის ექსპორტ-იმპორტი. ცალკე თავად ჩაემატა „ელექტროენერგიით (სიმძლავრე) საბითუმო ვაჭრობა“. კანონი აწესრიგებს საქმიანობასა და ურთიერთობებს ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის, განაწილების, იმპორტის, ექსპორტისა და დარგის ფუნქციონირებასა და განვითარებას საბაზრო ეკონომიკის პრინციპების შესაბამისად. კანონის წინაშე მდგარი ამოცანებია: დარგში სახელმწიფო პოლიტიკის შემუშავებისა და რეგულირების ფუნქციების გამიჯვნა; ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის წარმოებისა და რეალიზაციის სფეროებში რეგულირების ძირითადი პრინციპების განსაზღვრა; დარგის

[6] საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკის შესახებ“, 1.05.1997.

ლიცენზიატებისთვის საქმიანობის ეფექტიანობის ზრდის და კონკურენციის განვითარების ხელშეწყობა; მომხმარებელთა დაცვა მონოპოლიური ტარიფებისგან და დარგის გრძელვადიანი ფინანსური მდგრადობისა და განვითარების ხელშეწყობა.[7]

დღეს უკვე მარეგულირებელი კომისიაა პასუხისმგებელი ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მონიტორინგის, გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელის წესების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის, საბალანსო ელექტროენერგიის და გარანტირებული სიმძლავრის ყიდვა-გაყიდვის სტანდარტული პირობების და ერთიანი საბუღალტრო-სააღრიცხვო სისტემის დანერგვაზე. აღნიშნული საკანონმდებლო ცვლილება ემსახურება ბაზრის დიზაინის ნაკლოვანებების შეფასებას, საბაზრო ძალაუფლების გამოყენების შესაძლებლობების, აგრეთვე გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელის ლიცენზიატების მიერ დისკრიმინაციული მოქმედებების განხორციელების პოტენციური საფრთხის დადგენას.[8]

2002 წლის 13 სექტემბერს მიღებული საქართველოს კანონი **„დამოუკიდებელი ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოების შესახებ“** წარმოადგენს ჩარჩო ნორმას, რომლითაც მყარი სამართლებრივი საფუძვლები იქმნება ქვეყანაში არსებული მარეგულირებელი ინსტიტუტების სტაბილური ფუნქციონირებისთვის.[9]

საქართველოს კანონი **„ლიცენზიებისა და ნებართვების შესახებ“** 2005 წლის 24 ივნისიდან აწესრიგებს ქვეყანაში ლიცენზიებისა და ნებართვების გაცემის, მათში ცვლილებების შეტანისა და გაუქმების ზოგად წესებს, სადაც გაწერილია ლიცენზიებისა და ნებართვების სახეების ჩამონათვალი.[10]

ლიცენზიების გაცემას, როგორც წესი, ახორციელებენ ცენტრალური სახელმწიფო ორგანოები, გარდა ცალკეული გამონაკლისებისა. შესაბამისად, ენერგოსექტორის მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიების გარეშე, აკრძალულია ენერგოსექტორში სამეწარმეო საქმიანობის განხორციელება. აღსანიშნავია, რომ 13 მგვტ-ზე მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურებს წარმოების ლიცენზია არ ესაჭიროებათ. კომისია ლიცენზიებს

[7] ჩომახიძე დ., „შესავალი ენერგომენეჯმენტში“, თბ., 2011, გვ. 103.
[8] საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“, ცვლილება 27.12.2013.
[9] საქართველოს კანონი „დამოუკიდებელი ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოების შესახებ“, 13.09.2002.
[10] საქართველოს კანონი „ლიცენზიებისა და ნებართვების შესახებ“, 24.06.2005.

გასცემს შემდეგ საქმიანობებზე:[11]

1. ელექტროენერგიის წარმოების ლიცენზია;
2. ელექტროენერგიის გადაცემის ლიცენზია;
3. ელექტროენერგიის დისპეტჩერიზაციის ლიცენზია;
4. ელექტროენერგიის განაწილების ლიცენზია.

ასევე აღსანიშნავია, რომ ლიცენზიატს არ აქვს უფლება, კომისიის წინასწარი თანხმობის გარეშე შეწყვიტოს, შეამციროს ან გაზარდოს ლიცენზიით გათვალისწინებული მომსახურება.

უნდა აღინიშნოს ის, რომ წინასწარი ლიცენზიებისა და ნებართვების გაცემასთან დაკავშირებული ურთიერთობები რეგულირდება 1996 წლის 12 ნოემბერს მიღებული საქართველოს კანონით **„საინვესტიციო საქმიანობის ხელშეწყობისა და გარანტიების შესახებ“**. ის განსაზღვრავს საქართველოს ტერიტორიაზე როგორც უცხოური, ისე ადგილობრივი ინვესტიციების განხორციელების სამართლებრივ საფუძვლებსა და მათი დაცვის გარანტიებს. მისი მიზანია, დაადგინოს ინვესტიციების ხელშემწყობი სამართლებრივი რეჟიმი.

კანონით განსაზღვრულია, რომ თანაბარი უფლებებით უნდა სარგებლობდნენ ადგილობრივი და უცხოელი ინვესტორები, ხოლო ენერგეტიკის სადისპეტჩერო საქმიანობაში ინვესტირება მხოლოდ საქართველოს სახელმწიფოსთვისაა დასაშვები.[12]

2005 წლის 1 ივლისს მიღებულ იქნა საქართველოს კანონი **„რეგულირების საფასურის შესახებ“**, რომლის მიზანია ორგანოთა ფინანსური დამოუკიდებლობის უზრუნველყოფა.[13] კანონის საფუძველზე მარეგულირებელი კომისიის მიერ მიღებულია დადგენილება, რომლითაც რეგულირებადი კომპანიებისთვის რეგულირების საფასური განსაზღვრულია - მისაღები რეგულირებადი შემოსავლის 0.2%-ის ოდენობით.

საქართველოს პარლამენტის 2006 წლის 9 ივნისის №3259 დადგენილების **„საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების თაობაზე“** საფუძველზე განისაზღვრა პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებები და მ.შ. ერთ-ერთი იყო ადგილობრივი და უცხოური ინვესტიციების

[11] საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“, 21.04.2017, მუხლი 24.
[12] საქართველოს კანონი „საინვესტიციო საქმიანობის ხელშეწყობისა და გარანტიების შესახებ“, 4.3.2015, მუხლი 9.
[13] საქართველოს კანონი „რეგულირების საფასურის შესახებ“, 20.11.2013.

მოზიდვა და პრივატიზაცია.[14]

ინვესტიციების მოზიდვის მიზნით უნდა შექმნილიყო შესაბამისი სამართლებრივი და ეკონომიკური გარემო, რისთვისაც საჭირო იყო:

- ლიცენზიებისა და ნებართვების რაოდენობის მინიმუმამდე შემცირება, ხოლო აუცილებელი ლიცენზიების გაცემის პროცედურების მაქსიმალური გამარტივება;
- 2007 წლის 1 იანვრის შემდეგ ექსპლუატაციაში შეყვანილი ელექტროსადგურების დერეგულირება.

ელექტროენერგეტიკის სექტორში საბოლოო მომხმარებლების სტაბილური მომარაგების მიზნით, პრივატიზაციის პროცესის გამჭვირვალედ ჩატარება, ასევე პრივატიზაციის პროცესში მონაწილე მხარეების (სახელმწიფო და ინვესტორი) უფლებებისა და პასუხისმგებლობების განსაზღვრა და გამიჯვნა შესაბამისი ხელშეკრულებების საფუძველზე.

აღნიშნული დადგენილება ძალადაკარგულად გამოცხადდა და 2015 წლის 24 ივნისს ძალაში შევიდა საქართველოს პარლამენტის №3758 დადგენილება **„საქართველოს ენერგეტიკის დარგში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების შესახებ“**, რომლის ძირითად მიზანს წარმოადგენს ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაუმჯობესება, რაც უზრუნველყოფს ეროვნული ინტერესების განხორციელებას საკმარისი რაოდენობის, მაღალი ხარისხის, სხვადასხვა სახის ენერგიის უწყვეტად და მისაღებ ფასად მიწოდებით.

ენერგეტიკის დარგის განვითარების ხედვის ჩამოყალიბება, ენერგეტიკული პროგრამების შემუშავებისა და დარგის მარეგულირებელი სამართლებრივი ბაზის დახვეწის საფუძველია.

საქართველოს ენერგეტიკული პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებებია:[15]

ა) ენერგიის მიწოდების წყაროების დივერსიფიკაცია, საქართველოს ენერგეტიკული რესურსების ოპტიმალური ათვისება და რეზერვების შექმნა;

ბ) საქართველოს განახლებადი ენერგეტიკული რესურსების ათვისება;

გ) საქართველოს კანონმდებლობის ევროკავშირის კანონმდებლობასთან ეტაპობრივი დაახლოება;

დ) საქართველოს ენერგეტიკული ბაზრის განვითარება და ენერგიით

[14] საქართველოს პარლამენტის №3259 დადგენილება „საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების“ თაობაზე, 9.06.2006.
[15] საქართველოს პარლამენტის №3758 დადგენილება „საქართველოს ენერგეტიკის დარგში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების“ თაობაზე, 24.06.2015.

ვაჭრობის მექანიზმის გაუმჯობესება;

ე) საქართველოს, როგორც რეგიონის სატრანზიტო ქვეყნის, როლის გაზრდა;

ვ) საქართველო – სუფთა ენერგიის წარმოების და ამ ენერგიით ვაჭრობის რეგიონალური ცენტრი;

ზ) ენერგოეფექტიანობისადმი ერთიანი მიდგომის შემუშავება და განხორციელება;

თ) ენერგეტიკული პროექტების განხორციელებისას გარემოსდაცვითი კომპონენტების გათვალისწინება;

ი) მომსახურების ხარისხის გაუმჯობესება და მომხმარებლის ინტერესების დაცვა.

საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის ბრძანებით მიღებულია **„ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბაზრის წესების შესახებ“** კანონქვემდებარე ნორმატიული აქტი, რომელიც აწესრიგებს ელექტროენერგიის და გარანტირებული სიმძლავრის ბაზრის ფუნქციონირების, სისტემის კომერციული ოპერატორისა და დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატის საქმიანობის, პირდაპირი ხელშეკრულების დადებისა და ძალაში შესვლის პირობებს.[16]

ელექტროენერგეტიკაში ფასებისა და ტარიფების დადგენა ხდება დარგის მარეგულირებლის (კომისიის) მიერ დამტკიცებული მეთოდოლოგიის საფუძველზე.

„საჯარო სამსახურების დაძმობილების“ პროგრამის (Twinning) ფარგლებში, ავსტრიის ენერგეტიკის მარეგულირებელი ორგანოს E-Control-ისა და კომისიის თანამშრომლობით განხორციელდა პროექტი – „საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის შესაძლებლობების გაძლიერება ელექტროენერგიის წამახალისებელი სატარიფო მეთოდოლოგიის განახლებით“, რომელიც დასრულდა 2014 წელს.[17]

ავსტრიელი ექსპერტების მიერ მოხდა მოქმედი სატარიფო სისტემისა და რეგულირების მეთოდოლოგიის შეფასება, განისაზღვრა განვითარების სხვადასხვა შესაძლებლობა და ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის ეფექტიანობასთან დაკავშირებით, შესწავლილ იქნა თუ რამდენად შეესაბამება რეგულირების არსებული სისტემა ისეთ მიზნებს, როგორიცაა ინვესტიციების მოზიდვა, ეფექტიანობის ამაღლებისკენ მიმართული წამახალისებელი სტიმულები და სხვა.

[16] საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის 2006 წლის 30 აგვისტოს №77 ბრძანება „ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბაზრის წესების შესახებ“.

[17] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 46.

აღნიშნული პროექტების ფარგლებში ექსპერტების მიერ გაწეული რეკომენდაციებისა და საერთაშორისო პრაქტიკიდან სხვადასხვა ქვეყნის რეგულირების პრინციპებისა თუ გამოცდილების ანალიზის საფუძველზე კომისიის მიერ შემუშავებული და 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილებით დამტკიცებული იქნა:[18]

- „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“;
- „ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“;
- „სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები“.

აღნიშნული დადგენილების გამოქვეყნებისთანავე ძალადაკარგულად გამოცხადდა „ელექტროენერგიის ტარიფების დადგენის მეთოდოლოგიის დამტკიცების შესახებ“ საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2011 წლის 8 ივნისის №8 დადგენილება.

ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიის საფუძველზე ტარიფების გაანგარიშებისას გამოიყენება საერთაშორისო პრაქტიკაში მიღებული წამახალისებელი რეგულირების (ე.წ. ზღვრული ფასების რეგულირება) პრინციპები, რომელიც უზრუნველყოფს საწარმოს ფუნქციონირების ეფექტიანობის ზრდის სტიმულირებას.[19]

მეთოდოლოგიის შესაბამისად კონკრეტულ საწარმოს ინდივიდუალურად განესაზღვრება სატარიფო რეგულირების პერიოდი (3-დან 5 წლამდე), ხოლო აღნიშნულ პერიოდში ტარიფი დგინდება ერთხელ, მაგრამ მისი კორექტირება ხდება ყოველწლიურად.

მნიშვნელოვან მეთოდოლოგიურ პრინციპს წარმოადგენს რეგულირებადი დანახარჯების ბაზის ფორმირება, რომელიც შედგება შემდეგი კომპონენტისაგან:

- კაპიტალური დანახარჯები;
- საწარმოს კონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯები (რომლებიც

[18] სემეკის 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიების დამტკიცების“ შესახებ.
[19] სემეკის 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიების დამტკიცების“ შესახებ, დანართი №1.

გამოწვეულია შიდა ფაქტორებით და რომლებზეც საწარმოს შეუძლია გავლენის მოხდენა);

• საწარმოს არაკონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯები (რომლებიც გამოწვეულია გარეშე ფაქტორებით და რომლებზეც საწარმო გავლენას ვერ ახდენს);

• ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელში ნორმატიული დანაკარგების ღირებულება;

• დანახარჯების კორექტირების მაჩვენებელი.

კაპიტალური დანახარჯების გაანგარიშება ხორციელდება „დანახარჯები პლუს“ მეთოდით, რაც გულისხმობს საწარმოს მიერ გაწეული გონივრული დანახარჯების ანაზღაურებას და სამართლიანი მოგების მიღებას, ხოლო კონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯების გაანგარიშებისას გამოიყენება „წამახალისებელი რეგულირების“ მექანიზმები, რაც გულისხმობს საწარმოსათვის დანახარჯების ოპტიმიზაციის მიზნით გარკვეული სტიმულების დაწესებას.

სატარიფო წლისთვის კაპიტალური დანახარჯები იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[20]

$$CAPEX_{(t+1)} = RAB_{(t+1)} \times WACC + D_{(t+1)}$$

სადაც:

$RAB_{(t+1)}$ – რეგულირებადი აქტივების ბაზის ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი);

WACC – რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე ამონაგების ნორმა სატარიფო რეგულირების პერიოდისთვის (%);

$D_{(t+1)}$ – წლიური ცვეთა სატარიფო წლისათვის (ლარი).

რეგულირებადი აქტივების ბაზაში ხდება ისეთი აქტივების ჩართვა, რომლებიც წარმოადგენს საწარმოს არსებულ (მოქმედი) აქტივებს, ასევე კომისიასთან შეთანხმებულ საინვესტიციო გეგმით გათვალისწინებულ (დაგეგმილი) აქტივებს.

აღნიშნული განსხვავება (განსახორციელებელი ინვესტიციების წინასწარ ტარიფში ასახვა) გამოწვეულია გამანაწილებელ ქსელში დამატებითი ინვესტიციების განხორციელების საჭიროებიდან. რეგულირების მოდელი უნდა იძლეოდეს აუცილებელი ინვესტიციების განხორციელების სტიმულებს.

[20] ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია, მუხლი 6.

აღნიშნულის გათვალისწინებით, ახალი მეთოდოლოგიით სატარიფო წლის კაპიტალური დანახარჯების გაანგარიშებისას, ტარიფში გაითვალისწინება **ტარიფის გაანგარიშების წელს და სატარიფო წელს განსახორციელებელი ინვესტიციები**, რისთვისაც, საწარმო ვალდებულია წარმოადგინოს მინიმუმ ორწლიანი საინვესტიციო გეგმა. კომისია წარმოდგენილი საინვესტიციო გეგმის განხილვას და შეთანხმებას ახორციელებს, მათი მიზანშეწონილობიდან გამომდინარე. საწარმოს აქვს ვალდებულება, რომ დაასაბუთოს განსახორციელებელი ინვესტიციების ტექნიკურ - ეკონომიკური აუცილებლობა, მისაღები ეფექტი და სარგებელი.

თუ საწარმოს მიერ დაგეგმილი ინვესტიციები (კონკრეტული საინვესტიციო პროექტი) არ განხორციელდა კომისიასთან შეთანხმებული საინვესტიციო გეგმის პირობებით (არ დასრულდა საინვესტიციო გეგმით გათვალისწინებული წლის ბოლომდე), ასეთი ინვესტიციები განიხილება, როგორც დაუმთავრებელი მშენებლობა და აღნიშნულ ინვესტიციაზე საწარმოს მიერ მიღებული კაპიტალური დანახარჯები ექვემდებარება კორექტირებას.

თუ საწარმო კომისიას არ წარუდგენს საინვესტიციო გეგმას და არ შეუთანხმებს განსახორციელებელი ინვესტიციების მოცულობას, კომისია უფლებამოსილია ტარიფის გაანგარიშებისას არ გაითვალისწინოს საწარმოს მიერ შესაბამის პერიოდში ფაქტობრივად განხორციელებული თუ განსახორციელებელი შეუთანხმებელი ინვესტიცია.[21]

თუ საწარმო განხორციელებული ინვესტიციების შედეგად ვერ მიაღწევს დაგეგმილ სამიზნე მაჩვენებელს, კომისია უფლებამოსილია გამოიყენოს კანონმდებლობით გათვალისწინებული სანქციების მექანიზმები და თუ მიაღწევს დაგეგმილ სამიზნე მაჩვენებელზე უკეთეს მაჩვენებლებს, შესაბამისად - წახალისების მექანიზმები.

რეგულირებადი აქტივების ბაზაში არ მონაწილეობს:[22]

ა) ინვესტიცია, რომელიც განხორციელდა ან განხორციელდება მესამე მხარის სრული ან ნაწილობრივი დაფინანსებით;

ბ) ინვესტიცია, რომელსაც კომისია არ მიიჩნევს დასაბუთებულად და გონივრულად;

[21] ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია, მუხლი 7, ნაწ., 9.

[22] ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია, მუხლი 7, ნაწ., 11.

გ) რეგულირებად საქმიანობაში გამოუყენებელი აქტივები;

დ) დაუმთავრებელი მშენებლობა;

ე) გადაფასების რეზერვი, გარდა სახელმწიფო ქონების პრივატიზებისას წარმოქმნილი გადაფასების რეზერვისა.

ასევე აღსანიშნავია „წამახალისებელი რეგულირების“ ერთ–ერთი მნიშვნელოვანი ფაქტორი ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელში დანაკარგების მოცულობასთან მიმართებაშიც. ელექტროენერგიის ნორმატიული დანაკარგის მაჩვენებლები განისაზღვრება ყოველი ახალი რეგულირების პერიოდის დაწყებამდე და მოქმედებს მთელი რეგულირების პერიოდის განმავლობაში. იმ შემთხვევაში, თუ ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელში ელექტროენერგიის ფაქტობრივი დანაკარგი მეტი აღმოჩნდება შესაბამისი საწარმოსათვის დადგენილ ელექტროენერგიის ნორმატიულ დანაკარგზე, სხვაობით მიღებული ზენორმატიული დანაკარგის ღირებულება ტარიფის გაანგარიშებისას არ გაითვალისწინება და შესაბამისად არ აუნაზღაურდება საწარმოს, ხოლო თუ ფაქტობრივი დანაკარგის რაოდენობა ნაკლებია შესაბამისი ნორმატიული დანაკარგის რაოდენობაზე, სხვაობით მიღებული მოგება რჩება საწარმოს, რაც აძლევს სტიმულს კომპანიას რომ მუდმივად იზრუნოს დანაკარგების შემცირებაზე.

ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიის საფუძველზე ტარიფების გაანგარიშება ხდება „დანახარჯები პლუს“ რეგულირების პრინციპების შესაბამისად და უზრუნველყოფს საწარმოს სტაბილურ ფუნქციონირებას, გაწეული გონივრული დანახარჯების ანაზღაურებას და სამართლიანი მოგების მიღებას. „დანახარჯები პლუს“ რეგულირება „წამახალისებელი რეგულირებისგან“ განსხვავებით არ ითვალისწინებს დანახარჯების ოპტიმიზაციას რეგულირების გრძელვადიან პერიოდზე.

მეთოდოლოგიის შესაბამისად ტარიფები დგინდება ყოველწლიურად, კონკრეტული საწარმოსთვის ინდივიდუალურად. ამ შემთხვევაშიც, მეთოდოლოგიით გათვალისწინებულია დაგეგმილი მაჩვენებლების ასახვა რეგულირებადი დანახარჯების ბაზაში და შესაბამისად, კორექტირების კომპონენტების გამოყენება.

აღნიშნული მექანიზმების გამოყენება, როგორც ინვესტორისათვის, ასევე მომხმარებლისათვის, ქმნის ტარიფში ასახული დანახარჯების სიზუსტეს და

სამართლიანობის მაღალ განცდას. ამასთან, მეთოდოლოგიების შესაბამისად რეგულირებადი აქტივების ბაზაში ჩართული აქტივების ღირებულება განისაზღვრება ისტორიული ღირებულების შეფასების მეთოდით, რომელიც გულისხმობს აქტივის ღირებულების შეფასებას მისი შექმნის ან საწყისი შეძენის ფასით.

რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე ამონაგების ნორმა განისაზღვრება კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების (WACC) მეთოდით და იანგარიშება გადასახადამდე ღირებულების ოდენობით, რაც გულისხმობს იმას, რომ საწარმოს ამონაგები იანგარიშება მოგების გადასახადამდე.

„სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები“ – კომისია 2014 წლის 1 იანვრამდე შექმნილ ან/და შეძენილ აქტივებთან მიმართებაში იყენებს საწარმოს მიერ გამოყენებულ ფინანსური ცვეთის ნორმებს, ხოლო 2014 წლის 1 იანვრის შემდეგ შექმნილ ან/და შეძენილ აქტივებთან დაკავშირებით - კომისიის დადგენილებით დამტკიცებულ ნორმებს.[23]

ახალი მეთოდოლოგიების საფუძველზე კომისიის მიერ 2014-2016 წლებში მოხდა ლიცენზიატი კომპანიებისთვის ტარიფის გაანგარიშება და დამტკიცება. 2014 წლის განმავლობაში ახალი ტარიფები დაუდგინდა განაწილების ლიცენზიატს სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ (კომპანია მოქმედებდა საქართველოს მთავრობასა და სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ შორის 2012 წლის 12 დეკემბერს და 2013 წლის 29 მარტს გაფორმებული მემორანდუმის საფუძველზე), გადაცემის ლიცენზიატს შპს „ენერგოტრანსს“ და თბოსადგურებს: შპს „მტკვარი ენერგეტიკას“, შპს „საქართველოს საერთაშორისო ენერგეტიკულ კორპორაციას“ და შპს „ჯიფაუერს“.

2015 წელს დაკორექტირდა სატარიფო მეთოდოლოგიების საფუძველზე გარანტირებული სიმძლავრის წყაროს ელექტროენერგიის წარმოებისთვის სათბობის შესყიდვის დანახარჯები (ვალუტის კურსის ცვლილება) და შესაბამისად თბოელექტროსადგურების ტარიფები, ასევე სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ ტარიფი (ელექტროენერგიის საშუალო შეწონილი ფასი). 2015 წელს გადათვლილ იქნა ელექტროენერგიის განაწილების 2 ლიცენზიატის, წარმოების – 6 (მ.შ. 4 თბოელექტროსადგური), გადაცემის – 2 და დისპეტჩერიზაციის 1 ლიცენზიატის ტარიფები. აღნიშნული ტარიფები მოქმედი იყო 1 წლის ვადით.

[23] სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების, ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები შემუშავებული იქნა საკონსულტაციო კომპანია „KEMA“-ს მიერ კომისიისადმი წარდგენილი 2013 წლის ანგარიშის საფუძველზე.

რაც შეეხება 2016 წელს, კომისიამ რიგ რეგულირებად საწარმოებს 2017 სატარიფო წლისთვის დაუდგინა ტარიფები. შედეგად გაანგარიშდა ელექტროენერგიის განაწილების 2, წარმოების 8 (მათ შორის 4 თბოსადგური), გადაცემის 2 და დისპეტჩერიზაციის 1 ლიცენზიატისთვის ტარიფები.

სემეკსა და USAID-ს შორის გაფორმებული ურთიერთგაგების მემორანდუმის საფუძველზე შემუშავებულ იქნა: ანგარიშთა გეგმა და სახელმძღვანელო ინსტრუქცია; ძირითადი საშუალებების ბუღალტრული აღრიცხვის პოლიტიკა; შემოსავლების, დანახარჯების და ხარჯების ბუღალტრული აღრიცხვის; შენატანებისა და გრანტების; ანგარიშგების ფორმების სახელმძღვანელო პრინციპები. **ერთიანი საბუღალტრო-საანრიცხვო სისტემა** არის ლიცენზიატებისთვის სავალდებულო სისტემა, რომელიც ენერგეტიკულ სექტორში დამტკიცებული იქნა კომისიის 2016 წლის 27 დეკემბრს №43 დადგენილებით, რომლის შესაბამისადაც აღნიშნული სისტემის დანერგვისათვის ელექტროენერგეტიკული სექტორის ლიცენზიატებს განესაზღვრათ ვადა არაუგვიანეს 2019 წლის 31 დეკემბრისა. ამასთან, პირველი ანგარიშის წარდგენის ვალდებულება ელექტროენერგეტიკული სექტორის ლიცენზიატებს განესაზღვრათ 2019 წლის ანგარიშგების პერიოდზე. ის მოიცავს:

- ანგარიშთა გეგმას, მისი გამოყენებისა და აღრიცხვის წარმოების ინსტრუქციებს;
- რეგულირების მიზნებისათვის წარსადგენი პერიოდული ანგარიშების ფორმასა და შინაარსს, ანგარიშგების პერიოდულობას;
- პირის მიერ ერთზე მეტი სალიცენზიო საქმიანობის ან/და სალიცენზიო საქმიანობასთან ერთად სხვა სამეწარმეო საქმიანობის განხორციელების შემთხვევაში შემოსავლების, ხარჯების, აქტივების, ვალდებულებების, საფინანსო შედეგებისა და საკუთარი კაპიტალის საბუღალტრო აღრიცხვის განცალკევებულად წარმოების წესებს.

ქვეყნის ენერგოუზრუნველყოფისათვის განსაკუთრებული მნიშვნელობა ენიჭება ელექტროენერგიაზე ტარიფების სწორად დადგენას. ტარიფებმა საბოლოო ჯამში ხელი უნდა შეუწყოს საწარმოების ეკონომიკური ეფექტიანობის ამაღლებას, შექმნას ხელსაყრელი გარემო ენერგეტიკულ სექტორში ინვესტორთა მოსაზიდად, უზრუნველყოს დარგის საწარმოები გონივრული წლიური შემოსავლით, გონივრულ

ფარგლებში გააუმჯობესოს სექტორში არსებული ფინანსური მდგომარეობა.[24]

ბაზრის ფუნქციონირებისთვის აუცილებელია გამჭვირვალე და სამართლიანი ტარიფების დადგენა. სამართლიანმა ტარიფმა უნდა უზრუნველყოს მომსახურების გაწევასთან დაკავშირებული ხარჯების ანაზღაურება, ხოლო მომხმარებელმა მიიღოს მაღალი ხარისხის მომსახურება.

საკანონმდებლო ცვლილებები და ზოგადად განვითარების ტრენდი ხელს უწყობს ენერგეტიკის სექტორის სტრუქტურისა და მარეგულირებელი ჩარჩოების ჰარმონიზაციას ევროსაბჭოსა და ევროპარლამენტის მოთხოვნებთან, თუმცა ჯერ კიდევ არ შეიცავს იმ ძირითად დებულებებს, რაც აუცილებელია ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ლიბერალიზაციისათვის და კონკურენციის განვითარებისთვის.[25]

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სექტორის სამომავლო განვითარების ერთ-ერთ პრიორიტეტად მიიჩნეოდა ევროკავშირის ენერგეტიკულ თანამეგობრობაში გაწევრიანება (Energy Community) და ბაზრის არსებული სტრუქტურისა და საკანონმდებლო ბაზის ევროპის ენერგეტიკულ კანონმდებლობასთან დაახლოება - ჰარმონიზაცია. შესაბამისად, 2014 წელს გაფორმებული „ერთი მხრივ, საქართველოსა და მეორე მხრივ, ევროკავშირსა და ევროპის ატომური ენერგიის გაერთიანებას და მათ წევრ სახელმწიფოებს შორის ასოცირების შესახებ შეთანხმების“ (შემდგომში – ასოცირების შეთანხმება) ფარგლებში საქართველომ აიღო ვალდებულება, შეუსაბამოს ქვეყნის ენერგეტიკული სექტორის ნორმატიული აქტები ევროკავშირისა და ენერგეტიკული თანამეგობრობის რეგულაციებისა და დირექტივების მოთხოვნებს.

2016 წლის 14 ოქტომბერს ქ. სარაევოში, ხელი მოეწერა საქართველოს ენერგეტიკული თანამეგობრობის დამფუძნებელ ხელშეკრულებასთან მიერთების ოქმს. ხოლო საქართველოს პარლამენტის მიერ აღნიშნული მიერთების ოქმის რატიფიცირების (2017 წლის 21 აპრილი) შემდეგ საქართველო გახდა ენერგეტიკული თანამეგობრობის სრულუფლებიანი წევრი და როგორც დამფუძნებელი ხელშეკრულების მხარეს, დაეკისრა ენერგეტიკული თანამეგობრობის საკანონმდებლო აქტების შესრულების ვალდებულება და მის კანონმდებლობასთან საკუთარი, ეროვნული კანონმდებლობის მიახლოება.

აღნიშნული გაერთიანების მიზანია ევროკავშირის წევრი სახელმწიფოებისა

[24] ჩომახიძე დ., „საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოება“, თბ., 2003, გვ. 215-216.
[25] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის ანგარიში, გვ. 11.

და მისი მეზობელი ქვეყნების ინტეგრირებული ევროპული სტაბილური რეგულირებადი ბაზრის შექმნა, რომელიც დაიცავს კომპანიებისა და მომხმარებელთა უფლებებსა და ინტერესებს. ენერგეტიკულ თანამეგობრობაში გაწევრიანებით გაუმჯობესდება საინვესტიციო გარემო, რაც ხელს შეუწყობს დარგში ინვესტიციების მოზიდვას და სექტორის მდგრად განვითარებას.

კომისიაში აქტიური მუშაობა მიმდინარეობს კანონქვემდებარე ნორმატიული აქტების პროექტებზე, რომლებიც უნდა არსებობდეს ენერგეტიკული თანამეგობრობის კანონმდებლობის თანახმად. მარეგულირებელ ორგანოს მიენიჭა ენერგეტიკული ბაზრების რეგულირებისა და მონიტორინგის, სამართლიანი, გამჭვირვალე და ხელმისაწვდომი ტარიფების დადგენის, მომხმარებელთა და კომპანიების უფლებების დაცვის, ენერგიის მიწოდების უსაფრთხოებისა და ხარისხის უზრუნველყოფისა და შესაბამისი წესების შემუშავების ვალდებულება.[26]

დირექტივა წარმოადგენს ევროკავშირის სამართლებრივ დოკუმენტს. პირველი დირექტივა 1997 წელს შევიდა ძალაში და მისი მიზანი იყო ერთიანი ევროპული კონკურენტული ბაზრის შექმნა, სადაც ყველა მომხმარებელს საშუალება ექნებოდა თავად აერჩია მომწოდებელი და კონკურენციის შედეგად, უფრო დაბალ ფასად იქნებოდა შესაძლებელი ელექტროენერგიის მიწოდება.

მეორე დირექტივა მიღებულ იქნა 2003 წელს და ძალაში შევიდა 2004 წლიდან, სადაც უფრო მეტი მოთხოვნა იყო შემოღებული კონკურენციის ვადებთან დაკავშირებით (2007 წლისთვის ევროკავშირის წევრ ქვეყნებში მცხოვრებლებს საშუალება უნდა ჰქონოდათ თავად აერჩიათ მომწოდებელი).

დირექტივის მესამე პაკეტი (ევროპარლამენტისა და ევროპის საბჭოს დირექტივა 2009/72/EC) 2009 წლის 13 ივლისს მიიღეს და ძალაში შევიდა 2011 წლის მარტიდან. ის შეიცავს სისტემათაშორისი ვაჭრობის რეგულირებასთან დაკავშირებულ მითითებებს. დირექტივის მიზანია საერთო წესების დამკვიდრება ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, განაწილებისა და მიწოდების დარგებში.

გარდა ამისა, იგი მოიცავს დებულებებს მომხმარებელთა უფლებების, მესამე მხარის მიერ ქსელთან დაკავშირების და კონკურენციის საკითხებზე, ასევე რეგულირებადი და კონკურენტუნარიანი სფეროების განცალკევების მოთხოვნებს, რომლებიც ძირითადად ეხება ბუნებრივი მონოპოლიის ქსელურ საქმიანობებს და ელექტროენერგიის წარმოებისა და მიწოდების კონკურენტუნარიან საქმიანობებად

[26]საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 63.
http://gnerc.org/files/wliuri%20angariSi/ANNUAL%20REPORT%202016_opt.pdf

დაყოფას.

საქმიანობის დაყოფა გახდა ძალიან აქტუალური საკითხი იმის გამო, რომ ქსელის დამოუკიდებლობა და ქსელზე მესამე მხარის მიერ მიუკერძოებელი წვდომა უაღრესად მნიშვნელოვანია ელექტროენერგიის სფეროში ჩართული კომპანიებისათვის. ეს იყო მეორე ენერგეტიკული პაკეტის სამართლებრივი დაყოფის მიზანი და ასევე მესამე ენერგეტიკული პაკეტის ფარგლებში საკუთრების დაყოფის მიზანი, რომელიც მოითხოვდა დამოუკიდებელი გადაცემის სისტემის ოპერატორებისა და განაწილების სისტემის ოპერატორების დაფუძნებას ევროკავშირის ქვეყნებში. თუმცა, აუცილებლად უნდა აღინიშნოს, რომ დამოუკიდებლობის დონე (სამართლებრივი და საკუთრების კუთხით) განსხვავებულია ქვეყნების მიხედვით.

საქმიანობის დაყოფა სავალდებულოა ევროკავშირის და ევროპის ენერგეტიკის თანამეგობრობის წევრი სახელმწიფოებისათვის. დაყოფის წესები და პროცედურები მოცემულია რეგულაციების მეორე და მესამე პაკეტებში და ასევე ევრო პარლამენტისა და ევრო საბჭოს დირექტივებში. ევროკავშირის მეორე ენერგეტიკული პაკეტის თანახმად, დაყოფა განხორციელდა ეტაპობრივად – ჯერ ბუღალტრული დაყოფა, შემდეგ ფუნქციური და სამართლებრივი. რაც შეეხება, მესამე ენერგეტიკულ პაკეტს (დირექტივა 2009/72/EC), საქმიანობის დაყოფა (სრული დაყოფა, საკუთრების დაყოფის ჩათვლით) ერთ-ერთი საბაზისო მოთხოვნაა. ეს უკანასკნელი ეხება ერთი მხრივ, გადაცემის სისტემის ოპერატორებს (გადაცემის ქსელი) და განაწილების სისტემის ოპერატორებს (დისტრიბუციის ქსელი) და მეორე მხრივ, მიწოდება-წარმოებას. ქვეყნებს აღნიშნულის განხორციელება შეუძლიათ სამოქმედო გეგმის საშუალებით.

მესამე პაკეტის მიზანია ევროპაში ერთიანი გამჭვირვალე და არადისკრიმინაციული ბაზრის შექმნა.[27]

ინსტიტუციური გაძლიერება გულისხმობს, რომ ბაზარზე თამაშის წესები დაბალანსებული უნდა იყოს - ინვესტორების ინტერესები და ხარისხიანი მომსახურება მიზანშეწონილ ფასად.

სექტორის რეგულირებას გააჩნია მთელი რიგი **უპირატესობები**, კერძოდ:

- მომხმარებელთა ინტერესები უფრო მეტად არის დაცული;
- უკეთესი შესაძლებლობებია შექმნილი სექტორში პრობლემების

[27] ევროპარლამენტისა და ევროსაბჭოს 2009/72/EC დირექტივა „ელექტროენერგიის შიდა ბაზრისთვის საერთო წესების შესახებ“, 13.07.2009.

გამოვლენისა და გადაჭრისთვის;

- სატარიფო განაცხადის კომისიაში განხილვის დროს ლიცენზიატს საშუალება აქვს მიიღოს ხარჯების ფინანსური ასახვა ტარიფში;
- სტიმული ეძლევა დარგში კერძო ინვესტიციების განხორციელებას;
- დაწესებულია გამოკვეთილი და სამართლიანი თამაშის წესები სექტორში შემავალი ყველა სუბიექტისთვის;
- ერთმანეთისაგან გამიჯნულია სახელმწიფოს კომერციული და მარეგულირებელი ფუნქციები;
- ასევე გამჭვირვალეა საქმიანობა, რაც ნიშნავს ფართო საზოგადოების მონაწილეობის შესაძლებლობას რეგულირების პროცესში. ასეთი გახსნილობის შედეგად მომხმარებლები და ინვესტორები დარწმუნებულები არაინ, რომ მათ სამართლიანად ექცევიან.

დარგის რეგულირების წინააღმდეგი შესაძლოა იყვნენ ლიცენზიატი საწარმოები, რომელთაც მეტი დამოუკიდებლობა სურთ, მოგების სასურველი ნორმის მისაღებად.

რაც შეეხება ჩვენს ქვეყანაში მოქმედ ზოგად საკანონმდებლო ჩარჩოებს, მსგავსია ენერგეტიკის რეგულირების რეგიონული ასოციაციის (ERRA) წევრი ქვეყნების.

საქართველოში დღეს არსებულმა ბაზრის მოდელმა, რომელიც 2006 წელს იყო შემუშავებული თავი ამოწურა, ამიტომ სემეკის, უცხოელი და ადგილობრივი ექსპერტების, ასევე ენერგეტიკის სამინისტროს თანამშრომლებთან ერთად აქტიური მუშაობა მიმდინარეობს ბაზრის მოდელის სრულყოფისკენ. ექსპერტების დახმარებით უნდა მოხდეს საკანონმდებლო ბაზის თანხვედრა ენერგეტიკული პაკეტის დირექტივებთან და მათი გამოცდილების გაზიარება.

საქართველოში ელექტროენერგიის წარმოება 1887 წელს დაიწყო, როცა ქართული დრამატული თეატრის გასანათებლად ქალაქ თბილისში თბური ძრავები დაყენდა. პირველი ჰიდროელექტროსადგური - ბორჯომის ჰიდროელექტროსადგური (სიმძლავრე 103 კილოვატი) 1898 წელს ამუშავდა. 1913 წლის ბოლოსათვის კი საქართველოში უკვე 7 მცირე ჰიდროელექტროსადგური და რამდენიმე ათეული თბოძრავიანი ელექტროსადგური მუშაობდა, რომელთა საერთო ჯამური სიმძლავრე 9 მგვტ-ს შეადგენდა, ხოლო წლიური გამომუშავება თითქმის 216 ათასი კვტ.სთ-ს.

XX საუკუნის ოციანი წლებიდან საქართველოში დაიწყო

ჰიდროელექტროსადგურების ფართო მშენებლობა. 1927 წელს აშენდა ავჭალის ჰიდროელექტროსადგური „ზაჰესი“ (დადგმული სიმძლავრე - 36,8 მგვტ.), 1928 წელს - „აბჰესი“, 1934 წელს - „რიონჰესი“. 1941 წლისათვის საქართველოს ელექტროსადგურების საერთო სიმძლავრე 180 მგვტ-ს შეადგენდა. 1945-1960 წლებში ექსპლოატაციაში შევიდა 11 ჰიდროელექტროსადგური.

საქართველოში ელექტროენერგიაზე არსებულმა დიდმა დეფიციტმა, ელექტროენერგიაზე მოთხოვნის ზრდამ, ქართველ მეცნიერებსა და ინჟინრებს საშუალება მისცა უცხოელ სპეციალისტებთან ერთად, განეხორციელებინათ ისეთი უნიკალური ჰიდროელექტროსადგურის დაპროექტება და მშენებლობა, როგორიცაა „ენგურჰესი“, რომელიც ექსპლუატაციაში 1978 წელს შევიდა.

1938 წელს ჩაირთო ტყვარჩელის თბოსადგურის პირველი აგრეგატები და თბილისის თბოელექტროსადგური.

საქართველოში ენერგეტიკის განვითარების ახალი ეტაპი 1960 წელს დაიწყო, როცა „თბილსრესის“ მშენებლობა გადაწყდა. 1963 წელს ექსპლუატაციაში გაეშვა „თბილსრესის“ პირველი ბლოკი, ხოლო 1972 წელს „თბილსრესის“ მერვე ბლოკის გაშვების შემდეგ, მისმა ჯამურმა სიმძლავრემ 1 250 ათასი კვტ.საათი შეადგინა.

90-იან წლებში განხორციელდა „თბილსრესის“ შემდგომი გაფართოება, 1990 წელს ექსპლოატაციაში შევიდა მეცხრე ენერგობლოკი (300 ათასი კვტ), ხოლო 1994 წელს - მეათე ენერგობლოკი (300 ათასი კვტ).

ელექტროსადგურების პარალელურად შენდებოდა 110 კვ. ელექტროგადამცემი ხაზი „ზაჰესი-რიონჰესი“. „ზაჰესის“, „რიონჰესისა“ და „აბჰესის“ პარალელური მუშაობის ორგანიზება დაიწყო 1934 წელს, რითაც დასაბამი მიეცა საქართველოს ენერგოსისტემის შექმნას.

ელექტროსადგურების მშენებლობასთან ერთად განხორციელდა ელექტროგადამცემი ხაზებისა და ელექტროქვესადგურების მშენებლობის პროექტები. 1973 წელს აშენდა 500 კვ-იანი 187.5 კმ სიგრძის ელექტროგადამცემი ხაზი „ქართლი“, რომელმაც თბილსრესი და ქ/ს „დიდი ზესტაფონი“ დააკავშირა.

შემდგომ ეტაპზე აშენდა და ექსლუატაციაში გაეშვა 500 კვ-იანი ელექტროგადამცემი ხაზი „იმერეთი“. შიდა ელექტროქსელის გაფართოებასთან ერთად მნიშვნელოვანი კავშირები დამყარდა მეზობელ ელექტროსისტემებთან.

დამოუკიდებლობის მოპოვების შემდეგ, ენერგოსექტორის რეაბილიტაციის მიზნით საქართველოში დაიწყო ენერგეტიკული სექტორის რეორგანიზაცია, რასაც მოჰყვა ელექტროენერგეტიკული სისტემის ცალკეულ დამოუკიდებელ

სტრუქტურებად ჩამოყალიბება. კერძოდ, გენერაციის ობიექტები ცალკეული დამოუკიდებელი ელექტროსადგურების სახით ჩამოყალიბდა.

შეიქმნა შპს „ელექტროდისპეტჩერიზაცია 2000“, სს „ელექტროგადაცემა“, შპს „საქენერგო 2000“, საჯარო სამართლის იურიდიული პირი „ენერგოგენერაცია“, სს „საქენერგო“ და კავშირი (ასოციაცია) „საქართველოს ელექტროენერგიის საბითუმო ბაზარი“, ასევე რეგიონალური და მუნიციპალური ენერგოკომპანიები.

2000 წლიდან უცხოური კომპანიების მონაწილეობით დაიწყო ენერგოსექტორის რეორგანიზაციის ახალი ეტაპი. 2002 წელს განხორციელდა შპს „ელექტროდისპეტჩერიზაცია 2000“-სა და სს „ელექტროგადაცემის“ შერწყმა, შეიქმნა შპს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“ (სსე), რომელიც 2011 წელს სააქციო საზოგადოებად გარდაიქმნა.

2001 წელს „ელექტროენერგიის საბითუმო ბაზარი“ 5-წლიანი მართვის უფლებით ესპანურ კომპანია „იბერ დროლას“ გადაეცა, 2003 წელს კი შპს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემაში“ 5-წლიანი მართვის უფლებით ირლანდიური კომპანია ESB International-ის მენეჯმენტი შევიდა.[28]

აღნიშნული ისტორიული ფაქტების გათვალისწინებით, დღეს უკვე განსხვავებული მდგომარეობა და სუბიექტები არიან ბაზარზე.

ელექტროენერგეტიკული ბაზარი არის ეკონომიკური ურთიერთობების ერთობლიობა, რომელიც ემყარება რეგულარულ გაცვლით ოპერაციებს მწარმოებლებსა და მომხმარებლებს შორის. ბაზრის არსებობის უმნიშვნელოვანესი პირობებია პროდუქციის მწარმოებელთა და მომხმარებელთა თავისუფალი დაშვება და კონკურენციის არსებობა.[29]

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელის (სებმ) სტრუქტურა ითვალისწინებს კონკურენტული ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმის (ევმ) შექმნას, რომელიც საქართველოს გენერაციის ობიექტებს მისცემს საშუალებას ივაჭრონ რეგიონალურ და საბალანსო ბაზრებზე და ასევე ხელს შეუწყობს გრძელვადიან ვაჭრობას ელექტროენერგეტიკული შესყიდვების ხელშეკრულებების საშუალებით. შემდეგი სუბიექტები შეასრულებენ შემდეგ ფუნქციებს:

1. <u>ბაზრის სტრატეგია და დიზაინი</u> - ზოგადად სექტორში მოქმედი მთავარი სუბიექტი ენერგეტიკის სამინისტროა. ის პასუხისმგებელია ელექტროენერგეტიკული სექტორის სტრატეგიის შემუშავებასა და განხორციელებაზე. სამინისტრო ასევე

[28] საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო, http://www.energy.gov.ge/energy.php?id_pages=54&lang=geo

[29] შპს „დელოიტ კონსალტინგის“ პუბლიკაცია *„საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი“ – 2015*, თბ., 2012, გვ. 21-25.

პასუხისმგებელია სამომავლო მინიმალური ელექტროენერგიის სისტემის გენერაციის რეზერვის მოთხოვნების განსაზღვრაზე. მისი მისიაა: ქვეყანაში არსებული ენერგეტიკული რესურსების მაქსიმალური ათვისება და იმპორტირებული ენერგიის შემცვლელების მოწოდების წყაროების დივერსიფიკაცია; საკუთარი ჰიდრორესურსებით ელექტროენერგიაზე ქვეყანაში არსებული მოთხოვნის სრული დაკმაყოფილება; ენერგეტიკული უსაფრთხოების უზრუნველყოფა; ენერგიის ალტერნატიული წყაროების განვითარება; სექტორის კომერციულად მომგებიანი ეკონომიკური მოდელის ჩამოყალიბება;[30]

2. <u>ბაზრის ზედამხედველობა</u> - სემეკი ახორციელებს ბაზრის ზედამხედველობას და რეგულირებას. სემეკის პასუხისმგებლობა მოიცავს ბაზრის მონაწილეების და მომსახურების მომწოდებლების ლიცენზირებას, ტარიფის დადგენას და რეგულირების დამატებითი მომსახურების გაწევას, ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მარეგულირებელი წესების შემუშავებას, ბაზარზე არაკეთილსინდისიერი ქმედებების მონიტორინგს და სამინისტროსათვის ბაზრის ცვლილებების რეკომენდაციებს. სემეკი უფლებამოსილია უზრუნველყოს შესაბამისობა და გასცეს სანქციები ბაზრის წესების და კანონების დამრღვევების წინააღმდეგ.

კომისიის იურისდიქცია, უფლებები და ვალდებულებები საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელთან და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმთან დაკავშირებით უნდა იყოს ნათლად ჩამოყალიბებული, ისევე როგორც მათი განხორციელების გზები. მისი ვალდებულებების განხორციელებისას, კომისიას უნდა ჰქონდეს უპირატესი უფლებამოსილება, იმოქმედოს იმ მიზნების შესაბამისად, რომლებსაც ამტკიცებს საქართველოს პარლამენტი. ამგვარი მიზნების მაგალითებია:

ა) ყველა იურიდიულ მოთხოვნასთან შესაბამისობის უზრუნველყოფა, რაც დაკავშირებულია უფლებამოსილებების განხორციელების გზებთან;

ბ) რაც შეიძლება ადეკვატურად მოქმედება;

გ) სხვადასხვა ლიცენზიის მფლობელების მიმართ თანაბარი მოპყრობა;

დ) ყველა მარეგულირებელი პროცესების გამჭვირვალედ განხორციელება;

ე) გადაწყვეტილებების მიღებამდე კონსულტაციების გამართვა დაინტერესებულ მხარეებთან და სხვა;

[30] ჩომახიძე დ., „შესავალი ენერგომენეჯმენტში“, თბ., 2011, გვ. 35.

3. <u>ბაზრის მომსახურების მიმწოდებლები:</u> სუბიექტები, რომლებიც ძირითად მომსახურებას ახორციელებენ, კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიის შესაბამისად. ბაზრის მომსახურების მიმწოდებლებში შედიან გადაცემის და განაწილების სისტემების მფლობელები, ოპერატორები, ბაზრის ოპერატორი, ბაზრის საკლირინგო დაწესებულება. ერთობლივად ეს სუბიექტები პასუხს აგებენ გენერაციის დისპეტჩერიზაციაზე, ელექტროენერგიის მოძრაობაზე, დამაბალანსებელი ბაზრის მუშაობაზე და ელექტროენერგიის გაყიდვასთან და შესყიდვასთან დაკავშირებულ ანგარიშგებაზე;

4. <u>ბაზრის მონაწილეები:</u> მოიცავს ელექტროენერგიის გენერაციის ობიექტებს, საცალო მომწოდებლებს, ელექტროენერგიით მოვაჭრეებს (მათ შორის ექსპორტიორები და იმპორტიორები), კვალიფიციურ მომხმარებლებს. ვინაიდან საცალო მომწოდებლები არიან ბაზრის მონაწილეები, ისინი ელექტროენერგიას ყიდიან მხოლოდ რეგულირებულ ფასად.[31]

ტერმინი „ბაზრის მონაწილე“ გამოიყენება თითოეული სუბიექტის აღსაწერად, რომელიც ფუნქციონირებს სებმ-ში და ევმ-ში და არ არის ლიცენზირებული მომსახურების პროვაიდერი. სებმ-ის ბაზრის მონაწილეები არიან:[32]

- ელექტროენერგიის გენერაციის ობიექტები (რეგულირებადი გენერაცია, დამოუკიდებელი გენერაციის ობიექტები და მცირე ჰესები);
- საცალო მიმწოდებლები, რომლებიც შეისყიდიან ელექტროენერგიას;
- მოვაჭრეები (მათ შორის ექსპორტისა და იმპორტის საქმიანობა);
- კონსოლიდატორი (უზრუნველყოფს ელექტროენერგიით ვაჭრობის და მარკეტინგის მომსახურებას მცირე და საშუალო გენერაციის ობიექტებისათვის);
- კვალიფიციური მომხმარებლები (მომხმარებლები, რომლებსაც აქვთ უფლება აირჩიონ მომწოდებელი);
- სატარიფო მომხმარებლები (შეისყიდიან ელექტროენერგიას საცალო მომხმარებლებისგან რეგულირებად ფასად).

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის სტრუქტურას, როგორც ყველა ქვეყნის ელექტროენერგეტიკული ბაზრის სტრუქტურას, ისტორიულად ვერტიკალურად ინტეგრირებული სისტემის მართვის პრინციპი ახასიათებდა, სადაც

[31] შპს „დელოიტ კონსალტინგის“ პუბლიკაცია *„საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი“ – 2015*, თბ., 2012, გვ. 24.
[32] შპს „დელოიტ კონსალტინგის“ პუბლიკაცია *„საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი“ – 2015*, თბ., 2012, გვ. 44.

ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, განაწილებისა და მიწოდების სეგმენტები სახელმწიფოს მფლობელობაში იყო.

ვერტიკალურად ინტეგრირებული საწარმოების ჰორიზონტალური დაყოფა (Unbundling) კონკურენტული ბაზრების ჩამოყალიბების უმნიშვნელოვანეს პირობას წარმოადგენს. ამის მთავარი არგუმენტი იმაში მდგომარეობს, რომ ერთმანეთისგან გაიყოს კონკურენტული და მონოპოლიური საქმიანობის სფეროები და ყველა შესაძლო ბაზრის მოთამაშე (გენერატორი თუ მომწოდებელი) თანაბარ პირობებში მოექცეს, რომ არ ჰქონდეს უპირატესობა, იმავდროულად ქსელური ინფრასტრუქტურის ფლობის გამო, ასევე იმისთვის, რომ ქსელურ ოპერატორებს სტიმული გაუჩნდეთ განავითარონ ქსელი დამატებითი ინვესტიციების განხორციელებით.

ნახაზი №1. ვერტიკალურად ინტეგრირებული ორგანიზაციული სტრუქტურა[33]

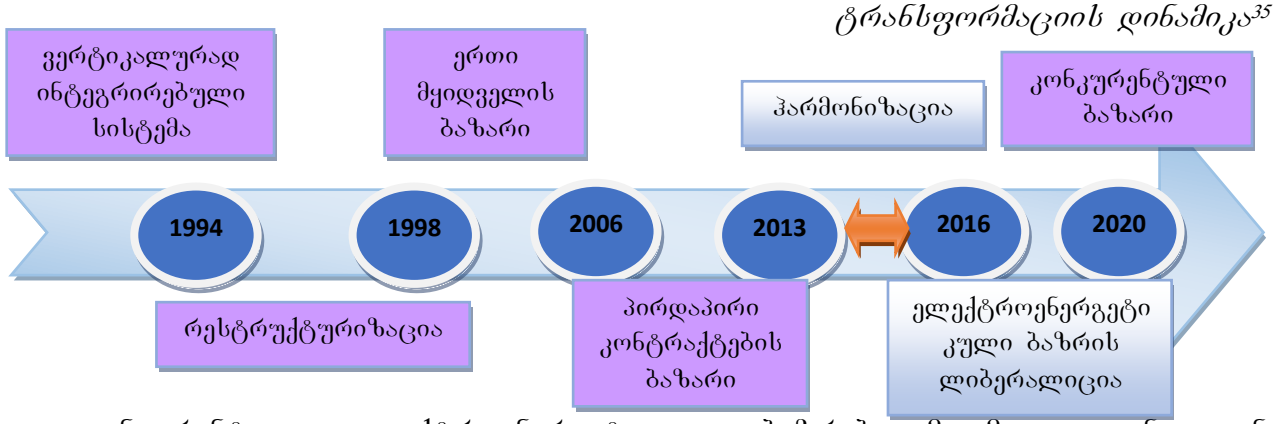
სწორედ ჰორიზონტალურ დაყოფას და კონკურენტული საბაზრო ურთიერთობების ეტაპობრივ შემოღებას გაზრდილი სიმკაცრით ემსახურება ევროპის ენერგეტიკულ დირექტივათა პაკეტები.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის რესტრუქტურიზაცია 1994 წლიდან ეტაპობრივად განხორციელდა და მოხდა ვერტიკალურად ინტეგრირებული ენერგეტიკული სისტემების ჰორიზონტალური დაყოფა, როგორც ფუნქციონალურად, ისე საკუთრების თვალსაზრისით. 1997 წელს ჩამოყალიბდა საქართველოს ელექტროენერგეტიკის მარეგულირებელი ეროვნული კომისია,

[33] ფილიპიდის თ., ტარიფების ფორმირების ეკონომიკური მექანიზმების სრულყოფა საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე, დისერტაცია, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, 07.2013, გვ. 26-30.

ხოლო 1998 წლიდან ყალიბდება პირველი საბაზრო სტრუქტურა „ელექტროენერგიის საბითუმო ბაზარი“. იგი მოქმედებდა „ერთი მყიდველის“ პრინციპით, თუმცა პარალელურად ელექტროენერგიის რეალიზაცია ხდებოდა პირდაპირი ხელშეკრულებებითაც, კომისიის მიერ დადგენილი კვოტების შესაბამისად. 2006 წლიდან რადიკალურად შეიცვალა ბაზრის სტრუქტურა. გაუქმდა „საბითუმო ბაზარი“, ძირითადი აქცენტები გადატანილი იქნა პირდაპირ კონტრაქტებზე, მათი შემდგომი ბალანსირებით. შეიქმნა ახალი საბაზრო სტრუქტურა „ელექტროენერგეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორი“. სექტორის რეგულირების ფუნქციების მნიშვნელოვანი ბერკეტები გადატანილ იქნა საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტროში (ელექტროენერგიის ბაზრის წესების დამტკიცება, დერეგულირება, ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბალანსის დამტკიცება და ა.შ.). თუმცა, უნდა აღინიშნოს, რომ საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ვერტიკალურად ინტეგრირებული სტრუქტურიდან კონკურენტული ბაზრის სტრუქტურაზე გარდაქმნა საკმაოდ რთული და ხანგრძლივი პროცესი იქნება.[34]

ნახაზი №2. ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ჩამოყალიბება და ტრანსფორმაციის დინამიკა[35]



კონკურენტული ელექტროენერგეტიკული ბაზრები მუდმივად განიცდიან ცვლილებას ბაზარზე მონაწილე სუბიექტების მოთხოვნების შესაბამისად, ენერგოსექტორის განვითარების უზრუნველსაყოფად და ბაზარზე არაკეთილსინდისიერი ქმედებების აღსაკვეთად.[36]

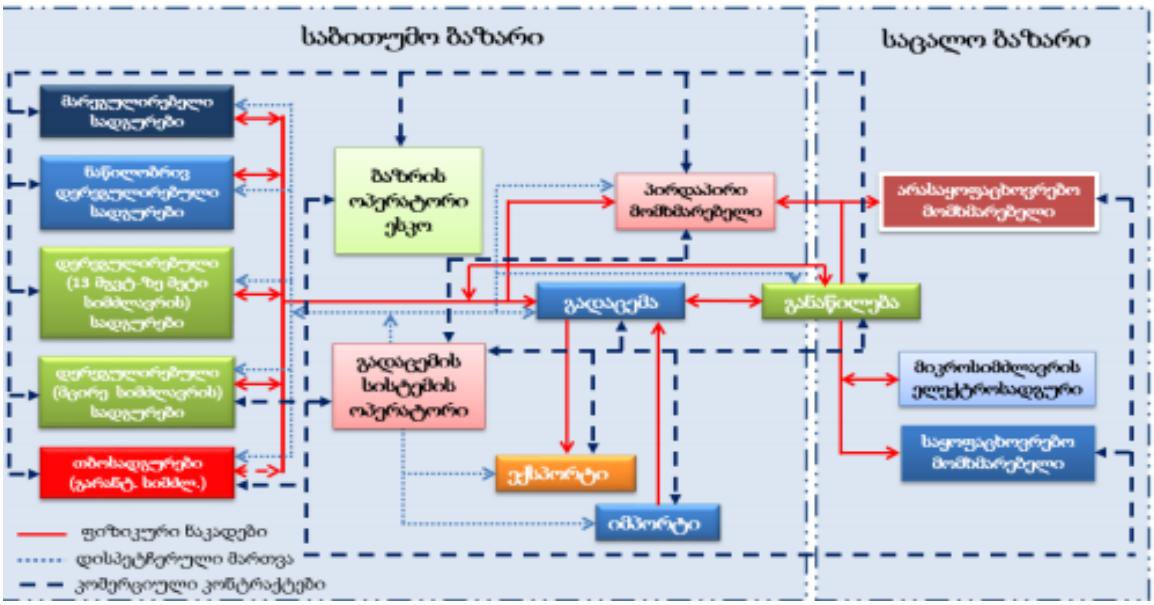
[34] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 12.
[35] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 10.
[36] შპს „დელოიტ კონსალტინგის“ პუბლიკაცია *„საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი“ – 2015*, თბ., 2012, გვ. 23.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის სტრუქტურა, ბოლო სამი წლის განმავლობაში კანონმდებლობაში განხორციელებული ცვლილებების შესაბამისად, შეგვიძლია დავყოთ საბითუმო და საცალო ბაზრებად (ნახაზი №3).

საბითუმო ბაზრის სუბიექტები არიან ელექტროენერგიის მწარმოებლები, პირდაპირი მომხმარებლები, ექსპორტიორები, იმპორტიორები და განაწილების ლიცენზიატები (მიწოდების ნაწილში), ასევე მომსახურების მიმწოდებლები გადამცემი სისტემის ოპერატორი, ბაზრის ოპერატორი, გადაცემის ლიცენზიატები და განაწილების ლიცენზიატები (გატარების–საქსელო მომსახურების ნაწილში).

საცალო ბაზრებზე მომსახურების გამწევი ძირითადი სუბიექტები არიან ელექტროენერგიის განაწილების ლიცენზიატები, მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურები (ბაზარზე ელექტროენერგიის მიწოდების განხორციელება), საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლები (საბოლოო მომხმარებლის სეგმენტი), რომელთაგან უნდა გამოიყოს ე.წ. „კვალიფიციური“ მომხმარებლები (ელექტროენერგიის შესყიდვისას თავად ირჩევენ მომწოდებელს კონკურენტული ფასების საფუძველზე და არა ფიქსირებული სამომხმარებლო ტარიფით).

ნახაზი №3. ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოქმედი სტრუქტურა[37]



ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობას 2016 წლის საანგარიშო პერიოდში ახორციელებდნენ ელექტროენერგიის მწარმოებელი 77 სუბიექტი. 2016 წელს ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობაში ჩაერთო 5

[37] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 5.

ჰიდროელექტროსადგური (დარიალი, საგურამო, შაქშაქეთი, მაქსანაია და კაზრეთი ჰესი – ჯამში 116.7 მგვტ), 1 თბოსადგური (ტყიბული – 13.2 მგვტ) და 1 ქარის ელექტროსადგური (ქართლის ქარის ელექტროსადგური – 20.7 მგვტ):

- **ორი მარეგულირებელი სადგური** (ენგურჰესი და ვარდნილჰესების კასკადი), რომლებიც საქმიანობენ კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიით და რეგულირებადი ტარიფებით;
- **15 ნაწილობრივ დერეგულირებული სეზონური სადგური** საქმიანობს კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიით და კომისიის მიერ დადგენილი ტარიფის ზედა ზღვრით;
- **4 დერეგულირებული ელექტროსადგური** – 13 მგვტ-ზე მეტი საპროექტო სიმძლავრის ელექტროსადგურები (ლარსიჰესი, ფარავანჰესი, დარიალ ჰესი და ქართლის ქარის ელექტროსადგური);
- **51 მცირე სიმძლავრის (დერეგულირებული) ელექტროსადგური** (2015 წელს ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობაში ჩაერთო 2 მცირე ჰიდროელექტროსადგური (დებედაჰესი და ფშაველაჰესი):
  - ✓ 2008 წლის 1 აგვისტოს შემდეგ აშენებული ელექტროსადგურები საქმიანობენ კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიით და თავისუფალი ტარიფებით;
  - ✓ მცირე ელექტროსადგურები საქმიანობენ ლიცენზიისგან გათავისუფლებულნი და თავისუფალი ტარიფებით.
- საქართველოში ბუნებრივ რესურსებს შორის პირველი ადგილი ჰიდრორესურსებს უჭირავს. ამიტომაც, ელექტროენერგიის უდიდესი წილი (80-90%) ჰიდროსადგურების მიერ არის გამომუშავებული. გარდა ამისა, საქართველოში **ხუთი თბოსადგური** (მათ შორის ქვანახშირზე მომუშავე ტყიბულის თბოელექტროსადგური) ფუნქციონირებს (გარანტირებული სიმძლავრის წყარო) კერძოდ: შპს „მტკვარი ენერგეტიკა“, რომლის დადგმული სიმძლავრე 300 მგვტ-ს შეადგენს, შპს „საქართველოს საერთაშორისო ენერგეტიკული კორპორაცია“ – 272 მგვტ, შპს „ჯიფაუერი“ – 110 მგვტ. და 2015 წელს ექსპლუატაციაში შესული გარდაბნის აირტურბინული ელექტროსადგური – 231.2 მგვტ. ელექტროსადგურის ექსპლუატაციის ვადა 25 წელი, ხოლო განხორციელებული ინვესტიციის საერთო

ღირებულება 220 მლნ დოლარი.[38] თბოელექტროსადგურები საქმიანობს კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიით და ორგანაკვეთიანი ტარიფით გარანტირებული სიმძლავრის საფასურითა და ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფით. 2016 წელს გამომუშავებამ შეადგინა 2 235.5 მლნ კვტ.სთ;

კვალიფიციური საწარმო შესაძლოა იყოს წარმოებისა და განაწილების ლიცენზიატი, პირდაპირი მომხმარებელი, იმპორტიორი, ექსპორტიორი, ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, მცირე სიმძლარის ელექტროსადგური, რომლებიც კანონმდებლობის შესაბამისად უფლებამოსილია, მონაწილეობა მიიღოს ელექტროენერგიით (სიმძლავრე) საბითუმო ვაჭრობაში. ცხრილში №1 წარმოდგენილი შემდეგი კვალიფიციური საწარმოები არიან წარმოების ლიცენზიატები, მითითებული შესაბამისი სადგურის დასახელებითა და საპროექტო სიმძლავრით:[39]

ცხრილი №1. კვალიფიციური საწარმოები[40]

№	კვალიფიციური საწარმო	სადგურის დასახელება	საპროექტო სიმძლავრე (მგვტ.)
1	შპს „ვარდნილჰესების კასკადი“	ვარდნილჰესი	220
2	შპს „მტკვარი ენერჯი“	გარდაბნის მე-9 ენერგობლოკი	300
3	შპს „აღმოსავლეთის ენერგოკორპორაცია“	ხადორჰესი	24
4	შპს „ჯორჯიან უოთერ ენდ ფაუერ“	ჟინვალჰესი	130
5	შპს „ენგურჰესი“	ენგურჰესი	1300
6	შპს „ჯიფაუერი“	აირტურბინა	110
7	სს „ხრამჰესი - 1“	ხრამი – 1	112.8
8	სს „ხრამჰესი - 2“	ხრამი – 2	110
9	შპს „ვარციხე 2005“	ვარციხეჰესი	184

[38] საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო, სამი წლის ანგარიში, 10.2015, გვ. 5 http://www.energy.gov.ge/projects/pdf/news/Energetikis%20Saministros%20Angarishi%202015ts%201238%20geo.pdf

[39] საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“, 21.04.2017, მუხლი 2.

[40] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://esco.ge/ka/kvalifitsiuri-satsarmoebi/generation-licensees

10	შპს „საქართველოს საერთ. ენერგეტიკული კორპორაცია“	თბილსრესი	270
11	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	ძევრულჰესი	80
		ჩითახევჰესი	21
		რიონჰესი	48
		გუმათჰესი	66.8
		საცხენჰესი	14
		აწჰესი	16
		ლაჯანურჰესი	112.5
		ორთაჭალჰესი	18
		შაორჰესი	38.4
12	სს „ზაჰესი“	ზაჰესი	35.8
13	შპს „ენერგია“	ლარსიჰესი	19
14	შპს „საქართველო ურბან ენერჯი“	ფარავანჰესი	86.54
15	შპს „გარდაბნის თბოსადგური“	გარდაბნის თბოსადგური	231.2
16	შპს „საქნახშირი (ჯი-აი-ჯი ჯგუფი)“	ტყიბულის თბოელექტროსადგური	13.2
17	სს „დარიალი ენერჯი“	დარიალი ჰესი	108
18	შპს „ქართლის ქარის ელექტროსადგური“	ქართლის ქარის ელექტროსადგური	20.7
19	შპს „აჭარ ენერჯი-2007“	ხელვაჩაური 1 ჰესი	47.48

გადამცემი სისტემის ოპერატორის ფუნქციებს ასრულებს დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატი, რომელიც საქმიანობს კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიით და ფიქსირებული ტარიფით. 2014 წელს კანონში შესული ცვლილებით დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატი ნომინირებული იქნა, როგორც გადამცემი სისტემის ოპერატორი. მან გააფორმა ხელშეკრულებები გადამცემი აქტივების მფლობელებთან ქსელის ოპერირებისა და განვითარების დაგეგმვის უფლებამოსილების მისთვის გადაცემის შესახებ. ოპერატორმა შეიმუშავა გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმები და სისტემას მართავს ძირითადად SCADA-ს (საზედამხედველო კონტროლისა და მონაცემთა შეგროვების

სისტემა) გამოყენებით და იმავდროულად, იყენებს ზედა დონის ელექტროენერგიისა და სიმძლავრის კონტროლისა და აღრიცხვის ავტომატიზებულ სისტემას (ზედა დონის ესკაა სისტემა);

ელექტროენერგიის გადაცემას ახორციელებენ სუბიექტები (სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“, სს „საქრუსენერგო“, სს „ენერგოტრანსი“ და 2015 წელს ელექტროენერგიის გადაცემის წინასწარი ლიცენზია მოიპოვა სს „ენერგო-პრო ჯორჯიამ“ 220/154 კილოვოლტიან გადამცემ საშუალებაზე ბათუმიდან თურქეთის მიმართულებით), რომლებიც ფუნქციონირებენ კომისიის მიერ გაცემული ლიცენზიით და გადამცემი ქსელის ძაბვის საფეხურების მიხედვით დადგენილი ტარიფით;

ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის ფუნქციას ასრულებს ელექტროენერგეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორი, რომელიც კვალიფიციური საწარმოების მოთხოვნათა დაკმაყოფილების (დაბალანსების) მიზნით ყიდულობს და ყიდის საბალანსო ელექტროენერგიასა და გარანტირებულ სიმძლავრეს, ასევე ახდენს საწარმოების ელექტროენერგიით საბითუმო ვაჭრობაში მონაწილედ რეგისტრაციას, სარეგისტრაციო მონაცემებში ცვლილებების შეტანისა და რეგისტრაციის გაუქმებას. ესკო აწარმოებს ელექტროენერგიით ვაჭრობის ერთიან ბაზას და საქმიანობს კომისიის მიერ დადგენილი ტარიფით.[41]

ელექტროენერგიის იმპორტისა და ექსპორტის საქმიანობის განხორციელება შეუძლია კვალიფიციურ საწარმოდ დარეგისტრირებულ ნებისმიერ პირს. იმპორტის შემთხვევაში კომისია ადგენს იმპორტის საფასურის საანგარიშო ფორმულას, ხოლო ექსპორტის ფასი თავისუფალია. ელექტროენერგიის იმპორტიორად 2016 წელს საბითუმო ბაზარზე დარეგისტრირებული იყო 12 სუბიექტი (ცხრილი №3). ელექტროენერგიის იმპორტი 2016 წელს წინა წელთან შედარებით 31.5%–ით ნაკლებია, ხოლო ექსპორტი (29 ექსპორტიორი) შემცირდა 15.3%-ით.

2016 წელს პირდაპირი მომხმარებლების და მათ მიერ შესყიდული და მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობა დარჩა უცვლელი, ხოლო 2015 წელს კვალიფიციურ საწარმოდ რეგისტრირებული პირდაპირი მომხმარებლების რიცხვი 6-დან შემცირდა 4-მდე. 2017 წლის დასაწყისში პირდაპირი მომხმარებლების რიცხვი (სამი) უცვლელი იყო (ცხრილი №2), ხოლო მაისის თვიდან შპს „საქართველოს რკინიგზაც“ გამოაკლდა ამ რიცხვს.

ელექტროენერგიის ექსპორტიორად 2016 წელს საბითუმო ბაზარზე

[41] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://esco.ge/chvens-shesakheb/functions

დარეგისტრირებული იყო 29 სუბიექტი და 849.59 მლნ კვტ.სთ ელექტროენერგიის ტრანზიტი განხორციელდა აზერბაიჯანიდან თურქეთის და რუსეთიდან სომხეთის მიმართულებებით, მაშინ როცა 2015 წელს ტრანზიტი არ განხორციელებულა.[42]

ცხრილი №2. პირდაპირი მომხმარებლები[43]

№	კვალიფიციური საწარმოები
1	შპს „ჯორჯიან უოთერ ენდ ფაუერი“
2	შპს „საქართველოს რკინიგზა“
3	შპს „ჯორჯიან მანგანეზი“

ცხრილი №3 იმპორტიორად რეგისტრირებული სუბიექტები[44]

№	კვალიფიციური საწარმო
1	შპს „ენერჯი ალიანს გრუპ“
2	შპს „საქართველოს საერთაშორისო ენერგეტიკული კორპორაცია“
3	შპს „ჯჯპ-LTD GGP“
4	შპს „დომინიონ ენერჯი“
5	შპს „ინტერტრანსენერჯი“
6	შპს „გენ-ი თბილისი“
7	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“
8	შპს „თბილისის საინვესტიციო ჯგუფი“
9	სს „თელასი“
10	შპს „აბ ენერგო“
11	სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“
12	შპს „კასკად ჯორჯია“

ელექტროენერგეტიკული ბაზარი, ელექტროენერგიის საბოლოო მოხმარების

[42] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 1.
[43] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://esco.ge/ka/kvalifitsiuri-satsarmoebi/direct-customers
[44] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://esco.ge/ka/kvalifitsiuri-satsarmoebi/importers

კუთხით წარმოდგენილია პირდაპირი მომხმარებლების და საცალო მომხმარებლების სახით. პირდაპირ მომხმარებელს, რომელიც აკმაყოფილებს წესებით განსაზღვრულ კრიტერიუმს ელექტროენერგიის წლიური მოხმარების რაოდენობის მიხედვით, შეუძლია შეისყიდოს ელექტრული ენერგია ნებისმიერი მიმწოდებლისაგან. რაც შეეხება საცალო მომხმარებელს, მოქმედი კანონმდებლობის შესაბამისად მათ არ აქვთ არჩევანის შესაძლებლობა, გარდა ერთი გამონაკლისისა, შეისყიდონ ელექტროენერგია მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურიდან პირდაპირი ხელშეკრულების საფუძველზე. გამანაწილებელი კომპანიების არეალში არსებული სამომხმარებლო ტარიფების სიდიდე (განსაკუთრებით 110–35 კვ და 10–6 კვ ძაბვის საფეხურებზე) და ბაზარზე დარჩენილი თავისუფალი გენერაციის მაღალი ფასები, ხელს არ უწყობს ბაზრის გახსნას და მომხმარებლების გასვლას თავისუფალ ბაზარზე.[45]

საცალო ბაზრის სუბიექტები არიან:

• **ელექტროენერგიის განაწილების ლიცენზიატები** (მიწოდების ნაწილში): სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“, „სს თელასი“ და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“.

საქართველოს ენერგობაზარზე **სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“** ერთ-ერთი ყველაზე დიდი გამანაწილებელი კომპანიაა, რომელიც თბილისისა და კახეთის ნაწილის გარდა, საქართველოს ტერიტორიაზე ფლობს ქსელს.

კომპანიის საქმიანობის ძირითადი სახეებია: ელექტროენერგიის განაწილება; წარმოება; ტრანზიტის მომსახურება; აბონენტთა ტექნიკური მომსახურება.

„ენერგო-პრო ჯორჯია“ წელიწადში 2.150 მილიარდი კვტ.სთ ელექტროენერგიით ამარაგებს 2 000 000-ზე მეტ აბონენტს. კომპანიის მიერ ელექტროენერგიის გაყიდვები უტოლდება ქვეყანაში ელექტროენერგიის საერთო მოხმარების 43%-ს, ხოლო აფხაზეთის მოხმარების გარეშე 60%-ს;

„საქართველოს გაერთიანებული სადისტრიბუციო ენერგოკომპანიისა“ და „აჭარის ენერგოკომპანიის“ აქტივები ჩეხურმა კომპანიამ სს „ენერგო-პრო ჯორჯიამ“ 2007 წლის ივნისში იყიდა. გამანაწილებელი კომპანიების აქტივებთან ერთად „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ საკუთრებაში შვიდი ჰიდროელექტროსადგური გადაეცა, კერძოდ: „რიონიჰესი“, „გუმათჰესების კასკადი“, „ძევრულჰესი“, „შაორიჰესი“, „ლაჯანურჰესი“, „ზაჰესი“, „ორთაჭალაჰესი“ და „აწჰესი“.

„ენერგო-პროს“ ჯგუფის აქტივების საბაზრო ღირებულება ამაჟამად

[45] საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის 2006 წლის 30 აგვისტოს №77 ბრძანებით დამტკიცებული „ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბაზრის წესები“.

შეადგენს დაახლოებით 650 მილიონ ევროს. საქართველოში „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ ჯგუფის პროექტი ჩეხეთის „ექსპორტ–იმპორტ ბანკის“ მხარდაჭერით განხორციელდა, რომელიც სახელმწიფო საკუთრებაა. მის სპეციალიზაციას წარმოადგენს ექსპორტისა და ჩეხური კომპანიების უცხოური ინვესტიციების ფინანსური უზრუნველყოფა. ჩეხეთის რესპუბლიკის ექსპორტის გარანტიის და დაზღვევის კომპანია (EGAPP) საქართველოში „ენერგო-პროს“ და ჩეხეთის ექსპორტ ბანკის ინვესტიციების რისკის დაზღვევას უზრუნველყოფს.[46]

სს „თელასი“ საქართველოს ენერგობაზარზე ერთ-ერთი ყველაზე დიდი გამანაწილებელი კომპანიაა, რომელიც ქ. თბილისისა და მის მიმდებარე ტერიტორიებზე ფლობს ძაბვის ქსელს. კომპანიის საქმიანობის ძირითადი სახეა ელექტროენერგიის განაწილება. სს „თელასი“ წელიწადში 2 მილიარდი კვტ.სთ ელექტროენერგიით ამარაგებს 524.5 ათას აბონენტს.

დედაქალაქის ელექტრული ქსელის საერთო სიგრძე შეადგენს – 4172,5 კმ, მათ შორის საჰაერო ეგხ (ჯაჭვების მიხედვით) სიგრძეა – 1844,5 კმ, საკაბელო ეგხ სიგრძეა – 2328 კმ, 110/35 კვ დამადაბლებელი ქვესადგურების რაოდენობა - 35 ცალი, ხოლო სატრანსფორმატორო ქვესადგურების 10/6/0,4 კვ - 1782 ც.

2003 წლის აგვისტოში კორპორაცია AES-მა, ფაქტობრივმა მფლობელმა, „Silk Road Holdings B.V.“-ს აქციათა პაკეტის 100% მიჰყიდა ფინურ კომპანიას – სააქციო საზოგადოება RAO Nordic Oy, რომლის ერთადერთი აქციონერია ღსს „ინტერ რაო“. დღესდღეობით, ჯგუფი „ინტერ რაო“-ს საკუთრებაშია „თელასის“ აქციათა 75%, ხოლო აქციათა დაახლოებით 25% სახელმწიფოს საკუთრებაშია.[47]

სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“ კახეთის რეგიონში გამანაწილებელი კომპანიაა, რომელიც 2003 წლის 15 აპრილს სს „სინათლეს“ ბაზაზე შეიქმნა. კომპანია 2005 წლიდან კომპანია გაკოტრების რეჟიმზე გადავიდა, რომელიც 2008 წლის დეკემბრამდე გრძელდებოდა.

2008 წლის დეკემბრის ბოლოს სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“ აუქციონზე 6 მილიონ 100 ათას დოლარად ლიტვურმა კონცერნმა „ახემა–გრუპმა“ შეიძინა, რომელსაც აუქციონის პირობების თანახმად რეგიონის ინდივიდუალური გამრიცხველიანებისთვის 15 მილიონი დოლარის ინვესტიცია უნდა განეხორციელებინა. „ახემა–გრუპის“ მფლობელობის ქვეშ კომპანია კვლავ გაკოტრების რეჟიმში აღმოჩნდა, მის მიმართ გაკოტრების საქმე 2011 წლის 5

[46] სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“, www.energo-pro.ge
[47] სს „თელასი“, www.telasi.ge

აგვისტოს გაიხსნა. ენერგოსადისტრიბუციო კომპანიას 4 417 544 ლარი დავალიანება აქვს.

კომპანიის ძირითადი საქმიანობაა ელექტროენერგიის განაწილება. სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“ ემსახურება 133 556 აბონენტს. მისი საშუალო წლიური მოხმარება 272 მილიონ კვტ. საათია.[48]

• 2015 წელს მნიშვნელოვანი ნაბიჯები გადაიდგა **მცირე სიმძლავრის ელექტროსადგურების** ე.წ. ნეტო-აღრიცხვის პრაქტიკული დანერგვისა და სამართლებრივ-ნორმატიული ბაზის განვითარების კუთხით. 2015 წელს საცალო ბაზარზე ოპერირებდა სულ 3 მომხმარებელი, რომლებიც ფლობდნენ 100 კვტმდე სიმძლავრის განახლებადი გენერაციის წყაროებს (გენერაციის ჯამური დადგმული სიმძლავრით 111 კვტ), ხოლო 2016 წელს ასეთი სადგურების რიცხვმა შეადგინა 8, დადგმული სიმძლავრე – 153 კვტ. ამასთან, უნდა აღინიშნოს, რომ მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურის მქონე პირები თავისუფლდებიან საგადასახადო დაბეგვრისგან.

• **საცალო მომხმარებლები**. ელექტროენერგიის საცალო ბაზარზე 2015 წელს დარეგისტრირებული იყო 1 653 549 საცალო მომხმარებელი, მათ შორის 1 556 003 საყოფაცხოვრებო და 97 546 არასაყოფაცხოვრებო. 2015 წელს საცალო ბაზარზე მომხმარებელთა რაოდენობა შემცირდა 0.7%-ით. აღნიშნული განპირობებული იყო განაწილების ლიცენზიატების (სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“) ბილინგის ბაზების „გასუფთავებით“, რაც ნიშნავს არააქტიური და გაორებული აბონენტების ბილინგის ბაზიდან ამოღებას, და ასევე გამრიცხველიანების პროცესში აბონენტების რაოდენობის დაზუსტებით.[49] ამასთან, 2016 წელს იმატა საცალო მომხმარებლების რაოდენობამ - 1 688 903 ძირითადად არასაყოფაცხოვრებო ნაწილში (1 562 485 საყოფაცხოვრებო და 126 418 არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებელი).

ცხრილი №4 ასახავს სექტორში ლიცენზირებულ პირთა ოდენობას საქმიანობის სახეებისა და 2010-2016 წლების მიხედით. 2016 წელს გაიზარდა ელექტროენერგიის წარმოების ლიცენზიატთა რიცხვი 15-დან 18-მდე.

[48] სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“, www.ked.ge

[49] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 16.

ცხრილი №4 - ლიცენზიატთა სია ელექტროენერგეტიკის სექტორში[50]

საქმიანობის სფერო/წლები	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ელექტროენერგიის წარმოება	12	12	12	13	14	15	18
ელექტროენერგიის განაწილება	3	3	3	3	3	3	3
ელექტროენერგიის გადაცემა	2	2	2	3	3	3	3
ელექტროენერგიის დისპეტჩერიზაცია	1	1	1	1	1	1	1
სულ	**18**	**18**	**18**	**20**	**21**	**22**	**25**

განვიხილოთ თუ როგორ არის საბაზრო წილები განაწილებული და რამდენად კონცენტრირებულია ბაზარი. ჰერფინდალ-ჰირშმანის ინდექსი (HHI)[51] გამოიყენება კონკრეტულ ბაზარზე კონკურენციის დონის შესაფასებლად და გამოითვლება, როგორც ბაზარზე მოქმედი მონაწილეების საბაზრო წილების (%) კვადრატების ჯამი. HHI ინდექსმა შეიძლება მიიღოს მნიშვნელობა 0-დან 10,000-მდე შუალედში, სადაც 0 მიუთითებს ბაზრის დაბალ კონცენტრაციას (სრულყოფილი კონკურენცია), ხოლო 10,000 – სრულყოფილ მონოპოლიას. ევროკომისიის განმარტებით, თუ HHI აღემატება 1,000-ს, მაშინ ბაზარი არის კონცენტრირებული, ხოლო თუ ინდექსის მნიშვნელობა მეტია 2,000-ზე, მაშინ ბაზარი მაღალკონცენტრირებულია. ზოგადად საქართველოს ელექტროენერგიის საცალო ბაზარი მაღალკონცენტრირებულია HHI_{2016} = 4900, ხოლო HHI_{2015} = 4958, სადაც ყველაზე დიდი საბაზრო წილი (60.2%) აქვს სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“. ასეთი დიდი საბაზრო წილი გამოწვეულია, როგორც მისი საქმიანობის მოცულობიდან, ისე იმითაც, რომ პირდაპირი მომხმარებლების გარკვეული ნაწილი გახდნენ მისი აბონენტები. რაც შეეხება სს „თელასს“, მისი საბაზრო წილი შეადგენს 35.4%-ს, ხოლო სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ – 4.4%-ს.

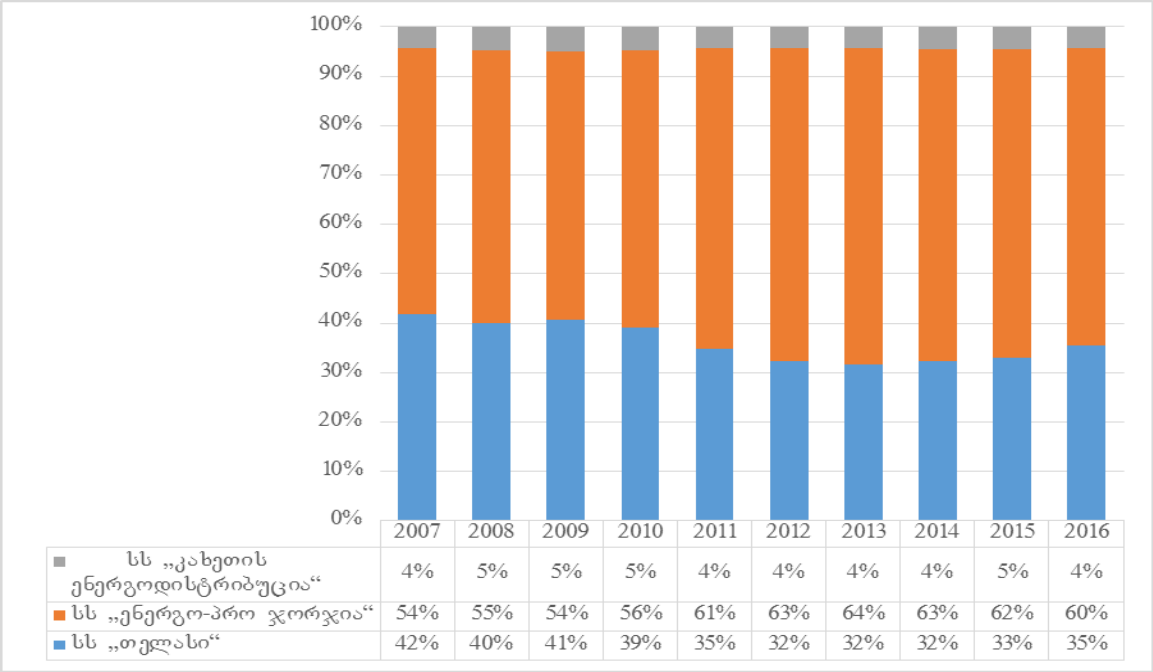
დიაგრამა №1 ასახავს ელექტროენერგიის განაწილების პროცენტულ მაჩვენებლებს წლების და წილების მიხედვით ამ სამ გამანაწილებელ კომპანიას შორის.

---

[50] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 73.

[51] ACER/CEER-ის ანგარიში შიდა ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის ბაზრების შესახებ 2013 წლის მონიტორინგის შედეგების შესახებ. http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer_market_monitoring_report_2014.pdf

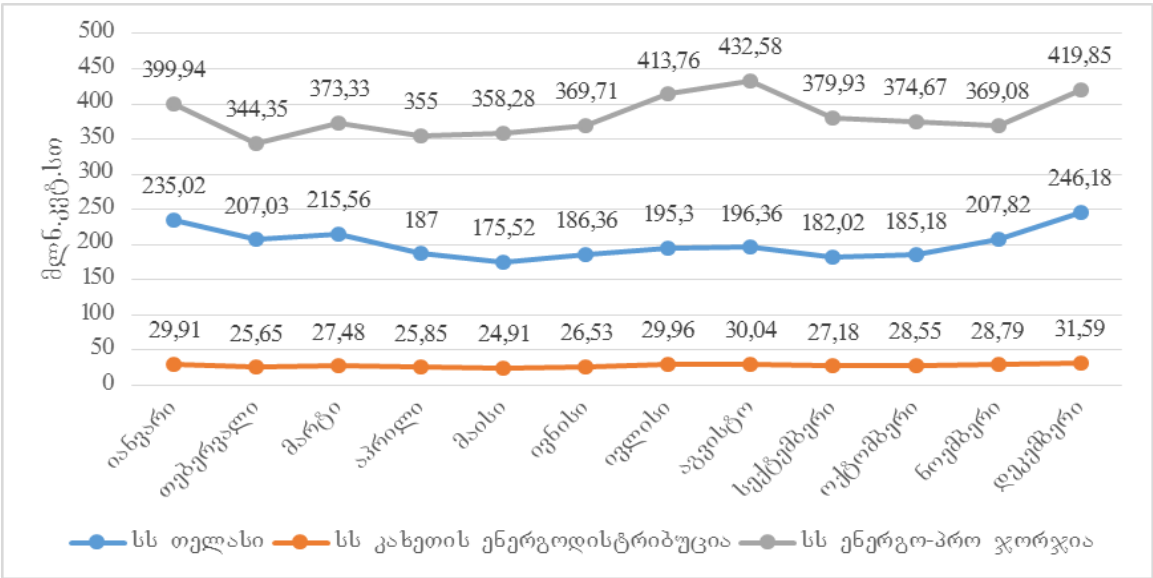
დიაგრამა №1. წილები ელექტროენერგიის განაწილებაში[52]



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“	4%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	5%	4%
სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	54%	55%	54%	56%	61%	63%	64%	63%	62%	60%
სს „თელასი“	42%	40%	41%	39%	35%	32%	32%	32%	33%	35%

დიაგრამა №2 ასახავს 2015 წელს ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიების მიერ მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობებს მლნ კვტ.სთ-ში, ხოლო დიაგრამა №3 - იგივე მონაცემს 2016 წლისთვის.

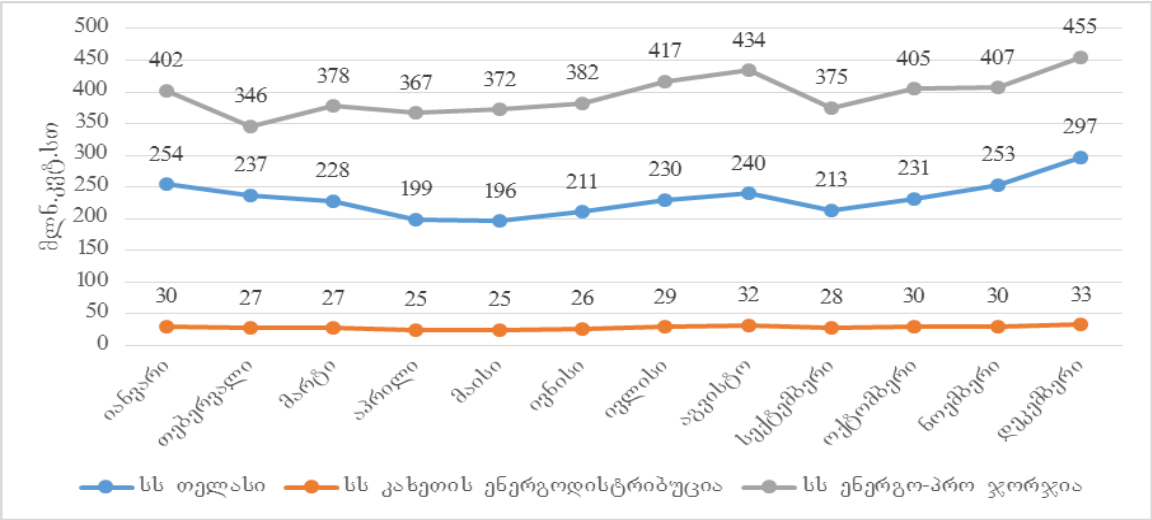
დიაგრამა №2. ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიების მოხმარება 2015 წელს[53]



[52] http://esco.ge/files/data/Balance/energobalans_2016_geo.pdf

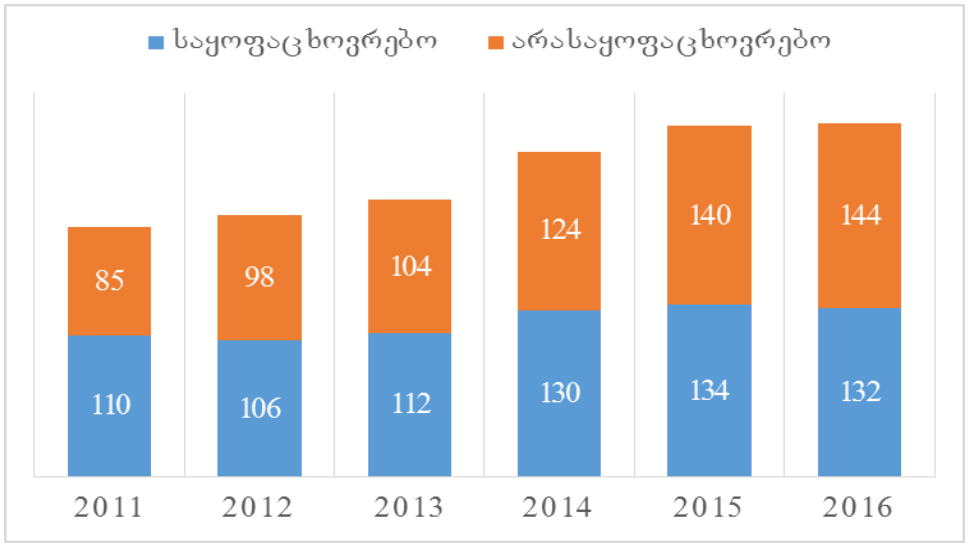
[53] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 30.

დიაგრამა №3. ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიების მოხმარება 2016 წელს[54]



დიაგრამა №4 ასახავს სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ მომხმარებლების მიერ მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობების გადანაწილებას საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო ნაწილში. ანალიზის შედეგად იკვეთება რომ ყოველწლიურად იზრდება აღნიშნული კომპანიის მიერ განაწილებული ელექტროენერგიის მოცულობა (2011 წელთან შედარებით გაიზარდა 29.35%-ით).

დიაგრამა №4. სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ მოხმარება (მლნ კვტ.სთ)[55]

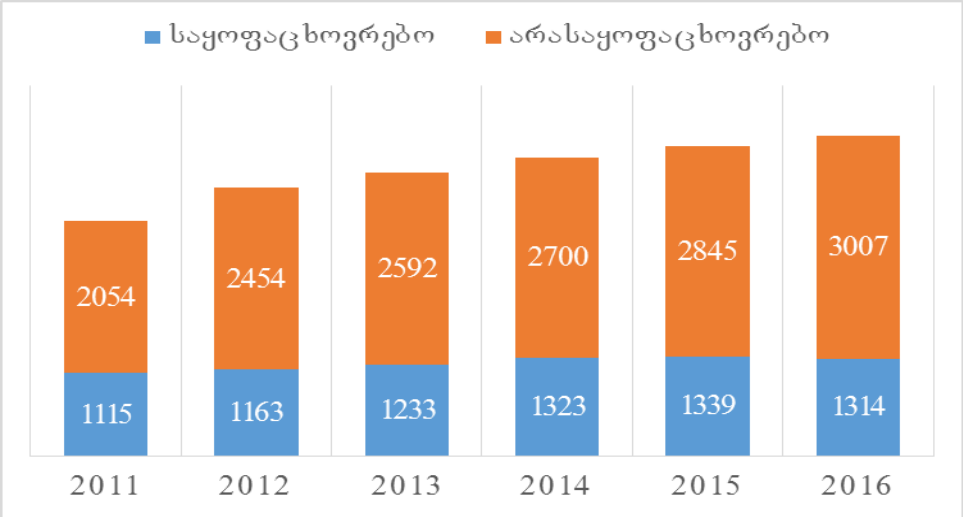


სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ არეალში საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების

[54] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 18.
[55] www.esco.ge

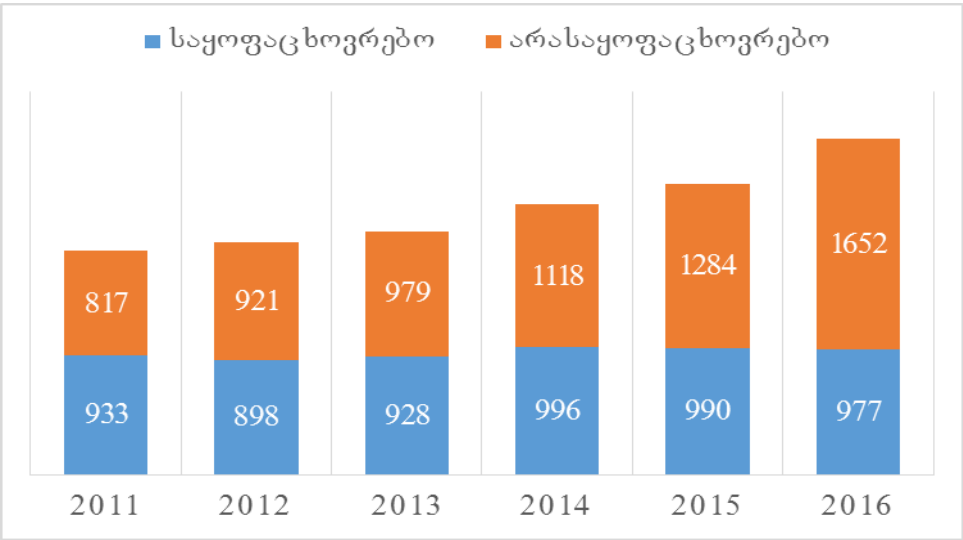
მოხმარებამ 2016 წელს მთლიანი მოხმარების 30% შეადგინა, ხოლო არასაყოფაცხოვრებომ – 70%. წინა წელთან შედარებით ჯამურად მოხმარება გაზრდილია 3.17%-ით, რომელიც არასაყოფაცხოვრებო მოხმარების ზრდით არის გამოწვეული, ხოლო საყოფაცხოვრებო მოხმარებამ იკლო 25 მლნ კვტ.სთ-ით (დიაგრამა №5).

დიაგრამა №5. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მოხმარება (მლნ კვტ.სთ)[56]



რაც შეეხება სს „თელასს“ 33%-ით გაიზარდა მისი მოხმარება 2011 წელთან და 13%-ით 2015 წელთან შედარებით. ყოველწლიურად იზრდება არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ ელექტროენერგიის მოხმარების მოცულობა (დიაგრამა №6).

დიაგრამა №.6 სს „თელასის“ მოხმარება (მლნ კვტ.სთ)[57]



[56] www.esco.ge
[57] www.esco.ge

საბითუმო ბაზართან დაკავშირებით, 2015 წელს საბაზრო წილები ელექტროენერგიის სამი უმსხვილესი მწარმოებლისთვის გადანაწილდა შემდეგნაირად: შპს „ენგურჰესისთვის“ – 31.04%; შპს „მტკვარი ენერგეტიკისთვის“ – 10.89%-ს; შპს „ვარციხეჰესისთვის“ – 7.21%. ამავე კომპანიებისათვის ჰერფინდალ-ჰირშმანის ინდექსმა შეადგინა HHI_{2015}=1,133.6, ხოლო მთლიანად გენერაციის სეგმენტისთვის – HHI_{2015}=1,303. გენერაციის სეგმენტი შეიძლება შეფასდეს, როგორც კონცენტრირებული ბაზარი. რაც შეეხება 2016 წელს HHI_{2016}=1,222.8. ამავე წელს სამ უმსხვილეს მწარმოებელს შორის 2015 წელს ექსპლუატაციაში შესული შპს „გარდაბნის თბოელექტროსადგურიც“ იყო.

ცხრილი №5. სამი უმსხვილესი მწარმოებლის საბაზრო წილები და HHI[58]

დასახელება/წელი	2013 წელი	2014 წელი	2015 წელი	2016 წელი
შპს „ენგურჰესი“	36%	32.5%	31.04%	31%
შპს „მტკვარი ენერგეტიკა“	8.8%	11.3%	10.89%	
შპს „ვარციხეჰესი“	8.4	8.6%	7.21	8.1%
შპს „გარდაბნის თბოელექტროსადგური“				9.8%
HHI	1,440	1,260	1,133.6	1,222.8

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის არსებული მოდელის ძირითადი მიზანი იყო კონკურენტული ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ჩამოყალიბების საფუძვლების შექმნა. აღნიშნული მოდელის ჩამოყალიბებამ უზრუნველყო ბაზარზე არსებული სახელშეკრულებო ურთიერთობების შესრულება, განხორციელდა ელექტროენერგეტიკული საწარმოების პრივატიზაცია და შესაბამისად, ამ აქტივების კერძო ინვესტიციებით რეაბილიტაცია. ასევე არსებულმა ბაზრის მოდელმა შექმნა ხელსაყრელი წინაპირობები ახალი ენერგეტიკული ობიექტების, კერძოდ, გენერაციისა და გადაცემის საშუალებებში ინვესტიციების მოზიდვისთვის, დამკვიდრდა ბაზარზე ხარჯების ამსახველი ფასწარმოქმნის პრინციპები და გაიზარდა ელექტროენერგიის ხელმისაწვდომობის დონე.

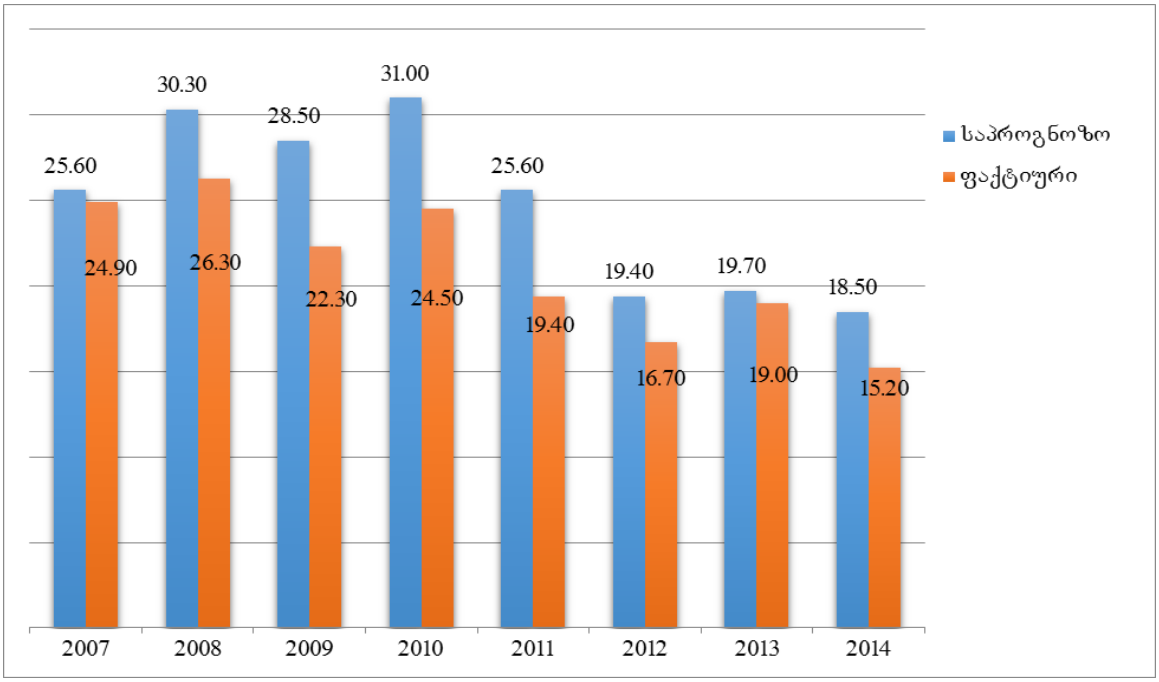
ბოლო პერიოდში ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე თავი იჩინა სხვადასხვა ნეგატიურმა მოვლენამ, კერძოდ, საცალო ბაზრის გახსნილობა არასაკმარისია, რაც ხელს უშლის კონკურენციის დონის ამაღლებას. ამ პროცესს აფერხებს მიწოდების

[58] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 15.

საქმიანობისა და განაწილების საქმიანობის გაუმიჯნაობა. შესაბამისად, ჩნდება საფრთხე, რომ განაწილების ლიცენზიატებმა არაკეთილსინდისიერად გამოიყენონ საცალო ბაზარზე თავისი მონოპოლიური მდგომარეობა (ერთი მხრივ, ბუნებრივი მონოპოლია ქსელურ საქმიანობაში და მეორე მხრივ, ხელოვნური მონოპოლია მიწოდებაში).

ელექტროენერგეტიკულ სექტორში Unbundling-ის კუთხით არსებული საკანონმდებლო პრობლემები მნიშვნელოვნად აფერხებს საქართველოში ელექტროენერგეტიკული ბაზრის სრულფასოვან ფუნქციონირებას ბაზრის გახსნისა და კონკურენციის განვითარების მიმართულებით. ამიტომაც, სექტორი ნაკლებად მიმზიდველია ახალი ინვესტიციების შემოდინებისათვის და შეიცავს მომხმარებელთა ინტერესების არასრულფასოვნად დაცვის რისკს. სწორედ ბაზრის გახსნის საპროგნოზო და ფაქტიური მაჩვენებლებია წარმოდგენილი დინამიკაში დიაგრამაზე №7 (რაც უფრო მაღალია მაჩვენებელი, უფრო მიმზიდველია ბაზარი).

დიაგრამა №7. ელექტროენერგეტიკული ბაზრის გახსნის მაჩვენებლები[59]



რეკომენდაციის სახით შეიძლება ითქვას აღნიშნული პრობლემატური საკითხების აღმოფხვრის ეტაპობრივი ღონისძიებები, კერძოდ:

- გადაცემის სისტემის დამოუკიდებელი ოპერატორის ფორმირება;
- ელექტროენერგიის განაწილებისა და მიწოდების (ელექტროენერგიით ვაჭრობა) საქმიანობის გამიჯვნა;

[59] ფილიპიდის თ., ტარიფების ფორმირების ეკონომიკური მექანიზმების სრულყოფა საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე, დისერტაცია, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, გვ. 42.

- სხვადასხვა საქმიანობის იურიდიულ-ფუნქციონალური (ევროკავშირის მე-2 პაკეტის შესაბამისად) დაყოფა;
- საკუთრებრივი დაყოფის (ევროკავშირის მე-3 პაკეტის შესაბამისად) განხორციელება.

აგრეთვე მნიშვნელოვანი პრობლემაა საქმიანობის დაყოფის არასაკმარისი სიღრმე, კერძოდ, განაწილების საქმიანობისა და ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობის მხოლოდ ანგარიშგებით დაყოფა წარმოშობს ინტერესთა კონფლიქტს, ერთი მხრივ, ქსელური მომსახურების საქმიანობასა და აღნიშნული ქსელით საკუთარი პროდუქციის რეალიზაციისა და ამ ქსელში მესამე პირების დაშვების კუთხით. აღსანიშნავია, რომ საბითუმო ბაზარზე არასაკმარისად კონკურენტული გარემოა, რაც ასევე სექტორში საქმიანობების არასრული გამიჯვნით არის განპირობებული. შესაბამისად, არ არსებობს ელექტროენერგიით ვაჭრობის თანამედროვე მექანიზმები, როგორიცაა ყოველ-საათობრივი ვაჭრობა, დამხმარე მომსახურების ბაზარი და ა.შ.

„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის შესაბამისად, ელექტროენერგეტიკის სექტორში გამოიყოფა შემდეგი ძირითადი საქმიანობები:

- ელექტროენერგიის წარმოება;
- ელექტროენერგიის გადაცემა;
- ელექტროენერგიის დისპეტჩერიზაცია;
- ელექტროენერგიის განაწილება.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ახალი მოდელისათვის არსებობს შემდეგი ძირითადი კრიტერიუმები:

- მოსახლეობის ინტერესებიდან გამომდინარე, უზრუნველყოფილ იქნეს საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისათვის ხელმისაწვდომი რეგულირებადი ტარიფები საშუალოვადიანი პერიოდით;
- უზრუნველყოფილ იქნეს სამომხმარებლო ბაზრის პერმანენტული გახსნა და გენერაცია-მიწოდების სეგმენტში კონკურენციის განვითარება;
- გაიზარდოს სექტორის საინვესტიციო მიმზიდველობა;
- გაიზარდოს ქვეყნის ენერგეტიკული უსაფრთხოება;
- რაციონალურად და ეფექტიანად იქნეს გამოყენებული ქვეყნის ენერგორესურსები;
- საკანონმდებლო ბაზა და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმები

ჰარმონიზებულ იქნეს ევროპარლამენტისა და ევროკომისიის მესამე ენერგეტიკულ პაკეტთან და მეზობელი ქვეყნების კანონმდებლობასთან, რამაც ხელი უნდა შეუწყოს საქართველოში სუფთა ენერგიის რეგიონალური პლატფორმის ჩამოყალიბებას და ევროპის ერთიან ენერგეტიკულ ბაზარში ინტეგრაციას.

იმ შემთხვევაში, როდესაც საქმიანობის ოთხივე მათგანი ან მათი ნაწილი ერთი მფლობელის ან საწარმოს ხელშია არის თავმოყრილი, ეს იქნება კერძო თუ სახელმწიფო ენერგოკომპანია, ასეთ სისტემას ვერტიკალურად ინტეგრირებული ეწოდება. ასეთი იყო მაგალითად, საბჭოთა პერიოდში მოქმედი „საქენერგო“.

მე-20 საუკუნის ბოლო პერიოდამდე ელექტროენერგეტიკული სისტემები უმეტეს წილად სახელმწიფოს მმართველობაში იყო, რომელიც პასუხისმგებლობას იღებდა ელექტროენერგიის მიწოდების საიმედოობასა და მის ხარისხზე. შემდგომ ეტაპებზე, კონკურენციის დანერგვის და ამ გზით სისტემის ოპტიმიზაციის მიზნით მოხდა სისტემის ნაწილების დენაციონალიზაცია და შესაბამისი ბაზრების ჩამოყალიბება.

ევროპის ქვეყნების გამოცდილებამ აჩვენა, რომ დერეგულირების შემდეგ უფრო მეტი მარეგულირებელი დოკუმენტი და კონტროლი იყო საჭირო, ვიდრე რეგულირებადი მონოპოლიის პირობებში.

საქართველოს კანონი ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ მოიცავს ერთიანი საბუღალტრო აღრიცხვის სისტემის დებულებებს. 46-ე მუხლის მე-2 პუნქტის თანახმად, თუ „პირი ფლობს ერთზე მეტ ლიცენზიას ან/და სალიცენზიო საქმიანობასთან ერთად ეწევა სხვა სამეწარმეო საქმიანობას, იგი ვალდებულია სალიცენზიო საქმიანობასთან დაკავშირებული შემოსავლების, ხარჯების, აქტივების, ვალდებულებების, საფინანსო შედეგებისა და საკუთარი კაპიტალის მუხლების აღრიცხვა აწარმოოს განცალკევებულად, ერთიანი საბუღალტრო სააღრიცხვო სისტემის შესაბამისად“.

გარდა ამისა, საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სექტორში საქმიანობს გადაცემის სამი ლიცენზიატი: სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“, სს „საქრუსენერგო“ და შპს „ენერგოტრანსი“. სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის“ წილის 100%-ის მფლობელია სს „საპარტნიორო ფონდი“, რომელიც არის სახელმწიფო საინვესტიციო ფონდი. თავის მხრივ, შპს „ენერგოტრანსი“ არის სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის“ შვილობილი კომპანია, ხოლო სს „საქრუსენერგოს“ აქციონერები არიან საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო და სს

„ფედერალური საქსელო კომპანია“ (რუსეთის გაერთიანებული ენერგეტიკული სისტემა), 50/50 წილობრივი თანამონაწილეობით. სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“ ერთდროულად ითავსებს გადამცემი სისტემის ოპერატორის, დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატისა და გადაცემის ლიცენზიატის ფუნქციებს. დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატს მიენიჭა გადამცემი სისტემის ოპერატორის სტატუსი და, შესაბამისად, გაფართოვდა მისი უფლებამოსილებები და პასუხისმგებლობა.

საქართველოს ეკონომიკისა და მდგრადი განვითარების სამინისტრო დღესდღეობით არის მფლობელი, ერთი მხრივ, შპს „ენგურჰესის“ და შპს „ვარდნილჰესების კასკადის“ და მეორე მხრივ, იგი არის 50%-იანი წილის მფლობელი სს „საქრუსენერგოში“. სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა“, რომელსაც გააჩნია განაწილების ლიცენზია და ამავე დროს, გადაცემის ყველაზე დიდი ლიცენზიის მფლობელია, ასევე არის სხვა გადაცემის ლიცენზიანტის „ენერგოტრანსის“ 100%-იანი წილის მფლობელი და საქართველოს საპარტნიორო ფონდის 100%-იანი მფლობელობის ქვეშ. თავის მხრივ, „საპარტნიორო ფონდი“ არის ელექტროენერგიის ყველაზე დიდი საბითუმო მომწოდებლის - „ელექტროენერგეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორის“ 100%-იანი წილის მფლობელი. საქართველოს საპარტნიორო ფონდი ასევე ფლობს 49% წილს „გარდაბნის თბოსადგურში“, რომელიც 2015 წელს ჩაეშვა ოპერირებაში; დარჩენილი 51% წილის მფლობელია საქართველოს ნავთობისა და გაზის კორპორაცია. თავად ამ კორპორაციის 100%-იანი წილის მფლობელია „საპარტნიორო ფონდი“.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სფეროში განაწილების სამი კომპანია მოქმედებს: სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“, სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“ და სს „თელასი“. სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ არის „ენერგო-პროს ჯგუფის“ შვილობილი კომპანია; დღესდღეობით იგი ფლობს დისტრიბუციისა და გენერაციის ლიცენზიებს, ასევე განაწილების ქსელს და 15 ენერგოსაწარმოს საქართველოში.

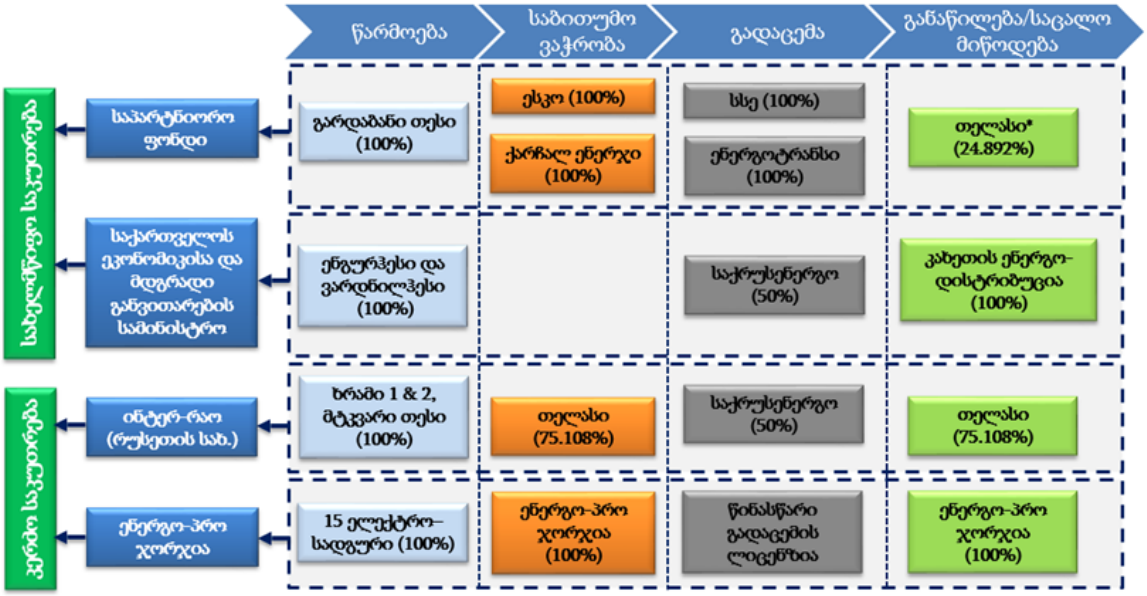
ამასთან, 2015 წელს, სს „ენერგო-პრო ჯორჯიამ“ შეიძინა წინასწარი გადაცემის ლიცენზია. სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“, რომელსაც ფლობდა ლიტვური კონცერნი „ახემა ჯგუფი“ დაბრუნდა სახელმწიფო მფლობელობაში. ხოლო რაც შეეხება სს „თელასს“, მისი 75.108% წილის მფლობელია სს „სილქ როუდ ჰოლდინგი“ და 24.5295%-ს ფლობს სს „ინტერრაო“. ეს უკანასკნელი ასევე ფლობს სს „ხრამი -1“ და სს „ხრამი-2“ ჰიდრო ენერგოსადგურებს. 2016 წლამდე

ფლობდა შპს „მტკვარი ენერგეტიკას“, რომელიც არის ყველაზე დიდი თბოელექტრო სადგური საქართველოში - ძველი ენერგობლოკები №9 და №10 გარდაბანში.

მოქმედი კანონმდებლობის თანახმად, „განაწილების ლიცენზიის“ მფლობელი ელექტროენერგიას ჰყიდის საცალო მომხმარებლებზე. გარდა ამისა, როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ ძირითად აქტივებს ფლობდა ელექტროენერგიის წარმოების სფეროში, რაც ევროკავშირის კანონმდებლობასთან კონფლიქტში მოდიოდა. საქმე იმაშია, რომ ევროკავშირის კანონმდებლობა მოითხოვს განაწილების სისტემის ოპერატორის საქმიანობის გამოყოფას მიწოდებისა და ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობიდან.

ზემოაღნიშნულის გათვალისწინებით, მესამე ენერგეტიკული პაკეტის მოთხოვნები არ სრულდება გადაცემისა და განაწილების სისტემის ოპერატორებთან მიმართებაში.

ნახაზი №4. საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე საქმიანობების გამიჯვნის არსებული სიტუაცია 2016 წლისთვის[60]



მოქმედი კანონმდებლობის შესაბამისად, განაწილების ლიცენზიატი ყიდის ელექტროენერგიას საცალო მომხმარებლებზე. ამასთან, სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ ფლობდა მნიშვნელოვან აქტივებს ელექტროენერგიის გენერაციაში, რაც ეწინააღმდეგება ევროპული კანონმდებლობის მოთხოვნებს, კერძოდ, განაწილების

[60] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 21.

სისტემის ოპერატორის საქმიანობა გამიჯნული არ იყო მიწოდებისა და წარმოების საქმიანობისგან. 2016 წლის დეკემბრის თვეში სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ გამოეყო წარმოების საქმიანობა და შეიქმნა სს „ენერგო-პრო ჯორჯია გენერაცია“.[61]

სს „თელასი“ (სამართლებრივად) და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“ (ქონებრივად), ფაქტობრივად, სრულადაა გამიჯნული ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობისგან, თუმცა მიწოდების ნაწილში მონოპოლია დაუძლეველია, როგორც ფაქტობრივად, ასევე სამართლებრივად.

რთულია ცალსახად განვსაზღვროთ გადაცემის სისტემის ოპერატორების საჭირო რაოდენობა. თუ ევროპულ გამოცდილებას დავეყრდნობით, ამ შემთხვევაში გერმანიას, დიდ ბრიტანეთს და ავსტრიას ჰყავთ ერთზე მეტი გადაცემის ოპერატორი. ასევე დირექტივის მოთხოვნებიდან გამომდინარე, საოპერაციო დანახარჯების დაზოგვის მიზნით უნდა იყოს გადაცემის ერთი ოპერატორი, ხოლო გრძელვადიან პერიოდში შესაძლებელი იქნება ქსელის ოპერირება გახდეს გამჭვირვალე და დამოუკიდებელი.

დირექტივა განხორციელების სამი შესაძლო გზას სთავაზობს ენერგეტიკული საქმიანობის დაყოფის მსურველებს (დიაგრამა №8):

- საკუთრების დაყოფა;
- დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი;
- დამოუკიდებელი გადაცემის ოპერატორი და დამოუკიდებელი გადაცემის ოპერატორი +.

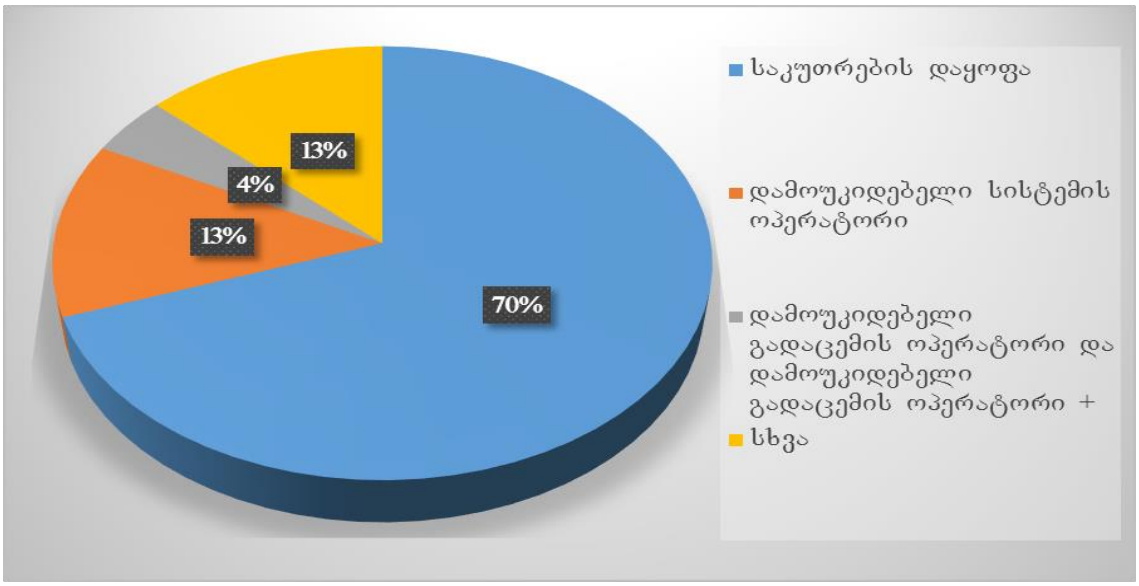
საქმიანობის დაყოფის მოდელებს შორის ძირითადი განსხვავებები ისაა, რომ საკუთრების დაყოფის მოდელში გადაცემის საქმიანობის ოპერირება და გადაცემის აქტივები არის საერთო მფლობელობისა და კონტროლის ქვეშ, თუმცა ეს საქმიანობა მთლიანად არის გამოცალკევებული წარმოებისა და მიწოდების საქმიანობიდან დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორის მოდელის შემთხვევაში, გადაცემის აქტივების მფლობელობა (და ინვესტირება) გამოყოფილია სისტემის ოპერატორისაგან. რეალურად, ეს ეხება ინვესტიციასაც.

დამოუკიდებელი გადაცემის ოპერატორის მოდელში, სისტემის ოპერირება და აქტივები რჩება ვერტიკალურად ინტეგრირებულ კომპანიაში, თუმცა მოქმედებს ძალიან ბევრი წესი, თუ როგორ უნდა იქნეს უზრუნველყოფილი მიწოდებისა და წარმოების საქმიანობის ეფექტური გამოყოფა გადაცემის საქმიანობიდან. ძალიან რთულია ამ მოდელში ეფექტური დაყოფის მიღწევა, აქედან გამომდინარე,

[61] https://enreg.reestri.gov.ge/main.php?c=mortgage&m=get_output_by_id&scandoc_id=1008550&app_id=1325618

შეგვიძლია დავასკვნათ, რომ ეს არის ყველაზე ნაკლებად მისაღები ვარიანტი ზემოხსენებულ ალტერნატივებს შორის. თუმცა, ნებისმიერი მოდელის შემთხვევაში, ძალიან მნიშვნელოვანია კარგი კორპორატიული მმართველობა, რათა მომავალში უზრუნველყოფილ იქნეს ეფექტიანი და გამჭვირვალე საქმიანობა.

დიაგრამა №8. გადაცემის სისტემის ოპერატორის საქმიანობის დაყოფა 2015 წლისთვის[62]



ზემოაღნიშნულიდან გამომდინარე, საქართველოში საუკეთესო ვარიანტის შერჩევა შესაძლებელია შემდეგი კრიტერიუმების დახმარებით:

1. გამოყენებულ იქნეს გავრცელებული ევროპული პრაქტიკა;

2. მოხდეს მესამე ენერგეტიკულ პაკეტთა შესაბამისობა, რომ საკუთრების დაყოფა არის ყველაზე სასურველი და ეფექტური მოდელი;

3. პროცესი წარიმართოს მარტივად;

4. განხორციელდეს საქმიანობის დაყოფის შედეგების მონიტორინგი;

5. ეფექტიანობა - რაც ნიშნავს ოპერაციების, ტექნიკური მომსახურების, განვითარების ეფექტიანობას, მათ შორის, არადისკრიმინაციულ წვდომას ქსელთან დაყოფისა და სერტიფიცირების შემდეგ.

თუ გავითვალისწინებთ ზემოთ მოცემულ თეორიასა და ანალიზს, რეკომენდაციის სახით შეიძლება ითქვას, რომ საქართველოში დირექტივის ვალდებულებების შესასრულებლად გასატარებელი ღონისძიებებია:

[62] www.ceer.org

1. გადაცემის სისტემის ოპერატორის პროცედურის გამოყენება და გადაცემის არსებული ოპერატორების გაერთიანება ერთ ოპერატორად საქართველოს გადაცემის ელექტროენერგეტიკული ქსელისათვის.

2. საკუთრების დაყოფა, რაც უზრუნველყოფს გადაცემის სისტემის ოპერატორის დამოუკიდებლობას მიწოდებისა და წარმოების საქმიანობისათვის.

3. გადაცემის სისტემის ოპერატორის სერტიფიცირების წესები და პროცედურები უნდა შეიმუშაოს და დაამტკიცოს კომისიამ.

4. გადაცემის სისტემის ოპერატორისა და განაწილების სისტემის ოპერატორის საქმიანობის სერტიფიცირების გეგმის შემუშავება, რომელსაც გადახედავს და დაამტკიცებს მარეგულირებელი კომისია.

1.2. ელექტროენერგეტიკის სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების საჭიროება

უამრავ სახელმწიფოში ელექტროენერგიის სექტორში კონკურენციის შემოღება უკავშირდება ინდუსტრიის ყველა ან რამდენიმე კომპონენტის პრივატიზებას. პრივატიზება წარმოადგენს პროცესს, როდესაც სახელმწიფო საკუთრებაში არსებულ კომპანიებს მთავრობა ყიდის კერძო ინვესტორებზე. ეს კომპანიები შემდეგ კერძო კომპანიებად გადაიქცევა. სახელმწიფო საკუთრებაში არსებული კომპანიები ბევრ შემთხვევაში კონკურენციას უწევენ კერძო კომპანიებს.

დღეს აშკარაა საქართველოს ეკონომიკაში უცხოური ინვესტიციების გამოყენების აქტუალურობა. ეროვნული წარმოების კონკურენტუნარიანობის ამაღლების, მსოფლიო ბაზარზე ნდობის მოპოვების, საერთაშორისო საფინანსო გაცვლაში მონაწილეობის ინტერესები, უცხოური ინვესტიციების მოზიდვისათვის პირობების შექმნის აუცილებლობას განაპირობებს.

„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან მიზანს წარმოადგენს ადგილობრივი და უცხოური

ინვესტიციების მოზიდვის ხელშეწყობა ელექტროენერგეტიკის დარგის რეაბილიტაციისა და განვითარების მიზნით.

სწორედ დარგის განვითარებისთვის 1993 წლიდან დაიწყო დარგში არსებული საწარმოების პრივატიზაცია. საქართველოს სტატისტიკის ეროვნული სამსახურის მონაცემებით, ამ წელს პრივატიზებულ იქნა 1335 საწარმო. შემდეგ წლებში პრივატიზაციის ტემპი და მასშტაბები თანდათანობით იზრდებოდა. მაგალითად, 1994 წელს პრივატიზებულ იქნა 1924 საწარმო, 1995 წელს – 4975, 1996 წელს 2390 და ა.შ.[63]

საქართველოში ენერგეტიკული ობიექტების ფართომასშტაბიანი პრივატიზაციის პროცესი 1998 წლიდან დაიწყო, რომელსაც წინ უძღოდა 1993-1994 წლებში განხორციელებული ე.წ. მცირე პრივატიზაცია. 1998 წლის 5 ივნისის №403 ბრძანებულებით დამტკიცდა ენერგოსისტემის კომპანიების პრივატიზაციის სტრატეგია.

იმ პერიოდში არსებული მდგომარეობის გათვალისწინებით პრივატიზაციას გამანაწილებელი ქსელი უნდა დაქვემდებოდა. 1999 საანგარიშო წელს სექტორში არსებული 70-მდე ენერგოკომპანია ვერ ასრულებდა მასზე ლიცენზიის პირობებით დაკისრებულ ფუნქციებს, საჭირო იყო გამანაწილებელი კომპანიების გაერთიანება, რადგან მიმზიდველი ყოფილიყო სტრატეგიული ინვესტორისათვის. მნიშვნელოვანია ისიც, რომ ინვესტორი დარწმუნებული იყოს, რომ ის სრულად მიიღებს წარმოებული ელექტროენერგიის საფასურს. დასაზუსტებელი იყო მომავალი ინვესტორის შერჩევის კრიტერიუმები, კერძოდ: ერთი მხრივ, მიმზიდველი იყო აზრი, რომ მომხდარიყო ელექტროსადგურების დაჯგუფება და მათი ერთ პაკეტად გაყიდვა მსხვილ ინვესტორზე, მეორე მხრივ, აღნიშნული მეთოდით გაყიდვისა შედეგად გაჩნდებოდა მსხვილი მონოპოლისტი, რაც ეწინააღმდეგებოდა სახელმწიფოს ანტიმონოპოლიურ კურსს.[64]

ამავე წლებში სახელმწიფო ქონების მართვის სამინისტრომ ჩაატარა „თელასის“ პრივატიზაციის საერთაშორისო ტენდერი, რომელშიც გამარჯვებულად აშშ-ის კომპანია AES გამოცხადდა. 1998 წლის ბოლოს გაფორმდა აქციათა 75%-ის ნასყიდობის ხელშეკრულება. აღნიშნული ხელშეკრულება ითვალისწინებდა რიგ პირობებს, კერძოდ 4 წლის განმავლობაში ტარიფის ეტაპობრივი ზრდისა და მისი დამტკიცების შესახებ, ასევე კორექტირებას ინფლაციისა და ეროვნული ვალუტის

[63] ჩომახიძე დ., საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოება, თბ., 2003, გვ. 340.
[64] http://gnerc.org/files/wliuri%20angariSi/1999.1.pdf

კურსის რყევის შესაბამისად.

2000 წლის აპრილში მსოფლიოში აღიარებულ ამერიკულ კომპანია AES-თან ხელი მოეწერა საქართველოს ენერგოსისტემის უმთავრესი თბოელექტროსადგურის თბილსრესის მე-9 და მე-10 ენერგობლოკების პრივატიზების ხელშეკრულებას. ამავე პერიოდში ამ კომპანიას 25-წლიანი მართვის უფლებით გადაეცა „ხრამი-1“ და „ხრამი-2“.[65]

2000 წლიდან 2006 წლამდე სექტორში პრივატიზაცია არ განხორციელებულა, ვინაიდან პოტენციური ინვესტორები წინააღმდეგნი იყვნენ საინვესტიციო ვალდებულებების შესრულებაზე, რასაც იმ პერიოდში სახელმწიფო და მარეგულირებელი კომისია სთავაზობდა, ხოლო 2006 წელს მთავრობის გადაწყვეტილებით, ენერგეტიკაში დაიწყო პრივატიზაციის მორიგი ეტაპი. კომისიას დაევალა პროცესის ხელშეწყობა და რეფორმების სწორად განხორციელება, ლიბერალური და კონკურენტული გარემოს ჩამოყალიბება დარგში.[66]

2006 წლის 26 ოქტომბრის საქართველოს პრეზიდენტის №642 განკარგულების საფუძველზე შპს „ვარციხე-2005“-ის სახელმწიფო საკუთრებაში არსებული 100% წილი პირდაპირი მიყიდვის ფორმით, 57 მლნ აშშ დოლარის საფასურად გადაეცა ბრიტანული კომპანია Stemcor UK Limited-ის შვილობილ კომპანიას G.M. Georgian Manganese Holding Limited-ს.[67]

2007 წელს მნიშვნელოვანი ცვლილება განიცადეს ელექტროენერგიის გამანაწილებელმა კომპანიებმა. კერძოდ, ელექტროენერგიის ბაზარზე დამკვიდრდა სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“, რომელმაც შეისყიდა სს „საქართველოს გაერთიანებული სადისტრიბუციო ენერგოკომპანიის“ და შპს „აჭარის ენერგოკომპანიის“ აქტივები, აგრეთვე გენერაციის 6 ობიექტი და შეიქმნა ელექტროენერგიის წარმოება-განაწილების ერთიანი კომპლექსი, ასევე ამავე წელს განხორციელდა „ჟინვალჰესის“ პრივატიზება წყალმომარაგების კომპანიებთან ერთად.

2016 წლის ბოლომდე სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ ფლობდა განაწილებისა და გენერაციის ლიცენზიებს. 2016 წლის დეკემბერში კომპანიამ სამართლებრივად გაყო განაწილებისა და წარმოების საქმიანობა. შედეგად, დაარსდა სს „ენერგო-

[65] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, .http://gnerc.org/files/wliuri%20angariSi/2000.1.pdf

[66] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, http://gnerc.org/files/wliuri%20angariSi/2006.pdf

[67] არასამთავრობო ორგანიზაცია მწვანე ალტერნატივას ანგარიში, *სახელმწიფო ქონების პრივატიზების აგრესიული პოლიტიკა, ანუ „პრივატიზება ქართულად“-2*, თბ., 2010, გვ. 42.

პრო ჯორჯია გენერაცია“, რომლის მფლობელობაში გადავიდა 15 ელექტროსადგური, ხოლო სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ დარჩა განაწილების აქტივები. მიუხედავად იმისა, რომ სს „ენერგო-პრო ჯორჯიასგან“ წარმოების საქმიანობის სამართლებრივი გამოყოფა წინ გადადგმული ნაბიჯია, მასზე გაცემულია გადაცემის წინასწარი ლიცენზია, რაც ეწინააღმდეგება ევროპული ენერგეტიკული კანონმდებლობის პრინციპებს განაწილების ქსელის ოპერატორის საქმიანობის გამიჯვნის შესახებ.[68]

2008 წლის დეკემბრის ბოლოს კი ლიტვური კონცერნის „ახემა ჯგუფის“ მიერ მოხდა სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ აუქციონზე შესყიდვა 6 მილიონ 100 ათას დოლარად.

ენერგეტიკის ობიექტების პრივატიზების განხორციელებით მაშინ მიღწეულ იქნა მნიშვნელოვანი შედეგები, კერძოდ:

- ახალი ტიპის მესაკუთრის ფორმირების შედეგად მომზადდა წინაპირობები, რომ მინიმუმამდე შემცირდეს ისეთი მანკიერი მოვლენების მნიშვნელობა, როგორიცაა: დატაცება, გაფლანგვა, შემოსავლების დამალვა, არაკომპეტენტურობა და ა.შ;
- ინვესტორის მიერ ვალების ნაწილი დაიფარა, ნაწილის გადახდა შეჩერდა;
- ენერგიის საფასურის ანაზღაურებისა და მოსახლეობისაგან მისი გადახდის საკითხს ინვესტორი არეგულირებს;
- თანდათან წყდება ელექტროენერგიის დაზოგვის საკითხი;
- უცხოური კრედიტების ათვისება და სახელმწიფოს ვალდებულებები, ძირითადად, გადასულია ინვესტორზე;
- გარკვეულწილად გაიზარდა გადასახადების გადახდები და სახელმწიფოს შემოსავლები;
- დარგის რეაბილიტაციას ახორციელებს ინვესტორი;
- მოწოდებული ენერგიის ღირებულების სრულმა გადახდამ დადებითი გავლენა იქონია ენერგეტიკის სხვა დარგებზეც;
- გაიზარდა შესაძლებლობა დარგის საექსპორტო პოტენციალის უკეთ გამოყენებისათვის.

პრივატიზება, პირველ რიგში, ხორციელდება ენერგეტიკულ საწარმოთა განვითარების აუცილებლობიდან გამომდინარე. მის გარეშე, საბაზრო ეკონომიკის

[68] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 9.

პირობებში, წარმოუდგენელია დარგის განვითარება.

პრივატიზაცია ეკონომიკის განვითარების მძლავრი საშუალებაა. წარმატებით ჩატარებულმა პრივატიზაციამ შეიძლება ხელი შეუწყოს, როგორც ქვეყნის ბიუჯეტის დაბალანსებას, ისე საგადამხდელო ბალანსის განმტკიცებას, მთლიანად ეკონომიკის დივერსიფიკაციას, გამჭვირვალობას და საჯაროობას.

საქართველოში პრივატიზაციის ძირითად მიზანს შეადგენს სისტემის აღდგენა, მისი შემდგომი სრულყოფა და საიმედო და ეკოლოგიურად სუფთა ენერგომომარაგება უმცირესი დანახარჯებით. პრივატიზებით შესაძლებელია სექტორის მუშაობის მაჩვენებლების გაუმჯობესება.

ქვეყანამ ენერგეტიკაში პრივატიზაციის მხარდამჭერი პოლიტიკა გაატარა, კერძოდ: ხელი შეუწყო ქვეყანაში ინვესტიციების შემოდინებას, კომერციული ოპერაციების სრულყოფას, გადასახადების ამოღების გაუმჯობესებას, მმართველობითი ტექნოლოგიების დანერგვას.

საქართველოში პრივატიზაციის დროს გამოყენებული იყო პრივატიზაციის სხვადასხვა ფორმა: საკონკურსო გაყიდვა, აუქციონი, სააქციო საზოგადოების ჩამოყალიბება და პირდაპირი მიყიდვა.

ანალიზის საფუძველზე დგინდება, პრივატიზაციის შემდეგ აღნიშნულ ობიექტთა უმრავლესობამ მუშაობა გააუმჯობესა.

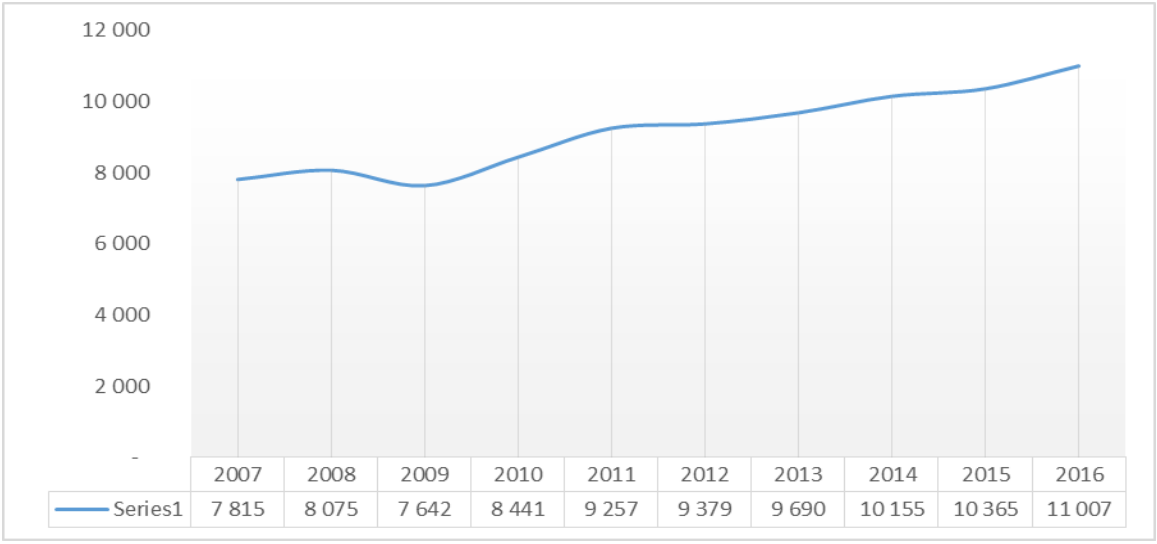
განვიხილოთ ის ძირითადი მიზეზები რის გამოც სექტორში პრივატიზაციის განხორციელების საჭიროება იდგა. პირველი და ძირითადი მიზეზი არის **ელექტროენერგიის მოხმარების ზრდა**, რომელსაც ადგილობრივი წარმოება ვერ აკმაყოფილებდა. ბაზარი დღესაც ვერ ახდენს ქვეყნის შიგნით არსებული მოთხოვნის სრულ დაფარვას, შესაბამისად საჭირო ხდება იმპორტის განხორციელება. ხოლო ზაფხულის თვეებში უხვი ჰიდრორესურსების გამო წარმოების გაზრდის შესაბამისად, ხდება ელექტროენერგიის ექსპორტი მეზობელ ქვეყნებში. ცხრილში №6 მოცემულია 2007-2016 წლებში მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობა განაწილების ლიცენზიატების, აფხაზეთის და პირდაპირი მომხმარებლების მიერ. ცხრილიდან იკვეთება, რომ ყველა კომპონენტში მოხმარების ზრდა შეინიშნება, გარდა პირდაპირი მომხმარებლებისა, რაც გამოწვეულია მათი რაოდენობის შემცირებით. ბაზარზე მუდმივად ფიქსირება მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობის ზრდა. წარმოების ზრდის მიუხედავად საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზარი ვერ ახდენს ქვეყნის შიგნით არსებული მოთხოვნის სრულ დაფარვას, შესაბამისად საჭირო ხდება

იმპორტის განხორციელება. სწორედ გაზრდილი მოთხოვნა საჭიროს ხდიდა და საჭიროა დღესაც ინვესტიციების განხორციელება. საერთო ჯამში წლიური მოხმარების 6%-იანი ზრდა დაფიქსირდა 2016 წელს 2015 წელთან შედარებით (დიაგრამა №9).[69]

ცხრილი №6. ელექტროენერგიის მოხმარება (მლნ კვტ.სთ)[70]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
სს „თელასი“	1900	1897	1864	1947	2026	2023	2063	2252	2419	2789
აფხაზეთი	1255	1273	1358	1377	1613	1534	1605	1639	1797	1927
სს „EPG“	2450	2619	2481	2799	3528	3967	4170	4400	4590	4740
სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“	197	225	228	237	256	272	287	310	336	343
პირდაპირი მომხმარებლები	2013	2061	1711	2081	1834	1584	1565	1554	1222	1209
მ.შ. გაჩერებ ელ.სადგურები	5	10	12	13	35	13	15	16	17	19
სულ მომხმარებლებზე მიწოდება	7821	8084	7654	8454	9292	9393	9706	10170	10382	11027
სულ ექსპორტი	625	680	749	1 524	931	528	450	545	660	559
მოხმარება სულ	**8446**	**8764**	**8403**	**9979**	**10222**	**9921**	**10156**	**10715**	**11042**	**11586**

დიაგრამა №9. საქართველოს ელექტროენერგიის მოხმარების დინამიკა (მლნ კვტ.სთ)[71]



აღნიშნული საკითხის უკეთ გასააზრებლად შეგვიძლია მოვიყვანოთ 2015 და

[69] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, www.esco.ge
[70] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://www.esco.ge/index.php?article_id=131&clang=0
[71] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, www.esco.ge

2016 წლების მონაცემები თვეების მიხედვით, სადაც შედარებულია მოხმარებული და წარმოებული ელექტროენერგიის მოცულობები. ნათლად ჩანს თუ რა რაოდენობის დაფარვა ხდება იმპორტით. ენერგეტიკული ზამთრის პერიოდში იმპორტის განხორციელება აუცილებელია, ხოლო ზაფხულში ხდება ელექტროენერგიის ექსპორტი მეზობელ ქვეყნებში (იხ. ცხრილი №7 და №8).

ცხრილი №7. ელექტროენერგიის გამომუშავება-მოთხოვნა 2015 წელი (მლნ კვტ.სთ)[72]

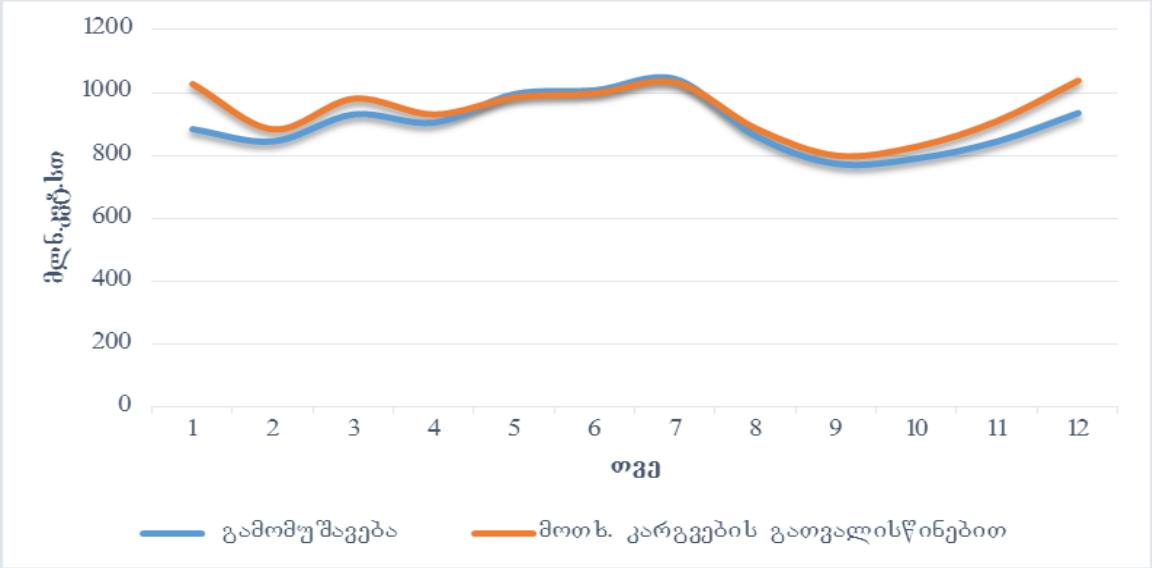
2015 წელი/თვე	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	სულ
გამომუშავება	885	847	932	906	996	1008	1043	863	776	793	847	936	10833
მოთხ. კარგვების გათვალისწინებით	1026	883	980	930	984	997	1031	885	800	829	910	1037	11292
დისბალანსი: გამომ/მოთხ	(140)	(36)	(47)	(24)	12	10	12	(22)	(24)	(36)	(62)	(100)	(459)
% გამომ. წილი მოთხოვნაში	86%	96%	95%	97%	101%	101%	101%	97%	97%	96%	93%	90%	96%

ცხრილი №8. ელექტროენერგიის გამომუშავება-მოთხოვნა 2016 წელი (მლნ კვტ.სთ)[73]

2016 წელი/თვე	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	სულ
გამომუშავება	968	813	844	875	1071	1095	1061	957	798	907	998	1186	11574
მოთხ. კარგვების გათვალისწინებით	1038	946	986	931	1061	1104	1143	1095	910	1035	1120	1324	12693
დისბალანსი: გამომ/მოთხ	-70	-133	-143	-56	9	-9	-83	-138	-112	-128	-121	-137	-1120
% გამომ. წილი მოთხოვნაში	93%	86%	86%	94%	101%	99%	93%	87%	88%	88%	89%	90%	91%

[72] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://www.esco.ge/index.php?article_id=131&clang=0
[73] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://www.esco.ge/index.php?article_id=131&clang=0

დიაგრამა №10. დამოკიდებულება ელექტროენერგიის გამომუშავებასა და მოთხოვნას შორის 2015 წელს[74]



2016 წელს ქსელში ჯამურად მიწოდებულმა ელექტროენერგიამ შეადგინა 11,844 მლნ კვტ.სთ (2015 წელი - 11,291.7 მლნ კვტ.სთ), ჰიდროელექტროსადგურებიდან ელექტროენერგიის გამომუშავებამ – 9,329 მლნ კვტ.სთ (2015 წელი - 8,453.8 მლნ კვტ.სთ), რაც ქსელში მიწოდებული ელექტროენერგიის 78.8%-ია (2015 წელი - 74.8%), თბოელექტროსადგურებიდან - 2,236 მლნ კვტ.სთ (18.88%) (2015 წელი - 2,378.7 მლნ კვტ.სთ (21.1%)), ხოლო ქართლის ქარის სადგურის გამომუშავება, რომელიც 2016 წლიდან დაიწყო - 9 მლნ კვტ.სთ (0,08%). მთლიანობაში საქართველოში წარმოებულმა ელექტროენერგიამ შეადგინა ქსელში მიწოდებული ელექტროენერგიის 97.72% (2015 წელი – 93.8%), ხოლო ელექტროსადგურების სასადგურე დანაკარგებმა და საკუთარმა მოხმარებამ 1.76% (2015 წელი – 2.1%). რაც შეეხება იმპორტს, 2016 წელს განხორციელდა 479 მლნ კვტ.სთ-ის იმპორტი, რომელიც ქსელში მიწოდებული ელექტროენერგიის 4.04%-ია (2015 წელი - 6.2%). 2015 წელთან შედარებით გაუმჯობესებულია საკუთარი რესურსებით ენერგოუზრუნველყოფა, მაგრამ შემცირებულია ელექტროენერგიის ექსპორტიც.

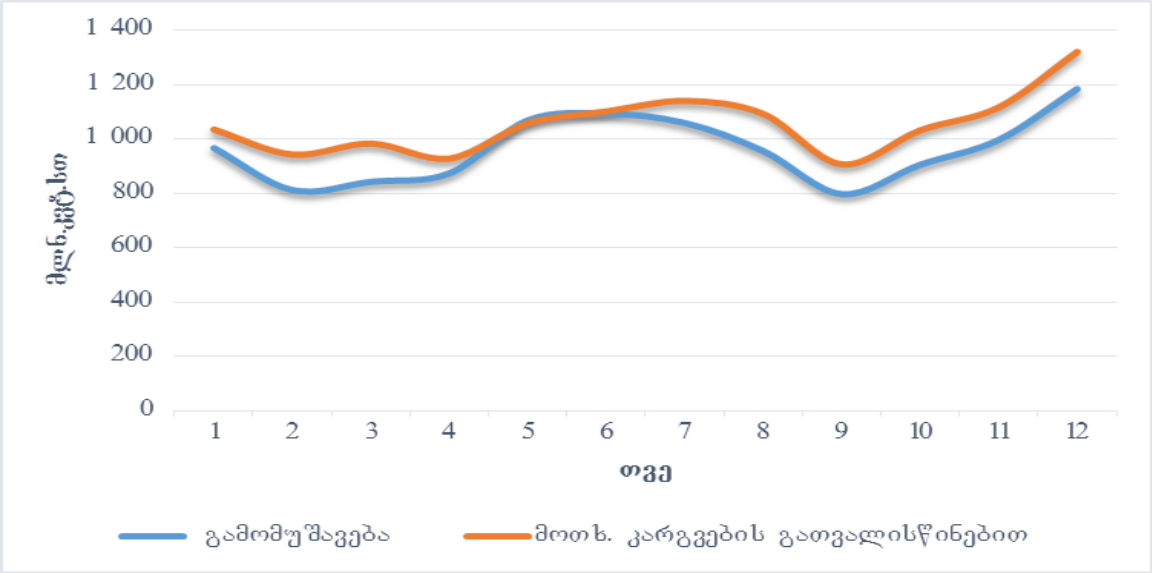
2015 წელს ელექტროენერგიის გამანაწილებელ კომპანიებზე განაწილდა 7,346.3 მლნ კვტ.სთ, რაც შეადგენს საქართველოში მოხმარებული ელექტროენერგიის 65.1%-ს. თავის მხრივ, სს „თელასმა“ მოიხმარა 2,419.4 მლნ

[74] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://www.esco.ge/index.php?article_id=131&clang=0

კვტ.სთ, რაც ქვეყნის მთლიანი მოხმარების 21.4%-ია. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიამ“ მოიხმარა 4,590.5 მლნ კვტ.სთ, რაც მთლიანი მოხმარების 40.7%-ია და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციამ“ - 336.4 მლნ კვტ.სთ, რამაც მთლიანი მოხმარების 3% შეადგინა. აღსანიშნავია, რომ პირდაპირი მომხმარებლების მიერ მოხმარებულმა ელექტროენერგიამ შეადგინა მთლიანი მოხმარების 15.9%, ხოლო აფხაზეთისათვის მიწოდებულმა ელექტროენერგიამ - 11%. რაც შეეხება ელექტროენერგიის დანაკარგებს, მისი წილი მოხმარებაში 2.2% დაფიქსირდა, ხოლო ექსპორტის - 5.8%.

დიაგრამა №11 ასახავს 2016 წლის მანძილზე ელექტროენერგიის გამომუშავებასა და მოთხოვნას შორის დამოკიდებულებას. 2016 წელს 2015 წელთან შედარებით გამომუშავება ზაფხულის თვეებშიც კი ნაკლები იყო მოთხოვნასთან შედარებით, რამაც გამოიწვია ექსპორტის შემცირება, თუმცა უნდა აღინიშნოს, რომ შემცირდა იმპორტიც.

დიაგრამა №11. დამოკიდებულება ელექტროენერგიის გამომუშავებასა და მოთხოვნას შორის 2016 წელს[75]



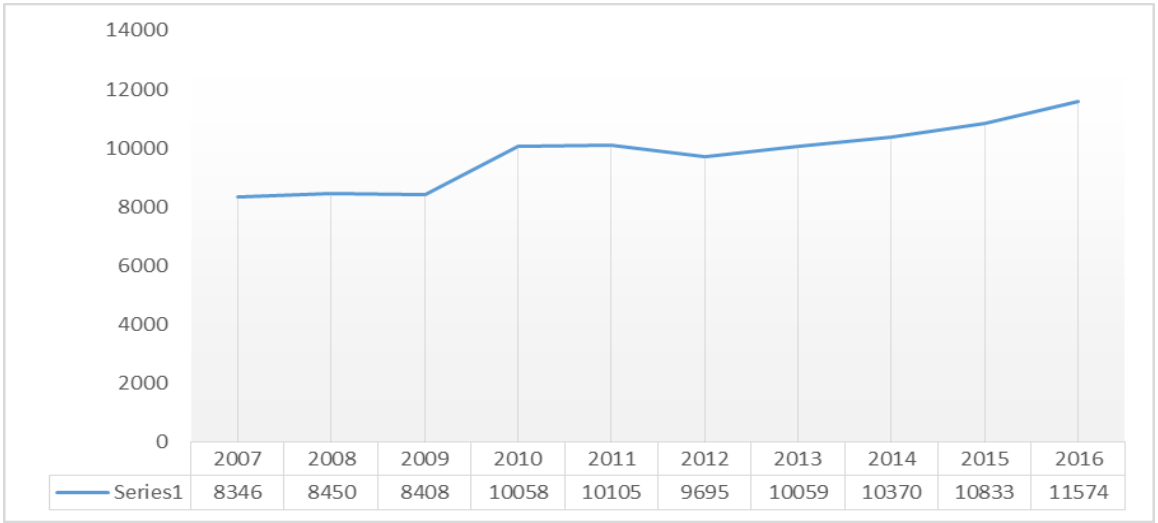
ცხრილი №9 ასახავს 2007-2016 წლებში გამომუშავებული და იმპორტზე მიღებული ელექტროენერგიის მოცულობას. იმპორტის საჭიროება გაზრდილი მოხმარებით არის განპირობებული, ხოლო დიაგრამა №12 ასახავს მხოლოდ გამომუშავების ტრენდს.

[75] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://www.esco.ge/index.php?article_id=131&clang=0

ცხრილი №9. ელექტროენერგიის გამომუშავება-მოთხოვნა 2007-2016 წლებში (მლნ კვტ.სთ)[76]

წელი	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
გამომუშავება	8346	8450	8408	10058	10104	9695	10059	10370	10833	11574
თბოსადგურები	1515	1281	991	683	2212	2472	1788	2036	2379	2236
ქართლის ქარის სადგური										9
ჰიდროსადგურები	6831	7169	7417	9375	7892	7223	8271	8334	8454	9329
მ.შ. მარეგულირებელი	4508	4998	4737	6525	5218	4906	5385	5159	5119	5406
მ.შ. სეზონური	2216	2045	2421	2533	2379	2047	2557	2683	2817	3239
მ.შ. დერეგულირებული	108	126	258	317	296	270	329	492	518	684
იმპორტი	433	649	255	222	471	615	484	852	699	479
ტრანზიტის მიზნით საქართველოში შემოსული ელ.ენერგია										850
სულ რესურსი	8779	9099	8663	10280	10575	10310	10543	11222	11532	12053
სასადგ. დანაკარგ. და ს/მ	176	169	130	139	192	226	198	216	240	209

დიაგრამა №12. ელექტროენერგიის ჯამური გამომუშავება 2007-2016 წლების დინამიკაში (მლნ კვტ.სთ)[77]

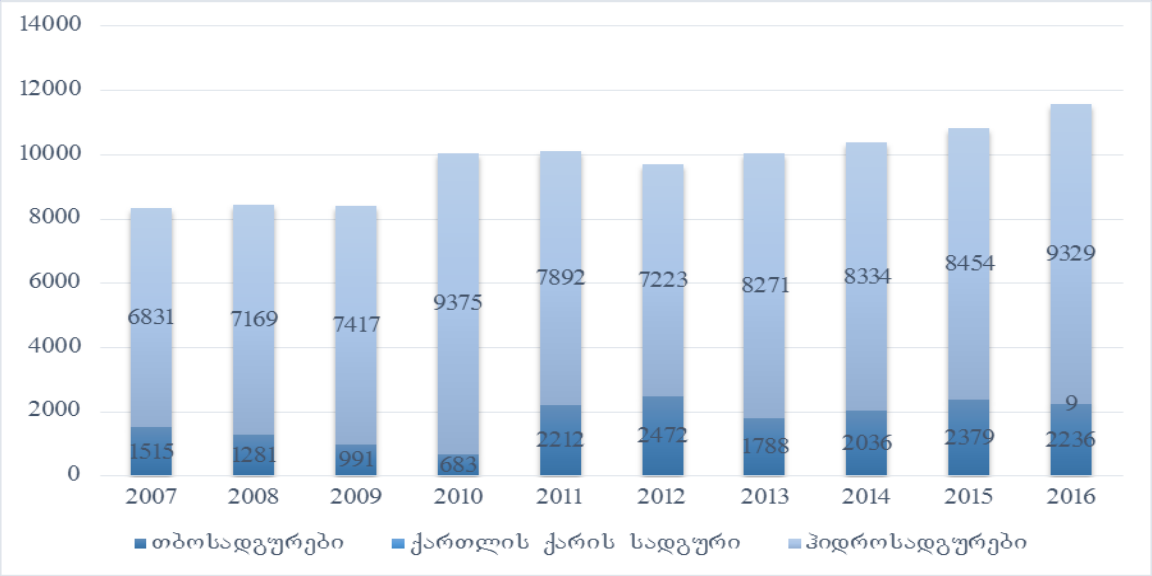


დიაგრამა №13 ასახავს 2007-2016 წლებში თბოელექტროსადგურების, ჰიდროელექტროსადგურებისა და ქარის სადგურის მიერ გამომუშავებული

[76] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, http://www.esco.ge/index.php?article_id=8&clang=0
[77] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, www.esco.ge

ელექტროენერგიის მოცულობებს. ხოლო დიაგრამა №14 წარმოადგენს იმპორტის წილს მთლიან მიწოდებაში, რომელიც მცირდება წლიდან წლამდე (თითქმის განახევრდა 2016 წელს 2014 წელთან შედარებით).

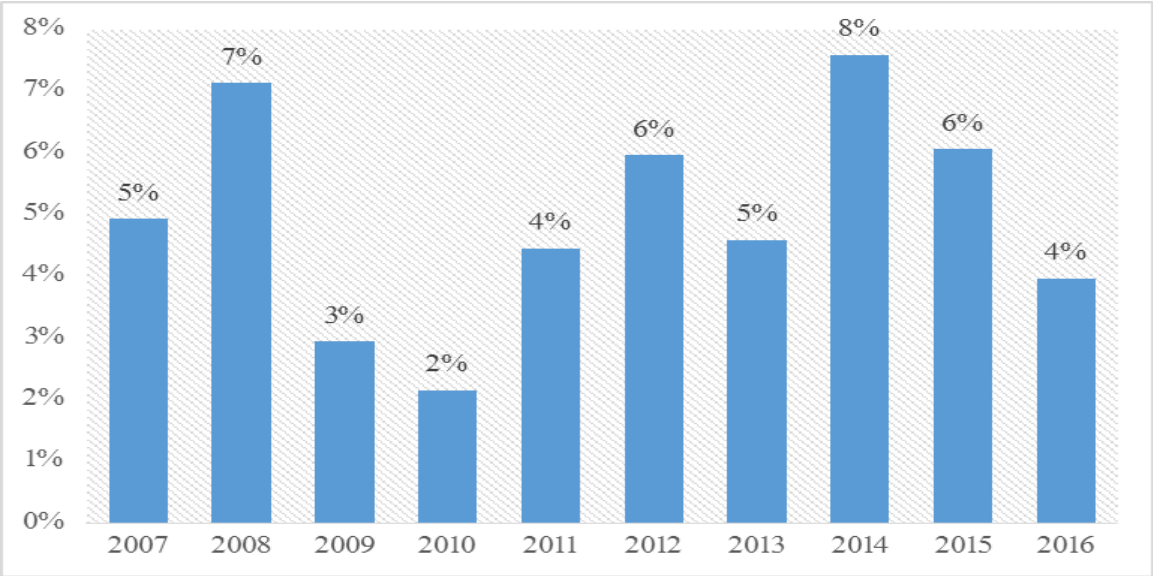
დიაგრამა №13 ელექტროენერგიის ჯამური გამომუშავება (მლნ კვტ.სთ)[78]



გამომუშავებული ელექტროენერგიის სტრუქტურის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ მასში საკმაოდ დიდია თბოელექტროსადგურების (წარმოებისთვის ძირითადი ნედლეული არის იმპორტირებული ბუნებრივი აირი, რომელიც შესაძლოა განხილულ იქნეს, როგორც იმპორტირებული – ძვირი ელექტროენერგია, ვინაიდან ბუნებრივი აირის ფასი დაფიქსირებულია აშშ დოლარში და ანგარიშსწორება ხდება ეკვივალენტ ლარში) წილი, ამიტომ აუცილებელია წარმოების ობიექტების მშენებლობა, რეაბილიტაცია და ზოგადად ინვესტირება, რათა მიღწეულ იქნეს ენერგოდამოუკიდებლობა.

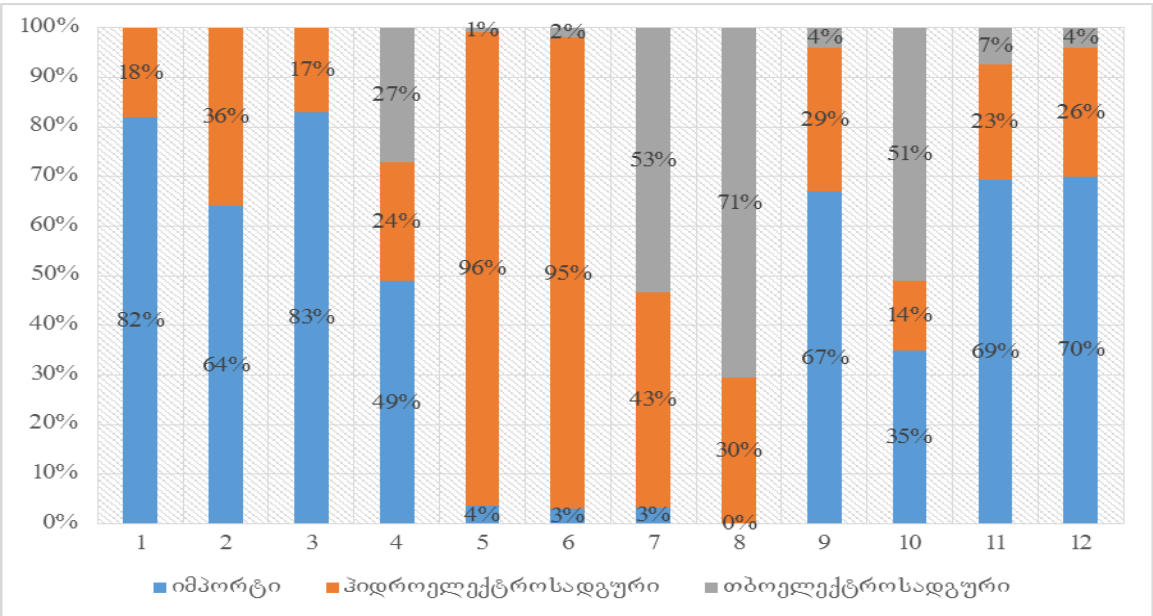
[78] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, www.esco.ge

დიაგრამა №14 იმპორტის წილი მთლიან რესურსში (მლნ კვტ.სთ)[79]



დიაგრამა №15 და №16 ასახავს ბაზრის ოპერატორის მიერ შესყიდული საბალანსო ელექტროენერგიის სტრუქტურას 2015 და 2016 წლებისთვის.

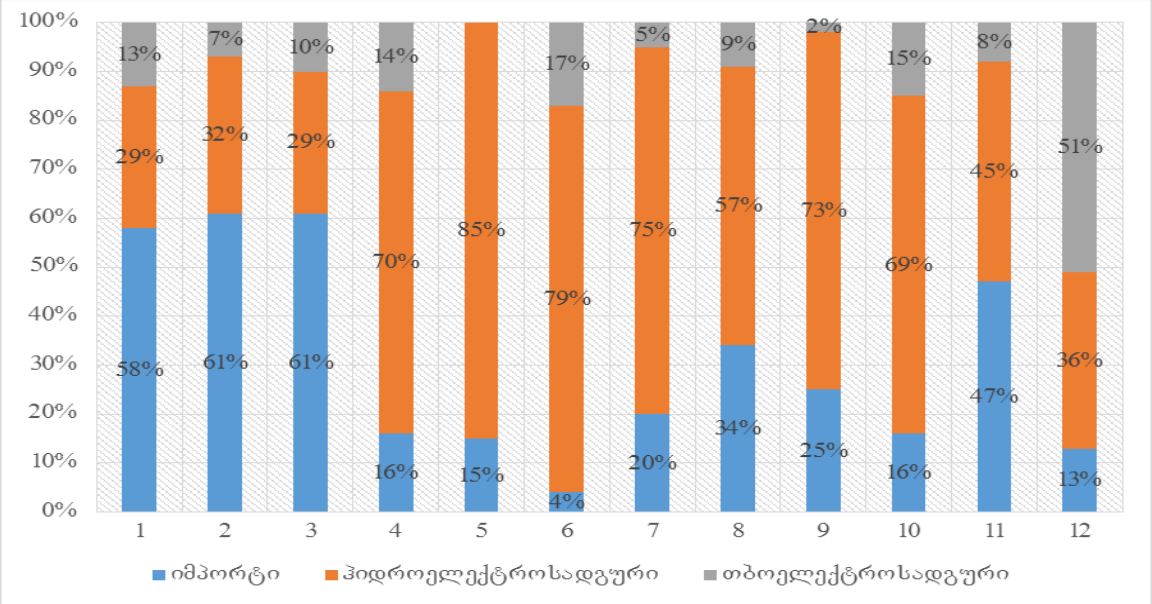
დიაგრამა №15. ბაზრის ოპერატორის მიერ შესყიდული საბალანსო ელექტროენერგიის სტრუქტურა (2015 წელი)[80]



[79] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, www.gnerc.org

[80] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 37.

დიაგრამა №16. ბაზრის ოპერატორის მიერ შესყიდული საბალანსო ელექტროენერგიის სტრუქტურა (2016 წელი)[81]



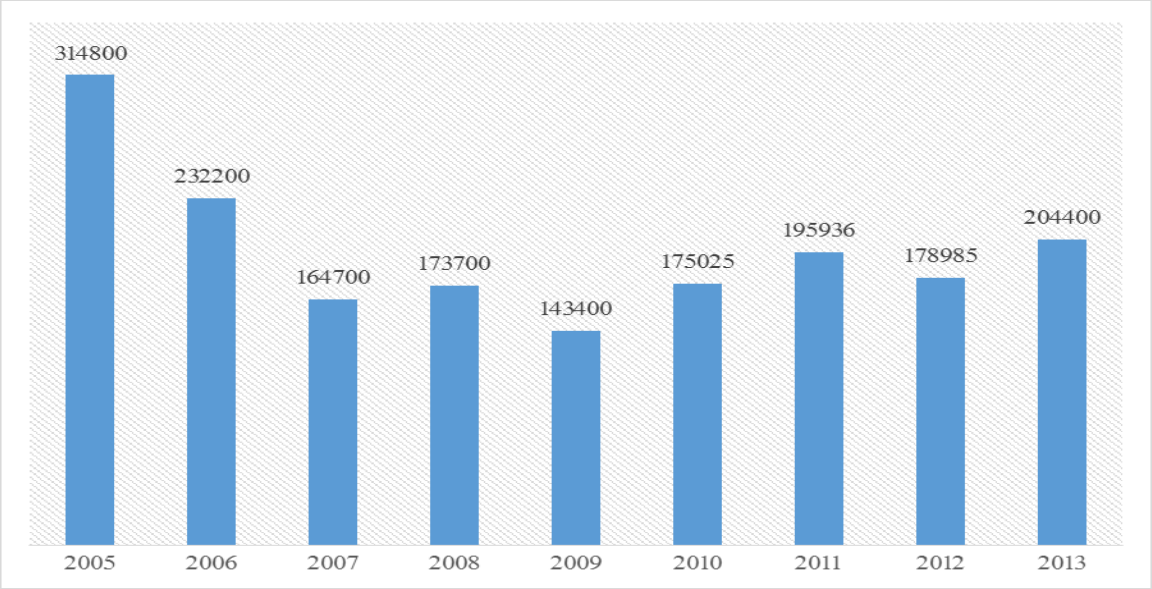
დანართი №1 ასახავს ელექტროენერგიის იმპორტის, ექსპორტისა და ტრანზიტის სტატისტიკას 2015-2017 წლებში, ქვეყნების მიხედვით. აღსანიშნავია, რომ 2012 წლის შემდეგ თურქეთიდან ელექტროენერგიის იმპორტი აღარ განხორციელებულა. ტრანზიტი პირველად განხორციელდა 2014 წლის დეკემბერში (რუსეთიდან თურქეთში და სომხეთიდან თურქეთში), 2015 წელს ტრანზიტი აღარ დაფიქსირებულა, ხოლო 2016 და 2017 წლებში ძირითადად აზერბაიჯანიდან თურქეთში და რუსეთიდან სომხეთში განხორციელდა.

მეორე მიზეზი სექტორში ინვესტიციების განხორციელების საჭიროებისა არის **დანაკარგების დიდი მოცულობა.** ელექტროენერგიის დანაკარგების რეგულირება გადამცემ და გამანაწილებელ ქსელებში კომისიის ერთ-ერთ უმნიშვნელოვანეს ფუნქციას წარმოადგენს. კომისია ახდენს დანაკარგების ნორმირებას, ვინაიდან ტარიფების დადგენისას ქსელური კომპანიების მიერ მოთხოვნილი შემოსავლების მნიშვნელოვანი ნაწილი ქსელში დაკარგული ენერგიის შესყიდვაზე მოდის. დიაგრამა №17 ასახავს საქართველოს ენერგოსისტემაში ელექტროენერგიის დანაკარგების დინამიკას მოცულობაში, ხოლო დიაგრამა №18 - ელექტროენერგეტიკული სისტემის ფაქტობრივ დანაკარგებს ჯამურად გამანაწილებელ და გადამცემ ქსელში 2009-2016 წლებში. ელექტროენერგიის ნორმატიული დანაკარგი, რომლის სიდიდეც საწარმოსათვის

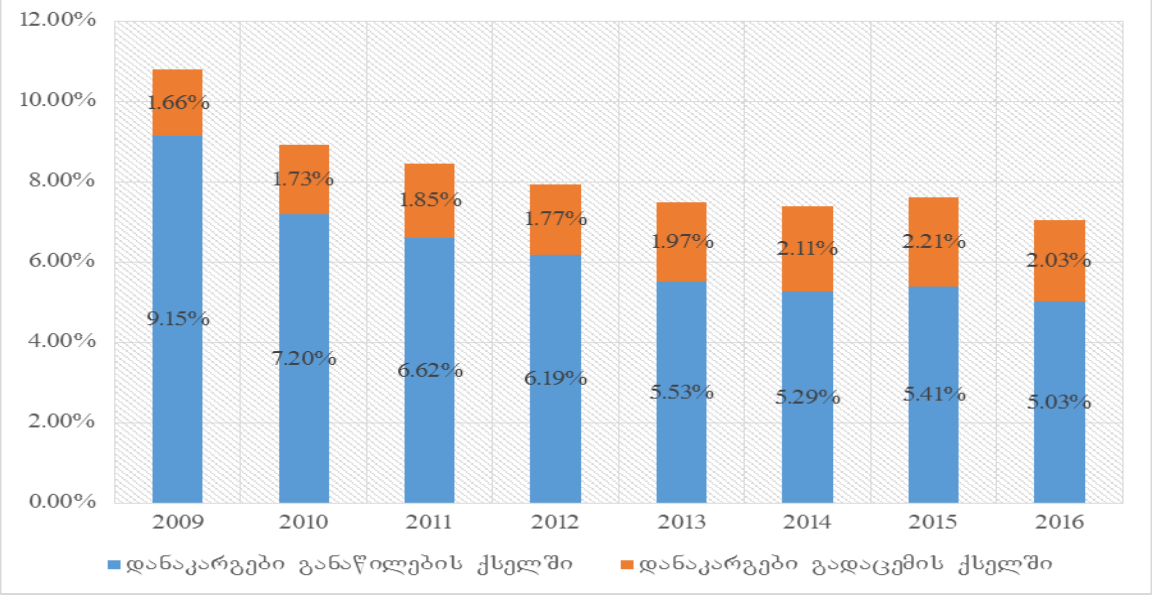
[81] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 15.

დგინდება კომისიის მიერ შესაბამისი ნორმატიული აქტით გათვალისწინებული წესით, მოქმედებს სატარიფო რეგულირების პერიოდში.

დიაგრამა №17. საქართველოს ენერგოსისტემაში ელექტროენერგიის დანაკარგების დინამიკა (ათასი კვტ.სთ)[82]



დიაგრამა №18. ელექტროენერგეტიკული სისტემის ჯამური ფაქტობრივი დანაკარგები[83]



[82] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, www.gnerc.org

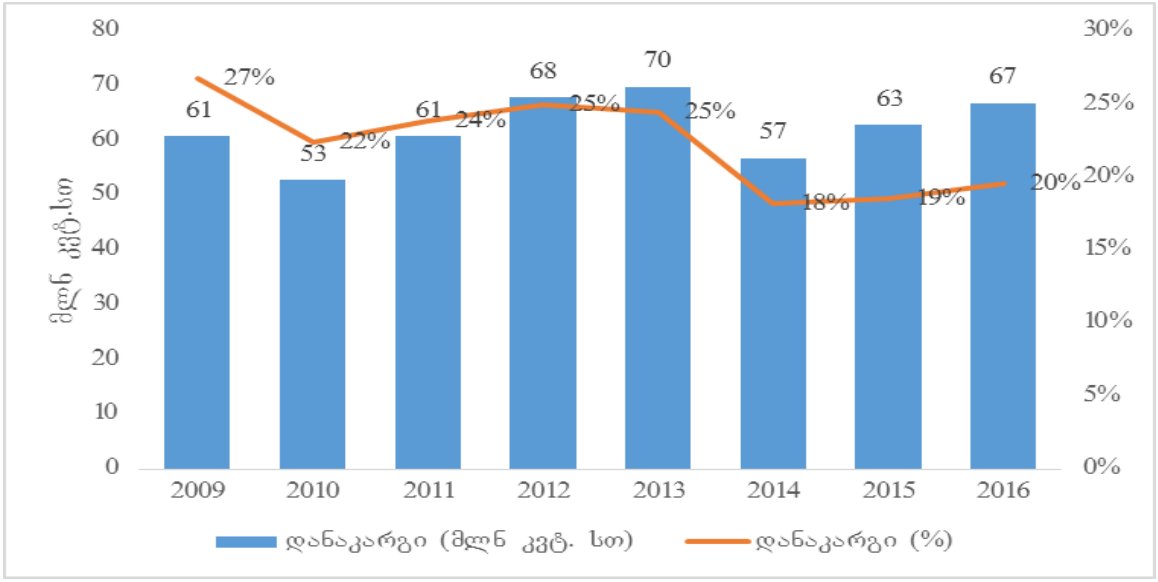
[83] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 23.

2016 წლის მონაცემების შესაბამისად ელექტროენერგიის ჯამურმა დანაკარგმა შეადგინა 7.062%, რაც ნაკლებია წინა წლების მონაცემებთან შედარებით. დიაგრამიდან ჩანს, რომ ბოლო წლების მანძილზე იკლო დანაკარგებმა გამანაწილებელ ქსელში, რომელიც შეგვიძლია გავაანალიზოთ შემდეგი დაიგრამების საშუალებით.

სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციისთვის“ კომისიის 2006 წლის №17 დადგენილების თანახმად, განსაზღვრულია ნორმატიული დანაკარგი 10.5%. ანალიზის შედეგად გამოიკვეთა, რომ კომპანიას ხშირ შემთხვევაში ნორმატივზე გადაჭარბებული ფაქტობრივი მაჩვენებლები აქვს. ზემოაღნიშნული ცხადყოფს, რომ კომპანიის ქსელში საინვესტიციო პროექტების განხორციელება, აღრიცხვიანობის მოწესრიგება და ქსელის სტრუქტურის გაუმჯობესება აუცილებელია (დიაგრამა №19).

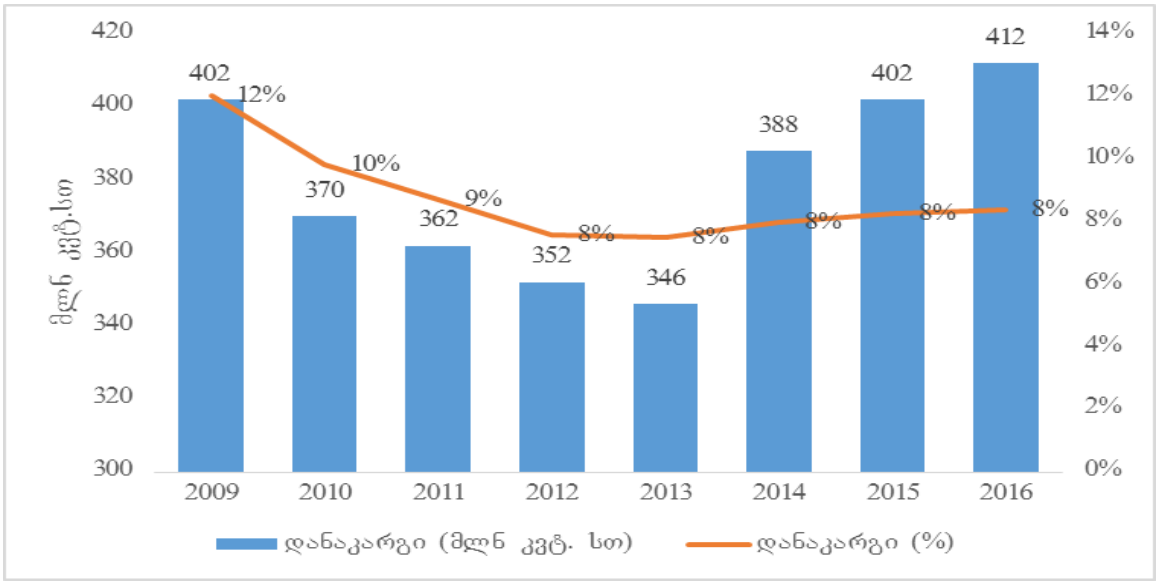
2014 წელს სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ კომისიის დადგენილებით განესაზღვრა ე.წ. წამახალისებელი რეგულირების ფარგლებში ნორმატიული დანაკარგის ოდენობა - 7.5%. 2016 წელს კი ფაქტობრივად გაეზარდა კომპანიას დანაკარგი (გამოწვეულია „ჯორჯიან მანგანეზის“ ტოპოლოგიის ცვლილებით). ვინაიდან ცვლილება 10%-ზე მეტი იყო კომისიამ თავიდან გაიანგარიშა მისი დანაკარგი და 2016 წლის დეკემბერში №25 დადგენილებით დაამტკიცა ნორმატიული დანაკარგის სიდიდე – 8.26% (დიაგრამა №20).

დიაგრამა №19. სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციისთვის“ დანაკარგი[84]



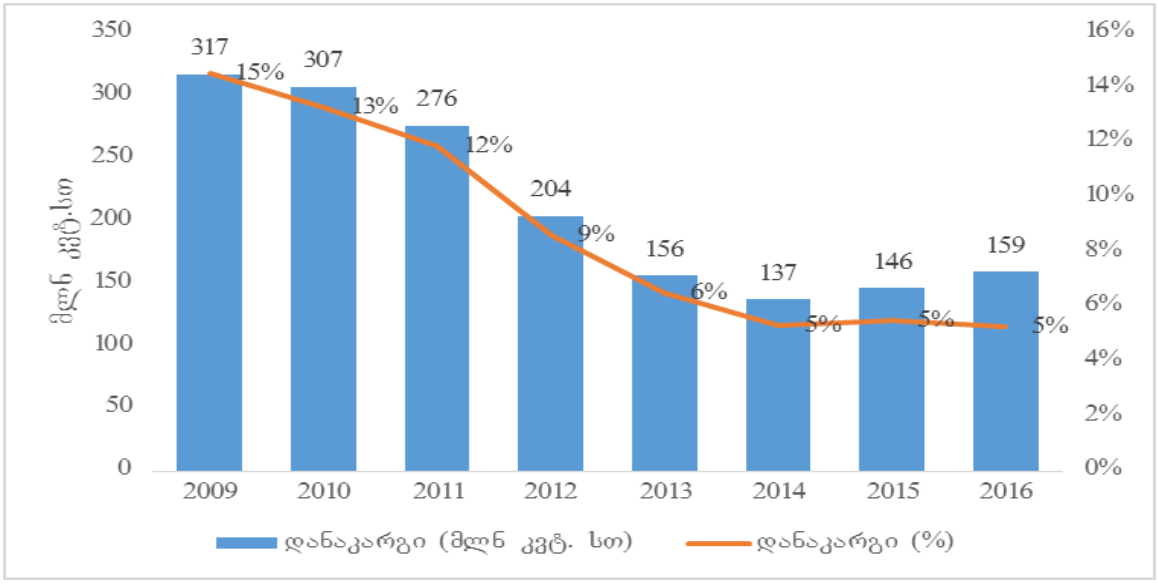
[84] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 24.

დიაგრამა №20. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიასთვის“ დანაკარგი[85]



რაც შეეხება სს „თელასს“, კომისიამ 2015 წლის სექტემბერში №25 დადგენილებით დაამტკიცა ნორმატიული დანაკარგის ოდენობა და განსაზღვრა 5.34%-ით. ფაქტიური დანაკარგები რიგ შემთხვევაში გაიზარდა (2015 წელი), ხოლო შემცირდა 2016 წელს 1.31%-ით, რაც განპირობებული იყო კომპანიის 110-35 კვ ქსელზე მძლავრი მომხმარებლის მიერთებით.

დიაგრამა №21. სს „თელასისთვის“ დანაკარგი[86]



[85] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 24.
[86] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 24.

იმის გათვალისწინებით, რომ სემეკის მიერ დამტკიცებული მეთოდოლოგიების საფუძველზე დადგენილი ტარიფები ითვალისწინებს ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციისა და განაწილების ლიცენზიატების მიერ განხორციელებულ ან/და განსახორციელებელ ინვესტიციებზე ამონაგებისა და ცვეთა/ამორტიზაციის გონივრულ და სამართლიან დონეს, კომისია განსაკუთრებული ყურადღებით ახორციელებს ინვესტიციების მონიტორინგს.[87]

მიმდინარე პერიოდისათვის ელექტროენერგეტიკული სექტორი ძირითადად საჭიროებს ინვესტიციებს ელექტროენერგიის გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელების საიმედოობის, უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესების მიმართულებით, რომელიც შეიძლება მიღწეულ იქნეს ელექტროენერგეტიკული სექტორის თითოეული ლიცენზიატის მიერ განხორციელებული მიზანმიმართული ინვესტიციის შედეგად.

2013-2015 წლებში გაფორმდა 60 მემორანდუმი 88 საინვესტიციო პროექტის განხორციელების მიზნით, პროექტების ჯამური დადგმული სიმძლავრე 1 600 მგვტ. მოსალოდნელი გამომუშავება 7 მლრდ. კვტ.სთ-ია, პროექტების სავარაუდო ჯამური საინვესტიციო ღირებულება 2.4 მლრდ. აშშ დოლარია.[88]

2013-2015 წლებში ექსპლუატაციაში შევიდა 10 ჰიდროელექტროსადგური, რომელთა ჯამური სიმძლავრე – 157 მგვტ-ს შეადგენს, ხოლო მთლიანი საინვესტიციო ღირებულება – 264.4 მლნ აშშ დოლარს.

ცხრილში №10 წარმოდგენიალია 2013-2017 წლებში ექსპლუატაციაში შესული ელექტროსადგურები დადგმული სიმძლავრის მითითებით. აღნიშნულ პერიოდში 781.94 მგვტ-ით გაიზარდა სექტორში დადგმული სიმძლავრე და სულ შეადგინა 4089.3 მგვტ. ამასთან, უნდა აღინიშნოს, რომ 2017 წელს 2016 წელთან შედარებით 6.1%-ით გაიზარდა სექტორის ჯამური სიმძლავრე.

[87] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნულიკომისიის მიერ 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილებით დამტკიცებული „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშებისა“ და „ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშების“ მეთოდოლოგიები.

[88] საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო, სამი წლის ანგარიში, 10.2015, გვ. 8.

ცხრილი №10. 2013-2017 წლებში ექსპლუატაციაში შესული ელექტროსადგურები[89] [90]

№	პროექტის დასახელება	დადგმული სიმძლავრე, მგვტ.	ექსპლუატაციაში შესვლის წელი
1	ბახვიჰესი 3	9.8	2013
2	რაჭა ჰესი	11	2013
3	დაგვაჰესი	0.1	2013
4	შილდაჰესი	4.8	2013
5	ალაზანჰესი-2	6	2013
ჯამური სიმძლავრე		**31.7**	
1	ლარსიჰესი	19	2014
2	ახმეტაჰესი	9.1	2014
3	არაგვიჰესი	8.5	2014
4	ყაზბეგიჰესი	6	2014
5	ფარავანიჰესი	86.54	2014
6	კაზრეთიჰესი	2.5	2014
ჯამური სიმძლავრე		**131.64**	
1	გარდაბნის თბოელექტროსადგური	231.2	2015
2	დებედაჰესი	3	2015
3	ფშაველაჰესი	1.95	2015
ჯამური სიმძლავრე		**236.15**	
1	დარიალი ჰესი	108	2016
2	საგურამო ჰესი	4.2	2016
3	შაქშაჰეთი ჰესი	1.5	2016
4	მაქსანია ჰესი	0.5	2016
5	ტყიბულის თბოელექტროსადგური	13.2	2016
6	ქართლის ქარის ელ.სადგური	20.7	2016

[89] საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო, სამი წლის ანგარიში, 10.2015, გვ. 4.
[90] ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორი, www.esco.ge

ჯამური სიმძლავრე		148.1	
1	ხელვაჩაური ჰესი	47.48	2017
2	შუახევი ჰესი	178.72	2017
3	ნაბეღლავი ჰესი	1.9	2017
4	კინტრიშა ჰესი	6	2017
5	მარნეული ჰესი	0.25	2017
ჯამური სიმძლავრე		234.35	

დღეისათვის საქართველოს ენერგეტიკის სექტორში ინვესტიციების მოზიდვისა და ქვეყნის ენერგოპოტენციალის მაქსიმალური გამოყენების მიზნით პოტენციური ინვესტორებისათვის შეთავაზებულია მთელი რიგი შეღავათები, კერძოდ:

- ახალაშენებული ჰესებისთვის არ ხდება ტარიფის დადგენა, ინვესტორები თავად ირჩევენ ფასსა და ბაზარს;
- მთავრობა ინვესტორს სთავაზობს გარანტირებულ შესყიდვას ზამთრის პერიოდში;
- ახალ ჰესებს ენიჭებათ თურქეთ-საქართველოს 500 კვ ხაზით სარგებლობის პრიორიტეტი;
- 46 ჰესი გადავიდა კერძო მფლობელობაში;
- საგრძნობლად გამარტივდა ენერგეტიკის სექტორში ნებართვებისა და ლიცენზიების მოპოვების პროცესი;
- გაუქმდა 13 მგვტ-მდე დადგმული სიმძლავრის ჰესებისთვის წარმოების ლიცენზია.

დღეის მდგომარეობით საქართველოს ენერგოსექტორში საკმაოდ მნიშვნელოვანი მიზეზები არსებობს ინვესტიციების განსახორციელებლად, კერძოდ ექსპერტული გათვლებით, ქვეყანას გააჩნია ეკონომიკურად ხელსაყრელი დიდი ჰიდროპოტენციალი; ბაზარი ნაწილობრივ დარეგულირებულია; პრივატიზებულია განაწილების კომპანიები და რაც მთავარია საკუთარი საქმიანობით მოგებას იღებენ; გამარტივებულია ფორმალური პროცედურები ენერგეტიკის სექტორში და არსებობს სახელმწიფოს მხარდაჭერა ენერგოსექტორის გაძლიერებისადმი.[91]

[91] ჩომახიძე დ., „შესავალი ენერგომენეჯმენტში“, თბ., 2011, გვ. 50.

თავი 2. ელექტროენერგეტიკის სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების წყაროები და სექტორის ფინანსური ანალიზი

2.1 ელექტროენერგეტიკულ სექტორში ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები და ეფექტიანობის მაჩვენებლები

კორპორაციის კაპიტალი წარმოგვიდგება, როგორც აქტივების ფორმირებაში ინვესტირებული ფულადი, მატერიალური და არამატერიალური საშუალებების მთლიანი ღირებულება. კორპორაციის კაპიტალი აერთიანებს წარმოების ძირითად ფაქტორებს, რომლებიც უზრუნველყოფენ კორპორაციის სამეურნეო საქმიანობას: კაპიტალს, მიწას და შრომით რესურსებს. კაპიტალი შესაძლოა მოგვევლინოს სასესხო კაპიტალის ფორმით. ის კომპანიის საბაზრო ღირებულების მთავარი საზომიც კი არის. ამ კუთხით უნდა გამოიყოს საკუთარი კაპიტალი, რომელიც წარმოადგენს წმინდა აქტივების მოცულობას და იგი განსაზღვრავს ნასესხები სახსრების მოზიდვის პოტენციალს, რაც დამატებითი მოგების მიღებას უზრუნველყოფს.

კაპიტალის ეფექტიანი მართვის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან წინაპირობას წარმოადგენს მისი ღირებულების შეფასება, ანუ ფასი, რომელსაც კორპორაცია იხდის მისი სხვადასხვა წყაროდან მოზიდვისთვის. ის გამოიყენება, როგორც რეალური ინვესტიციების განხორციელების კრიტერიუმი. მისი საშუალებით ცალკეული რეალური პროექტების ეფექტიანობის შეფასების პროცესში, წმინდა ფულადი ნაკადის თანხა დაიყვანება რეალურ ღირებულებამდე.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სექტორში ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიის შესაბამისად, განმარტებულია კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულება (WACC) - რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე ამონაგების ნორმა, რომელიც იანგარიშება გადასახადებამდე, კომისიის მიერ დადგენილი კაპიტალის (საკუთარი და მოზიდული) სტრუქტურის მიხედვით.[92]

WACC-ის ძირითადი კომპონენტების სიდიდეებისა და ეფექტიანობის (X-ფაქტორი) ფაქტორის ფიქსირებულ განაკვეთებს, კომისია ადგენს სატარიფო რეგულირების მთელი პერიოდისთვის (რეგულირების პერიოდი მთავრდება 2017 წლის 31 დეკემბერს და შესაბამისად ახალი საკანონმდებლო ნორმები საჭიროებს დამტკიცებას). ამჟამად დადგენილი კაპიტალის სტრუქტურა შემდეგია – მოზიდული

[92] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილება ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიების დამტკიცების შესახებ, მუხლი 2.

კაპიტალი/საკუთარი კაპიტალი 60%-40%-ზე, ანუ სესხის წილი მთლიან კაპიტალში გაითვალისწინება 60%-ის ოდენობით, ხოლო WACC დადგენილია - 13,54%.[93]

ელექტროენერგეტიკულ სექტორში რეგულირებადი კომპანიები რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე ამონაგების ნორმას იღებენ, საქართველოს ელექტროენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის (შემდგომში კომისია) მიერ განსაზღვრული მეთოდით. კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულება (WACC) გადასახადებამდე (%), იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[94]

$$WACC_{\text{გადასახადებამდე}} = g \times r_d + \frac{(1-g) \times r_e}{(1-T)}$$

სადაც: g – სესხის წილი (%); r_d – სესხის ღირებულება (%); r_e – საკუთარი კაპიტალის ღირებულება (%); T – მოგების გადასახადი (%).

სესხისა და კაპიტალის ღირებულება იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[95]

$$r_d = r_{rf} + DP$$

$$r_e = r_{rf} + \beta \times (r_m - r_{rf})$$

სადაც: r_{rf} – ურისკო საპროცენტო განაკვეთი (%); DP – სესხის პრემია (%); r_m – ბაზრის რისკი (%); β – სექტორული რისკის კოეფიციენტი.

ურისკო საპროცენტო განაკვეთი (r_{rf}), ბაზრის რისკის პრემია ($r_m - r_{rf}$), სექტორული რისკის ფაქტორი (β) და სესხის პრემია (DP) ყოველი სატარიფო რეგულირების პერიოდისთვის არის ფიქსირებული. კომისიას, ურისკო საპროცენტო განაკვეთი, განსაზღვრული აქვს სახელმწიფო გრძელვადიანი საერთაშორისო ობლიგაციებზე ვადის გასვლამდე წლიური შემოსავლის ოდენობით, ხოლო ბაზრის რისკის პრემია და სესხის პრემია - საექსპერტო დასკვნების ან/და შედარებითი ანალიზის საფუძველზე.

WACC – ის კომპონენტების სიდიდეები განსაზღვრულია შემდეგნაირად:[96]

- ურისკო საპროცენტო განაკვეთი (r_{rf}) – 7.50%;
- სესხის პრემია (DP) – 3.50%;

[93] ,,ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015, მუხლი 9.

[94] ,,ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015, მუხლი 9, ნაწილი 3.

[95] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015, მუხლი 9,ნაწილი 4.

[96] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015, მუხლი 27.

- ბაზრის რისკის პრემია ($r_m - r_{rf}$) – 7.25%;
- სექტორული რისკის კოეფიციენტი (β) – 1.00.

პირველი სატარიფო რეგულირების პერიოდისთვის ზოგადი ეფექტიანობის ფაქტორი ($X_{ზოგ}$) 2%-ის ტოლია, ხოლო ინდივიდუალური ეფექტიანობის ფაქტორი ($X_{ინდ}$) - ნულის.

ლიტვის ენერგეტიკის მარეგულირებელი კომისია (საქართველოსგან განსხვავებით) WACC-ის ოდენობას განსაზღვრავს ყოველწლიურად (მისი ცვლილება დამოკიდებულია სესხის ღირებულებაზე) და აღნიშნულ მონაცემს ყოველი წლის 1 აგვისტომდე აქვეყნებს. მაგალითად, 2017 წლისთვის გამანაწილებელი კომპანიებისთვის WACC-ის დადგენილი ნორმაა 4,94%, გადაცემისთვის - 4,93%, ხოლო წარმოებისთვის - 5,05%. მისი გაანგარიშება დაფუძნებულია შემდეგ კოეფიციენტებზე:[97]

სესხის განაკვეთი იანგარიშება ლიტვის ეროვნული ბანკის მონაცემებზე დაყრდნობით (არასაფინანსო კორპორაციებისათვის გაცემული გრძელვადიანი სესხების 12 თვის საშუალო პროცენტი). იმ შემთხვევაში თუ კომპანია სესხს აიღებს უფრო დაბალ პროცენტად, მას შეუძლია სხვაობით მიღებული სარგებლის ნახევარი დარჩეს. მაგალითად, თუ მას სესხი აღებული აქვს 1%-ად, ხოლო ლიტვის ეროვნული ბანკის მონაცემებით 12 თვის საშუალო განაკვეთი არის 3%, მაშინ WACC-ში მონაწილეობას იღებს სესხის განაკვეთი 2% (რეალურ 1%-ს დამატებული (3%-1%)/2=1%, ანუ სულ 2%). ხოლო თუ კომპანიას გრძელვადიანი სესხები არ აქვს, მაშინ მისი სესხის საპროცენტო განაკვეთი WACC-ში ტოლია ენერგოსექტორში შემავალი კომპანიების საშუალო საპროცენტო განაკვეთის. ამასთან, დადგენილია საპროცენტო განაკვეთის ზედა ზღვარი 2,18%-ის ოდენობით.[98]

აღნიშნულ საკითხთან დაკავშირებით არსებობს აზრთა სხვადასხვაობა. მონოპოლიური კომპანიების დაბალი საბაზრო რისკი განაპირობებს სესხის დაბალ საპროცენტო განაკვეთს, ამიტომ დადგენილსა და ფაქტიურ საპროცენტო განაკვეთს შორის სხვაობით მიღებული სარგებელი, შესაძლოა კომპანიას დარჩეს ნაწილობრივ ან პირიქით - გამოაკლდეს.

ურისკო საპროცენტო განაკვეთი (R_f) იანგარიშება 10 წლის განმავლობაში

[97] ენერგო კონტროლისა და ფასების ლიტვის მარეგულირებელი კომისია, http://www.regula.lt/en/Pages/wacc-electricity.aspx, 20.09.2016

[98] ენერგო კონტროლისა და ფასების ლიტვის მარეგულირებელი კომისია, http://www.regula.lt/en/Pages/wacc-electricity.aspx, 20.09.2016

10-წლიანი ობლიგაციების დისკონტის განაკვეთის საშუალო შეწონილი მაჩვენებლით (3,24%). რაც შეეხება ლიტვის რისკის პრემიას კაპიტალზე (R_{erp}) –მას ადარებენ განვითარებული ქვეყნების საკრედიტო რეიტინგს (5,59%). R_{erp} = US საკრედიტო რეიტინგი – LT საკრედიტო რეიტინგი.[99]

სექტორული რისკის (ბეტა) კოეფიციენტი განისაზღვრება ევროპის ქვეყნებში გადაცემისა და განაწილების საქმიანობის განმახორციელებელი კომპანიების ბეტა კოეფიციენტების საშუალო მონაცემით (ევროპის ენერგომარეგულირებელთა საბჭოს (CEER) ანგარიშიდან).[100]

ცხრილი №11. ევროკავშირის წევრ ქვეყნებში გამოყენებული WACC-ის მნიშვნელობა[101]

ქვეყანა	WACC, %
ჰოლანდია	3,6
ესტონეთი	TSO – 4,92, DSO – 5,02
სლოვაკეთი	6,08
უნგრეთი	6,23
ავსტრია	6,42
პოლონეთი	7,2

KEMA-ს ანგარიშში კაპიტალის ღირებულება რეგულირების მიზნებისთვის განსაზღვრულია, როგორც ფინანსური უკუგება, რასაც ინვესტორი ამ კომპანიაში (რისკის გათვალისწინებით) ინვესტირების გზით იღებს.

რეგულირების მიზნებისთვის კაპიტალის ღირებულება გულისხმობს:[102]

- ინვესტიციების წახალისებისთვის საკმარის უკუგების ნორმას;
- რეგულირებადი დარგის ადეკვატური რისკის აღებას;
- კომპანიის წახალისების უზრუნველყოფას ოპტიმალური კაპიტალის სტრუქტურით.

კაპიტალის ღირებულება ხშირად განსაზღვრულია, როგორც კაპიტალის

[99] http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/, 22.10.2016.
[100] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 84.
[101] http://www.ceer.eu, 15.08.2016.
[102] KEMA, Cost of Capital, Presentation for ERRA Tariff Committee, Dr. Konstantin Petrov / Waisum Cheng / Dr. Daniel Grote, April 2009, გვ. 3.

საშუალო შეწონილი ღირებულება (WACC). WACC შედგება კაპიტალისა და ვალის შეწონვით მის აქციებთან. ის შესაძლოა მოიცავდეს კორპორატიულ გადასახადსაც (მოგების გადასახადი) და გამოიყენება არა მარტო ევროპის იურისდიქციის ქვეშ მყოფ ქვეყნებში, არამედ მთელ მსოფლიოში.[103]

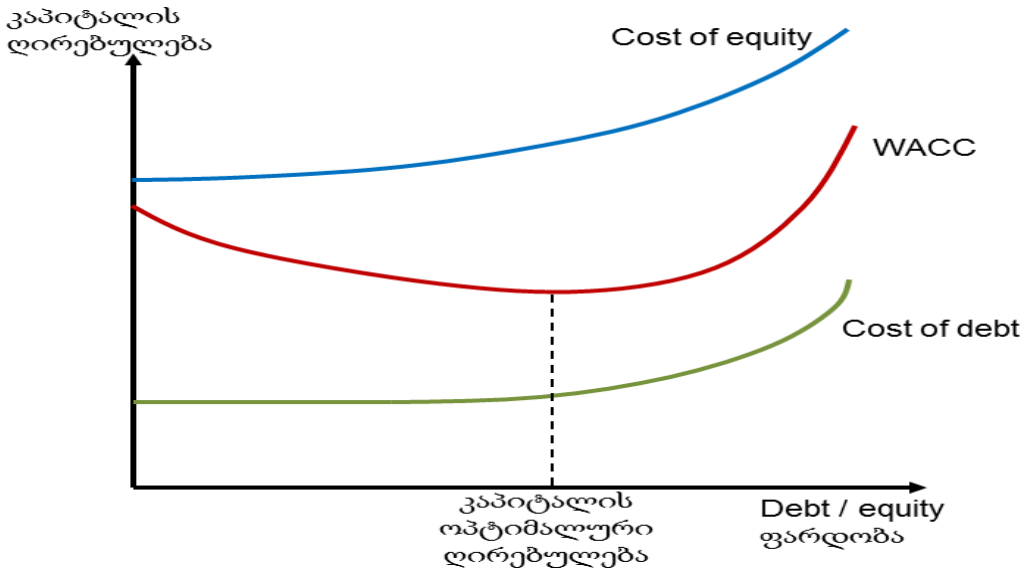
$$WACC_{\text{გადასახ. შემდეგ}} = \text{კაპიტალის ღირ. } X\ E/(E+D)\ X \text{ სესხის ღირ. } X\ D/(E+D)\ X\ (1\text{-}T)$$

მარეგულირებელი კომპანიები კაპიტალის სესხის პრემიის დასათვლელად, ხშირად ისტორიული მონაცემების საშუალო არითმეტიკულს იყენებენ, ხოლო კაპიტალის სტრუქტურასთან დაკავშირებით ცდილობენ ოპტიმალურთან მიახლოებულის დამტკიცებას (კაპიტალის მოცულობა ძირითადად მერყეობს 40%-50%). როგორც წესი ეს მონაცემი სტანდარტიზებულია და როცა მარეგულირებელი სამიზნე მაჩვენებელს ადგენს, ამ გზით ხელს უწყობს კაპიტალის ღირებულების შემცირებას.

კაპიტალის ღირებულების გამოსათვლელად ევროპელი მარეგულირებლები ძირითადად CAPM მეთოდოლოგიას ირჩევენ, რომლის მიხედვითაც კაპიტალის ღირებულება აქციებზე გადახდილი რისკის არმქონე საპროცენტო განაკვეთისა და კაპიტალის ბაზარზე არსებული რისკის პრემიის ჯამის ტოლია.

დიაგრამაზე №22 წარმოდგენილია კაპიტალის ოპტიმალური სტრუქტურა.

დიაგრამა №22. კაპიტალის სტრუქტურა[104]



[103] KEMA, Cost of Capital,Presentation for ERRA Tariff Committee, Dr. Konstantin Petrov / Waisum Cheng / Dr. DanielGrote, April 2009, გვ. 5.

[104] Kiss A., Lesi M., Sugar A., Szolnoki P., Price Regulation and Tariffs, ERRA, June 2006, გვ. 17.

დანართი №2 და №3 სახით წარმოდგენილია ელექტროენერგიის გადაცემისა და განაწილების საქმიანობაში ევროპის ეროვნული მარეგულირებლების მიერ გამოყენებული უკუგების ნორმის მეთოდები.

მარეგულირებელმა შესაძლოა WACC-ის ნორმა რეგულირების სხვადასხვა პერიოდისთვის დაადგინოს. პრაქტიკულად ურისკო ინვესტიცია არ არსებობს, თუმცა სახაზინო ობლიგაციები ზოგადად შესაძლოა გაკოტრებისა და ლიკვიდურობის ნულოვანი რისკით ხასიათდებოდეს.[105]

ქვეყნების უმეტესობა ურისკო საპროცენტო განაკვეთის განსაზღვრისთვის, ითვალისწინებს თავისი ქვეყნის 10-წლიან სახაზინო და სამთავრობო ობლიგაციებს, ნაწილი კი – ევროპული ქვეყნების სამთავრობო ობლიგაციებს (მაგალითად, პორტუგალია – AAA რეიტინგის მქონე ქვეყნების 5-წლიანი სამთავრობო ობლიგაციებს ითვალისწინებს) და ისტორიულ მონაცემებს ეყრდნობა (ისტორიული საშუალო; 1, 2, 5-წლიანი ისტორიული ანალიზი).[106]

შემდეგ დიაგრამებზე წარმოდგენილია ევროპის ენერგომარეგულირებლთა საბჭოს წევრი ქვეყნების 2014-2015 წლებში ტარიფის გაანგარიშებისთვის კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების მონაცემები, ცალკეული კომპონენტის მიხედვით. ამასთან, შედარებისთვის მოყვანილია საქართველოში მოქმედი ნორმის მონაცემები. დიაგრამებზე გამოსახულია:

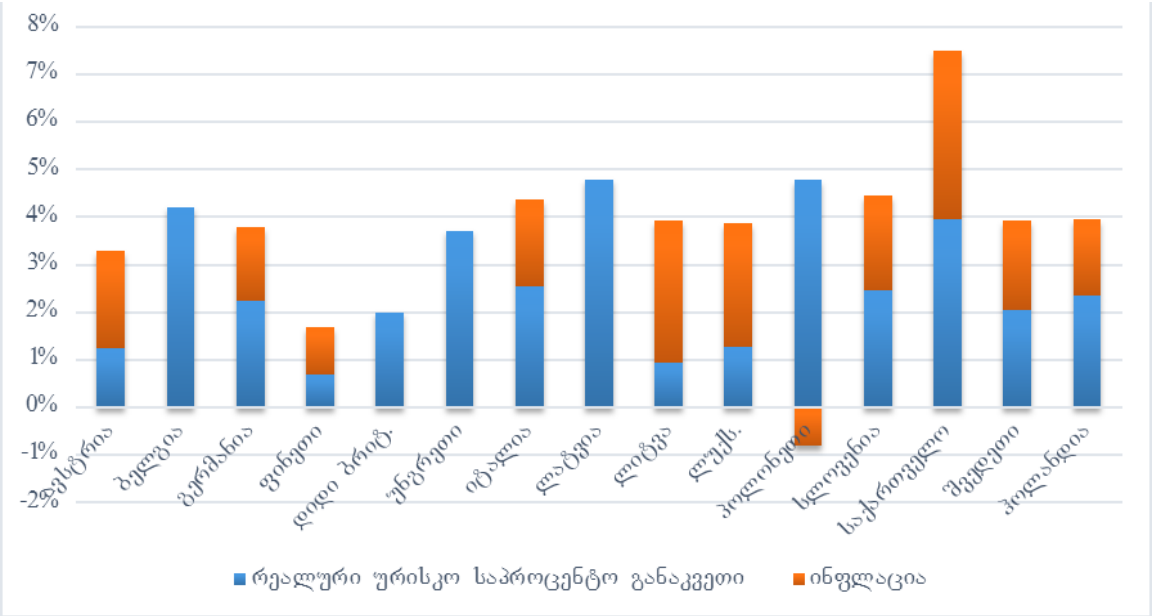
- დიაგრამა №23 ევროპის ქვეყნების ელექტროენერგეტიკული სექტორის ნომინალური ურისკო საპროცენტო განაკვეთი, როგორც რეალური ურისკო საპროცენტო განაკვეთისა და წლიური ინფლაციის ჯამი;
- დიაგრამა №24 სესხის რეალური ღირებულება – რეალური ურისკო საპროცენტო განაკვეთისა და სესხის პრემიის ჯამი;
- დიაგრამა №25 ბაზრის რისკის პრემია ელექტროენერგიის გადაცემის მომსახურების გამწევი კომპანიებისთვის. ამასთან, ეს მონაცემები იგივეა ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიებისთვისაც, მხოლოდ იმ განსხვავებით, რომ შვედეთში ბაზრის რისკის პრემია არის 0,5% (დაფუძნებულია შვედეთის საფონდო ბაზარზე) გადაცემის ნაწილში არსებული 5%-ის ნაცვლად;
- დიაგრამა №26 კაპიტალის სტრუქტურა, ანუ ე.წ. „გიარინგი“;
- დიაგრამა №27 საგადასახადო განაკვეთები;

[105] IRG – Regulatory Accounting, Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation, February 2007, www.erg.eu.int/doc/publications/erg_07_05_pib_s_on_wacc.pdf

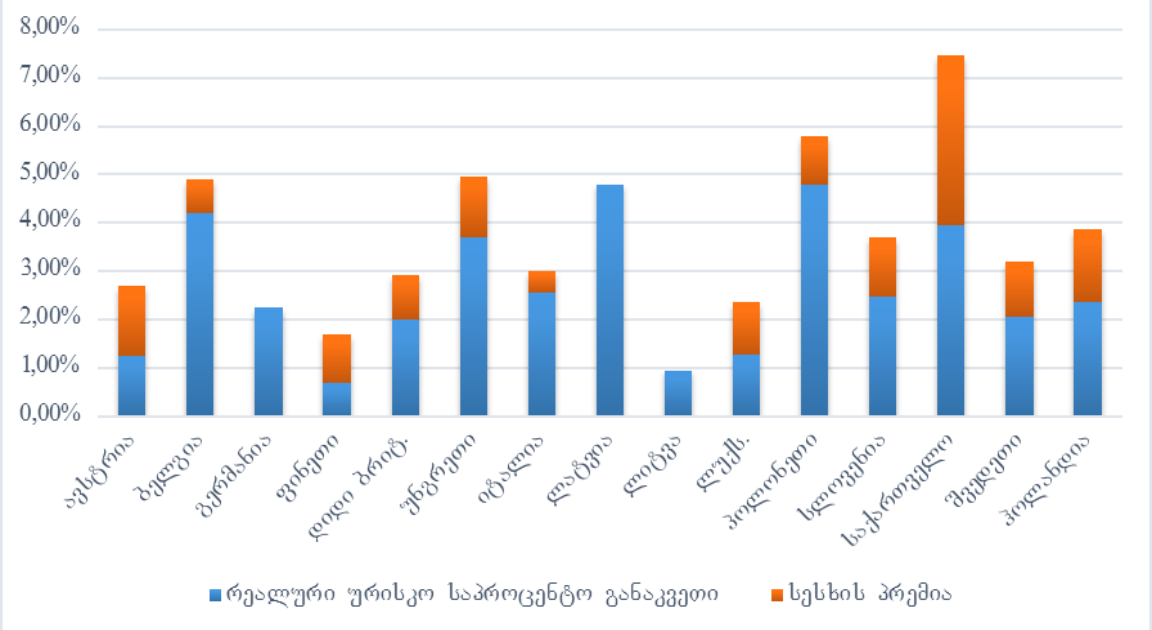
[106] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 31-32.

- დიაგრამა №28 კაპიტალის სექტორული რისკის კოეფიციენტი (ბეტა).

დიაგრამა №23. ნომინალური ურისკო საპროცენტო განაკვეთი 2014-2015 წლებში[107] [108]



დიაგრამა №24. სესხის რეალური ღირებულება 2014-2015 წლებში[109] [110]



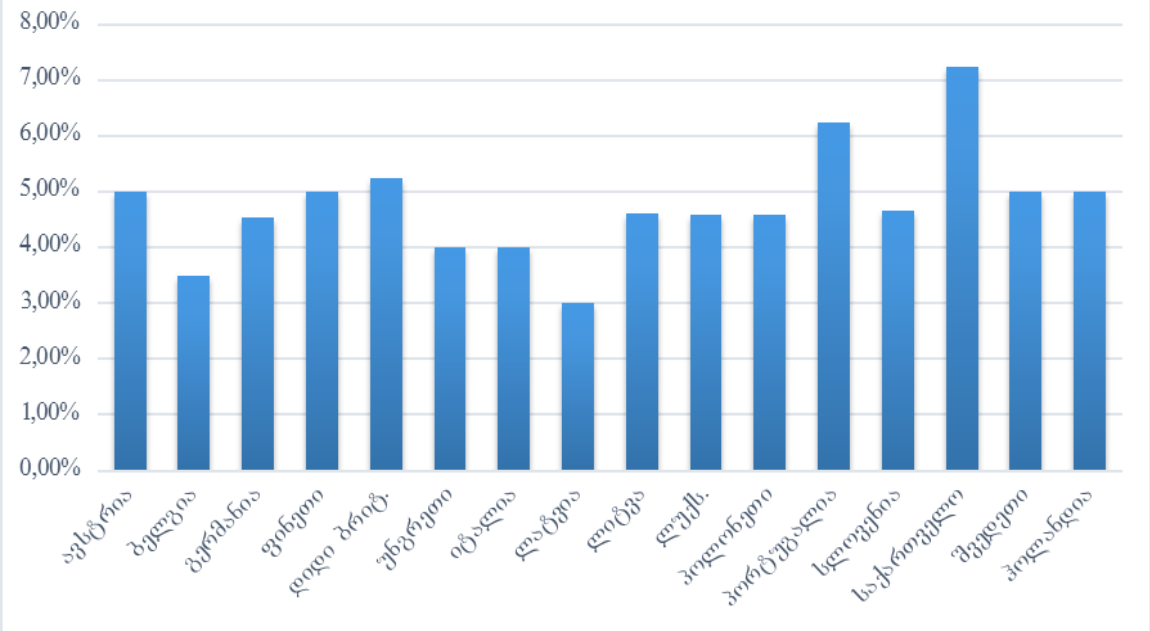
[107] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 42.

[108] https://www.nbg.gov.ge/index.php?m=304, 13.11.2016.

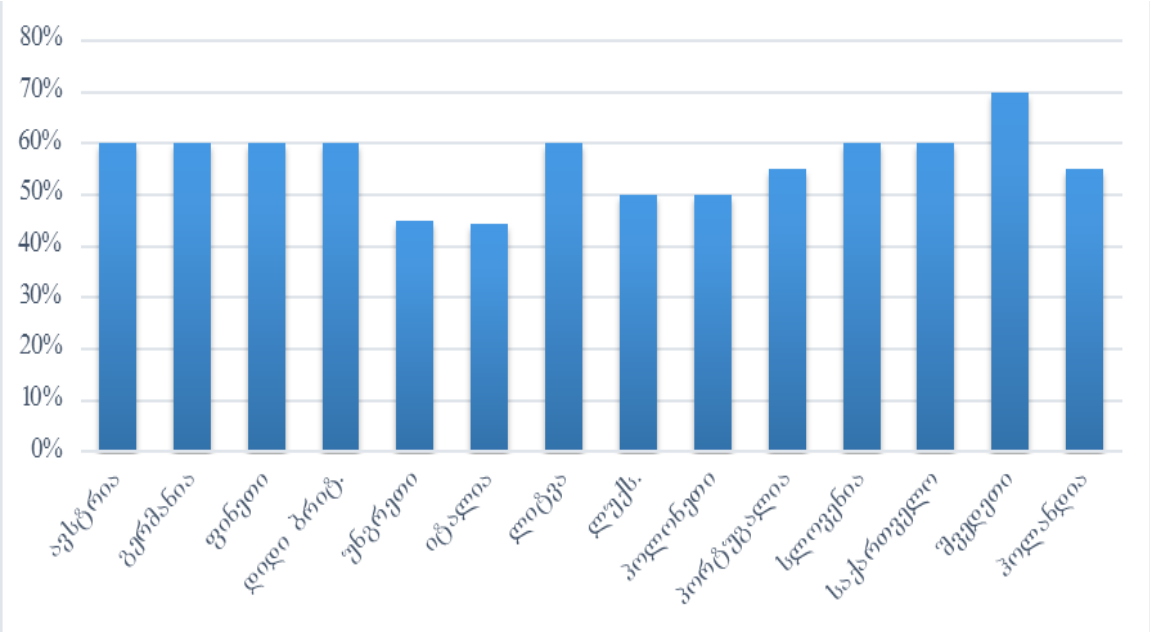
[109] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 50.

[110] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“,1.09.2015, მუხლი 27.

დიაგრამა №25. ბაზრის რისკის პრემია ელექტროენერგიის გადაცემის კომპანიებისთვის 2014-2015 წლებში[111] [112]



დიაგრამა №26. „გიარიხგი“ 2014-2015 წლებში[113] [114]



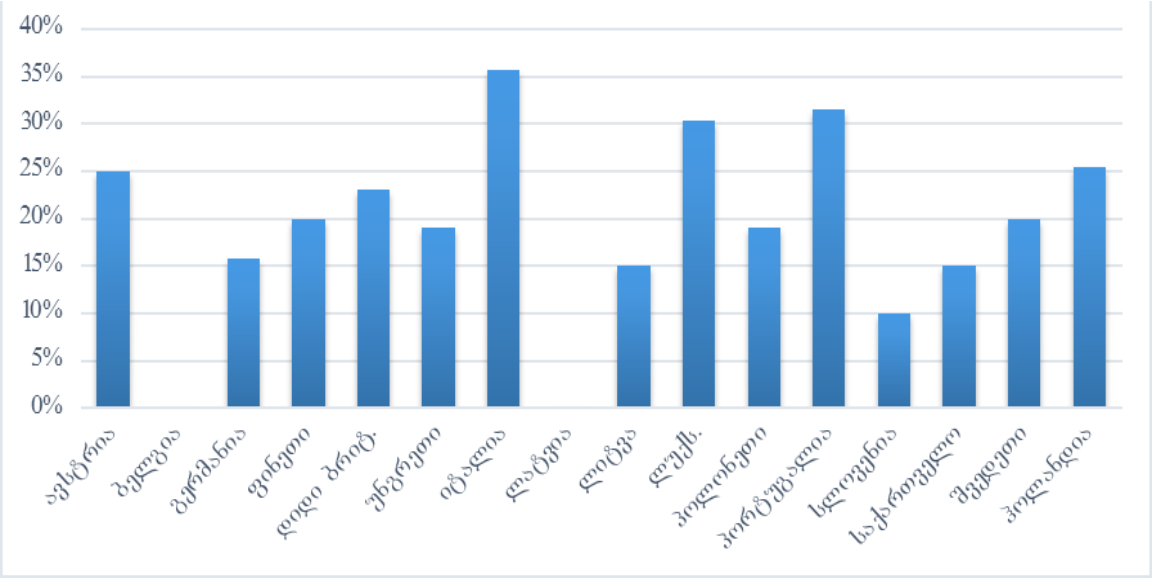
[111] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 55.

[112] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“,1.09.2015, მუხლი 27.

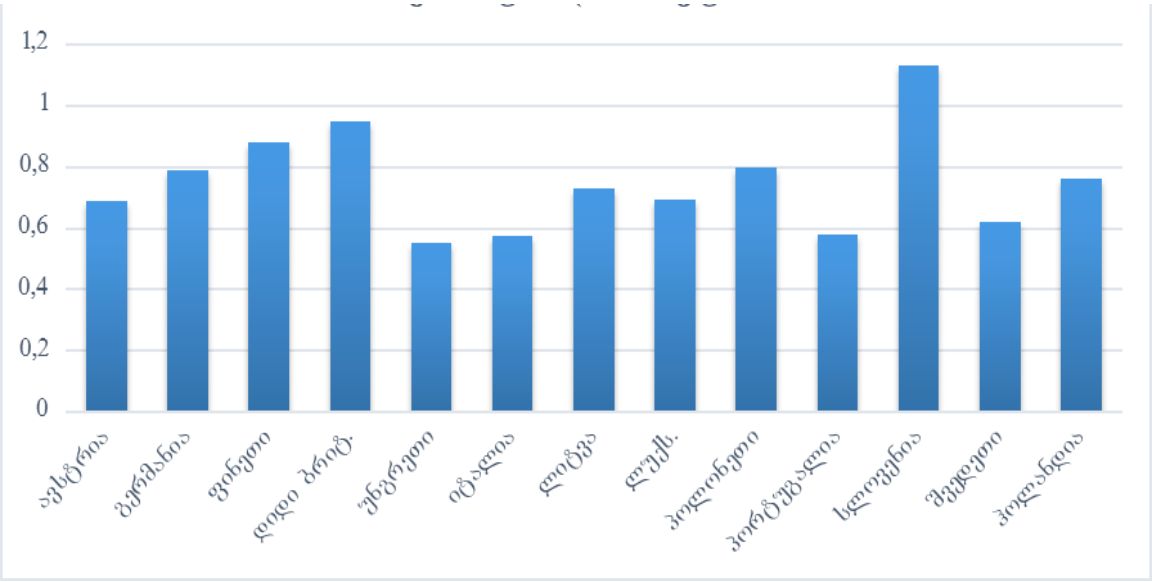
[113] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 64.

[114] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015, მუხლი 27.

დიაგრამა №27. გადასახადის განაკვეთი 2014-2015 წლებში[115] [116]



დიაგრამა №28. კაპიტალის სექტორული რისკის კოეფიციენტი (ბეტა)[117]



CEER-ის წევრი ქვეყნების მონაცემების გაანალიზების შედეგად ჩანს, რომ ყველა ქვეყანას რეგულირების განსხვავებული სისტემა აქვს. მიუხედავად განსხვავებებისა, მაჩვენებლები დაახლოებით მსგავსია (თვალსაჩინოებისთვის შედარებულია საქართველოს მონაცემებიც).

[115] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 71.
[116] საქართველოს საგადასახადო კოდექსი, 22.06.2016, მუხლი 98.
[117] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 80-81.

აღნიშნულ მონაცემებზე დაყრდნობით შესაძლოა ითქვას, რომ ურისკო საპროცენტო განაკვეთი საქართველოში საკმაოდ მაღალია (7,5%) წევრ ქვეყნებთან შედარებით (საშუალოდ 4%) და თითქმის თანაბარი CEER-ის არაწევრი ქვეყნების - ალბანეთის (7,4%) და რუსეთის (8,7%) მონაცემთან. სექტორული რისკის კოეფიციენტი ბეტა მერყეობს 0.5-0.8 შორის, ხოლო საქართველოში ის 1-ის ტოლია (მეთოდოლოგიით განსაზღვრული, დაფუძნებულია უცხოელი ექსპერტების რეკომენდაციაზე). საქართველოში კორპორატიული (მოგების) გადასახადის დაბალი ნორმა (15%) მიმზიდველ გარემოს ქმნის ინვესტირების კუთხით, მაგრამ ბაზარი მაღალი რისკის პრემიით ხასიათდება, რაც უარყოფით გავლენას ახდენს მასზე.

რეალური WACC გამოიყენება გადაფასებული (თავიდან შეფასებული) აქტივების მომგებიანობის გაანგარიშებისთვის, ხოლო ნომინალური WACC - ისტორიული ღირებულების განსაზღვრისთვის. ეს მონაცემები საშუალებას გვაძლევს ევროპის ენერგობაზარზე ინდივიდუალურად ქვეყნების მიხედვით გავაანალიზოთ ინვესტიციების მდგომარეობა.

რაც შეეხება კაპიტალის სტრუქტურას – მოგების ნორმა კაპიტალზე უნდა გამოვითვალოთ საკუთარ და ნასესხებ კაპიტალს შორის არსებული ურთიერთდამოკიდებულების გათვალისწინებით. მთავარია ჩვენ მიერ დადგენილმა ნორმამ გავლენა არ მოახდინოს კომპანიის არჩევანზე, გამოიყენოს საკუთარი თუ ნასესხები კაპიტალი. გიარინგისთვის არსებობს ორი ალტერნატივა:

- *რეალური კონფიგურაცია* – საკუთარ კაპიტალზე წმინდა მოგების ნორმად გავითვალისწინოთ კომერციული ბანკების გრძელვადიან დეპოზიტებზე დადგენილი საშუალო წლიური საპროცენტო განაკვეთი (2016 წელს 6.7%, ხოლო 2015 – 7%).[118] ხოლო სესხის პროცენტი (მოქმედი საკრედიტო ხელშეკრულებებით) და კაპიტალის სტრუქტურა (კაპიტალის დაფინანსების წყაროების მიხედვით – კომპანიის საბალანსო მონაცემების საფუძველზე) უნდა განისაზღვროს არსებული რეალური მდგომაროებიდან გამომდინარე;
- *სტატისტიკურ მონაცემებზე დაყრდნობა.*

გასათვალისწინებელია შემდეგი ფაქტორი: სახელმწიფო კომპანიაში ინვესტირებული სახსრები ძირითადად სახელმწიფოს მხრიდან გამოყოფილი საკუთარი კაპიტალით არის წარმოდგენილი, რითაც კაპიტალის ღირებულების დადგენის პროცესში კიდევ უფრო იზრდება საკუთარი კაპიტალის მომგებიანობის

[118] საქართველოს ეროვნული ბანკი, https://www.nbg.gov.ge/index.php?m=304, 25.05.2017.

წლიური განაკვეთის მნიშვნელობა. ეს გარემოება სავარაუდოდ ტარიფის ზრდას გამოიწვევს, ვინაიდან საკუთარი კაპიტალის ღირებულება, როგორც წესი, მნიშვნელოვნად აღემატება სასესხო კაპიტალის ღირებულებას, განსაკუთრებით განვითარებადი ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში.

რისკის პრემიის განსაზღვრის მიზნით, აუცილებელია სექტორის მომგებიანობის წლიური განაკვეთის დადგენა. ინდოეთში ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიებისთვის კაპიტალის ღირებულებას უტოლებენ გლობალური ბაზრის რისკის პრემიას.[119] ისმება კითხვა, თუ რამდენად მიზანშეწონილი იქნება არსებულ სფეროში მომგებიანობის კოეფიციენტის ბენჩმარკად აღება, ვინაიდან ჩვენი ბაზარი განაწილების ნაწილში მონოპოლისტურია.

განხილული არგუმენტების გათვალისწინებით მეორე გზა უფრო მისაღები ჩანს. საქართველოში დღეს მოქმედი კაპიტალის სტრუქტურა (60%-40%) საკმაოდ წარმატებულადაც გამოიყენება უამრავ სხვა ევროპულ ქვეყანაში. ძნელია კაპიტალის ოპტიმალური სტრუქტურის განსაზღვრა, მაგრამ კომპანიების თანაბარ პირობებში ჩაყენების მიზნით, უმჯობესია სექტორში გამოვიყენოთ ერთიანი სტრუქტურა. სავარაუდოდ საწყის ეტაპზე ეს მონაცემი რეალობას არ დაემთხვევა, მაგრამ რეგულირების პერიოდში მიუახლოვდება მას. შეიძლება ითქვას, რომ ევროპული ბაზრის ანალიზის შესაბამისად, საქართველოში დღეს მოქმედი კაპიტალის სტრუქტურა ოპტიმალურია და არ უნდა შეიცვალოს.

ვინაიდან მარეგულირებელ კომისიას შემდეგი რეგულირების პერიოდისთვის (2018 წლის 1 იანვრიდან) დასადგენი აქვს WACC-ის ახალი მნიშვნელობა, შეგვიძლია განვიხილოთ ორი განსხვავებული მიდგომა WACC-ის გაანგარიშებისთვის, რომელიც ნაწილობრივ ERRA-ს ექსპერტის რეკომენდაციაშიც არის აღნიშნული.[120]

მიდგომა 1.1: „ეფექტიანი“ დაფინანსების ფორმა. მიდგომის შესაბამისად ურისკო საპროცენტო განაკვეთია – 7.5%, სესხის პრემია 3.5% და კაპიტალის რისკის პრემია 7.25%. აღსანიშნავია, რომ აღნიშნული პრაქტიკული მიდგომა, შეესაბამება სემეკის ამჟამინდელ პოლიტიკას და წარმოადგენს ერთჯერად მიდგომას, რომელიც ვრცელდება ყველა რეგულირებად კომპანიაზე. მაგრამ

[119] Mustafa GÖZEN, Cost of Capital Estimation for Energy Network Utilities: Revisiting from the Perspective of Regulators, *Dokuz Eylül Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, Cilt:26, Sayı:2, Yıl:2011,* გვ. 42.
[120] http://erranet.org/wp-content/uploads/2016/03/GNERC_ad_hoc_consultancy_report_FINAL.pdf

შესაძლოა გამოიწვიოს შეუსაბამობა კაპიტალის დასაშვებ და ფაქტობრივ ღირებულებას შორის;

მიდგომა 1.2: „ეფექტიანი“ დაფინანსების ფორმა დაფუძნებული ბონდების ურისკო საპროცენტო განაკვეთზე აშშ დოლარში. ეს მიდგომაც იზიარებს სემეკის გაანგარიშებას, მაგრამ განმასხვავებელი ისაა, რომ განისაზღვროს ინფლაციის ოდენობა, რათა მოხდეს აშშ დოლარისა და ლარის განსხვავებების დაფიქსირება.

მიდგომა 2: შეფასდეს კაპიტალის რეალური და ისტორიული ღირებულებები. აქ მოიაზრება, როცა სესხის ღირებულება ტოლია რეალური სესხის საშუალო შეწონილი ღირებულებისა. ეს მიდგომა გვარწმუნებს, რომ განაკვეთი ნებადართულია და უკავშირდება რეალური სესხის დაფინანსების ხარჯებს, ზრდის მათ შესაძლებლობას და ნდობას ინვესტიციების მიმართ. გარდა ამისა, დადგენილი გიარინგი ტოლი უნდა იყოს ფაქტობრივი გიარინგისა.

პირველი მიდგომით, რომელიც ყურადღებას ამახვილებს დაფინანსების ხარჯებზე და თავის მხრივ, დაფუძნებულია ინვესტიციების საბაზრო ღირებულებაზე, უფრო ძლიერი სტიმულის მიმცემია ბაზრისთვის. მეორე მიდგომა კი ამცირებს რისკს, რომ ისტორიული ან დაფარული ხარჯები განსხვავდებოდეს კაპიტალის დასაშვები ღირებულებისგან და ლიცენზიატის პოტენციალიდან გამომდინარე, გაზარდოს მოგების ან ზარალის მიღების შესაძლებლობა. აღნიშნული მიდგომა საჭიროებს კანონმდებლობაში ცვლილებებს და უფრო მეტ დეტალურ ანალიზს.

მიდგომა 1.1 შემთხვევაში შეგვიძლია ავიღოთ ურისკო საპროცენტო განაკვეთი 11.2%-ის ოდენობით – 2017 წლის 15 თებერვალს გამოშვებული ლარში დენომინირებული 10-წლიან ბონდებზე.[121]

სესხის ღირებულებისთვის ვიხელმძღვანელოთ – ცხრილიდან №12, რომელიც გვიჩვენებს სხვადასხვა ქვეყნის საკრედიტო რეიტინგებს. ზოგიერთ მათგანს უარყოფითი სესხის პრემია აქვს, რომელმაც მონაწილეობა არ უნდა მიიღოს გაანგარიშებაში. დანარჩენი დადებითი მაჩვენებლების საშუალო მონაცემების საფუძველზე დათვლილი მნიშვნელობა 3.5%, შედარებულია შპს „ჯორჯიან უოთერ ენდ ფაუერის“ მიერ გამოყენებულ განაკვეთთან 2.8%.

[121] საქართველოს ფინანსთა სამინისტრო, http://www.mof.ge/en/5024

ცხრილი №12. მთავრობის მიერ გამოშვებული ობლიგაციების და ვალის რისკების პრემიის ნომინალური შემოსავალი[122] [123] [124] [125]

ქვეყანა	Moody's რეიტინგი	Standard& Poor's რეიტინგი	ვალუტა	ვადა	ნომინალური სარგებელი	სესხის პრემია
ალბანეთი	B1	B+	EUR	2020	5.9%	-1.8%
მაკედონია	n/a	BB-	EUR	2020	5.1%	-2.4% - -0.4%
ხორვატია	Ba2	BB	EUR	2023	4.0%	0.6%
სერბეთი	B1	BB-	USD	2021	6.6%	3.1%
კოსოვო	n/a	N/A	EUR	2021	4.0%	3.1%
მონტენეგრო	B1	B+	EUR	2020	4.0%	4.9%
ბულგარეთი	Baa2	BB+	EUR	2024	3.1%	-0.1%
საქართველო	**Ba3**	**BB-**	**GEL**	**2027**	**11.2%**	**3.5%**
GWP			**GEL**	**2017**	**14.0%**	**2.8%**
ირლანდია	A3	A-				2.0%
ავსტრალია	Aaa	AAA				1.8%
DRP მნიშვნელობა					Min	Max
					0.6%	4.9%

მაქსიმალური და მინიმალური მნიშვნელობების აღებით, ასევე ლარში დენომინირებული სესხის ნომინალური ხარჯების შეფასებით, ვიღებთ ურისკო საპროცენტო განაკვეთს და სესხის პრემია 11.8% - 16.1% შორის იმერყევებს. თუმცა ეს მაღალია, ვიდრე GWP-ის მიერ გამოშვებული ობლიგაციები. სესხის ღირებულებად შესაძლოა აღებული იქნეს 13% (გასაშუალებული მონაცემი).

საკუთარი კაპიტალის ღირებულება – კაპიტალის რისკის პრემია (ERP), რომელიც კაპიტალის ბაზარზე ინვესტირების დამატებითი რისკია, ემყარება Damodaran's (2017) რეიტინგებს. Damodaran იყენებს ქვეყნის გრძელვადიანი ERP-ის დასათვლელად ადგილობრივ Moody's რეიტინგს და ადარებს სახაზინო და ქვეყნის ბონდებიდან მისაღებ შემოსავლებს. Damodaran-ის შეფასება საქართველოსთვის და

[122] www.crc.bg/files/_bg/Consultation_document_WACC.pdf .
[123] http://www.cer.ie/docs/001043/CER15193%20Europe%20Economics%20Report%20on%20WACC.pdf.
[124] https://www.aer.gov.au/system/files/Final%20decision%20-%20Review%20of%20electricity%20transmission%20and%20distribution%20WACC%20parameters%20-%201%20May%202009.pdf.
[125] https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2768183.PDF.

ენერგოგაერთიანების ხელშეკრულებით გათვალისწინებული ქვეყნებისთვის (EnCT) წარმოდგენილია ცხრილი №13-ის სახით.

ცხრილი №13. ERRA და EnCT ქვეყნების სექტორული რისკის კოეფიციენტი და Damodaran-ის შეფასებით კაპიტალის რისკის პრემია[126]

ქვეყანა	Moody's რეიტინგი	კაპიტალის Beta	ბაზრის რისკი	ქვეყნის-სპრედი	ქვეყნის-სპეციფიკური პრემია	ჯამური ERP
ალბანეთი	B1	1.3	5.69%	5.20%	6.4%	12.09%
მაკედონია	n/a	1.0	5.69%	4.16%	5.1%	10.81%
ხორვატია	Ba2	0.5	5.69%	3.47%	4.3%	9.96%
სერბეთი	B1	0.7	5.69%	5.20%	6.4%	12.09%
კოსოვო	n/a	1.0	5.69%	n/a	n/a	n/a
მონტენეგრო	B1	0.7	5.69%	5.20%	6.4%	12.09%
ბულგარეთი	Baa2	0.8	5.69%	2.20%	2.7%	8.39%
საქართველო	**Ba3**	**1.0**	**5.69%**	**4.16%**	**5.1%**	**10.81%**
ირლანდია	A3	0.7	5.69%	1.39%	1.7%	7.40%
ავსტრალია	Aaa	0.8	5.69%	0.00%	0.0%	5.69%

ცხრილი №14. სესხის წილი საერთაშორისო პრაქტიკაში

ქვეყანა	Moody's რეიტინგი	Standard& Poor's რეიტინგი	გადაცემის საქმიანობა	განაწილების საქმიანობა
მაკედონია	n/a	BB-	53.4%[127]	60.7%[128]
კოსოვო	n/a	n/a	n/a	40%
ხორვატია	Ba2	BB	n/a	50%[129]

[126] Damodaran, Aswath, Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2016 Edition (March 5, 2016). Available at SSRN: https://ssrn.com/abstract=2742186 or http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2742186

[127] An Energy Community Report on the status of the main criteria for Allowed Revenue Determination for Transmission, Distribution and regulated supply of electricity and gas, https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2768183.PDF

[128] The Decision of the Energy Regulatory Commission of the Republic of Macedonia, http://www.erc.org.mk/odluki/5.%20%20EE-C-2011.12.30-%20EVN%20DISTRIBUCIJA%20KONECNA%20ODLUKA%20ZA%20PRIHOD%20I%20CENA.pdf

[129] The Croatian Energy Regulatory Agency's (HERA) decision on Tariff Elements for a gas company, https://www.hera.hr/hr/docs/2016/Odluka_2016-12-16_10.pdf

ქვეყანა	Moody's რეიტინგი	Standard& Poor's რეიტინგი	გადაცემის საქმიანობა	განაწილების საქმიანობა
მონტენეგრო	B1	B+	50%	50%
ალბანეთი	B1	B+	n/a	60%
სერბეთი	B1	BB-	60%	n/a
ირლანდია	A3	A-	55%[130,131]	55%
დიდი ბრიტანეთი	Aa1	AA	60%[132]	60%
ავსტრალია	Aaa	AAA	60%[133]	60%

ცხრილი №15 წარმოაჩენს WACC-ის ოდენობას საქართველოსთვის დაბალი, საშუალო და მაღალი განაკვეთებისთვის.

ცხრილი №15. სესხის წილი საერთაშორისო პრაქტიკაში[134]

ფორმულა	WACC-ის კომპონენტები	შეფასება (GEL)		
		დაბალი	საშუალო	მაღალი
(a)	ურისკო საპროცენტო განაკვეთი (r_f)	11.2%	11.2%	11.2%
(b)	სესხის პრემია (d_p)	0.6%	1.8%	3.0%
(c)=(a)+(b)	სესხის პროცენტი (r_d)	11.81%	13.01%	14.21%
(d)	სექტორული რისკის კოეფიციენტი (β)	0.54	0.86	1.32
(e)	ბაზრის რისკის პრემია ($ERP=r_m-r_f$)	6.65%	6.65%	6.65%
(f)	გადასახადის განაკვეთი	15%	15%	15%

[130] A review of WACC parameters for Irish Transmission and Distribution electricity networks by Europe Economics, http://www.cer.ie/docs/001043/CER15193%20Europe%20Economics%20Report%20on%20WACC.pdf

[131] The Commission of Energy Regulation (CER) of the Republic of Ireland's decision paper on Mid-Term review of WACC parameters for Transmission and Distribution networks for 2014 to 2015, http://www.cer.ie/docs/000801/CER14026%20WACC%20Review%20Decision%20Paper%20Final.pdf

[132] The Office of Gas and Electricity Market of the United Kingdom's Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf

[133] The Australian Energy Regulator's Electricity Transmission and Distribution service providers Review of Weighted Average Cost of Capital (WACC) parameters, https://www.aer.gov.au/system/files/Final%20decision%20-%20Review%20of%20electricity%20transmission%20and%20distribution%20WACC%20parameters%20-%201%20May%202009.pdf

[134] http://erranet.org/wp-content/uploads/2016/03/GNERC_ad_hoc_consultancy_report_FINAL.pdf

ფორმულა	WACC-ის კომპონენტები	შეფასება (GEL)		
		დაბალი	საშუალო	მაღალი
(g)=[(a)+(d)*(e)]/(1-(f))	საკუთარი კაპიტალის ღირებულება (r_e)	17.41%	19.91%	23.51%
(h)	სესხის წილი	0.6	0.6	0.6
(i)=(h)*(c)+(1-h)*(g)	WACC (ნომინალური)	14.0%	15.8%	17.9%

მიდგომა 1.2: „ეფექტიანი“ დაფინანსების ფორმის შემთხვევაში WACC მიიღებს განსხვავებულ მნიშვნელობას. ურისკო საპროცენტო განაკვეთი ფასდება, როგორც ურისკო საპროცენტო განაკვეთს პლიუს ქვეყნის რისკი (საქართველოსთვის 4.16% Damodaran შეფასებით). მიმდინარე სარგებელი 10-წლიანი სახაზინო ობლიგაციებზე დოლარში არის 2.43%[135]. შედეგად ურისკო საპროცენტო განაკვეთი გამოდის 6.59%.

აშშ დოლარის სარგებელი გაანგარიშებულია ინფლაციასა და საქართველოს ფინანსთა სამინისტროს მიერ დათვლილ საპროგნოზო CPI-ის შორის განსხვავებაზე. გეომეტრიული საშუალო აღებულია 2006-2010 წლებზე. რის შედეგადაც განსხვავებამ შეადგინა 0.71%, ხოლო სცენარის შესაბამისად - ურისკო საპროცენტო განაკვეთი 7.30%.

ცხრილი №16. WACC-ის შეფასება მიდგომა 1.2[136]

ფორმულა	WACC-ის კომპონენტები	შეფასება (GEL)		
		დაბალი	საშუალო	მაღალი
(a)	ურისკო საპროცენტო განაკვეთი (r_f)	2.43%	2.43%	2.43%
(b)	ინფლაციის სხვაობა	0.71%	0.71%	0.71%
(c)	გავრცელება	4.16%	4.16%	4.16%
(d)	სესხის პრემია (d_p)	0.6%	1.8%	3.0%
(e)=(a+b+c+d)	სესხის პროცენტი (r_d)	7.90%	9.10%	10.30%
(f)	სექტორული რისკის კოეფიციენტი (β)	0.54	0.86	1.32

[135] https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield
[136] http://erranet.org/wp-content/uploads/2016/03/GNERC_ad_hoc_consultancy_report_FINAL.pdf, გვ. 14-15.

ფორმულა	WACC-ის კომპონენტები	შეფასება (GEL)		
		დაბალი	საშუალო	მაღალი
(g)	განვითარებული კაპიტალის ბაზრის პრემია	5.7%	5.7%	5.7%
(h)	ქვეყნის რისკის პრემია	5.1%	5.1%	5.1%
(i)=(a+b+d+f*g+h)	კაპიტალის ღირებულება გადასახადების შემდეგ	11.3%	13.1%	15.8%
(j)	გადასახადის განაკვეთი	15%	15%	15%
(k)=(i)/(1-j)	კაპიტალის ღირებულება გადასახადებამდე	13.32%	15.47%	18.55%
(l)	სესხის წილი	0.6	0.6	0.6
(m) = l*e+(1-l)*k	WACC (ნომინალური)	10.1%	11.6%	13.6%

ცხრილში №17 წარმოდგენილია ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიით დამტკიცებული კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების მოქმედი მნიშვნელობა და შედარებულია ჩვენ მიერ შემოთავაზებული WACC-ის გაანგარიშებისთვის ალტერნატიულ მნიშვნელობას. აღნიშნული ანალიზის საფუძველზე გამოყვანილია კაპიტალის საშუალო შეწონილი ახალი ღირებულება 12.52%-ის ოდენობით:

ცხრილი №17. კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულება

კოეფიციენტის დასახელება	კოეფიციენტის მოქმედი მნიშვნელობა	კოეფიციენტის ახალი მნიშვნელობა
$\mathbf{r_{rf}}$	7.50%	6.875%[137]
DP	3.50%	3.50%
$\mathbf{r_m - r_{rf}}$	7.25%	6.5%[138]

[137] http://www.londonstockexchange.com/statistics/companies-and-issuers/debt-securities.xls, 5.11.2016

[138] https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/nl/pdf/2016/advisory/MRP-Summary-October-2016.pdf, 14.11.2016, გვ. 6-8.

კოეფიციენტის დასახელება	კოეფიციენტის მოქმედი მნიშვნელობა	კოეფიციენტის ახალი მნიშვნელობა
β	1.00	1.00
g	0.6	0.6
T	15%	15%
Re	14.75%	13.38%
Rd	11.00%	10.38%
WACC	**13.54%**	**12.52%**

ცხრილში №18 მოყვანილია WACC-ის კომპონენტების ახალი მნიშვნელობები, რომლებიც მეტ-ნაკლებად შეესაბამება ქართულ რეალობას. გაანგარიშებისთვის შემოთავაზებულია r_{rf} ახალი განაკვეთი - 6.875%-ის ოდენობით, რომელიც წარმოადგენს საქართველოს ფინანსთა სამინისტროს მიერ გამოშვებული ევრო ობლიგაციების საკუპონე განაკვეთს. მეორე ალტერნატივას წარმოადგენს 10-წლიანი სახაზინო ობლიგაციების საშუალო შეწონილი განაკვეთის გამოყენება. აღნიშნულის უარყოფითი მხარე ისაა, რომ განაკვეთი წლის მანძილზეც კი ძალიან ცვალებადია - 38%-ითაა შემცირებული 2016 წლის მესამე კვარტლის მონაცემები პირველ კვარტალთან შედარებით (პირველი კვარტალი – 15.478%, მეორე კვარტალი – 12.693%, მესამე კვარტალი 9.612%, მეოთხე კვარტალი – 10.750%)[139] და პროგნოზის გასაკეთებლად საკმაოდ არასტაბილური.

უცვლელად არის დატოვებული რისკის პრემია, რომელიც საქართველოში საექსპერტო დასკვნების შესაბამისად არის დადგენილი. ხოლო ბაზრის რისკის პრემია (6.5%) აღებულია KPMG-ის 2016 წლის 13 ოქტომბრის ანგარიშის შესაბამისად, რომელიც დაფუძნებულია მის საერთაშორისო გამოცდილებაზე მთელი მსოფლიოს მასშტაბით.

ოპტიმალურ სტრუქტურად არის მიჩნეული კაპიტალის მოცემული სტრუქტურა, რომელიც არა მარტო საქართველოს, არამედ ევროპის და აშშ-ის მიერ გამოიყენება. ასევე უცვლელად არის დატოვებული გადასახადების განაკვეთი,

[139] საქართველოს ფინანსთა სამინისტრო, http://mof.ge/4911, 20.06.2017.

რადგან ის საგადასახადო კანონმდებლობით განისაზღვრება.

β კოეფიციენტი დატოვებულია უცვლელად. სხვა ცვლადების უცვლელობის პირობებში თუ β შეიძენს ახალ მნიშვნელობას – 0.75, რომელიც ევროპული ბაზრის მონაცემების საშუალოს წარმოადგენს (ლიტვის მარეგულირებელი კომისია იყენებს აღნიშნულ მეთოდს), ამ შემთხვევაში WACC იქნება 11.75%.

WACC ერთგვარი უკუგების ნორმაა, რომელსაც კომპანიები იღებენ ინვესტირების შედეგად. ყოველი საინვესტიციო პროექტის განხორციელებას სჭირდება დაფინანსება. ფინანსების კუთხით, შესაძლებელია განვიხილოთ მოკლევადიანი, საშუალოვადიანი და გრძელვადიანი დაფინანსების გზები. საბაზრო ეკონომიკის პირობებში, განსაკუთრებული ყურადღება ექცევა დაფინანსების ისეთ ფორმებს, როგორიცაა ლიზინგი და იპოთეკა. რეგულირებად კომპანიებში კი ხშირია მოკლევადიანი სესხები საბრუნავი სახსრების დასაფინანსებლად, გრანტის სახით მიღებული დახმარებები და გრძელვადიანი სესხები, რომელიც დედა კომპანიების მხრიდან ინვესტირებულ/ნასესხებ თანხებს და უცხოური საერთაშორისო ორგანიზაციებიდან რეაბილიტაციის პროცესში მყოფი კომპანიებისთვის გამოყოფილ თანხებს მოიცავს.

მოკლევადიანი საბანკო დაკრედიტება, როგორც საინვესტიციო პროექტების დაფინანსების ხერხი გულისხმობს, კლიენტზე ფინანსური საშუალებების გადაცემას იმ მიზნით, რომელიც დაკავშირებულია:

- კრედიტები საბრუნავი საშუალებების შესავსებად;
- კრედიტები სავაჭრო საქმიანობაზე;
- კრედიტები მოქმედი კონტრაქტების და/ან ხელშეკრულების რეალიზაციაზე.

ინვესტიციების დაფინანსების საშუალოვადიან გეგმას წარმოადგენს ლიზინგი. ლიზინგის ხელშეკრულებით ლიზინგის გამცემი ვალდებულია, ლიზინგის მიმღებს სარგებლობაში გადასცეს განსაზღვრული ქონება, ხელშეკრულებით დათქმული ვადით, ამ ქონების შესყიდვის უფლებით ან ასეთი უფლების გარეშე, ხოლო ლიზინგის მიმღები ვალდებულია გადაიხადოს საზღაური დადგენილი პერიოდულობით.[140]

განვითარებად ქვეყნებში ძირითადი კაპიტალის განახლებისათვის საჭირო ინვესტიციების 3-15% ლიზინგით ფინანსდება, განვითარებულ ქვეყნებში კი ეს

[140] საქართველოს სამოქალაქო კოდექსი, 22.06.2016, მუხლი 576.

მაჩვენებელი 30%-ს აღწევს. საქართველოში, რომელიც წარმოადგენს განვითარებად ქვეყანას, ლიზინგით ფინანსდება მთელი აქტივების დაახლოებით 2%, დანარჩენი 98% ძირითადი საშუალებების შეძენისას სარგებლობს საბანკო ან მიკროსაფინანსო სესხით ან საკუთარი ფინანსური სახსრებით.[141] ელექტროენერგეტიკულ რეგულირებად კომპანიებში დაფინანსების ეს ფორმა თითქმის არ გვხვდება, ან ძალიან იშვიათად გამოიყენება.

ინვესტიციების გრძელვადიანი დაფინანსების ხერხია იპოთეკური დაკრედიტება. საქართველოს ეროვნული ბანკის მონაცემებით (05.2017) იურიდიულ პირებზე ეროვნულ ვალუტაში გაცემული, უძრავი ქონებით უზრუნველყოფილი სესხის პროცენტი შეადგენს 11,6%-ს, ხოლო უცხოურ ვალუტაში გაცემული - 8,6%.[142]

ჩვეულებრივი საინვესტიციო პროექტების ანალიზის დროს რეკომენდაცია იქნება, რომ საქართველოში უფრო მეტი ყურადღება მიექცეს საინვესტიციო პროექტის დაფინანსების ისეთ ძირითად ფორმებს, როგორიცაა ლიზინგი და იპოთეკა. ენერგოსექტორში კომისია ითვალისწინებს კომპანიის ტარიფში საბრუნავი სახსრებისთვის ხარჯებს. რაც შეეხება გრანტის სახით მიღებული აქტივების ღირებულებას, კომისია მას რეგულირებადი აქტივების ბაზაში არ ითვალისწინებს. ტარიფში პირდაპირ ასახვას არ ჰპოვებს არც სესხის პროცენტის ხარჯი, აღნიშნულის დაფარვა უნდა უზრუნველყოს WACC-მ.

კომპანიები ხშირად გამოთქვამენ პრეტენზიას – რეგულირების პერიოდისთვის დადგენილი კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების განაკვეთი ვერ უზრუნველყოფს კომპანიის ფინანსურ სტაბილურობას. მათ ხშირად უწევთ სესხის აღება, საკმაოდ მაღალი საპროცენტო განაკვეთით.

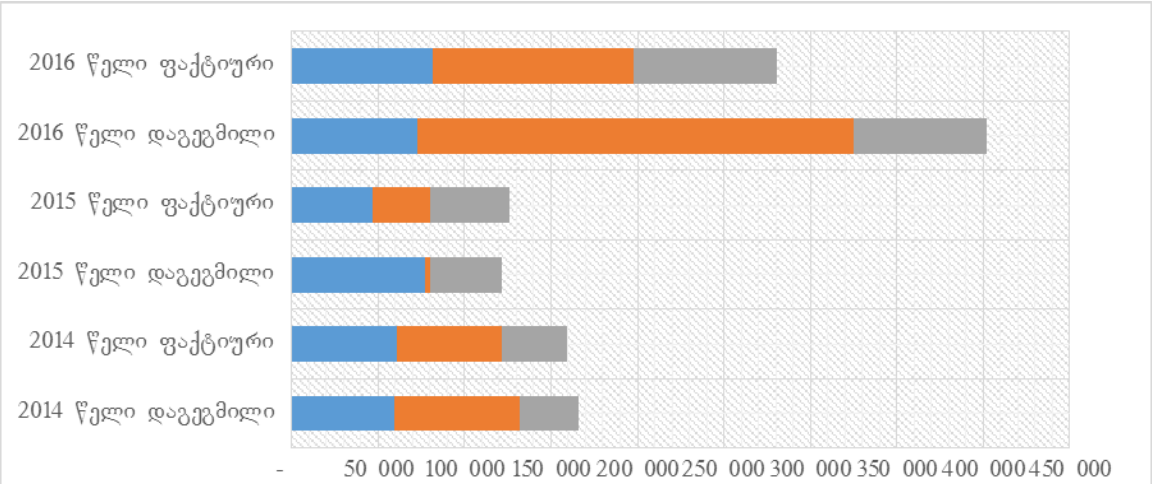
დიაგრამებზე №29-№33 წარმოდგენილია ელექტროენერგეტიკულ სექტორში ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციისა და განაწილების ლიცენზიატების (რეგულირებადი დიდი კომპანიები) მიერ 2014-2016 წლებში დაგეგმილი და ფაქტობრივად განხორციელებული ინვესტიციების მოცულობა, ასევე ფაქტობრივად შესრულებული ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები და მათი პროცენტული გადანაწილება.

---

[141] http://forbes.ge/blog/52/salizingo-momsaxurebis-upiratesobebi, ხუბულავა თ., 10.10.2016.

[142] საქართველოს ეროვნული ბანკი, უძრავი ქონებით უზრუნელყოფილი სესხები, https://www.nbg.gov.ge/index.php?m=304, 05.07.2017.

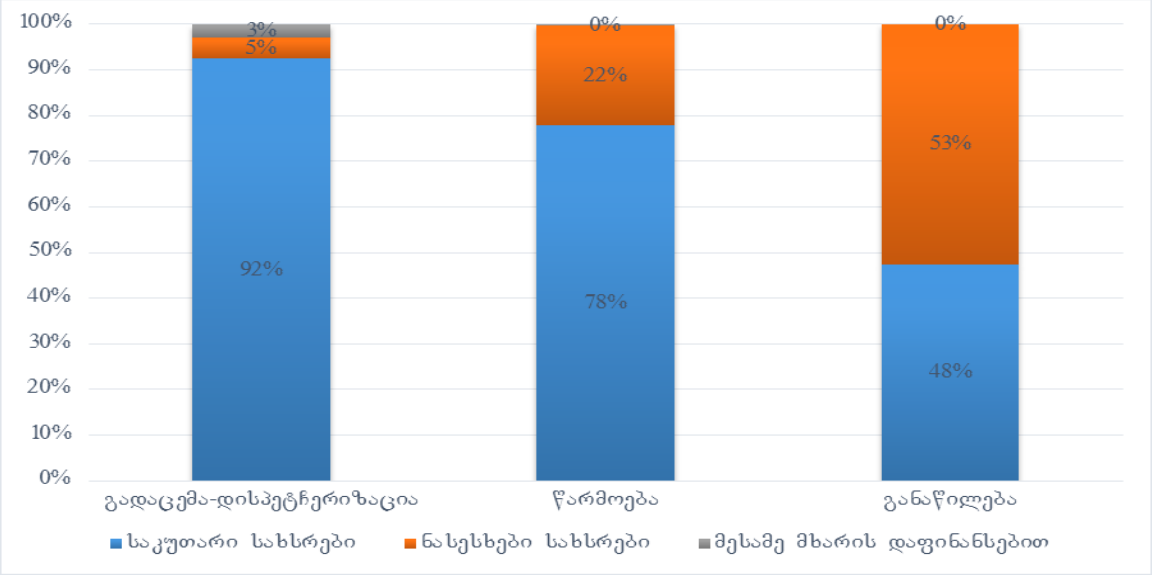
დიაგრამა №29. 2014-2016 წლებში განხორციელებული ინვესტიციები (ათასი ლარი)[143] [144]



	2014 წელი დაგეგმილი	2014 წელი ფაქტიური	2015 წელი დაგეგმილი	2015 წელი ფაქტიური	2016 წელი დაგეგმილი	2016 წელი ფაქტიური
განაწილება	59 732	61 065	77 152	46 575	72 719	81 582
გადაცემა	72 343	60 569	3 095	33 431	252 629	116 403
წარმოება	34 197	37 333	41 043	45 977	76 534	82 337

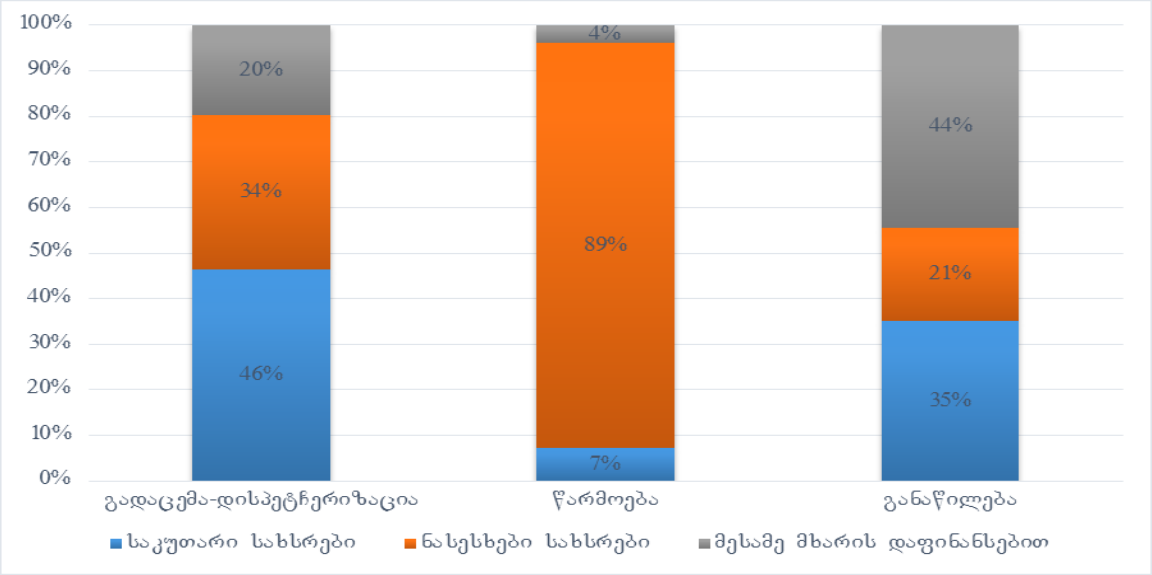
*შენიშვნა – ინვესტიციების ანალიზი გაკეთებულია არააუდირებული მონაცემების საფუძველზე.

დიაგრამა №30. 2014 წელს განხორციელებული ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები[145]

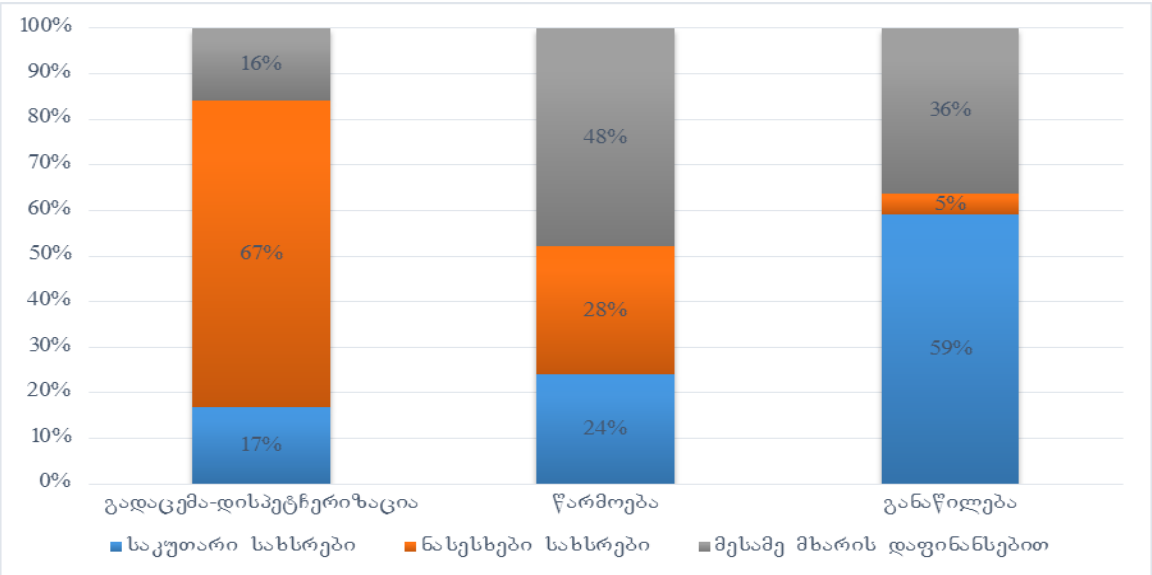


[143] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის წლიური ანგარიშები, 2014-2016 წლების დინამიკაში.
[144] კომისიის 2015 წლის ანგარიშში ინვესტიციების მოცულობაში არ არის გათვალისწინებული შპს „გარდაბნის თბოსადგურში“ განხორციელებული ინვესტიციების მოცულობა.
[145] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 45.

დიაგრამა №31. 2015 წელს განხორციელებული ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები[146]



დიაგრამა №32. 2016 წელს განხორციელებული ინვესტიციების დაფინანსების წყაროები[147]



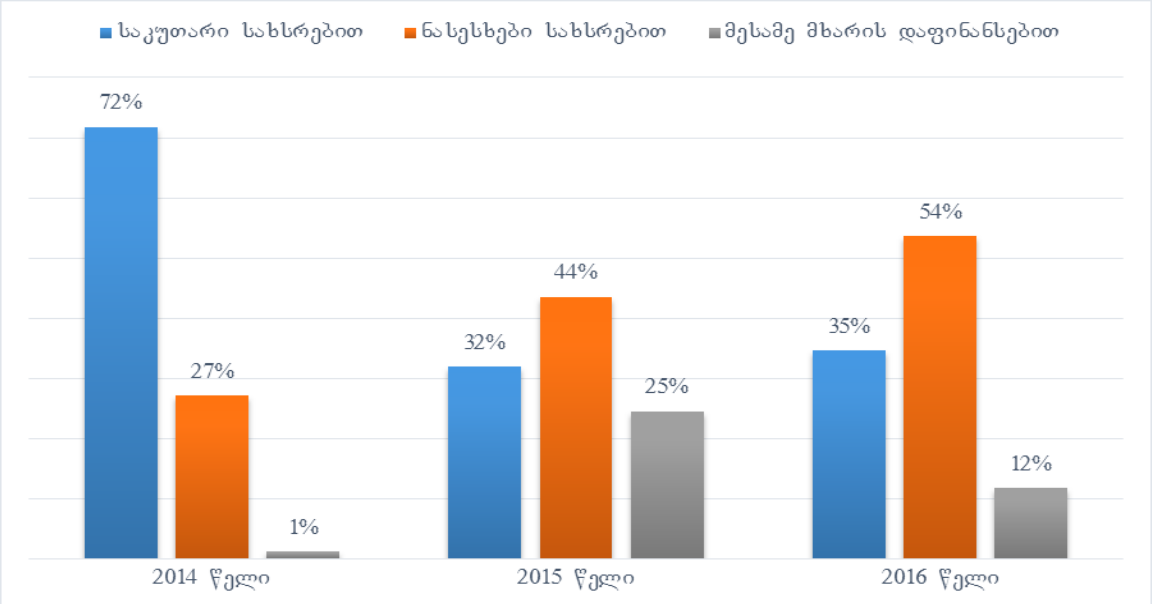
დიაგრამაზე №33 გამოსახულია 2014-2016 წლებში განხორციელებული ინვესტიციების დაფინანსების წყაროების პროცენტული გადანაწილება. ირკვევა, რომ წლიდან წლამდე იზრდება ნასესხები სახსრებით დაფინანსებული და

[146] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 47.
[147] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 47.

კლებულობს საკუთარი სახსრებით შექმნილი აქტივების წილი. რაც შეეხება მესამე მხარის დაფინანსებით განხორციელებულ ინვესტიციებს (ტარიფის გაანგარიშებაში მონაწილეობას არ იღებს), 2015 და 2016 წლებში თანაბარი მოცულობით განხორციელდა, მაგრამ მისი წილი 2016 წელს შემცირდა (25%-დან 12%-მდე), ვინაიდან გაიზარდა ჯამურად განხორციელებული ინვესტიციების ოდენობა.

ანალიზის შედეგად ჩანს, რომ 2016 წელს ნასესხები სახსრებით შექმნილი აქტივების წილი 2014 წელთან შედარებით ორჯერ არის გაზრდილი, მაგრამ თანხობრივად 3.5-ჯერ (ზრდა დაფიქსირდა გადაცემა-დისპეტჩერიზაციისა და წარმოების საქმიანობის ნაწილში). ამასთან საკუთარი სახსრებით დაფინანსებული ინვესტიციების წილი 72%-დან შემცირდა 35%-მდე, ხოლო თანხობრივად - დაახლოებით 1.2-ჯერ. რაც შეეხება მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილ აქტივებს და ინვესტიციებს – ისინი რეგულირებადი აქტივების ბაზაში მონაწილეობას არ იღებენ. მათი თანხა საგრძნობლად გაზრდილია 2015 წელს 2014 წელთან შედარებით (30 904 680 ლარი, ხოლო 2014 წელს – 1 832 724 ათასი ლარი) და 2016 წლის შესაბამისი მაჩვენებლის დაახლოებით თანაბარია (33 000 000 ლარი).

დიაგრამა №33. 2014-2016 წლებში გამოყენებული დაფინანსების ფორმების შესახებ[148]



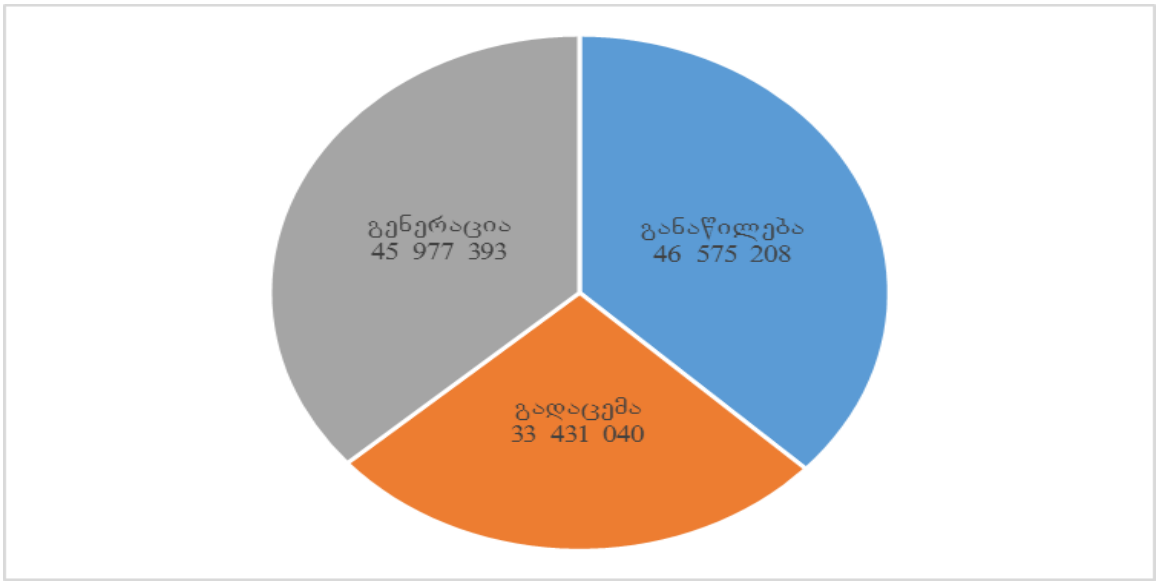
[148] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის წლიური ანგარიშები, 2014-2015 წლების დინამიკაში.

საქმიანობის სახეების მიხედვით განსხვავებულია განხორციელებული ინვესტიციების ტიპები. ეს ბუნებრივიცაა, მაგალითად გადაცემის საქმიანობის კომპანიებში, ინვესტიციის დიდი წილი ძირითადად მოდის, გადამცემი ხაზების რეაბილიტაციასა და ჩანაცვლებაზე, მაშინ როცა გამანაწილებელი კომპანიებისთვის ძირითადი გამრიცხველიანება, ან გამანაწილებელი ქსელების მოწყობაა.

ელექტროენერგიის განაწილების ლიცენზიატების მიერ სულ 2014 წელს განხორციელებული ინვესტიციები და მათ შორის, ელექტროენერგეტიკულ სექტორში გამანაწილებელ ქსელზე, მომხმარებელთა ინდივიდუალურ გამრიცხველიანებასა თუ სხვა პროექტებზე, განხორციელებული ინვესტიციების მოცულობები წარმოდგენილია დიაგრამის №34 სახით.

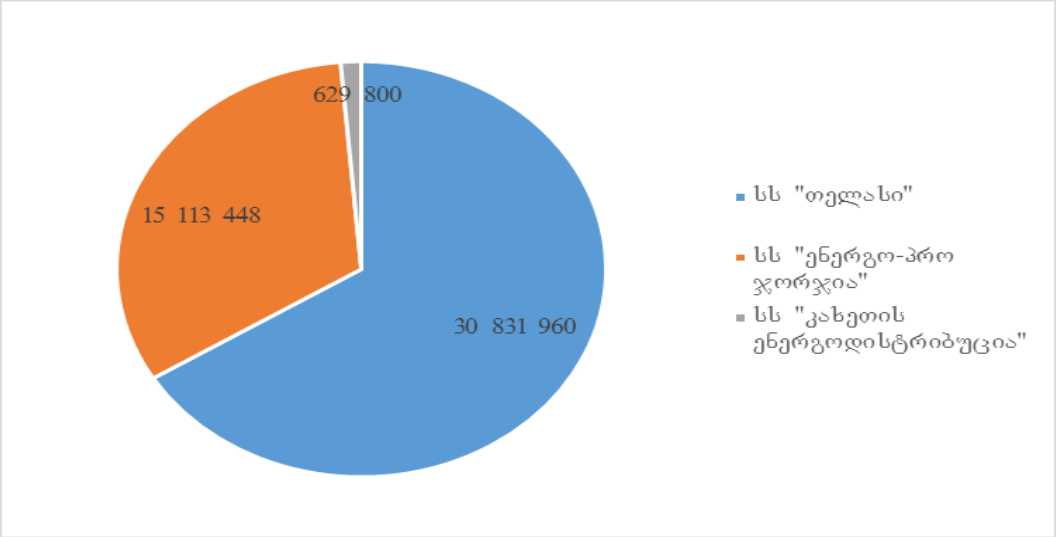
ელექტროენერგეტიკულ სექტორში ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციისა და განაწილების ლიცენზიატების მიერ 2014 წელს ფაქტობრივად განხორციელებულმა ინვესტიციამ ჯამში შეადგინა 158 966 764 ლარი, 2015 წელს - 125 983 641 ლარი (დიაგრამა №34), ხოლო 2016 წელს - 280 000 000 ლარი.

დიაგრამა №34. განხორციელებული ინვესტიციები 2015 წელი (ლარი)[149]



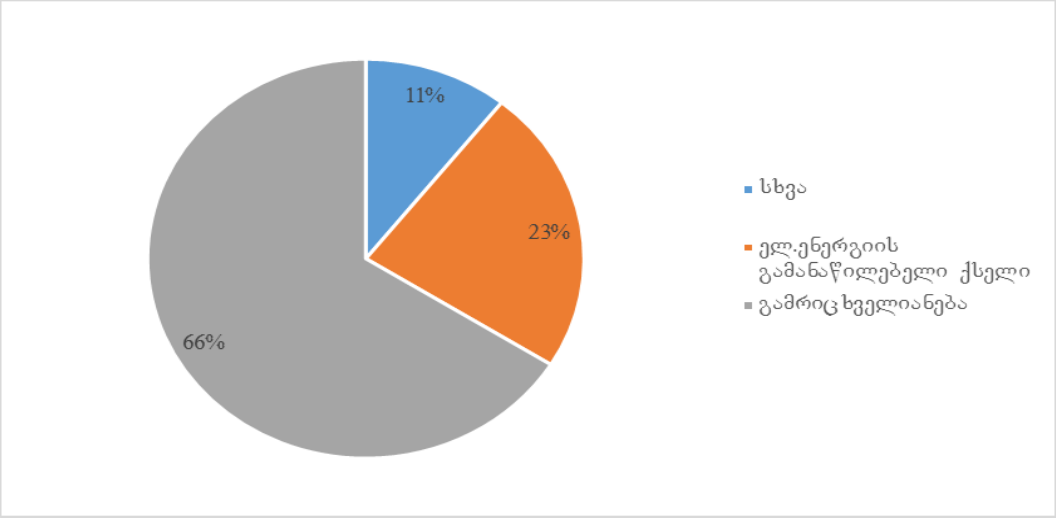
[149] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 66.

დიაგრამა №35. 2015 წელი განხორციელებული ინვესტიციები განაწილების სექტორში (ლარი)[150]



ელექტროენერგიის განაწილების ლიცენზიატების სს „ენერგო–პრო ჯორჯიას“, სს „თელასის“ და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ მიერ სულ განხორციელებული ინვესტიციები და მათ შორის, ელექტროენერგეტიკულ სექტორში გამანაწილებელ ქსელზე, მომხმარებელთა ინდივიდუალურ გამრიცხველიანებასა თუ სხვა პროექტებზე განხორციელებული ინვესტიციების მოცულობები წარმოდგენილია დაიგრამა №36-ის სახით.

დიაგრამა №36. გამანაწილებელი კომპანიების მიერ განხორციელებული ინვესტიციები შინაარსობრივად[151]



[150] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 45.
[151] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 97.

ელექტროენერგეტიკული სექტორის თითოეული ლიცენზიატის მიერ განხორციელებული მიზანმიმართული ინვესტიციის შედეგად, საბოლოო ჯამში მიღწეულ უნდა იქნეს ელექტრული ქსელის საიმედოობის, უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესება. დღეის მდგომარეობით, საქართველოს ენერგოსექტორში საკმაოდ მნიშვნელოვანი მიზეზები არსებობს ინვესტიციების განსახორციელებლად, კერძოდ ექსპერტული გათვლებით, ქვეყანას გააჩნია ეკონომიკურად ხელსაყრელი დიდი ჰიდრო პოტენციალი; ნაწილობრივ დარეგულირებულია; პრივატიზებულია განაწილების კომპანიები; გამარტივებულია ფორმალური პროცედურები და არსებობს სახელწიფოს მხარდაჭერა ენერგოსექტორის გაძლიერებისადმი.[152]

„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის ერთ–ერთ მნიშვნელოვან მიზანს წარმოადგენს, ადგილობრივი და უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის ხელშეწყობა, ელექტროენერგეტიკის დარგის რეაბილიტაციისა და განვითარების მიზნით.

ამასთან, მსოფლიო ბანკის მიერ გამოქვეყნებული „Doing Business 2017“-ის ანგარიშის მიხედვით, საქართველო ელექტროენერგიის მიღების კუთხით 26 პოზიციით დაწინაურდა და 39 ადგილზე გადაინაცვლა. ანგარიშში აღნიშნულია, რომ გაუმჯობესდა ელექტროენერგიის მიწოდების საიმედოობა, რადგან დაწესდა საჯარიმო სანქციები ელექტროენერგიის მიწოდების შეწყვეტის სიხშირისა (SAIFI) და ელექტროენერგიის გათიშვების საშუალო ხანგრძლივობის (SAIDI) დადგენილი ნორმების გადაჭარბებაზე.[153]

ნებისმიერი კომპანია, რომელიც იწყებს საქმიანობას, აუცილებელია განსაზღვროს რა მოთხოვნილებები ექნება მას მომავალში ფინანსურ, მატერიალურ, ინტელექტუალურ და შრომით რესურსებზე, რა იქნება მათი მიღების წყაროები და რამდენად ეფექტიანად შეძლებს მის გამოყენებას. როდესაც მენეჯერი ახალი ამოცანის გადაწყვეტის წინაშე დგას, მან უპირველეს ყოვლისა, გულმოდგინედ უნდა დაგეგმოს მისი გადაწყვეტის ორგანიზაციული ასპექტები, ვინაიდან პრაქტიკა გვიჩვენებს, რომ რაც უფრო დიდია ბაზარი, მით უფრო დიდ მნიშვნელობას იძენს ბიზნეს-გეგმა, რომლიდანაც იწყება ნებისმიერი სამეწარმეო თუ ბიზნესის საქმე.

---

[152] ჩომახიძე დ., „შესავალი ენერგომენეჯმენტში“, თბ., 2011, გვ. 50-52.

[153] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, http://gnerc.org/ge/sadjaro-skhdomebi/sadjaro-skhdomebis-shedegebi-presrelizi/eleqtroenergiis-mighebis-kutkhit-saqartvelo-/19625.

განვიხილოთ ის ძირითადი საკითხები, რომლებმაც მეტი სიცხადე უნდა შეიტანონ ინვესტორისათვის ბიზნეს-გეგმაში. გამოვყოთ ის საკვანძო საკითხები, რომლებსაც არსებითი ყურადღება ექცევა:

1. ბიზნეს იდეის არსის სწორად ჩამოყალიბება;
2. ბაზრის ანალიზი;
3. ფულადი სახსრები, ანუ რა საშუალებით (სესხი თუ დამფუძნებლების თავისუფალი ფულადი სახსრები) უნდა მოხდეს მოცემული ბიზნეს იდეის დაფინანსება;
4. რისკი და ფინანსური შედეგები. ყველაზე მნიშვნელოვან ნაწილად შესაძლებელია ჩაითვალოს საბოლოო შედეგების ანალიზი, რისკის გათვალისწინებით. სწორედ ამ ეტაპზე ხდება იმ სავარაუდო მოგების გაანგარიშება.

პროექტის ეფექტიანობის მაჩვენებელთა სისტემა, წარმოდგენილია მაჩვენებელთა ორი ჯგუფით: საწარმოს ფინანსური მდგომარეობის მაჩვენებლები და ინვესტიციების ეფექტიანობის მაჩვენებლები.

საინვესტიციო პროექტის ეფექტიანობის შესაფასებლად, უნდა ვიცოდეთ ის შესაძლო რისკები, რომელსაც ინვესტორები აწყდებიან, მაგ: საერთო და სპეციალური რისკები. რისკი არასასურველი შემთხვევის დადგომის შესაძლებლობაა, რაც დაკავშირებულია სხვადასხვა სახის დანაკარგთან.

საერთო რისკებს მიეკუთვნება: გარე და შიდა ეკონომიკური რისკები, სოციალურ-პოლიტიკური რისკები, ეკოლოგიური რისკები, რისკები დაკავშირებული სახელმწიფო რეგულირებასთან, ინფლაციური რისკები. ხოლო სპეციფიკური რისკების შემადგენლობაში შედის: საინვესტიციო პორტფელის (დაუბალანსებლობის, ზედმეტი კონცენტრაციის, კაპიტალური რისკები) და საინვესტიციო ობიექტების (ქვეყნის, დროის, ლიკვიდურობის, საკრედიტო და ოპერაციული) რისკები.

საინვესტიციო რისკები სერიოზულ ზეგავლენას ახდენს საწარმოს საინვესტიციო საქმიანობის მრავალ ასპექტზე. ისინი ძირითადად ვლინდება ორი მიმართულებით: რისკის დონე - შემოსავლიანობის დონეზე, საინვესტიციო რისკი - საწარმოს გაკოტრების პირდაპირი საფრთხის გენერირების ძირითადი ფორმა.

რისკის ფაქტორის გათვალისწინების კონცეფცია გულისხმობს მისი დონის ობიექტურ შეფასებას. საინვესტიციო ოპერაციების შემოსავლიანობის აუცილებელი დონის ფორმირების უზრუნველყოფის მიზნით, რისკის ფაქტორის გათვალისწინება

შესაძლებელს ხდის მინიმუმამდე დავიდეს ნეგატიური ფინანსური შედეგები.

რისკისა და შემოსავლის ფარდობა, ერთ-ერთი ძირითადი პრობლემაა ყველა სახის სამეწარმეო საქმიანობისათვის. ამ მხრივ არც საინვესტიციო პროექტების რეალიზაცია წარმოადგენს გამონაკლისს. საინვესტიციო პროექტების რეალიზაციის რისკი ყოველთვის უნდა განისაზღვროს წარმოქმნილი ურთიერთობის კონკრეტული სუბიექტების მიმართ, ან იმ მონაწილის მიმართ, რომელიც იღებს სახსრებს პროექტის რეალიზაციისათვის, ან ინვესტორის ან მათი წარმომადგენლის მიმართ.

პროექტის კომერციულ ეფექტიანობაზე გავლენას ახდენს ინფლაციის არაერთგვაროვნება და ინფლაციის დონის მეტობა, უცხოური ვალუტის კურსის ზრდასთან შედარებით.

პროექტის შეწყვეტის ფინანსური შედეგი - თუ ფინანსური შედეგი, პროექტის შეწყვეტის შემთხვევაში, მეტია დარჩენილი არარეალიზებული წლების ფულადი ნაკადების მიმდინარე ღირებულებაზე, უმჯობესია პროექტი შეწყდეს.

პროექტის ვადამდე შეწყვეტას თან სდევს ამ პროექტში ამოქმედებული აქტივების გაყიდვა, რომელიც მყიდველის ინტერესს წარმოადგენს ან უბრალოდ წამგებიანია მისი ფლობა.

საინვესტიციო პროექტის წმინდა ახლანდელი ღირებულება გამოითვლება წმინდა ფულადი ნაკადების შემოსავლებს გამოკლებული პროექტის საწყისი ღირებულება:[154]

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

სადაც, C_t არის მომავალში მისაღები ფულადი ნაკადების რეალური ღირებულება, r - საპროცენტო განაკვეთი, ხოლო C_0 – საინვესტიციო პროექტის საწყისი ღირებულება.

კაპიტალდაბანდებების ბიუჯეტის ფორმირებისას უნდა გავითვალისწინოთ ინფლაცია. ინფლაციის გარეშე ეკონომიკაში რეალური და ნომინალური კაპიტალის ღირებულება ერთმანეთს ემთხვევა.

ინფლაციის გავლენა შეიძლება ორნაირად იყოს გათვალისწინებული. პირველი ხერხი - ფულადი ნაკადების პროგნოზირებაა. მეორე ხერხის მიხედვით

[154] ჯეიმს ს.ვან ჰორნი, ჯონ მ. ვახოვიჩი, უმც., „ფინანსური მენეჯმენტის საფუძვლები“, საქართველოს მაცნე, 2008, გვ. 354.

ტოვებენ კაპიტალის ნომინალურ ღირებულებას, ხოლო შემდეგ კი ახდენენ ცალკეული ფულადი ნაკადების კორექტირებას ინფლაციის ტემპებზე.

შეუძლებელია მომავალში ინფლაციის ტემპების ზუსტი შეფასება, შეცდომები გარდაუვალია, შესაბამისად ინფლაციას მივყავართ უფრო მეტ გაურკვევლობამდე და ზრდის ბიუჯეტის ფორმირების სირთულეს ან/და კაპიტალდაბანდებების რისკის ხარისხს.

„ელექტროენერგიისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ კანონში“ 2014 წლის 12 დეკემბერს შესული ცვლილების შესაბამისად, გადამცემი სისტემის ოპერატორის - სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის“ (სსე) მიერ ელექტროენერგიის გადაცემის ლიცენზიატებთან - სს „გაერთიანებული ენერგეტიკული სისტემა საქრუსენერგოსთან“ და შპს „ენერგოტრანსთან“ შეთანხმებით შემუშავდა „საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა“. გეგმა განხილული იქნა, როგორც ენერგეტიკის სამინისტროს, ასევე სემეკის წარმომადგენლებთან და ამ სფეროში მოღვაწე დარგის წამყვან სპეციალისტებთან ერთად. 2015 წლის 26 მარტს, საქართველოს მთავრობის №641 განკარგულებით, გეგმა მოწონებული იქნა, 2015 წლის 8 აპრილს ენერგეტიკის მინისტრის №39 ბრძანებით კი ოფიციალურად დამტკიცდა საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2015-2025. გეგმის შესრულებაზე პასუხისმგებელი არიან ლიცენზიატები: სს საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა, ენერგოტრანსი და საქრუსენერგო, ხოლო გეგმის შესრულებას აკონტროლებს საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო.[155]

„საქართველოს გადამცემი ქსელის ათწლიანი განვითარების გეგმა“, ეს არის ქვეყნის გადამცემი სისტემის ინფრასტრუქტურის გაძლიერების, დროში გაწერილი პროგრამა, რომელიც წარმოადგენს პასუხს გადამცემი ქსელის არსებული პრობლემების გამოსასწორებლად, მომავალი გამოწვევების საპასუხოდ და შესაძლებლობების განსახორციელებლად, რაც მთელ რიგ ტექნიკურ და ეკონომიკურ გაანგარიშებებს ეფუძნება.

განვითარების გეგმის მიზანია მდგრადი, საიმედო, ეკონომიკური და ეფექტური ელექტროგადამცემი სისტემის ჩამოყალიბება, რომელიც განვითარების ნებისმიერ საფეხურზე უზრუნველყოფს: ქსელის უსაფრთხოებას, საიმედოობას და ელექტროენერგიის ხარისხს; ახალი გადამცემი ხაზების, გენერაციის წყაროებისა

[155] საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა, http://www.gse.com.ge/new/?p=3745, 19.11.2016.

და ქვესადგურების მშენებლობას და მათ ქსელთან მიერთებას; საკმარის გამტარუნარიანობას განახლებადი ენერგიის წყაროების ქსელში ინტეგრაციისა და ქვეყნებს შორის ელექტროენერგიის ვაჭრობის უზრუნველსაყოფად; ასევე მზაობას ევროპული გაერთიანებული ენერგოსისტემის ENTSO-ს განვითარების ათწლიან გეგმასთან ინტეგრირებისთვის.

აღნიშნულ გეგმაში გათვალისწინებული მნიშვნელოვანი პროექტების განხორციელების შედეგად, უნდა გაიზარდოს ქვეყნის საექსპორტო და სატრანზიტო პოტენციალი და საქართველოს ექნება შესაძლებლობა, გახდეს რეგიონის სატრანზიტო ენერგეტიკული კვანძი.

გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის შემუშავებისას ჩატარდა ტექნიკური გაანგარიშებები საინჟინრო მოდელირების პროგრამების გამოყენებით. ასევე მოხდა ევროპული ხარჯ-სარგებლიანობის ანალიზის CBA მოდიფიცირება საქართველოს ენერგოსისტემისთვის და განვითარების პროექტების (ინვესტიციების) შეფასება.

საქართველოს გადამცემი ქსელის განმავითარებელი სამი ძირითადი ფაქტორია:[156]

1. არსებული წყაროებიდან მომხმარებლებისკენ ელექტროენერგიის ტრანზიტის საიმედოობის ამაღლება;

2. პერსპექტიული სადგურებიდან ელექტროენერგიის უსაფრთხოდ გამოტანა;

3. მეზობელ ქვეყნებს შორის სატრანზიტო პოტენციალის რეალიზაცია.

გადამცემი ქსელის გაძლიერების პროექტები, თავიანთი მნიშვნელობის მიხედვით, დაყოფილია სამად:

1. სასისტემო მნიშვნელობის პროექტები, რომლებიც გავლენას ახდენენ ენერგეტიკულ რეგიონებს შორის სიმძლავრის ტრანზიტსა და საიმედოობაზე;

2. სისტემათაშორისი მნიშვნელობის პროექტები. მათ მიეკუთვნება ისეთი პროექტები, რომლებიც აკავშირებენ საქართველოს გადამცემ ქსელს მეზობელი ენერგოსისტემების ქსელებთან;

3. ლოკალური, ჩიხური 220, 110 კვ და უფრო დაბალი ნომინალური ძაბვის ეგხ-ების შემცველი პროექტები.

გადამცემი ქსელის ტექნიკურად მიზანშეწონილი და გაანგარიშებებით შემოწმებული პროექტების ეკონომიკური ანალიზი ხდება ხარჯ-სარგებლიანობის

[156] საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა, http://gse.com.ge/sw/static/file/TYNDP_GE-2017-2027_GEO.pdf, გვ. 89.

მეთოდოლოგიით (Cost Benefit Analysis-CBA), რომლის საშუალებითაც გაანალიზდა თითოეული პროექტის მიერ მოტანილი სარგებლობა, მისთვის გაწეული ხარჯების (ინვესტიციებისა) და გარემოზე განხორციელებული ზემოქმედების ფარგლებში.

გაანალიზდა რამოდენიმე ფაქტორი, კერძოდ:[157]

- ქსელის გამტარუნარიანობის გაზრდა, რაც გვიჩვენებს ნორმალურ რეჟიმში გადამცემი ქსელის ერთი საზღვრიდან მეორე საზღვრისკენ სიმძლავრის ტრანზიტის შესაძლებლობის ნამატს (მგვტ) (სიმძლავრე, მგვტ=0, მაშინ ქულა=0; 0-350 მგვტ=1 ქულა; 350-600 მგვტ=2 ქულა; >700 მგვტ=3 ქულა);
- ღირებულების შეფასება გულისხმობს პროექტის ღირებულების (მლნ ევრო) სოციალურ და ეკოლოგიური ზეგავლენის ასახვას პროექტის დაგეგმილ ვადებში განხორციელების სანდოობასა და ეკოლოგიურ ფაქტორებზე (ღირებულება, მლნ ევრო>200, მაშინ ქულა=0; 100-200 მლნ ევრო=1 ქულა; 50-100 მლნ ევრო=2 ქულა; <50 მლნ ევრო=3 ქულა);
- კვების უსაფრთხოება - გადამცემი ქსელის იმ უბნის საიმედოობაზე ზემოქმედება, რომელთანაც დაკავშირებულია მოცემული პროექტი (კვების უსაფრთხოების გაზრდა D (პროექტი არ გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში), მაშინ ქულა=0; C (პროექტი არ გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში)=1 ქულა; B (პროექტი გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში)=2 ქულა; A (პროექტი გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას იშვიათი (ძლიერი) ავარიების დროს, ობიექტის ექსპლუატაციაში შესვლიდან 10 წლის განმავლობაში)=3 ქულა);
- სოციალური და ეკონომიკური კეთილდღეობა წარმოადგენს პროექტისგან მიღებულ წლიურ შემოსავალს (პროექტის წლიური შემოსავალი, მლნ ევრო<3, მაშინ ქულა=0; <3+[1] (შემოსავალი<3 მლნ ევროზე და დამატებითი პროექტი უზრუნველყოფს ახალი გენერაციის ქსელში შეყვანას) = 1 ქულა; 3-10 = 2 ქულა; 3-10 + [2] (შემოსავალი<3 მლნ ევროზე და დამატებითი პროექტი უზრუნველყოფს ახალი გენერაციის ქსელში შეყვანას) = 3 ქულა);
- ენერგიის განახლებადი წყაროს (გეწ) ინტეგრაცია აჩვენებს პროექტის

[157] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2015-2025, გვ. 82. http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2015/05/TYNDP_GE_2015-2025_GEO.pdf

მიერ ქსელში ინტეგრირებული გეწ-ის, საქართველოში ძირითადად ჰესების, დადგმულ სიმძლავრეს (მგვტ);

- ცვლილებები დანაკარგებში (ენერგოეფექტურობა) წარმოადგენს დანაკარგების განსხვავებას (მგვტ) პროექტის ან მისი რომელიმე ნაწილის არ არსებობის შემთხვევაში შესაბამის ვითარებასთან;
- ცვლილებები CO_2-ის გამოყოფაში, ეს სიდიდე აღებული იქნა როგორც გეწ პროპორციული კოეფიციენტი;
- ტექნიკური აღდგენის უნარიანობის/სისტემის უსაფრთხოების ზღვარი ასახავს მთლიანად გადამცემი ქსელის საიმედოობაზე გავლენას;
- საიმედოობა/მოქნილობა უჩვენებს კონკრეტული პროექტის დამოკიდებულებას სხვადასხვა ფაქტორზე (გეწ ინტეგრაცია, დატვირთვის ზრდა) და ა.შ. პროექტი მაქსიმალურად მოქნილია, თუკი მისი მშენებლობა აუცილებელი იქნება მომავლის ნებისმიერი სცენარით განვითარებისას.

აღნიშნული ყველა კრიტერიუმის გათვალისწინებით მოხდა საქართველოს გადამცემი ქსელის პროექტების შეფასება 0-დან 3 ქულამდე და ცალკეულმა პროექტმა დააგროვა ჯამური შედეგები, რის მიხედვითაც ყველაზე მაღალი შეფასების მქონე 11 პროექტი შეირჩა.

აღნიშნული მეთოდოლოგიით შერჩეული პროექტები დაყოფილია სამ ნაწილად: სატრანზიტო, შიგა სასისტემო და ლოკალური მნიშვნელობის პროექტები. ქვემოთ მოცემულია ყველა პროექტის მოკლე აღწერა და საპროგნოზო ინვესტიციები:[158]

- 1 კმ ერთჯაჭვა 110 კვ. ეგხ - 0.0941 – 0.126 მლნ ევრო;
- 1 კმ ორჯაჭვა 110 კვ. ეგხ - 0.141 – 0.196 მლნ ევრო;
- 1 კმ ერთჯაჭვა 220 კვ. ეგხ - 0.157 – 0.181 მლნ ევრო;
- 1 კმ ორჯაჭვა 220 კვ. ეგხ - 0.212 – 0.283 მლნ ევრო;
- 1 კმ ერთჯაჭვა 400 კვ. ეგხ -0.243 – 0.393 მლნ ევრო;
- 1 კმ ორჯაჭვა 400 კვ. ეგხ - 0.371 – 0.556 მლნ ევრო;
- 1 კმ ერთჯაჭვა 500 კვ. ეგხ -0.267 – 0.432 მლნ ევრო;
- 1 კმ ორჯაჭვა 500 კვ. ეგხ - 0.408 – 0.612 მლნ ევრო;
- 350 მგვტ მდჩ ბლოკი - 40-60 მლნ ევრო;

[158] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2015-2025, გვ. 94. http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2015/05/TYNDP_GE_2015-2025_GEO.pdf

- მდჩ ქ/ს გაფართოვება - 5-7 მლნ ევრო;
- 500 მგვა 500/220 კვ ქ/ს - 19-25 მლნ ევრო;
- 250 მგვა 220/110 კვ ქ/ს - 10-12 მლნ ევრო;
- 500/220 ან 500/110 კვ ქ/ს – 19-25 მლნ ევრო;
- 330/220 კვ ქ/ს -14.5-18.5 მლნ ევრო;
- 220/110 ქ/ს -10-12 მლნ ევრო;
- საკონსულტაციო მომსახურება 8% (მშენებლობის ღირებულების);
- მიწის გამოსყიდვა 10%;
- გარემოსდაცვითი სამუშაოები 5%;
- გაუთვალისწინებელი ხარჯები 5%.

ათწლიანი გეგმით გათვალისწინებული ინვესტიციების ჯამური ოდენობა საპროექტო ხარჯთაღრიცხვით შეადგენს 623 096 367 ევროს და მათ შორის კომპანიის მიერ მოსაძიებელი სახსრების ოდენობა შეადგენს 324 547 720 ევროს.

პროექტების 36% (11-დან 4) ზრდის ქსელის გამტარუნარიანობას 700 მგვტ-ით და მეტად, 9% - 350-600 მგვტ-ით, 27% - 50-დან 350 მგვტ-მდე.

პროექტების 36% უზრუნველყოფს 200 მგვტ-ზე მეტი სიმძლავრის ჰესების (გეწ) ქსელში ინტეგრაციას, 18% - 100-დან 200 მგვტ-მდე, ხოლო 9% - 50 მგვტ-ზე ნაკლების;

პროექტების 55%-ის საპროგნოზო შემოსავალი იქნება წელიწადში 3 მლნ ევროზე მეტი, ამასთან ისინი უზრუნველყოფენ ჰესების ქსელში ინტეგრირებას. პროექტების 27%-ის შემოსავალი იქნება 3 მლნ ევრო ან მეტი, ხოლო პროექტების 18%-ის შემოსავალი იქნება 3 მლნ ევროზე ნაკლები, მაგრამ ისინი უზრუნველყოფენ ჰესების ინტეგრაციას.

პროექტების 91% უზრუნველყოფს კვების უსაფრთხოების გაძლიერებას იშვიათი (ძლიერი) ავარიების დროს, 9% გააძლიერებს კვების უსაფრთხოებას ნორმალური სიდიდის ავარიების დროს;

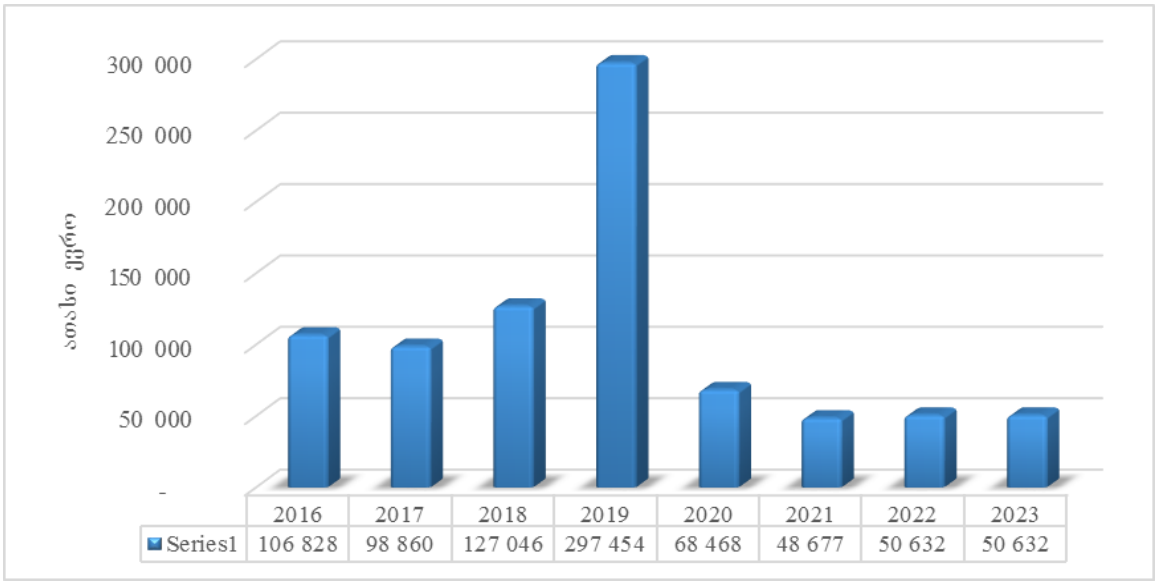
პროექტების 18% კრიტიკულად ამაღლებს მთლიანად გადამცემი ქსელის საიმედოობას, 55%-ს მნიშვნელოვანი გავლენა აქვს საიმედოობის ამაღლებაზე, ხოლო დანარჩენი 27% მცირედით აამაღლებს გადამცემი ქსელის საიმედოობას.

პროექტების 18%-ის ღირებულებაა 100-დან 200 მლნ ევრომდე, პროექტების 36%-ის ღირებულება იცვლება 50-100 მლნ ევროს ფარგლებში, ხოლო 55%-ის

ღირებულება ნაკლებია 50 მლნ ევროზე.[159]

დიაგრამაზე №37 წარმოდგენილია საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის 2016-2023 მიხედვით ქსელის განვითარებისთვის ინვესტიციების მოცულობა წლების მიხედვით, ჯამურად ამ წლებში ინვესტიციების რაოდენობამ შეადგინა 848 597 ათასი ევრო.

დიაგრამა №37. გადამცემი ქსელის განვითარებისთვის ინვესტიციები 2016-2023 წლებში (ათასი ევრო)[160]



საქართველოს გადამცემი ქსელების განვითარების ათწლიანი გეგმა 2017-2027 წლებისთვის საქართველოს მთავრობის 2016 წლის 9 დეკემბრის სხდომაზე იქნა განხილული და შეთანხმებული. გეგმა დამტკიცდა საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის 2016 წლის 15 დეკემბრის №103 ბრძანებით. გეგმაში გაწერილია 2017-2024 წლებში განსახორციელებელი ჯამური ინვესტიციების ოდენობა და ინფორმაცია საინვესტიციო პროექტების შესახებ.[161]

[159] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2015-2025, გვ. 119-129. http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2015/05/TYNDP_GE_2015-2025_GEO.pdf

[160] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2016-2026, გვ. 171. http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2016/03/TYNDP_GE-2016-2026_GEO.pdf

[161] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2017-2027, http://gse.com.ge/sw/static/file/TYNDP_GE-2017-2027_GEO.pdf

ცხრილი №18. ჯამური ინვესტიციები 2017-2024 წლებში[162]

წელი	ჯამური ინვესტიცია, მლნ ევრო
2017	€ 20,688,683
2018	€ 25,007,302
2019	€ 137,530,312
2020	€ 257,910,577
2021	€ 118,532,697
2022	€ 90,411,921
2023	€ 59,518,405
2024	€ 25,758,845
ჯამური ღირებულება	€ 735,358,743

გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის მიზანია მომავალი გარემოს წარმოდგენა, გაანალიზება და გაურკვევლობის შემცირება, რათა მოხდეს გაურკვევლობათა კომბინაციით მომავლის დამაჯერებელი ვერსიის მიღება და ერთიანი, სტრუქტურირებული ხედვის შექმნა გადამცემი ქსელის განვითარების შესახებ.

გადამცემი ქსელის განვითარება ითვალისწინებს ენერგოსისტემის გრძელვადიან პერსპექტივაში მომზადებას, რათა გენერაციისა და დატვირთვების გაზრდის შესაბამისად მოხდეს გადამცემი ქსელის გაძლიერება-გაფართოება-მოდერნიზაცია.

გენერაციის და მოხმარების ზრდის მონაცემების საფუძველზე შედგენილი იქნა საქართველოს წლიური ენერგიის ბალანსი.

საპროგნოზო ბალანსებიდან გამომდინარე, სს „საქართველოს სახელწიფო ელექტროსისტემას“ მითითებული აქვს გეგმაში, რომ აუცილებელია მეზობელ ქვეყნებთან კავშირის ხაზების აშენება. ამასთან, ყველაზე კრიტიკული პერიოდი როდესაც, საჭირო იქნება სიმძლავრის გატანა, არის წყალუხვობის პერიოდი. ე.წ. ზაფხულის მაქსიმუმის და მინიმუმის რეჟიმები. ბალანსებიდან გამომდინარე, 2020 წლისთვის 2100 მგვტ სიმძლავრის ექსპორტის შესაძლებლობა უნდა იყოს, 2021 წლისთვის 3100 მგვტ-ის, ხოლო 2022 წლისთვის 4100 მგვტ.

[162] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2016-2026, გვ. 171. http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2016/03/TYNDP_GE-2016-2026_GEO.pdf

ცხრილი №19. საქართველოს ენერგოსისტემის ენერგიის საპროგნოზო ბალანსი (მლრდ კვტსთ)[163]

წელი	გენერაცია	ჰესები	თბოსადგურები	ქარის სადგური	მოხმარება	ექსპორტი
2016	11.37	9.08	2.29	-	11.25	0.12
2017	12.9	10.23	2.58	0.093	11.64	1.26
2018	12.97	10.76	2.12	0.093	12.05	0.92
2019	14.61	11.99	2.53	0.093	12.47	2.14
2020	17.61	14.12	3.4	0.093	12.9	4.71
2021	18.3	15.37	2.84	0.093	13.35	4.95
2022	19.51	17.08	2.34	0.093	13.82	5.69
2023	20.15	17.63	2.43	0.093	14.3	5.85
2024	23.84	21.2	2.55	0.093	14.8	9.04
2025	25.66	22.96	2.61	0.093	15.32	10.34
2026	26.15	22.96	3.09	0.093	15.86	10.29
2027	26.3	22.96	3.24	0.093	16.4	9.9

ინვესტიციების სამწლიანი გეგმა მტკიცდება ათწლიან გეგმასთან ერთად. ქსელის წესების 33-ე მუხლის პუნქტი 1-ის „ბ“ ქვეპუნქტის თანახმად: „დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატი ვალდებულია, მოამზადოს: „გადამცემი ქსელის განვითარების პროექტების შეფასება“. პროექტების შეფასების მიზანია გადამცემი ქსელის პროექტების გავლენის შეფასება, როგორც საზოგადოებაზე (ელექტროენერგიით სიმძლავრისა და სისტემური სერვისების ვაჭრობის შესაძლებლობის გაზრდა, განახლებადი ენერგიის წყაროების ინტეგრირება, გაზრდილი კვების უსაფრთხოება) ასევე ფასებზე.

სსე-ის მიერ, პროექტების შესაფასებლად, გამოყენებული იქნა ENTSO-E-ს მულტიკრიტერიუმიანი CBA ანალიზის მოდიფიცირებული მეთოდოლოგია, რომელიც თანმიმდევრულად ადარებს თითოეული პროექტის მონაწილეობას სხვადასხვა ინდიკატორის დაკმაყოფილებაში. პროექტების შეფასება, განსაკუთრებით განვითარებული ქსელისთვის, საკმაოდ რთული ამოცანაა. გადამცემი ხაზები ზრდის ვაჭრობის შესაძლებლობას, შესაბამისად, უზრუნველყოფს გენერაციით ვაჭრობის შესაძლებლობის ოპტიმიზირებას.

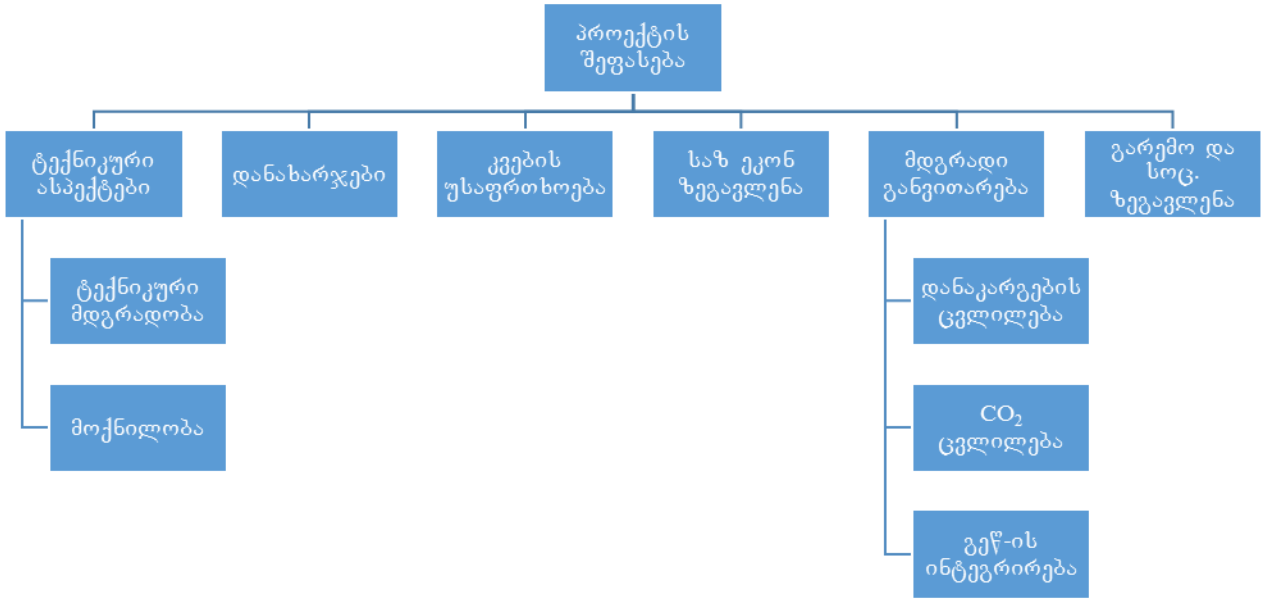
ENTSO-E (the European Network of Transmission System Operators) წარმოადგენს 41 ელექტროენერგიის გადაცემის სისტემის ოპერატორის გაერთიანებას ევროპის 34 ქვეყნიდან. ENTSO-E დაფუძნდა და სამართლებრივი მანდატი მიეცა ენერგობაზრის

[163] საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2017-2027, გვ. 186. http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2016/03/TYNDP_GE-2016-2026_GEO.pdf

მესამე სამართლებრივ პაკეტს, რომლის მიზანს წარმოადგენს ლიბერალიზებული ელექტროენერგიის ბაზრის შექმნა ევროკავშირში.[164]

პროექტების შეფასება ხდება ხარჯ-სარგებლობისა და მულტიკრიტერიუმიანი შეფასების კომბინაციის საფუძველზე. აღნიშნული შეფასება განხორციელდა 347/2013 ევრო რეგულაციის მე-11 მუხლისა და IV და V თავების საფუძველზე. სსე-ის შეფასება, როგორც აღინიშნა, წარმოადგენს მის მოდიფიკაციას. შეფასების კრიტერიუმები შედგება შემდეგი კომპონენტებისგან:

ნახაზი №5. CBA მეთოდოლოგიით პროექტის შეფასება[165]



ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიით განსაზღვრულია ეფექტიანობის ფაქტორი (X – ფაქტორი), როგორც საწარმოს პროდუქტიულობისა და საოპერაციო საქმიანობის ეფექტიანობის ზრდის განაკვეთი, რომელიც მოიცავს ზოგადი ეფექტიანობის ფაქტორს (X-ზოგ) და ინდივიდუალური ეფექტიანობის ფაქტორს (X-ინდ). თავის მხრივ, ზოგადი ეფექტიანობის ფაქტორი (X-ზოგ) – კონკრეტული სექტორის, ხოლო ინდივიდუალური ეფექტიანობის ფაქტორი (X-ინდ) – კონკრეტული საწარმოს ეფექტიანობის ზრდის განაკვეთს წარმოადგენს.[166]

2015 წლის 1 იანვრიდან 2017 წლის 31 დეკემბრის ჩათვლით X-ზოგ უდრის

[164] https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/ENTSO-E_AR15_FINAL.pdf, 17.11.2016

[165] https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx, 15.11.2016

[166] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015.

2%-ს, ხოლო X-ინდ – 0–ს.

განახლებადი ენერგიისა და ენერგოეფექტურობის ხელშემწყობი საკანონმდებლო ბაზის არ არსებობა წარმოადგენდა პრობლემას. დღეს საქართველოში უკვე დანერგილია ნეტო–აღრიცხვა. მომხმარებლის მიერ საკუთარი მოხმარების დაკმაყოფილებისა და მიკროსიმძლავრის განახლებადი ენერგიის წყაროების განვითარება საერთაშორისო დონეზე სხვადასხვა წამახალისებელი პოლიტიკით არის მხარდაჭერილი. მცირე სიმძლავრის განახლებადი ენერგიის მწარმოებლებისათვის მაღალი ტარიფების (ე.წ. Feed-in Tariff და ა.შ.) შეთავაზება აძლიერებს დაწოლას სამომხმარებლო ტარიფებზე და მოითხოვს განმახორციელებელი ქვეყნისგან გარკვეულ ეკონომიკურ გამძლეობას. ზომიერი წახალისების პოლიტიკა ორიენტირებულია იქითკენ, რომ გამარტივებული წესით, ადმინისტრაციული თუ სხვა სახის ბიუროკრატიული ბარიერების მოხსნით, უზრუნველყოს გარკვეული შეღავათიანი პირობების დაწესება და მომხმარებლისთვის სტიმულის მიცემა, რომ საკუთარი სახსრებით ან გარკვეულწილად დონორული ხელშეწყობით განავითარონ საკუთარი ენერგიის წყაროები და სრულად ან ნაწილობრივ დაიკმაყოფილონ საკუთარი ენერგომოთხოვნილება. ასეთი სახის პოლიტიკა არ ახდენს შესამჩნევ ზეგავლენას სატარიფო პროცესებზე და ეფუძნება უფრო სამართლიან საწყისებს.[167]

მომხმარებლის საკუთრებაში არსებული მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურების განვითარების ერთ-ერთ ტრადიციულ და ფართოდ გავრცელებულ პოლიტიკას წარმოადგენს ე.წ. ნეტო აღრიცხვა (Net-Metering), როდესაც ელექტროენერგიის მომხმარებელს გააჩნია საკუთარი ენერგიის წყარო, რომელიც პარალელურად ჩართულია ქსელში. ის ახდენს თავისი ენერგომოთხოვნილების დაკმაყოფილებას და შემდეგ ჭარბად წარმოებულ ენერგიას გასცემს ქსელში. ასეთი სქემის დროს საჭიროა სპეციალური მრიცხველი, რომელიც ელექტროენერგიას აღრიცხავს ორი მიმართულებით და შეუძლია მოხმარებული და წარმოებული ელექტროენერგიის სალდოს გამოყვანა. სწორედ ამ სხვაობიდან ანუ ნეტო სიდიდიდან ხდება შემდგომ ანგარიშსწორება მომხმარებელსა და ელექტროენერგიის მიმწოდებელს შორის. იმ შემთხვევაში, როდესაც კონკრეტულ საანგარიშსწორებო პერიოდზე მომხმარებელმა აწარმოა უფრო მეტი ენერგია, ვიდრე მოიხმარა, განაწილების ლიცენზიატს/

[167] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 31.

ელექტროენერგიის მიმწოდებელს მომხმარებლის სასარგებლოდ მართებს ჭარბი კვტ.სთ-ები, რომლის გაქვითვის/ანაზღაურების სხვადასხვა ხერხი არსებობს, მათ შორის ყველაზე გავრცელებულია ჭარბი კვტ.სთ-ების მომდევნო საანგარიშსწორებო პერიოდის ქვითარში კრედიტად ასახვა.

2016 წელს კანონში შესული ცვლილებებით განისაზღვრა საცალო მომხმარებლის საკუთრებაში არსებული მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურის სტატუსი და ქსელზე დაშვების პირობები, აგრეთვე კომისიას დაევალა ცვლილებების შეტანა „ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) მიწოდებისა და მოხმარების წესებში“ მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურის ქსელზე დაშვების საკითხების უფრო დეტალური დარეგულირების მიზნით. კანონის განმარტების თანახმად, მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურის კატეგორიას განეკუთვნება საცალო მომხმარებლის მფლობელობაში არსებული განახლებადი ენერგიის წყარო, რომელიც მიერთებულია ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელთან საცალო მომხმარებლის მიერ ელექტროენერგიის მოხმარების ადგილას და რომლის სიმძლავრე არ აღემატება 100 კილოვატს. ამასთან, განაწილების ლიცენზიატის ქსელთან მიერთებული მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურების ჯამური დადგმული სიმძლავრე არ შეიძლება აღემატებოდეს შესაბამის განაწილების ლიცენზიატის გამანაწილებელ ქსელში პიკური დატვირთვის 2%-ს.

საცალო მომხმარებლის საკუთრებაში არსებული მიკროსიმძლავრის ელექტროსადგურის ქსელზე მიერთება ხორციელდება გამარტივებული პროცედურით – ერთი ფანჯრის პრინციპით. განაწილების ლიცენზიატი ვალდებულია მომხმარებლის ქსელზე მიერთების განაცხადით მიმართვის შემდეგ არსებული მრიცხველის ნაცვლად დაამონტაჟოს რევერსული მრიცხველი 10-დან 20 სამუშაო დღეში, ხოლო მომხმარებელი იხდის მრიცხველის შეცვლის საფასურს. განაწილების ლიცენზიატი ვალდებულია მიიღოს მიკროსიმძლავრის მიერ გამომუშავებული ენერგია ქსელში და ანგარიშსწორება აწარმოოს მიწოდებული და მოხმარებული ელექტროენერგიის გაქვითვით მიღებულ სალდოზე. თუ წლის ბოლოს ადგილი აქვს მომხმარებლის მიერ წლის ჭრილში ჭარბად ელექტროენერგიის მიწოდებას, განაწილების ლიცენზიატი ვალდებულია, საცალო მომხმარებელთან მოახდინოს საბოლოო ანგარიშსწორება, შესაბამისი განაწილების ლიცენზიატის სამომხმარებლო ტარიფში კომისიის მიერ გათვალისწინებული, შესყიდული ელექტროენერგიის საშუალო შეწონილი ფასით.

კომისიის ხელთ არსებული ინფორმაციით, სს „თელასის“ არეალში „ნეტო

აღრიცხვით“ სარგებლობს 5 აბონენტი, ჯამური სიმძლავრით – 113 კვტ, სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ არეალში – 2 აბონენტი, ჯამური სიმძლავრით – 35 კვტ, ხოლო სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ არეალში – 1 აბონენტი, სიმძლავრით – 5 კვტ.

ზემოაღნიშნული საკანონმდებლო და კანონქვემდებარე ნორმების შეფასების საფუძველზე შესაძლებელია ითქვას, რომ საქართველოში დაინერგა მსოფლიოში ფართოდ გავრცელებული ე.წ. „ნეტო აღრიცხვა“ (Net-Metering). საერთაშორისო პრაქტიკა გვიჩვენებს, რომ მიკროელექტროსადგურების განვითარებას შესაძლოა ჰქონდეს მრავალმხრივი სარგებელი, მათ შორის:

1. გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელების ასაშენებლად საჭირო ფინანსური დანახარჯების შემცირება;

2. იმპორტირებული ენერგიის მოცულობის ან თბოელექტროსადგურებზე გამომუშავების შემცირება;

3. ელექტროენერგიის დანაკარგების შემცირება გადამცემ და გამანაწილებელ ქსელებში;

4. მომხმარებელს უჩნდება დამატებითი შესაძლებლობა დაზოგოს ფინანსები ენერგიის შესყიდვაზე ან სულაც გახდეს ენერგიის მიმწოდებელი;

5. ხელს შეუწყობს დასაქმებას და ეკონომიკურ აქტივობას, იქიდან გამომდინარე, რომ გაიზრდება მოთხოვნა კვალიფიციურ ინჟინრებსა და მემონტაჟეებზე;

6. ეს არის სუფთა ენერგია და დადებითად აისახება გარემოზე.

2.2 ელექტროენერგეტიკის რეგულირებადი კომპანიების ფინანსური და შედარებითი (ბენჩმარკინგი) ანალიზი

რაციონალური გადაწყვეტილებების მისაღებად არა მარტო ფინანსურ მენეჯერს სჭირდება ფინანსური ანალიზი, არამედ მარეგულირებელ კომისიასაც. ის უმნიშვნელოვანეს როლს თამაშობს ტარიფის განსაზღვრასა და კონტროლში, კერძოდ:

1. საფუძველს ქმნის რეალური ფასის დადგენის, რომელიც სამართლიან უკუგებას აძლევს კომპანიებს და ასევე ის ერთგვარი გარანტიაა ენერგიის მიწოდების სანდოობისთვის;

2. დადგენილი ტარიფი არ აზარალებს და იცავს მომხმარებლის ინტერესებს.[168]

კომპანიის ფინანსური ანალიზის პროცესში, ხშირად გამოიყენება ორი ტიპის – კოეფიციენტებისა და ტენდენციის ანალიზი. კოეფიციენტების ანალიზი ორიენტირებულია დროის კონკრეტულ პერიოდში შეფასებით ანალიზზე, ხოლო ტენდენცია გვიჩვენებს დროის გარკვეული პერიოდის ანალიზს. შედეგები ხშირად უდარდება, იგივე სფეროში ფუნქციონირებადი კომპანიების მონაცემებს, რათა უფრო ნათელი გახდეს სხვაობა ან/და მსგავსება.

ყოველწლიურად რეგულირებადი საწარმოები ვალდებულნი არიან კომისიაში წარადგინონ წლიური ფინანსური და ტექნიკური ანგარიშგებები. რის საფუძველზეც ჩატარებული ფინანსური ანალიზი უნდა გვეხმარებოდეს კომპანიების მდგომარეობის შესწავლაში.

უნდა აღინიშნოს, რომ ამ პროცესს ახლდა ნაკლოვანი მხარე. პრობლემა მდგომარეობს შემდეგში - რეგულირებად კომპანიებს კანონმდებლობით აკისრიათ ყოველკვარტალური და წლიური ანგარიშგების ფორმების (ფინანსური და ტექნიკური) მარეგულირებელ კომისიაში წარდგენის ვალდებულება. კომისია 2017 წლამდე პერიოდში წლიური ანგარიშგების ფორმების სისწორის შემოწმებას და ანალიზს არ ახდენდა, პასუხისმგებელი წარმოდგენილი მონაცემების სისწორეზე თავად კომპანია იყო. კომპანიები მხოლოდ ინფორმაციის წარუდგენლობაზე ჯარიმდებოდნენ. ამასთან, კომისიის კვლევის ობიექტს ძირითადად მხოლოდ ის კომპანიები წარმოადგენდნენ, რომელთა სატარიფო განაცხადების განხილვაც მიმდინარეობდა.

[168] Kiss A., Lesi M., Sugar A., Szolnoki P., Price Regulation and Tariffs, ERRA, June 2006, გვ. 20-25.

აღნიშნული პრობლემა დღის წესრიგში იდგა 2017 წლამდე, მაგრამ დღეს უკვე მისი სახეცვლილი ვარიანტი მივიღეთ. მარეგულირებელი კომისია უნდა ახდენდეს წარმოდგენილი ფინანსური ანგარიშგების ანალიზს, არა მარტო მათი ფინანსური მდგომარეობის შესწავლის მიზნით, არამედ კომისიის რეგულირების საფასურის გაანგარიშებისთვისაც. მარეგულირებელმა აუცილებლად უნდა გაატაროს სამართლებრივი ღონისძიებები არასწორი ინფორმაციის მიღების შემთხვევაში, როგორც ამას ლიტვის და ავსტრიის ენერგომარეგულირებელი კომისიები აკეთებენ.

სადოქტორო კოლოკვიუმის ფარგლებში ჩატარებულმა ანალიზმა, რომელიც ეფუძნებოდა, კომპანიების მიერ კომისიაში წარმოდგენილი წლიური ანგარიშგების ფორმებს, გვიჩვენა რომ მონაცემები განსხვავდებოდა რეალობისგან, კერძოდ, დამუშავებული მონაცემების საფუძველზე მიღებული ფინანსური კოეფიციენტები არარეალურ შედეგს გვაძლევდა, რაც ასაბუთებს კიდევ ერთხელ გარკვეული კონტროლის გამკაცრების აუცილებლობას ამ მიმართულებით. სწორედ ამიტომაც გაანალიზდა მხოლოდ 2010-2014 წლების ფინანსური მონაცემები. სრულყოფილი ანალიზის ჩატარება კი სავარაუდოდ შესაძლებელი 2018 წლიდან იქნება.

კომისიის თავმჯდომარის 2017 წლის 23 იანვარის №18 ბრძანებით დამტკიცდა „საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის მიერ საწარმოების რეგულირებადი საქმიანობის სისტემური მონიტორინგის წესი“. 2017 წელს ბაზრის მონიტორინგის გაუმჯობესებისთვის, კომისიაში შემუშავდა ელექტრონული პროგრამა, რომელიც ახდენს კომპანიების მიერ წარმოდგენილი ანგარიშგებების აღრიცხვას ელექტრონულად.

აღნიშნული წესით განისაზღვრა დეპარტამენტები და მხარეები, რომლებიც პასუხისმგებელი არიან ანგარიშის წარდგენასა და კონტროლზე. ბრძანების შესაბამისად, სხვადასხვა პერიოდულობით უნდა გაკეთდეს პასუხისმგებელი პირის მიერ ყოველთვიური, კვარტალური და წლიური მოხსენება.

წლიური ანგარიში მოიცავს შემდეგი შინაარსის ინფორმაციას:

1. ფინანსური მდგომარეობა (მათ შორის, ტარიფები და საფასურები);
2. საინვესტიციო პროექტების შესრულება;
3. მომსახურების კომერციული ხარისხი;
4. მიწოდების საიმედოობა;
5. სისტემის ტექნიკური მდგომარეობა;
6. ბაზრის მდგომარეობა (მათ შორის, მომსახურებაზე ხელმისაწვდომობა,

ბაზრის გამჭვირვალობა და კონკურენტულობა);

7. მომხმარებელთა უსაფრთხოება (გაზმომარაგების სექტორში).

ფინანსური მდგომარეობის შეფასება და საინვესტიციო პროექტების შესრულების კონტროლი გულისხმობს შედეგების მიზეზების ერთგვარ ანალიზს:

- საწარმოების მიერ განხორციელებული საქმიანობის შესახებ მონაცემების ანალიზი;
- ისტორიული და შედარებითი ანალიზი;
- ანალიზის შედეგად იდენტიფიცირებული დადებითი და უარყოფითი ტენდენციები;
- განვითარების შემაფერხებელი გარემოებები;
- კომისიის რეაგირების შედეგების ანალიზი;
- შესაბამისი მტკიცებულებების შესახებ ინფორმაცია.

ფინანსური მდგომარეობის ანალიზის განხორციელებაზე პასუხისმგებელია სემეკის ტარიფებისა და ეკონომიკური ანალიზის დეპარტამენტი. ანალიზის განხორციელებას შესაძლოა სხვადასხვა მიზანი ჰქონდეს: ტარიფის კორექტირება, ფინანსური მდგრადობის შენარჩუნება, საოპერაციო დანახარჯებისა და მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილი აქტივების ღირებულების მონიტორინგი.

ტარიფის კორექტირების სამიზნე მაჩვენებლებია:

- რეგულირებადი დანახარჯების ბაზის ფაქტობრივ და დაგეგმილ ღირებულებებს შორის გადახრა;
- ელექტროენერგიის შესყიდვის საშუალო შეწონილი ფასის ცვლილება;
- ბუნებრივი გაზის შესყიდვის საშუალო შეწონილი ფასის ცვლილება.

ფინანსური მდგრადობის შენარჩუნებისთვის სამიზნე მაჩვენებლებია:

- აქტივების რენტაბელობის კოეფიციენტი (ROA);
- კაპიტალის რენტაბელობის კოეფიციენტი (ROE);
- მიმდინარე ლიკვიდურობის კოეფიციენტი;
- ვალდებულების კოეფიციენტი;
- სესხის პროცენტის დაფარვის კოეფიციენტი;
- ნასესხები და საკუთარი სახსრების შედარება;
- ცვლილებები კაპიტალის სტრუქტურაში.

საოპერაციო დანახარჯების მონიტორინგის სამიზნე მაჩვენებლებია:

- საოპერაციო დანახარჯები ერთეულ პროდუქციაზე (კვტსთ, კუბური მეტრი);
- ინჟინერ-ტექნიკური პერსონალის, მუშების და სხვა თანამშრომლების საშუალო ხელფასის ცვლილება;
- ბილინგის სამსახურის თანამშრომლების საშუალო ხელფასის ცვლილება;
- ადმინისტრაციული თანამშრომლების (გარდა ბილინგის სამსახურისა) საშუალო ხელფასის ცვლილება;
- საწარმოო ძირითადი საშუალებების მიმდინარე რემონტების ხარჯის ცვლილება;
- მივლინების საშუალო ხარჯის ცვლილება ერთეულ თანამშრომელზე;
- ქონების და მიწაზე ქონების საგადასახადო ხარჯის დამოკიდებულება რეგულირებადი აქტივების ბაზის ღირებულებასთან.

მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილი აქტივების ღირებულების მონიტორინგის სამიზნე მაჩვენებლებია:

- ქსელზე მიერთების საფასურით მიღებული მოგება/ზარალის მაჩვენებელი;
- აღრიცხვის კვანძის მოწყობის საფასურით მიღებული მოგება/ზარალის მაჩვენებელი;
- სიმძლავრის გაზრდის საფასურით მიღებული მოგება/ზარალის მაჩვენებელი.

ავსტრიის მარეგულირებელი კომისია კომპანიის ანალიზის ორ მეთოდს იყენებს: ფინანსური (მოგება-ზარალის, ბალანსის მიხედვით კოეფიციენტების ანალიზი) და არაფინანსური (სტრატეგიული, ხარისხობრივი ანალიზი). ამ მეთოდებს განსახორციელებლად სჭირდებათ შიდა და გარე ინფორმაცია. გარე ინფორმაცია შესაძლოა მოწოდებულ იქნეს საერთაშორისო შედარებითი ანალიზის ანგარიშიდან, აუდიტის დასკვნიდან და ეკონომიკური უწყებებიდან.

მარეგულირებელი კომისია სექტორის ანალიზს ყველა კომპანიის მიმართ აკეთებს ყოველწლიურად, უშუალოდ აუდიტის პროცესის დაწყებამდე.

ავსტრიის მარეგულირებელი კომისია შედარებით ანალიზს ახდენს კოეფიციენტების მიხედით – როცა პროცენტული ცვლილებების საშუალებით გამოითვლება გადახრები წინა ან საბაზისო წელთან შედარებით. ასევე ანალიზი

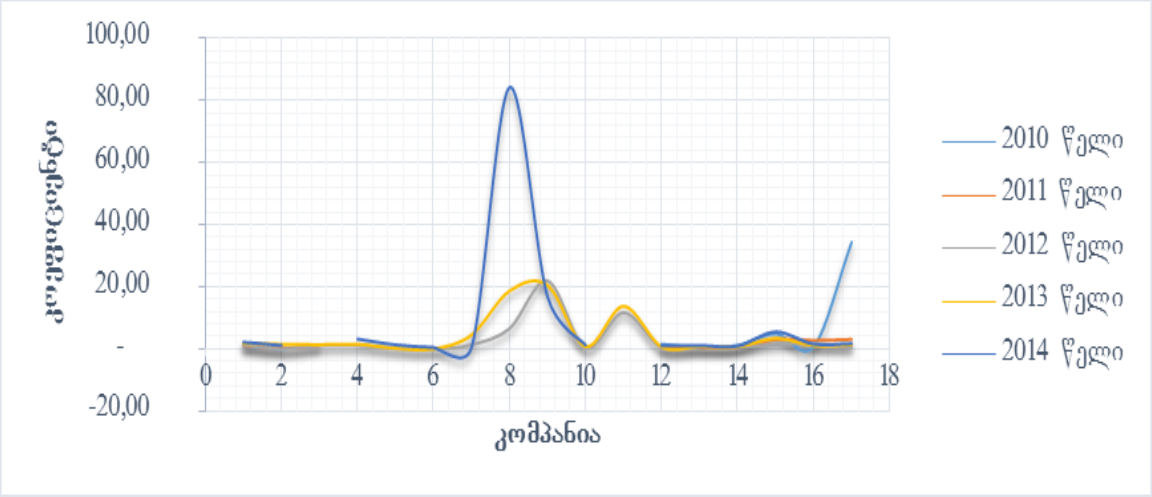
კეთდება მსგავსი ზომის კომპანიების ხარჯების გარკვეული მუხლების მიხედვით, მაგალითად, კონკრეტული კომპანიის სახელფასო ფონდი შეუდარდეს სხვა კომპანიის ფონდს და ა.შ. კომპანიების მიერ წარმოდგენილ ინფორმაციაში უზუსტობის აღმოჩენის შემთხვევაში მარეგულირებელი აცნობებს კომპანიას ხარვეზის გამოსასწორებლად.

განვიხილოთ ის ძირითადი კოეფიციენტები, რაც გამოიყენება ზოგადად ფინანსური ანალიზის დროს. **ლიკვიდურობის კოეფიციენტი** საშუალებას გვაძლევს გავიგოთ კომპანიის უნარი – რამდენად სწრაფად შეუძლია მას საკუთარი აქტივები აქციოს ნაღდ ფულად. მიმდინარე კოეფიციენტი ასახავს კომპანიის მიმდინარე აქტივებით ფინანსური ვალდებულებების დაფარვის უნარს. ხოლო მჟავა-ტესტ კოეფიციენტი ასახავს კომპანიის ვალდებულებების გადახდისუნარიანობას, რამდენად სწრაფად და უმტკივნეულოდ შეუძლია კომპანიას არსებული ვალდებულებები დაფაროს.[169] მჟავა-ტესტ კოეფიციენტი, მიმდინარე კოეფიციენტთან შედარებით, ლიკვიდურობის უფრო ზუსტ საზომად შეიძლება მივიჩნიოთ, ვინაიდან მისი გაანგარიშების დროს, მიმდინარე აქტივები შემცირებულია მარაგების ღირებულებით.

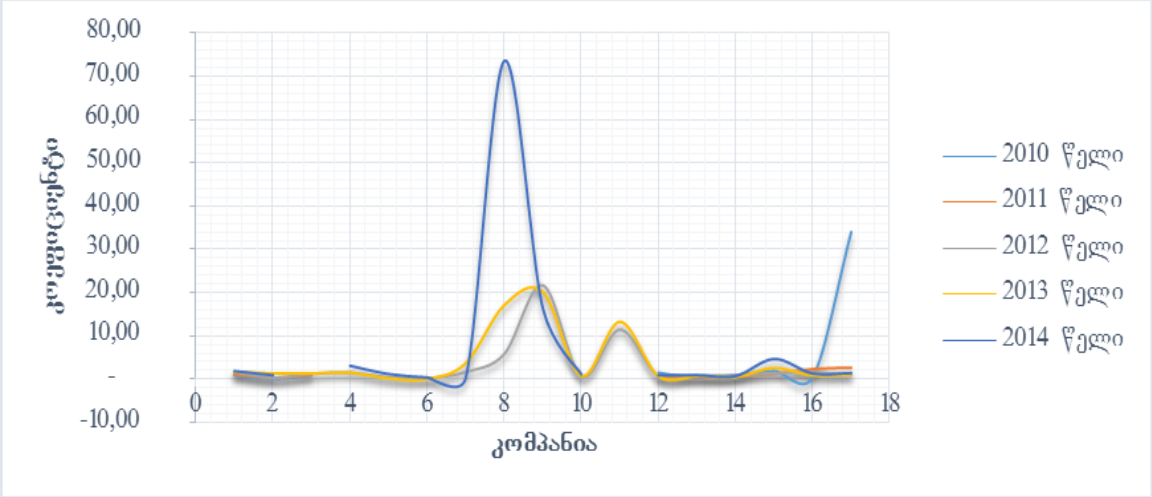
დიაგრამებზე №38 და №39 წარმოდგენილია ელექტროენერგეტიკულ სექტორში (წარმოება, გადაცემა-დისპეტჩერიზაცია და განაწილება) რეგულირებადი დიდი 17 კომპანიის 2010-2014 წლების ფინანსური ანგარიშების ანალიზი - ბალანსის უწყისის შესაბამისად გამოანგარიშებული ლიკვიდურობის კოეფიციენტების მიხედვით. კომპანიების შესახებ ინფორმაციის კონფიდენციალურობის დაცვის მიზნით ისინი აღნიშნულია რიგითი ნომრებით.

[169] ჯეიმს ს.ვან ჰორნი, ჯონ მ. ვახოვიჩი, უმც., „ფინანსური მენეჯმენტის საფუძვლები“, საქართველოს მაცნე, 2008, გვ. 144-145.

დიაგრამა №38. კომპანიების მიმდინარე კოეფიციენტების ანალიზი 2010-2014 წლებში[170]



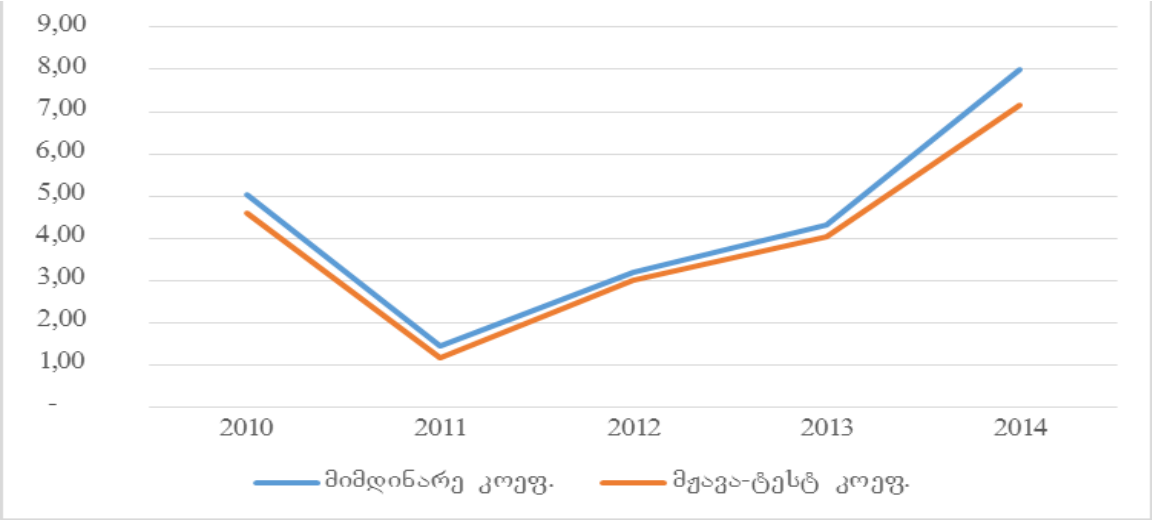
დიაგრამა №39. კომპანიების მჟავა-ტესტ კოეფიციენტების ანალიზი 2010-2014 წლებში[171]



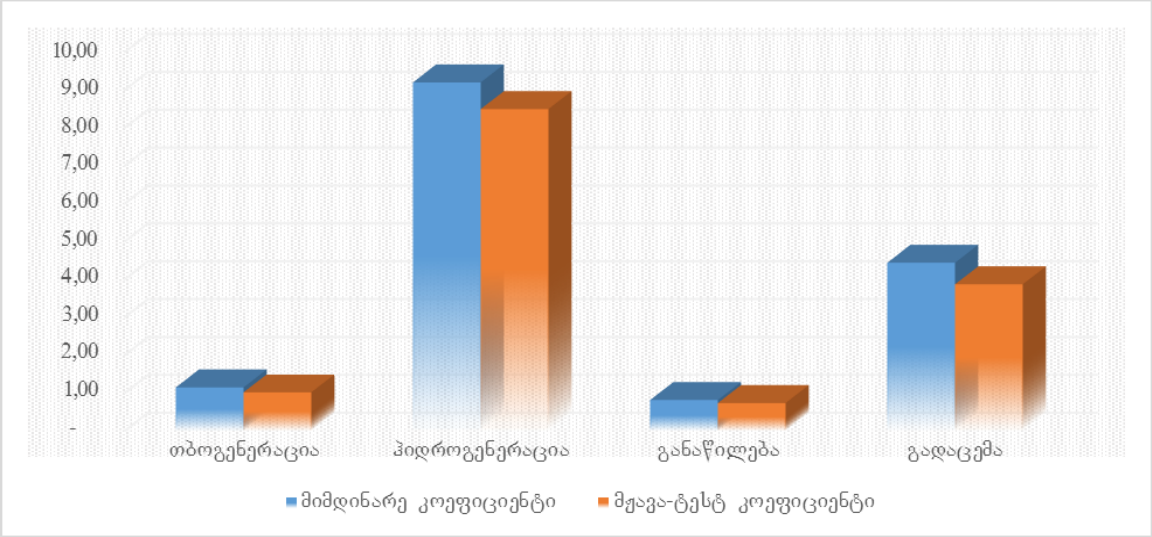
დიაგრამაზე №40 შედარებულია ლიკვიდურობის ორი კოეფიციენტი – მიმდინარე და მჟავა-ტესტ კოეფიციენტების 2010-2014 წლების მედიანური მაჩვენებლები, რომლებიც სექტორში მოქმედი 17 კომპანიის მონაცემზე დაყრდნობით არის შედგენილი, ხოლო დიაგრამაზე №41 წარმოდგენილია საქმიანობის სახეების მიხედვით აღნიშნული კოეფიციენტების მედიანური მონაცემები.

[170] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.
[171] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

დიაგრამა №40. ლიკვიდობის კოეფიციენტების მედიანური მონაცემები 2010-2014 წლებში[172]



დიაგრამა №41. კოეფიციენტების შედარება საქმიანობის სახის მიხედვით[173]



წარმოდგენილი ინფორმაციის გაანალიზების შედეგად ჩანს, რომ საქმიანობის სახეების მიხედით მიმდინარე და მჟავა-ტესტ კოეფიციენტები დაახლოებით თანაბარია (მცირედით აღემატება მიმდინარე კოეფიციენტი) და 2011 წლიდან ზრდის ტენდენციით ხასიათდება. კვლევისას გამოიკვეთა, რომ მაღალი ლიკვიდურობის დონით გამოირჩევა ჰიდროგენერაციის ობიექტები (მათ გააჩნიათ მარაგების დიდი ოდენობა, სალაროში თანხის საკმაოდ მაღალი ნაშთი, ასევე დიდი ოდენობით დებიტორული დავალიანება), ხოლო ყველაზე დაბალი,

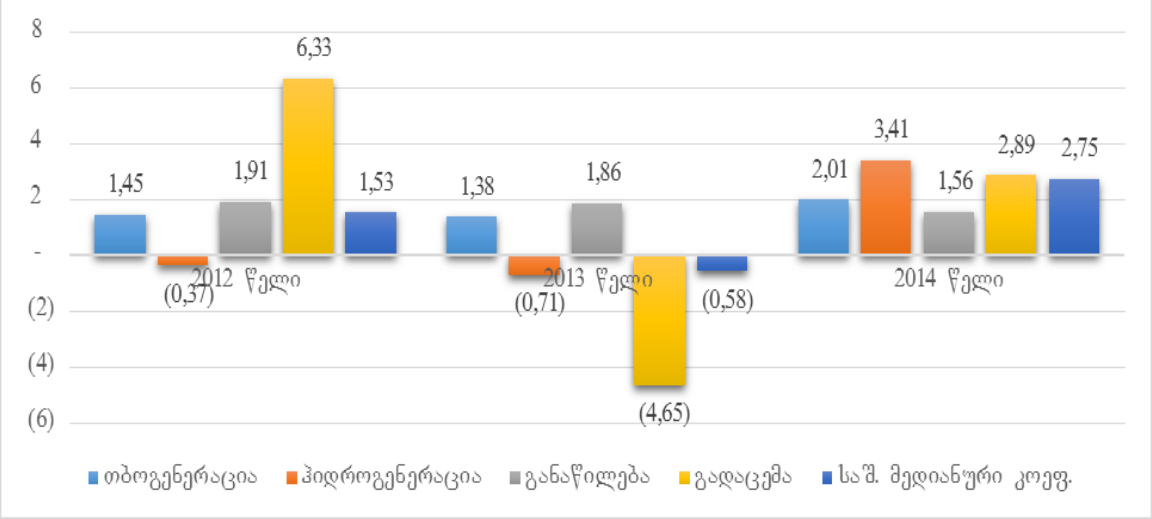
[172] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.
[173] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

განაწილებისთვის არის დამახასიათებელი. გამანაწილებელი კომპანიების ლიკვიდურობის ასეთი დონე განპირობებულია მომხმარებლების მხრიდან მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასურის ამოღების პრობლემით და მოკლევადიანი ვალდებულებების ზრდით.

ვალის კოეფიციენტები ასახავს კომპანიის ვალების ხარჯზე დაფინანსების ხარისხს. რაც უფრო ნაკლებია ვალის სააქციო კაპიტალთან დამოკიდებულების კოეფიციენტი, მით უფრო დიდი ნაწილის დაბანდება ხდება აქციონერების მხრიდან და მით მეტია კრედიტორების დაცვის დონე კომპანიის აქტივების ღირებულების დაცემის ან პირდაპირი ზარალის შემთხვევაში. რაც შეეხება ვალის მთლიან აქტივებთან დამოკიდებულების კოეფიციენტს – იგი გამოყოფს კომპანიის აქტივების იმ ნაწილს, რომლებიც ფინანსდება ვალით. რაც მეტია საკუთარი კაპიტალის წილი, მით მეტია კრედიტორების ინტერესების დაცვის დონე. რაც მაღალია ვალისა და მთლიანი აქტივების დამოკიდებულების კოეფიციენტი, მით მაღალია ფინანსური რისკი და პირიქით.[174]

დიაგრამებზე წარმოდგენილია ფინანსური ლევერჯის კოეფიციენტების ანალიზი. დიაგრამა №42 ასახავს ვალის სააქციო კაპიტალთან დამოკიდებულებას 2012-2014 წლებში ელექტროენერგიის გენერაციის, განაწილებისა და გადაცემის საქმიანობების მიხედვით. აღნიშნული მონაცემი კი შედარებულია სექტორის იმავე წლის საშუალო მედიანურ მნიშვნელობასთან.

დიაგრამა №42. ვალის სააქციო კაპიტალთან დამოკიდებულების კოეფიციენტი 2012-2014 წლებში[175]

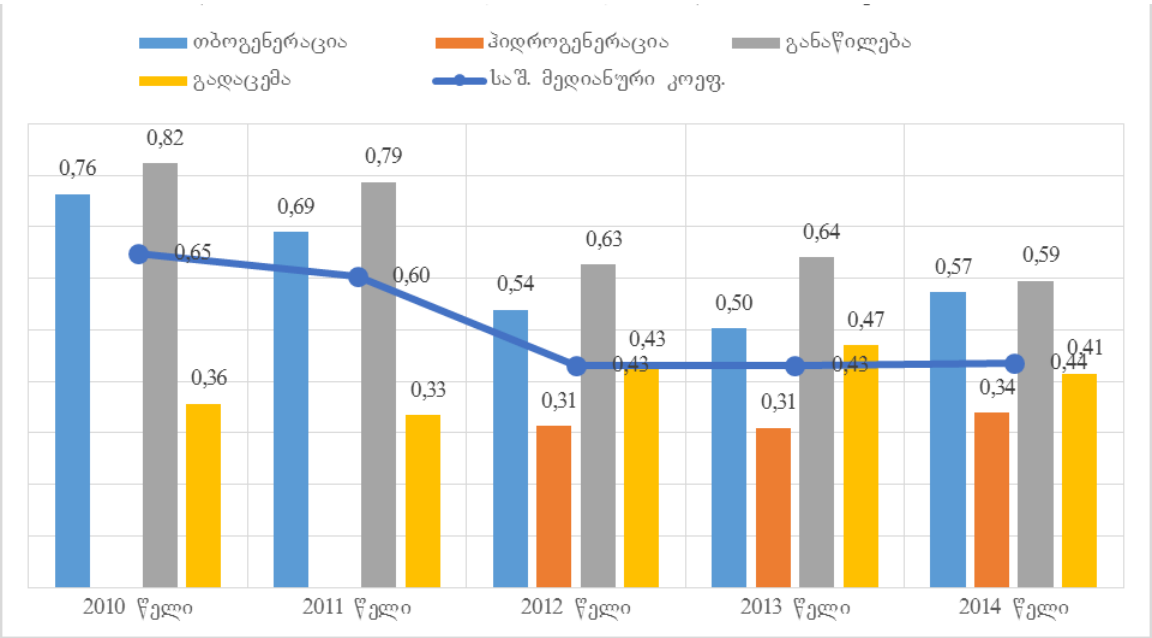


[174] ჯეიმს ს.ვან ჰორნი, ჯონ მ. ვახოვიჩი, უმც., „ფინანსური მენეჯმენტის საფუძვლები“, საქართველოს მაცნე, 2008, გვ. 146.

[175] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2012-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

ზოგადად სტანდარტული კოეფიციენტის შემთხვევაში ვალის სააქციო კაპიტალთან დამოკიდებულების კოეფიციენტი 2-ის ტოლია. თუ ვალდებულებები 2-ჯერ უფრო მეტია ვიდრე კაპიტალი, გრძელვადიანი კრედიტორისთვის ეს სახარბიელო სიტუაცია არაა, რადგან ის კომპანიის სუსტ ფინანსურ მდგომარეობაზე მეტყველებს. ანალიზის შედეგად გამოიკვეთა, რომ აღნიშნული მონაცემი ექვსსაც კი აღემატება (მაგალითად 2012 წელი გადაცემის საქმიანობა), ხოლო რიგ შემთხვევაში უარყოფით მნიშვნელობას იძენს (2013 წელი), რაც კომპანიების მიღებული ზარალით არის გამოწვეული. რაც შეეხება სექტორის მედიანურ მონაცემს, 2012 წელს იყო კომპანიებისთვის ყველაზე კარგი პერიოდი (2012 წელს არის 1.53, 2013 წელს – (-0.58) და 2014 წელს – 2.75).

დიაგრამა №43. ვალის აქტივებთან დამოკიდებულების კოეფიციენტი 2010-2014 წლებში[176]

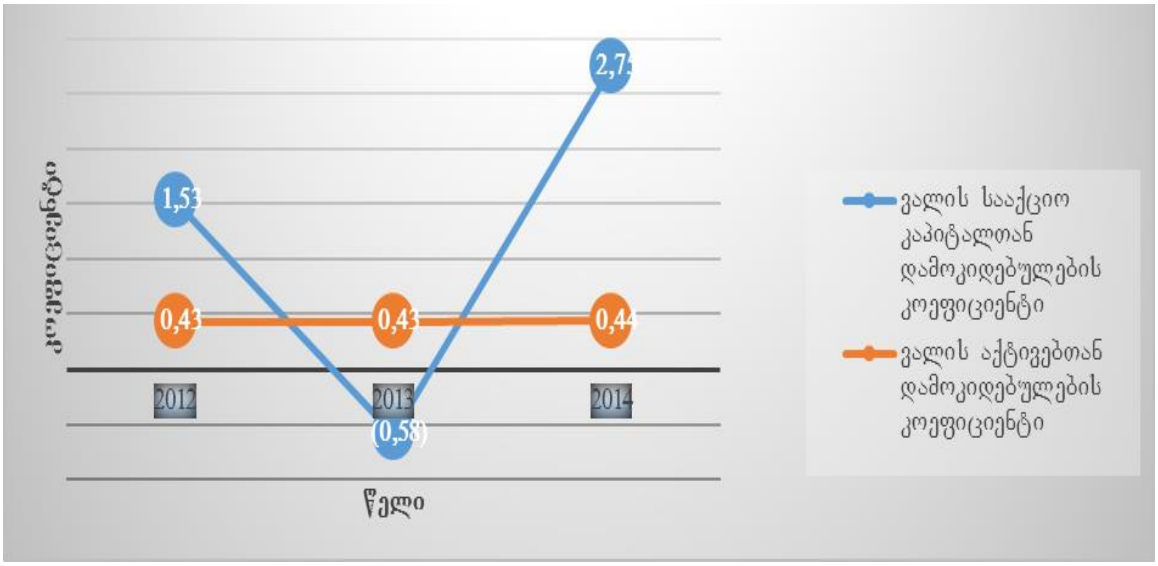


აღნიშნული კოეფიციენტი ასახავს რა წილი აქვს მთლიან ვალს მთლიან აქტივებში, ანუ აქტივის რა წილია შექნილი მოზიდული სახსრებით. აქედან გამომდინარე, კოეფიციენტის 1-თან მიახლოების შემთხვევაში კომპანიას კაპიტალის მცირე წილი აქვს. ამრიგად, გამანაწილებელ კომპანიებში დიდია ვალის წილი აქტივებში (ყველაზე მაღალი 2010 წელი 0.82), ხოლო მცირე – ჰიდროგენერაციის ობიექტებში (ყველაზე დაბალი 2012-2013 წლები 0.31). საშუალო მედიანური მონაცემი კი 0.43-დან 0.65-მდე მერყეობს.

[176] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2012-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

დიაგრამა №44 ნათლად ასახავს სექტორის ფინანსური ლევერეჯის საშუალო მედიანურ მონაცემებს 2012-2014 წლების დინამიკაში. საკმაოდ სტაბილურია ვალის მთლიან აქტივებთან დამოკიდებულება ამ პერიოდში, რაც შეეხება მის სააქციო კაპიტალთან დამოკიდებულებას ცვლილებები წლიდან წლამდე ჩანს, მაგრამ საშუალო მონაცემის მიხედვით პრობლემატური მდგომარეობა არ იკვეთება. ვალის აქტივებთან დამოკიდებულების კოეფიციენტის მნიშვნელობა (დაახლოებით 0.44) ერთგვარად წარმოადგენს იმ რეალურ სიტუაციას, რაც გიარინგის დროს უნდა იყოს. პრაქტიკულ მონაცემებზე დაყრდნობით დგინდება, რომ გიარინგის შემოთავაზებული ოდენობა (მოზიდული სახრები 60%) შეესაბამება 2010-2011 წლების მონაცემს და არ შეესაბამება 2012-2014 წლების რეალობას.

დიაგრამა №44. ელექტროენერგეტიკული სექტორის საშუალო მედიანური მონაცემები 2012-2014 წლებში[177]

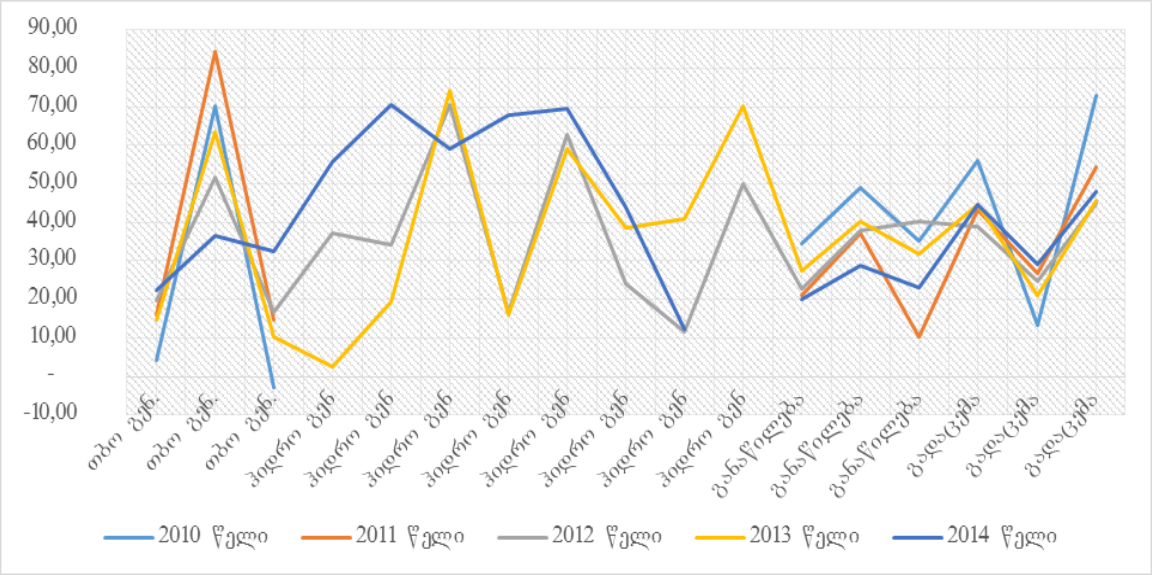


მომგებიანობის ანალიზი მოიცავს წმინდა მოგების მარჟის, ინვესტიციებზე (ROI) და საკუთარ კაპიტალზე (ROE) მოგების შესწავლას. ROI და ROE არის ის მაჩვენებლები, რომლებიც კომპანიის მენეჯმენტს მუდმივად აინტერესებს, არა მარტო მართვისთვის არამედ ფინანსური პროგნოზებისა და ინვესტირების კუთხით. წმინდა მოგების მარჟა განსაზღვრავს შემოსავლის რა ნაწილია მოგება. ROI ერთგვარად წარმოადგენს ინვესტირებიდან მიღებულ სარგებელს. მისი მაღალი მაჩვენებელი მიგვანიშნებს, რომ საინვესტიციო ღირებულებაზე მეტი იქნება

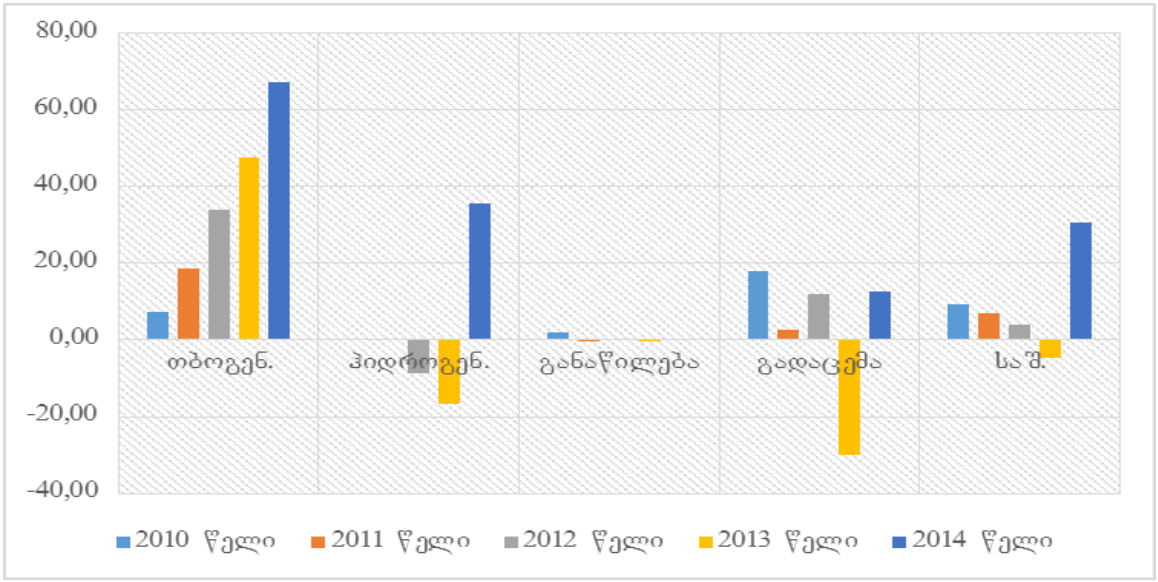
[177] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2012-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

შემოსავალი. ეს კოეფიციენტი გამოიყენება ეფექტიანობის შესაფასებლად. როცა საინვესტიციო პროექტების შედარებას ვახდენთ, მისი გამოყენება რისკთან არის დაკავშირებული. ROE გვიჩვენებს ბიზნესის მომგებიანობას – თუ რამდენად კარგად იყენებს კომპანია ინვესტიციებს, რათა გაიზარდოს მოგება.

დიაგრამა №45. წმინდა მოგების მარჟა 2010-2014 წლებში[178]

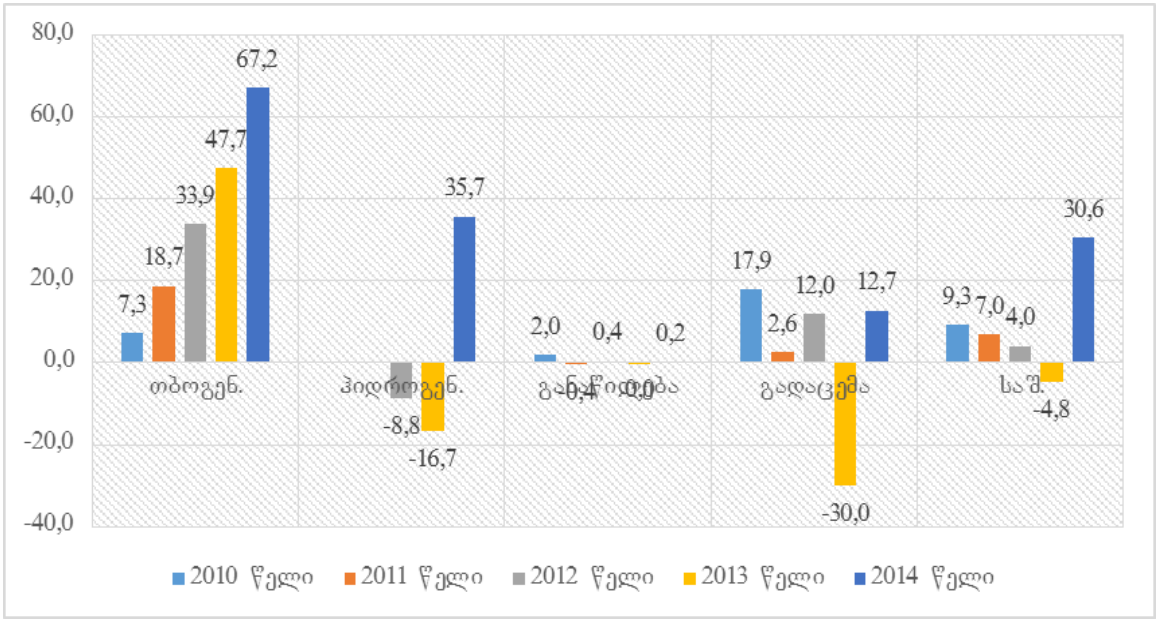


დიაგრამა №46. ROI 2010-2014 წლების დინამიკაში საქმიანობის სახეების მიხედვით[179]

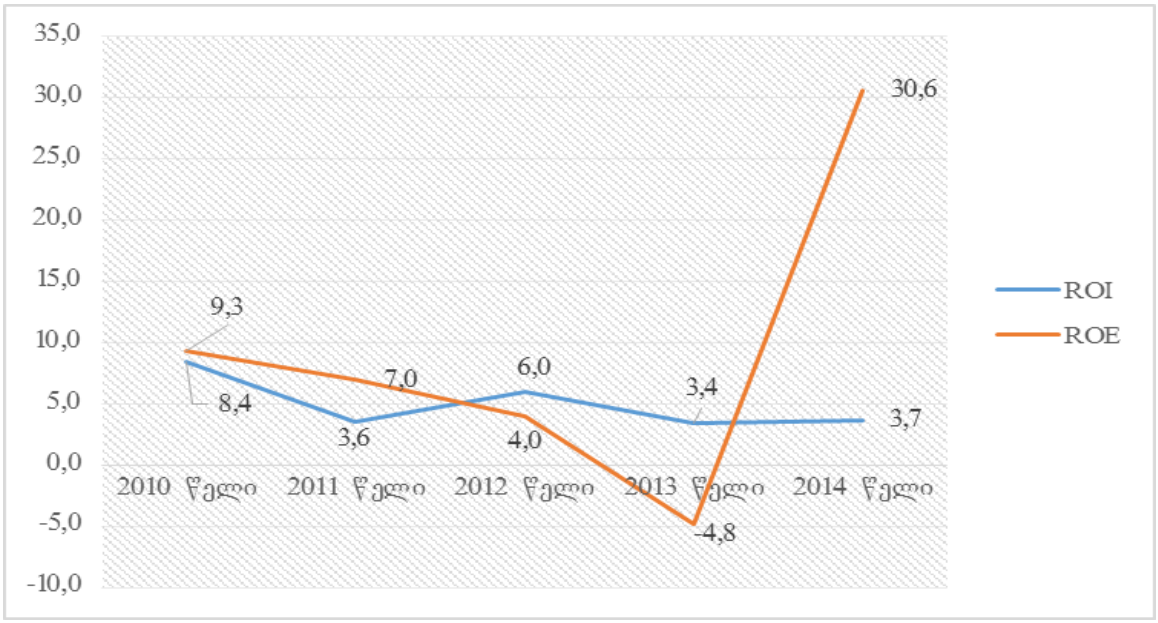


[178] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.
[179] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

დიაგრამა №47. ROE 2010-2014 წლების დინამიკაში საქმიანობის სახეების მიხედვით[180]



დიაგრამა №48. ROI - ROE შედარებითი ანალიზი 2010-2014 წლები[181]



აღნიშნულ ინფორმაციაზე დაყრდნობით შესაძლოა ითქვას, რომ ინვესტიციებზე უკუგებამ ელექტროენერგეტიკულ სექტორში იკლო საშუალო მედიანური მონაცემების საფუძველზე. 2010 წლიდან 2014 წლამდე შემცირდა

[180] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.
[181] კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2012-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმების მონაცემების საფუძველზე.

აღნიშნული მაჩვენებელი, ხოლო კაპიტალის უკუგების კუთხით ზრდა დაფიქსირდა 2013-დან 2014 წლამდე (2014 წელი - 30.6).

სექტორის და კოეფიციენტების ანალიზი წარმოუდგენელია ბენჩმარკინგის გარეშე, რაც გულისხმობს – კომპანიის ოპერაციებისა და საქმიანობების გაზომვას მსოფლიო კომპანიებთან შედარებით.

ევროკავშირის წევრი ქვეყნების მარეგულირებელ კომისიებში შედარებითი ანალიზის გავრცელებული მეთოდებია: Date Envelopment Analisis (DEA), კორექტირებული უმცირესი კვადრატების მეთოდი (COLS)/MOLS ან SFA, თუმცა საქართველოში რეგულირებადი კომპანიების ანალიზისთვის მოუხერხებელია მათი გამოყენება ამ ეტაპზე, ვინაიდან საქართველოში კომპანიების არასაკმარისი რაოდენობაა – ბაზარი მონოპოლიზებულია, და კომპანიები არაშესადარისია – არ გააჩნიათ მსგავსი სტრუქტურა და ფინანსური მდგომარეობა.

მოკლედ განვიხილოთ თითოეული მეთოდი:

1. Charnes, Cooper და Frodes (1987) –ის მიერ შემუშავებული იქნა მენეჯმენტისა და შედარებითი ანალიზის საკმაოდ ძლიერი ტექნიკა, რომელიც მოგებაზე არაორიენტირებული საჯარო სექტორის ორგანიზაციებისთვის გამოიყენება - Date Envelopment Analisis (DEA).

ამ მეთოდის დროს ხორციელდება საუკეთესო გამოცდილების (შესაძლოა იყოს დეპარტამენტი, ფილიალი ან სხვა) და ყველაზე არასახარბიელო მდგომარეობის მქონე ერთეულების იდენტიფიცირდება და შედარება. ანალიზის საბოლოო შედეგი ის არის, რომ განხილულ იქნეს შესაძლებლობები, თუ როგორ გაუმჯობესდეს არსებული მდგომარეობა.[182]

DEA გაიანგარიშებს მოცულობას დანახარჯების ტიპისა და დაზოგილი რესურსებიდან გამომდინარე. მოკლედ, ის გვეხმარება არაეფექტიანი ერთეულის გამოვლენაში, მის ეფექტიან ერთეულად გარდაქმნაში და საბოლოოდ საოპერაციო დანახარჯების შემცირებაში.

2. Corrected Least Squares methodology (COLS)/MOLS კორექტირებული უმცირესი კვადრატების მეთოდი წარმოადგენს გადანაცვლების საშუალო ფუნქციას. სტატისტიკური მეთოდის უპირატესობაა, გამოამჟღავნოს ხარჯების სტრუქტურა და სხვადასხვა ცვლადის გავლენის შედეგი. ხოლო უარყოფითია, საიმედო შედეგის მისაღებად მონაცემების კომპლექტიის საჭიროება. რეგრესიის

[182] file:///C:/Users/user/Downloads/9780387332116-c2.pdf, Data Envelopment Analysis Explained, გვ. 50-51.

შედეგები მგრძნობიარეა ფუნქციონალური სახით.

MOLS მეთოდი COLS მეთოდის ალტერნატივას წარმოადგენს და მათ შორის დიდი სხვაობა არ არის.[183]

3. Stochastic Frontier Analysis (SPA) წარმოადგენს ეკონომიკური მოდელირების მეთოდს, რომელიც განსაზღვრავს ტექნიკურ ეფექტიანობას და აკვირდება მაქსიმალურ შედეგს.

უნდა აღინიშნოს, რომ საქართველოში განაწილების სისტემის ოპერატორების ეფექტიანობის შესაფასებლად ვერ გამოვიყენებთ შედარებითი ანალიზის ევროკავშირის წევრი ქვეყნების მარეგულირებელ კომისიებში გავრცელებულ ზემოაღნიშნულ მეთოდებს. აღნიშნული გამანაწილებელი სისტემის ოპერატორები ერთმანეთთანაც კი არ არიან შესადარისები. ამასთან, არსებული მდგომარეობიდან გამომდინარე, ცენტრალური ევროპის ქვეყნების კომპანიებთან შესადარისობა შეუძლებელი და არარეკომენდირებულიც არის. ამ დასკვნის გაკეთების საშუალებას ორი ძირითადი მიზეზი გვაძლევს:

1. კომპანიების არასაკმარისი რაოდენობა – საქართველოში მოქმედებს გამანაწილებელი მხოლოდ სამი კომპანია: სს „თელასი“, სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“;

2. კომპანიების არაშესადარისობა.

ქართული რეალობისთვის შესაძლოა სამი ძირითადი ალტერნატივა არსებობდეს:

1. **საერთაშორისო შედარებითი ანალიზი** - შეიძლება გააადვილოს ბენჩმარკინგის ნიმუშის ზომასთან ან არაშესადარისობით გამოწვეული პრობლემების გადალახვა. ანალიზის დროს მნიშვნელოვანია შესადარისობა, არა მარტო ეროვნული არამედ საერთაშორისო მასშტაბითაც.

აღნიშნული მეთოდის გამოყენების შემთხვევაში შეიძლება დამატებითი პრობლემები წარმოიშვას, რაც რეალური და საჭირო სურათის/მონაცემთა ბაზის დანახვის საშუალებას არ მოგვცემს და ესენია: საკანონმდებლო და სტრუქტურული განსხვავებები, ასევე კონფიდენციალურობის საკითხი. ევროკავშირის ზოგიერთი მარეგულირებელი გადაცემის სისტემის ოპერატორებს უწესებს ინდივიდუალურ X ფაქტორს. აღნიშნული მეთოდის გამოყენება მოითხოვს ინტენსიურ დაგეგმარების პროცესს, კომპანიების ხარჯების შემადგენლობის

[183] https://www.ib-net.org/en/texts.php?folder_id=131&mat_id=109&L=0&S=0&ss=0, 30.10.2016

დეტალურ ცოდნას, საერთაშორისო ანგარიშგების სტანდარტების ცოდნას, ეკონომიკურ და რეგულირების კუთხით გამოცდილებას.

საერთაშორისო შედარებითი ანალიზის უპირატესობებია:

- მოდელის შექმნის შესაძლებლობა;
- ფარდობითი ეფექტიანობის შეფასება;
- სხვა ქვეყნებში პოტენციურად უფრო მაღალი ეფექტიანობის დონეებთან შესადარისობა.

საერთაშორისო შედარებითი ანალიზის სუსტი მხარეებია:

- შესადარისობის საფუძვლიანი საკითხები: განსხვავებული ანგარიშგების წესები, სტრუქტურული განსხვავებები, საქმიანობის სხვადასხვა არეალი;
- მაღალი ადმინისტრაციული და კოორდინაციული დანახარჯები;
- პროცესი, რომელიც დროის დიდ რესურსს და კონსულტანტების დახმარებას მოითხოვს;
- მონაცემთა დაცვის საკითხები.

2. ხარჯების აღრიცხვა აქტივობების მიხედვით (ABC-activity based costing) წარმოადგენს მიდგომას, რომელიც საშუალებას გვაძლევს შეფასდეს პროცესები, სად არის გაუმჯობესების პოტენციალი სხვა საწარმოებთან შედარებით. მეთოდი მოიცავს ინდივიდუალური და ფარდობითი მაჩვენებლების ანალიზს. მათი გამოყენება შესაძლებელია კომბინირებულად, რაც დაგვეხმარება კომპანიის ისტორიული განვითარებისა და სხვა კომპანიებთან შედარებაში. საწყის ეტაპზე ეფექტიანობის სამიზნე მაჩვენებლის სწორად დასასახად, უმჯობესია კონცენტრირება უფრო მეტად მოვახდინოთ ისტორიულ შეფასებაზე.

ABC მეთოდი დაფუძნებულია არა ფინანსური ანგარიშგებების მონაცემებზე, არამედ ხარჯების აღრიცხვაზე. ამ მეთოდის მთავარი უპირატესობაა კომპანიის სტრუქტურის შესწავლის და მისი დეტალური ანალიზის საშუალება. ხოლო სუსტი მხარეებია: დროითი რესურსი, დეტალური მონაცემების საჭიროება და ადეკვატური მონაცემთა ბაზის შექმნა.

აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვა საშუალებას აძლევს კომპანიას მოახდინოს მთლიანი პროდუქტის, აქტივობის და მომსახურების დანახარჯების ელემენტების შეფასება. აღნიშნული შესაძლებლობას აძლევს კომპანიას:

- მოახდინოს არამომგებიანი პროდუქტებისა და მომსახურებების

დადგენა და აღმოფხვრა, ასევე იმ პროდუქტებისა და მომსახურებების ფასების შემცირება, რომელთა ფასებიც გადამეტებულია/გადაჭარბებულია.

- ან დაადგინოს და აღმოფხვრას წარმოების (პროდუქციის) ან მომსახურების ის ნაკლებად ეფექტიანია პროცესები და ორიენტირება მოახდინოს იმ პროცესებზე, რომლებიც იგივე პროდუქტის ნაკლები დანახარჯებით მიღების საშუალებას იძლევა;
- აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვა პროდუქტის/მომსახურების დანახარჯების აღრიცხვის უფრო დეტალური/ზუსტი მეთოდია, რომელსაც უფრო ეფექტიან ფასწარმოქმნის გადაწყვეტილებამდე მივყავართ;
- აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის მეშვეობით, ბიზნესს სექტორს გააჩნია დეტალური ინფორმაცია ღირებულებაზე ორიენტირებული და ეფექტიანი გადაწყვეტილებების მისაღებად;
- ხელს უწყობს საქმიანობის ეფექტიანობის შეფასებას;
- სააშკარაოზე გამოაქვს ხარჯიანი და ნაკლებად მომგებიან საქმიანობები;
- პროდუქტისა და მომხმარებლის შემოსავლიანობის გაუმჯობესებული ანალიზი, ცხადი/აშკარა/ნათელი ჯვარედინი სუბსიდირების ჩათვლით, ასეთის არსებობის შემთხვევაში;
- აუმჯობესებს ზედნადები ხარჯების გამომწვევი პროცესების გაგებასა და ცოდნას;
- აუმჯობესებს დანახარჯების გამომწვევი ფაქტორების გაგებას.

მარეგულირებლებისთვის აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვა ნიშნავს რეგულირებადი აქტივობებთან/მომსახურებებთან ასოცირებული დანახარჯების მეტ გამჭვირვალეობას. ის ასევე იძლევა სხვადასხვა კომპანიის აქტივობების/მომსახურებების შედარების შესაძლებლობას. აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვა საშუალებას აძლევს მარეგულირებელს მიზანმიმართულად მოსთხოვოს კომპანიას შეამციროს/აღმოფხვრას რეგულირებულ აქტივობებთან/მომსახურებებთან ასოცირებული დანახარჯები. რასაც თავის მხრივ მივყავართ ზედმეტი დანახარჯების აღმოფხვრამდე და ფასების შემცირებამდე.

ბიზნესთან მიმართებით აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვა შემდეგ

რისკებს შეიცავს:

- მიკრო-მენეჯმენტი სტრატეგიულ მენეჯმენტის საწინააღმდეგოდ: კომპანია მთლიანად გადართულია მიკრო-მენეჯმენტზე და სტრატეგიულ მიზნებზე კონცენტრირებას ვერ ახერხებს;
- სქემატური დაგეგმვა რეალისტური მოსაზრების/აზრის საწინააღმდეგოდ;
- ზოგჯერ აქტივობის გაუქმება არ ნიშნავს მასთან ასოცირებული დანახარჯების გაუქმებასაც;
- დანერგვის დანახარჯებისა და სარგებელის შედარება;
- აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის განხორციელება/იმპლემენტაცია ძვირადღირებული სიამოვნებაა დროისა და ფინანსური რესურსის თვალსაზრისით;
- ფინანსურ ანგარიშებში მონაცემთა არასწორად ინტერპრეტირება აქტივობაზე დაფუძნებულ ხარჯთაღრიცხვის საპირწონედ.

მარეგულირებლისთვის აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვა რისკის შემცველია იმ თვალსაზრისით, რომ კომპანიები ერთგვარად/ერთნაირად არ ახდენენ დანახარჯების მიკუთვნებას/გადანაწილებას სხვადასხვა აქტივობაზე/მომსახურებაზე. შესაბამისად, კომპანიების მონაცემების სრული შედარება შეუძლებელია, რაც იწვევს დანახარჯების შემცირების მაღალ სამიზნე მაჩვენებლების დადგენას ზოგიერთი კომპანიისთვის.

ამ მეთოდის დანერგვისთვის საჭირო პროცედურები:

1. სამართლებრივი ჩარჩოს შეფასება აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვასთან მიმართებით;

2. ხელმისაწვდომი ტექნიკური და ადმინისტრაციულ/ეკონომიკური მონაცემების შეფასება;

3. მომსახურებების/სერვისების, პროცესებისა და ალოკაციის წესების განსაზღვრა;

4. რეგულირებად კომპანიებთან სახელმძღვანელო მეთოდოლოგიებთან დაკავშირებით კონსულტაციების გამართვა;

5. რელევანტური დანახარჯების გამომწვევი ფაქტორების განსაზღვრა;

6. მონაცემთა შეგროვება;

7. ძირითადი მაჩვენებლების გამოთვლა;

8. დანახარჯების დონეებისა და ძირითადი მაჩვენებლების შედარებითი შეფასება;

9. სისტემის მუდმივად განახლება/სრულყოფა.

აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის მთლიანი პროცესი აღქმულ უნდა იქნეს, როგორც ერთიანი. აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის ცოდნა და გამოცდილება დროთა განმავლობაში გამყარდება და განმტკიცდება. პროცესები და მიკუთვნების/გადანაწილების წესების განსაზღვრა შესაძლოა ხელახლა გახდეს საჭირო. შესაძლოა საკანონმდებლო ჩარჩოს შეცვლაც გარდაუვალი იყოს.

3. ჰიპოთეტური ქსელების გამოყენების შემთხვევაში, რეალური კომპანიის ინდივიდუალური სიტუაცია უნდა შეუდარდეს ხელოვნურად შექმნილ რეალობას (კომპანიის ოპტიმალური სიტუაცია) - გაუმჯობესების პოტენციალის გამოვლენის თვალსაზრისით, ანუ რა დასჭირდება კომპანიას მოთხოვნილი მომსახურების შესასრულებლად.

ჰიპოთეტური ქსელების უპირატესობაა:

- დაფუძნებულია აქტივების შეფასების და ტექნიკურ ანალიზზე;
- ნათელს ჰფენს განვითარების პოტენციალს;
- შედარება არ ხდება სხვა კომპანიასთან და ამით სტრუქტურულ განსხვავებებს ამცირებს.

ჰიპოთეტური ქსელების სუსტი მხარეებია:

- მეთოდი საკმაოდ რთული და გამოსათვლელად ძნელია;
- შესაძლოა კონსულტანტის დახმარება გახდეს საჭირო;
- დეტალური ინფორმაციაა საჭირო აქტივების კლასების, ხანდაზმულობის და ქსელის სტრუქტურის შესახებ.

ქვეყნების უმეტესობა ამ მოდელს აღარ იყენებს, ვინაიდან ის საკმაოდ გრძელვადიანი პერიოდისთვის არის გაწერილი და ძირითადად მხოლოდ მენეჯმენტისთვის გამოსადეგ ინფორმაციას შეიცავს.

ამრიგად, საქართველოში არსებული მდგომარეობიდან გამომდინარე, უმჯობესია გრძელვადიან პერიოდში გამოყენებულ იქნეს საერთაშორისო შედარებითი ანალიზის მეთოდი. კომისიას აღნიშნული მეთოდის გამოსაყენებლად დაწყებული აქვს მოსამზადებელი სამუშაოები, როგორიცაა ელექტრონული სერვერის წარმოება (კომპანიის მონაცემების, ანგარიშგების ფორმების

ელექტრონულ ფორმატში წარმოდგენა და მონაცემთა ერთიანი ბაზის შექმნა). ხოლო მოკლევადიან პერიოდში უმჯობესია საოპერაციო დანახარჯების ანალიზის კუთხით გამოვიყენოთ ABC მეთოდი.

აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის განსახორციელებლად, რეკომენდაციის სახით უნდა ითქვას:

1. თუ მიიღება გადაწყვეტილება აქტივობაზე-დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის („ეიბისი“) გამოყენების შესახებ, სამართლებრივი ჩარჩოს შეცვლა საჭირო არ იქნება.

2. დღეს არსებული ტექნიკური მონაცემები (ან შემდგომი პერიოდის) არ არის საკმარისი. მეტი მონაცემია საჭირო შესაბამისი კომპონენტების მიხედვით. მონაცემები მარეგულირებელს დაეხმარება შეიმუშაოს ხარჯების გამომწვევი ფაქტორების და აქტივების ნომენკლატურა ქსელის კომპონენტებზე (როცა საჭიროა). ეს საშუალებას მისცემს მარეგულირებელს გააკეთოს განაწილება შემოსავლებზე, ხარჯებზე, რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე და ცვეთა/ამორტიზაციაზე.

3. შესაძლებელია პირდაპირი საოპერაციო ხარჯების რეგულირებად მომსახურებებზე და ქსელის კომპონენტებზე მიკუთვნება, როცა ხარჯებს შორის კავშირი მკაფიოა.

4. მენეჯერული/ეკონომიკური მონაცემები, რომლებიც დღეისათვის არის ხელმისაწვდომი არ არის საკმარისი მეორადი პროცესების, ძირითადი პროცესების და ხარჯების გამომწვევი ფაქტორების ნომენკლატურის შესაქმნელად. მართვის/ეკონომიკური მონაცემების შეკრება უფრო მასშტაბური უნდა გახდეს. თუმცა, ეს შეიძლება გაკეთდეს მეორადი და ძირითადი პროცესების სისტემების განვითარების პარალელურად და ბაზრის მონაწილეებთან კონსულტაციების საფუძველზე.

5. ერთიანი სააღრიცხვო-საბუღალტრო სისტემა განვითარების ფაზაშია. იგი ქმნის საფუძველს, რომ მომზადდეს ქსელის კომპონენტების, ძირითადი და მეორადი პროცესების, ასევე მომსახურებების ჩამონათვალი. ძირითად პროცესებთან და მეორად პროცესებთან მიმართებაში - რეკომენდირებულია ორივე ჩამონათვალის გაკეთება და ხარჯების ჩაშლა, ისე, რომ ხარჯის ერთეული შეესაბამებოდეს პროცესების ჩამონათვალს (მაქსიმალურად) და შესაძლებელი იყოს პირდაპირი და არაპირდაპირი ხარჯების მიკუთვნება შესაბამის პროცესებთან.

6. რეკომენდირებულია „ეიბისი“ საოპერაციო ხარჯებზე საწყის პერიოდშივე

გამოყენება. კაპიტალურ დანახარჯებზე გამოყენება უნდა შეფასდეს გამოცდილებისა და შეძენილი ცოდნის მიხედვით.

7. საწყის ეტაპზე, სასურველია „ეიბისი“ მხოლოდ ხარჯების აუდიტის მიზნებისათვის იქნეს გამოყენებული. მნიშვნელოვანია საწყის ეტაპზე ხარჯების სწორი მიკუთვნება. ეს მონაცემები შეიძლება ხარჯების აუდიტის მიზნებისთვისაც გახდეს გამოყენებადი. მას შემდეგ, რაც სისტემა გარკვეული პერიოდის განმავლობაში იმუშავებს, მარეგულირებელმა შეიძლება ასევე განახორციელოს ხარჯების გამომწვევი სხვადასხვა ფაქტორის შესწავლა.

8. რაც შეეხება რეგულირებადი მომსახურებების ჯგუფს, რეკომენდირებულია უფრო დეტალური ნომენკლატურის მომზადება (ვიდრე დღეს არსებობს), განსაკუთრებით იმ ფონზე, როცა ბაზრის ლიბერალიზაციაზეა საუბარი. თუ გავითვალისწინებთ ლიბერალიზებული ბაზრის მონაწილეების სამომავლო საჭიროებებს, ასევე რა დონეზე ხდება ქსელის გამოყენება და რა ზეწოლა იქნება ქსელში ინვესტიციებზე, უფრო დეტალური ჩამონათვალი გახდება საჭირო რეგულირებადი მომსახურებებისა, მათი სათანადოდ განხორციელების შემთხვევაში. საკმაოდ მნიშვნელოვან როლს შეასრულებს და წაახალისებს ბაზრის მონაწილეებს, რათა ეფექტიანად გამოიყენონ ხელმისაწვდომი რესურსები.

9. გადაწყვეტილება „აქტივობაზე-დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის“ (ეიბისი) მოდელის შემოღებაზე - თავისთავად, „ეიბისი“ არის სასურველი მოდელი სხვადასხვა მიზეზთა გამო, მათ შორის, გამჭვირვალობა, მიზეზობრივი კავშირი, ეფექტიანობის გავლენა, ფასების სამართლიანობა, ა.შ. შეიძლება ეს მოდელი დიდ რესურსს მოითხოვს, თუმცა მიღებული სარგებელი გადაწონის ხარჯებს.

10. რაც შეეხება რეგულირებადი ხარჯების აღრიცხვას „ეიბისის“ შემთხვევაში, შესაძლებელია ის იყოს უფრო მეტად დეტალური და კარგად დასაბუთებული (კომპანიის მენეჯერული/ეკონომიკური ინფორმაცია - ნამუშევარი საათები, გაცემული დოკუმენტების რაოდენობა, ტრანსპორტის მიერ გავლილი კილომეტრაჟი და დანიშნულება, ა.შ.). ამისათვის საჭირო იქნება სხვადასხვა მეთოდის გამოყენება - დაკვირვების მეთოდი, ინტერვიუს მეთოდი, ა.შ. გარდა იმისა, რომ დოკუმენტები იქნება შესაფასებელი. მარეგულირებელი ხარჯების აუდიტი ეფექტიანად განსახორციელებლად სასურველია კანონმდებლობაში მკაფიო ნორმები გაიწეროს, რომელიც გამოყენებული იქნება, როგორც აუდიტის სტანდარტი.

11. ხარჯების მამოძრავებელი ფაქტორების განსაზღვრა დიდ სიფრთხილეს

საჭიროებს და ისინი სასურველია იყოს ეგზოგენური. მათი ხასიათი და მნიშვნელობა შეიძლება გადამოწმდეს რეგრესიის ანალიზის საშუალებით ძირითადი მონაცემების ბაზის საფუძველზე (რაც გარკვეული დროის განმავლობაში უნდა გაკეთდეს).

12. თუ აქტივობაზე-დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის შესახებ გადაწყვეტილება იქნება მიღებული, მოდელის შესამუშავებლად და განსახორციელებლად საჭირო იქნება მნიშვნელოვანი რესურსები, მათ შორის, ბაზრის მონაწილეთა რესურსები. აქედან გამომდინარე, რეკომენდირებულია ბაზრის შესაძლებლობები ფრთხილად შეფასდეს, რათა თანამშრომლობა და ბაზრის მონაწილეთა მომზადებისა და კონსულტაციების დაგეგმვა რესურსების შესაბამისად მოხდეს.

ამასთან, მნიშვნელოვანია ელექტროენერგეტიკული სექტორის SWOT ანალიზის განხორციელებაც, რათა უფრო მეტად გამოიკვეთოს ის ძლიერი და სუსტი მხარეები, შესაძლებლობები და საფრთხეები რის წინაშეც შესაძლოა სექტორი აღმოჩნდეს.

ძლიერი მხარე	**სუსტი მხარე**
• ლიბერალიზებული ბაზარი; • მთავრობის მხარდაჭერა; • მისაღები საგადასახადო და სამართლებრივი გარემო; • სრულად დერეგულირებული ტარიფები ახლად აშენებული ჰესებისთვის; • მაღალი კონკურენტუნარიანობა; • თანხების ამოღების მაღალი მაჩვენებელი; • ელექტროენერგიის მოხმარების ზრდა; • საექსპორტო პოტენციალი.	• ბაზარი ჯერ კიდევ ვითარდება და მიმდინარეობს ჰარმონიზაცია ევროკავშირის მითითებებთან; • ინდივიდუალური გამრიცხველიანება კიდევ დაუსრულებელია სოფლად.
შესაძლებლობები	**საფრთხეები**
• საქართველოს ჰიდრორესურსების მხოლოდ 20%-ია გამოყენებული; • პოტენციური ექსპორტი სხვა ბაზრებზე, მ.შ. თურქეთი, რუსეთის და ევროკავშირი; • შესაძლებლობები რეგიონული	• ცვლილებები პოლიტიკურ და ეკონომიკურ გარემოში; • დაგვიანებით განვითარდეს გადაცემისა და წარმოების სიმძლავრეები.

თანამშრომლობის, საქართველოს, აზერბაიჯანის, სომხეთის, ორმხრივი ვაჭრობა – ტრანზიტი.	

მარეგულირებელი კომისია 2017 წელს პირველად ჩაატარებს მონიტორინგს ფინანსური და ტექნიკური ანალიზის მიმართულებებით. შესაბამისად, საწყის ეტაპზე მოხდება რეგულირებადი ელექტროენერგეტიკული კომპანიების 2015-2016 წლების ფინანსური მდგომარეობის შეფასება. აქვე უნდა აღინიშნოს ის უარყოფითი ტენდენციები, რაც შესაძლოა თან ახლდეს აღნიშნულ პროცესს, კერძოდ:

- კომპანიების უმეტესობა დღევანდელი მდგომარეობიდან გამომდინარე, ახორციელებს არა მარტო რეგულირებად, არამედ არარეგულირებად საქმიანობასაც. როდესაც კომისია აანალიზებს კომპანიის მიერ წარმოდგენილ მონაცემებს და ფინანსურ კოეფიციენტებს ითვლის მთლიანად კომპანიის ჭრილში, შედეგად ვიღებთ კომპანიის და არა რეგულირებადი საქმიანობის ანალიზს. შესაძლოა კომპანიის რეგულირებადი საქმიანობა მომგებიანი იყოს, ხოლო სხვა საქმიანობა (ერთი იურიდიული პირის ქვეშ) – არამომგებიანი. თუ ჩვენ ამ მონაცემებს კომპანიის ჭრილში გავაანალიზებთ, შესაძლოა ჩაითვალოს, რომ კომპანიას არ აქვს კარგი ფინანსური მდგომარეობა;
- თუ გავაანალიზებთ მარტო რეგულირებადი საქმიანობის შედეგებს, ესეც არ მოგვცემს ნათელ და ზუსტ სურათს კომპანიის საქმიანობის შესახებ. პრობლემა მდგომარეობს წარმოდგენილი ფინანსური ანგარიშგებებში შემოსავლებისა და ხარჯების ცალკეული მუხლების, ასევე ბალანსის მუხლების გადანაწილებაში საქმიანობის სახეებს შორის. დღევანდელი რეალობიდან გამომდინარე, ისინი პირდაპირ მიკუთვნებას ვერ ახდენენ და შესაბამისად თვითონვე გარკვეული ალოკაციით ანაწილებენ აღნიშნულ მუხლებს.

კომისიაში 2017 წლიდან ამოქმედებული მონიტორინგის წესის შესაბამისად, კომისია აანალიზებს კომპანიებს სხვადასხვა ინდიკატორის მიხედვით: საბაზისო წლად მიჩნეულია 2016 წელი, ხოლო შედარებისთვის 2016 წლის მონაცემები შეპირისპირებულია 2015 წელთან. მონიტორინგისთვის შემდეგი ინდიკატორებია გამოყენებული: რეგულირებადი დანახარჯების ბაზის ფაქტობრივ და დაგეგმილ

ღირებულებებს შორის გადახრა; ელექტროენერგიის შესყიდვის საშუალო შეწონილი ფასის ცვლილება; აქტივების და კაპიტალის რენტაბელობის კოეფიციენტები; მიმდინარე ლიკვიდურობის, ვალდებულების, სესხის პროცენტის დაფარვის კოეფიციენტები; ნასესხები და საკუთარი სახსრების შედარება; ცვლილებები კაპიტალის სტრუქტურაში; საშუალო ხელფასის ანალიზი; საოპერაციო დანახარჯების ცალკეული მუხლების ანალიზი.

ზემოაღნიშნული პრობლემის გადაწყვეტის **ოპტიმალური გზაა** რაც შეიძლება მალე ამოქმედდეს ე.წ. „unbundling“ (მუხლების გადანაწილება საქმიანობებს შორის), რათა მოხდეს ხარჯების ოპტიმალური გადანაწილება საქმიანობებს შორის და აღნიშნულის ვალდებულება დაეკისროთ კომპანიებს წლიური ანგარიშგებების წარმოდგენის დროს. რა თქმა უნდა უმჯობესია თავად საქმიანობები იყოს იურიდიულად გაყოფილი, ერთი და იგივე კომპანია ერთდროულად სხვადასხვა რეგულირებად საქმიანობას არ ახორციელებდეს. ეს ერთი მხრივ, ხელს შეუწყობს საოპერაციო დანახარჯების აუდიტის პროცესს და მეორე მხრივ, ტარიფის გაანგარიშების დროსაც ნაკლები შრომითი რესურსი დაიხარჯება მათ მიკუთვნება-გადანაწილებაზე. ასევე როდესაც მოხდება კომპანიის ფინანსური ანალიზი კომისიის მიერ, ის ცალსახად დაფარავს რეგულირებად ნაწილს და საშუალება მოგვეცემა გავაანალიზოთ საქმიანობა რამდენად მომგებიანია და დადგენილი ტარიფი, როგორ უზრუნველყოფს კომპანიის ფუნქციონირებას.

2.3 საქართველოს ეკონომიკის განვითარების გრძელვადიანი ტენდენციები და მისი შესაძლო გავლენა ენერგოსექტორის განვითარებაზე

საქართველოს კანონით „ენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ ენერგეტიკის სამინისტროს ევალება ენერგეტიკის დარგში განვითარების მოკლე, საშუალო და გრძელვადიანი სტრატეგიისა და პრიორიტეტების, აგრეთვე მათზე დაფუძნებული ენერგეტიკული სექტორის პროგრამების შემუშავება-კონტროლი.

საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში გატარებული პოლიტიკის უმთავრეს ამოცანას წარმოადგენს ქვეყანაში არსებული ენერგეტიკული რესურსების მაქსიმალური ათვისებისა და იმპორტირებული ენერგოშემცველების მოწოდების წყაროების დივერსიფიკაციის ხარჯზე საწარმოო დარგებისა და საყოფაცხოვრებო-კომუნალური სექტორის ენერგეტიკულ რესურსებზე მოთხოვნის სრულად დაკმაყოფილება, სექტორის ეკონომიკური დამოუკიდებლობისა და მდგრადობის მიღწევა, უსაფრთხოების უზრუნველყოფა.[184]

გრძელვადიან პოლიტიკას წარმოადგენს საკუთარი ჰიდრორესურსებით ქვეყნის მოთხოვნის სრული დაკმაყოფილება, რომელიც ეტაპობრივად უნდა განხორციელდეს თავდაპირველად იმპორტისა და თბოგენერაციის ჩანაცვლებით. რაც შეეხება იმპორტს, მისი წილი წინა წლებთან შედარებით მართლაც შემცირდა (მთლიან რესურსში 4% 2016 წელს), ხოლო თბოგენერაციამ იმატა, რაც საკმაოდ ძვირი ენერგიაა მოსახლეობისთვის, ვინაიდან ის წარმოებისთვის იყენებს იმპორტირებულ ბუნებრივ აირს, რომლის ღირებულებაც აშშ დოლარშია დაფიქსირებული და კომპანიებს უწევს შესაბამისი კურსით ლარში თანხის გადახდა.

საქართველოს გეოგრაფიული მდებარეობიდან გამომდინარე, ქვეყნის ენერგეტიკული კომპლექსი ეფექტურად უნდა ჩაერთოს რეგიონში ენერგოშემცველების იმპორტ-ექსპორტის და ტრანზიტის ოპერაციებში. სწორედ გადამცემი ქსელების განვითარების ათწლიანი გეგმები არის ამისკენ მიმართული. აქტიურად მიმდინარეობს ენერგეტიკულ სისტემებთან დამაკავშირებელი ინფრასტრუქტურის რეაბილიტაცია და ახალი ხაზების მშენებლობა.

ბაზრის ანალიზი გვიჩვენებს, რომ 2015 წელთან შედარებით (ტრანზიტი არ განხორციელებულა), 2016 წელს ტრანზიტი განხორციელდა ორი ძირითადი

[184] გაჩეჩილაძე ზ., სუმბაძე ნ., პირველი ი., საქართველოს ენერგეტიკული სექტორის დაგეგმვა LEAP მოდელის გამოყენებით, თბ., 2015, გვ. 69.

მიმართულებით (აზერბაიჯანიდან თურქეთში და რუსეთიდან სომხეთში) და საკმაოდ დიდი ოდენობითაც (813,155,749 კვტ.სთ და 36,435,788 კვტ.სთ). რაც შეეხება 2017 წლის მაისამდე პერიოდს ტრანზიტი მხოლოდ ერთი მიმართულებით დაფიქსირდა – აზერბაიჯანიდან თურქეთში 34,706,536 კვტ.სთ.

საქართველოსთვის, თავის მხრივ, ენერგოუსაფრთხოების უზრუნველსაყოფად საერთაშორისო ენერგეტიკულ პროექტებში მონაწილეობა პრიორიტეტულია, რადგან იგი, როგორც ბუნებრივი აირის იმპორტიორი ქვეყანა, დიდწილად არის დამოკიდებული ერთ მომწოდებელზე. 2007 წლამდე მონოპოლისტი მომწოდებლის ადგილს რუსეთი იკავებდა, დღეს კი საქართველო გაზის იმპორტის 58.4%-ს აზერბაიჯანიდან ახდენს. სწორედ ენერგოუსაფრთხოების გაძლიერების მიზნით საქართველო მიისწრაფვის ევროპულ სტრუქტურებთან დაახლოებისაკენ. ამის ერთ-ერთი მაგალითია 2014 წლის 27 ივნისს ასოცირების შესახებ შეთანხმების ხელმოწერა და მასში გათვალისწინებული ენერგეტიკული დირექტივებისა თუ რეგულაციების განხორციელებაზე მოლაპარაკებების დაწყება, რომელიც ევროპის ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გაწევრიანებას ემსახურებოდა.

შეიძლება ითქვას, რომ ევროპის ენერგეტიკული გაერთიანება განიხილება, როგორც ევროპის სამეზობლოში ერთიანი, გამჭვირვალე ენერგეტიკული ბაზრისა და სტაბილური საინვესტიციო გარემოს დამკვიდრების ინსტრუმენტი, რომელსაც საქართველოსთვის შეუძლია სხვადასხვა დადებითი შედეგის მოტანა. გაერთიანებაში გაწევრიანებით მიღებული სარგებელი ძირითადად ეხება ისეთ საკითხებს, როგორებიცაა საინვესტიციო კლიმატის გაუმჯობესება, გამჭვირვალე და ლიბერალური ბაზრის ჩამოყალიბება, ხარისხიანი საკანონმდებლო გარემოს დამყარება, ევროპული ტექნიკური რეგლამენტების დანერგვა, გაუმჭვირვალე მემორანდუმების სისტემის ეტაპობრივი გაუქმება, კორუფციის შესაძლებლობების აღმოფხვრა და ა.შ, რაც ევროპულ ენერგეტიკულ სტრუქტურებთან თავსებადობისათვის მნიშვნელოვანი პირობაა.

„საქართველოს ენერგეტიკული სექტორი ევროკავშირთან ასოცირების კონტექსტში“ (მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის გამოქვეყნებულ ანგარიშში), საუბარია იმ დადებითი შედეგების ჩამონათვალზე, რომლებსაც ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გაწევრიანებით მიიღებს ქვეყანა, კერძოდ:

- ქვეყნის უსაფრთხოებისათვის ევროპული და ევროატლანტიკური პოლიტიკური მხარდაჭერის უფრო მაღალი ხარისხი;
- გამჭვირვალე, სტაბილური საკანონმდებლო და მარეგულირებელი გარემო,

რაც ქვეყანაში კვალიფიციური სტრატეგიული ინვესტორების მოზიდვისა და ინვესტიციის მოცულობების გაზრდას შეუწყობს ხელს. ასევე სატრანზიტო ფუნქციის გაძლიერება და სტრატეგიული ენერგეტიკული პროექტების განხორციელება;

• ევროპული კანონმდებლობის დანერგვაში ფინანსური და ტექნიკური დახმარების მიღება;

• გაწევრიანების შედეგად საქართველოს ექნება შესაძლებლობა, ისარგებლოს ევროპის საინვესტიციო ბანკის (EIB) შეღავათიანი, გრძელვადიანი და დაბალპროცენტიანი საკრედიტო რესურსებით;

• გაერთიანების წევრობა მოითხოვს ენერგოეფექტურობის, განახლებადი ენერგიის წყაროების განვითარებას, გარემოსდაცვისა და კონკურენციის პირობების დაცვას და ა.შ. ამასთანავე, იხსნება საქართველოს განახლებადი ენერგიის პოტენციალის განვითარების შესაძლებლობა ერთობლივი პროექტების განხორციელებით.[185]

სახელმწიფო პოლიტიკის ერთ-ერთ ძირითად პრიორიტეტად უნდა დარჩეს სექტორში დაწყებული რეფორმების ბოლომდე მიყვანა. ამასთან, ჩვენი ქვეყანა უკვე ევროპული ენერგეტიკული თანამეგობრობის წევრია. რომელსაც ზოგიერთი ექსპერტი უარყოფითად აფასებს. მაგრამ ყველა თანხმდება, რომ ენერგოგაერთიანების ძირითადი მიზანია შექმნას მდგრადი მარეგულირებელი და საბაზრო ჩარჩო, რომელიც უზრუნველყოფს:[186]

- ინვესტიციების მოზიდვას ელექტროენერგიის გენერაციასა და გადამცემ ქსელებში მდგრადი და უწყვეტი ენერგომიწოდების უზრუნველსაყოფად, რაც აუცილებელი პირობაა ეკონომიკის განვითარებისა და სოციალური სტაბილურობისთვის;
- მიწოდების უსაფრთხოების უზრუნველყოფას;
- რეგიონში გარემოსდაცვითი მდგომარეობის გაუმჯობესებას ენერგეტიკულ წყაროებთან მიმართებაში.

განვიხილოთ თუ რა შედეგების მომტანი შეიძლება იყოს საქართველოსთვის ევროპის ენერგეტიკული გაერთიანების წევრობა (EEC). თვალსაჩინო მაგალითს წარმოადგენს პოტენციური კანდიდატი ქვეყნები, რომელთა მიმართებაში

[185] მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის, საქართველოს ენერგეტიკული სექტორი ევროკავშირთან ასოცირების კონტექსტში, 2015, გვ. 17-18.
[186] საქართველო და ევროპის ენერგეტიკული გაერთიანება, ევროინტეგრაციის გამოწვევები, მწვანე ალტერნატივა, 2015, გვ. 13.

ევროკავშირის კანონმდებლობას იურიდიული ძალა გააჩნია და ამ შემთხვევაში გაწევრიანების პერსპექტივა გადამწყვეტი ფაქტორია. მიუხედავად, იმისა რომ გაწევრიანების პირობითობა ეფექტური და თვალსაჩინოა, ექსპერტებს მიაჩნიათ, რომ ის არ მოუტანს ავტომატურ შედეგს, ვინაიდან ენერგეტიკა არ არის მთავარი პრიორიტეტი სამხრეთ-აღმოსავლეთ და აღმოსავლეთ ევროპის გაწევრიანების პროცესში.

მკვლევარები ხაზგასმით აღნიშნავენ, რომ „ბაზრები და ინვესტიციები მნიშვნელოვან სტიმულს სთავაზობენ მესამე ქვეყნებს ევროკავშირის კანონმდებლობასთან დაახლოებისთვის“. ბაზრების მეშვეობით შექმნილი სტიმულირების მექანიზმები ვაჭრობასთან დაკავშირებით მთელ რიგ სარგებელს უზრუნველყოფს, შედეგად, „ენერგოპოლიტიკის ევროკავშირის კანონმდებლობასთან შესაბამისობაში მოყვანამ შესაძლოა ფაქტობრივად გადაწონოს ხარჯები“. ამიტომ, „პოტენციური ბენეფიციარები ევროკავშირის ენერგოპოლიტიკის ადგილობრივ დღის წესრიგში შეტანას ლობირებენ“.

მაგალითად, ხორვატიამ საკმაოდ სწრაფად მოახდინა თავისი ენერგოპოლიტიკის დაახლოება ევროკავშირის მოთხოვნებთან. ექსპერტების დასკვნებით, EEC–ს წევრობა დადებით ზემოქმედებას ახდენს ხორვატიის შესაბამისობის ტემპზე, განსაკუთრებით, ბულგარეთსა და რუმინეთში არსებული პროგრესის ნელ ტემპთან შედარებით.[187]

აღსანიშნავია, რომ ალბანეთმა, მონტენეგრომ და სერბეთმა ოფიციალურ კანდიდატ ქვეყნებად გახდომამდე მიაღწიეს მნიშვნელოვან პროგრესს ენერგოპოლიტიკის განხორციელების საქმეში. მოლდოვამ გაზის ბაზრების, ბიოსაწვავების და ენერგიის დაზოგვის შესახებ დირექტივები მიიღო, უკრაინამ კი ნავთობის რეზერვების და გაზის ბაზრების შესახებ კანონმდებლობა დაარეგულირა იმისდა მიუხედავად, რომ ამ ქვეყნებს წევრობის თვალსაზრისით არანაირი პერსპექტივები არ გააჩნიათ.[188]

ასევე საინტერესოა კიდევ ერთი კანდიდატი ქვეყნის, თურქეთის მაგალითი, რომელიც აქტიურად მონაწილეობდა მოლაპარაკებებში, თუმცა ბოლო ეტაპზე დამკვირვებლის სტატუსის მიღება გადაწყვიტა. მთავარი პრობლემა მათთვის უკავშირდებოდა გარემოს დაცვას, კონკურენციას და ენერგეტიკის სფეროში

[187] http://eu.boell.org/en/2014/06/10/europe-after-eastern-enlargement-european-union-2004-2014
[188] Secretariat, 2014 Annual Implementation Report of the Acquis under the Treaty Establishing the Energy ommunity, www.energycommunity.org

საგარეო სავაჭრო პოლიტიკას.[189]

მკვლევარები ხაზს უსვამენ, რომ „ენერგეტიკული გაერთიანების წევრობა თურქეთს სწორ გზაზე დააყენებს საჭირო რეფორმების განხორციელების თვალსაზრისით: მათ შორის, რეფორმების პროცესის აუცილებელი მონიტორინგი, გამჭვირვალობისა და კონკურენტული საბაზრო პირობების უზრუნველყოფისთვის“.[190]

ექსპერტების ნაწილი ევროკომისიის ენერგოგაერთიანების შესახებ 2011 წლის ანგარიშში აღნიშნულ ორ მთავარ ნაკლოვანებაზე აკეთებს აქცენტს:[191]

1. პრაქტიკაში სამართლებრივი ვალდებულებების შეუსრულებლობისას წარმოქმნილი პრობლემები;
2. მცირე ზემოქმედება ინვესტიციებზე.

ძირითადი პრობლემები და გამოწვევები. ძალზე მცირეა იმ საბოლოო მომხმარებლების რიცხვი, რომლებიც სარგებლობენ დერეგულირებული ჰიდროელექტროსადგურებიდან ელექტროენერგიის პირდაპირი შესყიდვის უფლებით, ასევე მომხმარებლებისთვის ელექტროენერგიის მიყიდვაში კონკურენცია პრაქტიკულად არ არსებობას (სამი გამანაწილებელი კომპანია). საგულისხმოა ის გარემოებაც, რომ ბოლო პერიოდში ელექტროენერგიის ბაზარზე შემცირდა პირდაპირი მომხმარებლების რიცხვი. თუ 2006-2010 წლებში ფუნქციონირებდა ათი პირდაპირი მომხმარებელი დღეის მდგომარეობით დარჩენილია მხოლოდ ორი. დანარჩენები ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიებიდან შეისყიდიან.

ენერგეტიკული სექტორის განვითარება მჭიდროდ არის დაკავშირებული ქვეყნის ეკონომიკური სტრუქტურის დონესთან და ეკონომიკურ ზრდის ტემპთან. ეკონომიკური განვითარების დონე ხშირად ენერგეტიკული სექტორის განვითარების განმსაზღვრელიც არის, ამიტომაც დიდი მნიშვნელობა ენიჭება სწორ პროგნოზირებას.

საქართველოს გრძელვადიანი ეკონომიკური განვითარების სტრატეგია ემსახურება საქართველოს ჩამოყალიბებას ქვეყნად, რომელიც არის:

1. რეგიონში კონკურენტუნარიანი;
2. ექსპორტზე ორიენტირებული;

[189] http://www.icis.com/resources/news/2015/02/19/9862489/energy-community-representatives-to-monitor-turkey-s-energy-markets/

[190] http://www.hurriyetdailynews.com/turkey-as-a-member-of-the-energy-community.aspx?pageID=449&nID=78744&NewsCatID=396

[191] REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL under Article 7 of Decision 2006/500/EC (Energy Community Treaty), 2011.

3. თავისუფალი ბაზრის პრინციპებზე დაფუძნებული ეკონომიკის მქონე;
4. მაღალი ხარისხის განათლების სისტემის და ევროპული ღირებულებების მატარებელი.

სექტორის თავისებურებების დახასიათებისთვის გავაანალიზოთ ისტორიული მონაცემები.

მშპ-სა და ენერგიის მოხმარებას შორის არსებობს კორელაცია (ცხრილი №20). მაგალითად, 2009 წელს შემცირებული ეკონომიკური ზრდა გამოწვეული იყო ომით და მსოფლიო გლობალური ეკონომიკური კრიზისით. ასევე შემცირდა ელექტროენერგიის წარმოება და მოხმარება.

ცხრილი №20. საქართველოს ძირითადი მაკროეკონომიკური, დემოგრაფიული და ენერგეტიკული მაჩვენებლები[192]

მაკროეკონომიკური/ენერგეტიკული პარამეტრები	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
მოსახლეობა	4382,1	4385,4	4436,4	4469,2	4497,6
მშპ მუდმივ (2003 წლის) ფასებში, მლნ აშშ დოლარი	8382,5	7195,4	7164,4	8118,1	8801,5
რეალური მშპ-ის ზრდა, %	2,3	-3,8	6,3	7,2	6,2
გაცლითი კურსი, ლარი/აშშ დოლარი	1,5	1,7	1,8	1,7	1,7
ექსპორტი (FOB), მლნ აშშ დოლარი	1495,3	1133,6	1677,5	2189,1	2377,5
იმპორტი (CIF), მლნ აშშ დოლარი	6301,5	4500,2	5257,1	7057,8	7842,1
უმუშევრობის დონე, %	16,5	16,9	16,3	15,1	15
საშუალო წლიური ინფლაცია (CPI), %	10	1,7	7,1	8,5	-0,9
საბოლოო ენერგიის მთლიანი მოხმარება, ათასი ტნე	2458	2429	2615	3035	3506
განახლებადების წილი ელექტროენერგიის წარმოებაში	0,85	0,88	0,93	0,78	0,74
ელექტროენერგიის წარმოება ერთ სულ მოსახლეზე, კვტ. სთ-ში	1842,7	1742,6	1902,7	2071,2	2085,4
ენერგოტევადობა, ტნე/მშპ	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4

[192] გაჩეჩილაძე ზ., სუმბაძე ნ., პირველი ი., საქართველოს ენერგეტიკული სექტორის დაგეგმვა LEAP მოდელის გამოყენებით, თბ., 2015, გვ. 83-84.

საქართველოს ეკონომიკის სამომავლო განვითარების ტენდენციების შესახებ არსებობს სამთავრობო დონეზე მიღებული დოკუმენტი, რომლის ძირითად კონცეფციას წარმოადგენს ყოვლისმომცველი ეკონომიკური ზრდის უზრუნველყოფა მაკროეკონომიკური სტაბილურობის, ეფექტიანი საჯარო მმართველობისა და ეკონომიკური ზრდის შემაფერხებელი ფაქტორების იდენტიფიკაციისა და აღმოფხვრის გზით.[193]

საქართველოს მთავრობის ეკონომიკური პოლიტიკა ემყარება სამ უმთავრეს პრინციპს:

- ეკონომიკის რეალური (წარმოების) სექტორის განვითარებაზე ორიენტირებული სწრაფი და ეფექტიანი ეკონომიკური ზრდის უზრუნველყოფა, რაც განაპირობებს ქვეყანაში არსებული ეკონომიკური პრობლემის გადაჭრას, სამუშაო ადგილების შექმნასა და სიღარიბის დაძლევას.
- ინკლუზიური ეკონომიკური ზრდის ხელშემწყობი ეკონომიკური პოლიტიკის გატარება, ეკონომიკური ზრდის შედეგად საზოგადოების თითოეული წევრის კეთილდღეობას, მათ სოციალურ თანასწორობასა და მოსახლეობის ცხოვრების პირობების გაუმჯობესება.
- ეკონომიკური განვითარების პროცესში ბუნებრივი რესურსების რაციონალური გამოყენება, ეკოლოგიური უსაფრთხოებისა და მდგრადობის უზრუნველყოფა და ბუნებრივი კატაკლიზმების რისკების თავიდან აცილება წარმოადგენს.

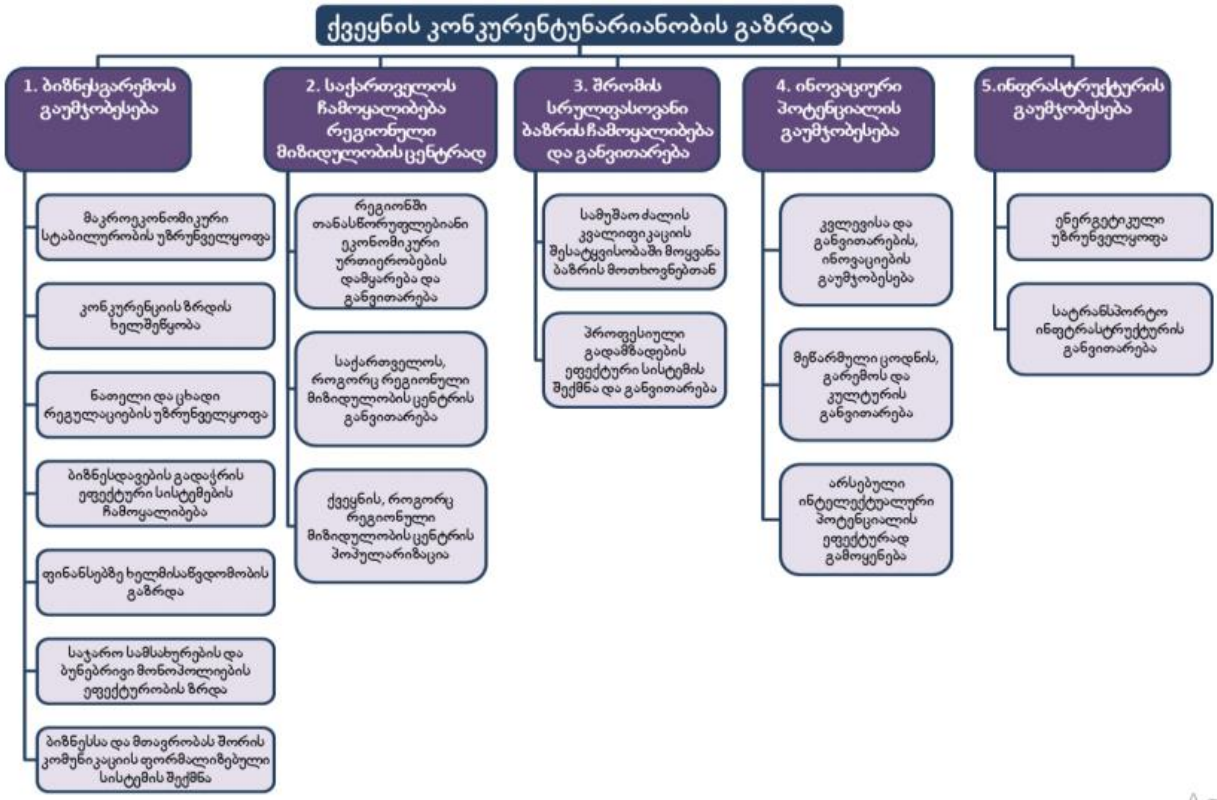
ქვეყნის ეკონომიკური მისიის და ამოცანის - კონკურენტუნარიანობის ზრდის – შესრულებისთვის საჭიროა შემდეგი ხუთი სტრატეგიული ამოცანის გადაჭრა:[194]

1. ბიზნესგარემოს გაუმჯობესება;
2. საქართველოს ჩამოყალიბება რეგიონული მიზიდულობის ცენტრად;
3. შრომის სრულფასოვანი ბაზრის ჩამოყალიბება და განვითარება;
4. ინოვაციური პოტენციალის გაუმჯობესება;
5. ინფრასტრუქტურის განვითარება.

[193] საქართველოს სოციალურ-ეკონომიკური განვითარების სტრატეგია, საქართველო 2020, საქართველოს მთავრობა, http://gov.ge/files/382_42949_233871_400-1.pdf

[194] საქართველოს ბიზნეს ასოციაცია, „საქართველოს გრძელვადიანი ეკონომიკური განვითარების კონცეფცია“, 2013, გვ. 9-10, http://bag.ge/file.helix?i=499677ad-dbe6-49cf-ac6d-a08f1703f61c&r=P

სქემა №1. საქართველოს ეკონომიკური სტრატეგიის ძირითადი სქემა[195]



სქემაზე გამოსახულია საქართველოს ეკონომიკური სტრატეგიის ძირითადი კომპონენტები. განვიხილოთ თითოეული მათგანი:

ბიზნეს გარემოს გაუმჯობესება მიიღწევა მაკროეკონომიკური სტაბილურობით; კონკურენციის ზრდის ხელშეწყობით; ნათელი და ცხადი რეგულაციების ხელშეწყობით; ბიზნეს დავების გადაწყვეტის ეფექტური სისტემით; ფინანსებზე ხელმისაწვდომობს გაზრდით; საჯარო სამსახურებისა და ბუნებრივი მონოპოლიების ეფექტურობის ზრდით; ასევე კომუნიკაციით ხელისუფლებასა და ბიზნესს შორის.

საქართველოს ჩამოყალიბება რეგიონული მიზიდულობის ცენტრად. საქართველოს, როგორც რეგიონული ცენტრის როლისა და ამოცანის გააზრებისთვის საჭიროა რეგიონის (არეალი, რომელიც, თავისი მოცულობით, წარმოადგენს მიმზიდველ ბაზარს ინვესტიციებისთვის) შესახებ სრული ინფორმაციის ფლობა. აღნიშნული ამოცანის მიღწევა შესაძლებელია: რეგიონში თანასწორუფლებიანი ეკონომიკური ურთიერთობების დამყარებითა და განვითარებით; ქვეყნის, როგორც რეგიონალ ცენტრად ჩამოყალიბება; რეგიონული

[195] საქართველოს ბიზნეს ასოციაცია, „საქართველოს გრძელვადიანი ეკონომიკური განვითარების კონცეფცია“, 2013, გვ. 10, http://bag.ge/file.helix?i=499677ad-dbe6-49cf-ac6d-a08f1703f61c&r=P

ცენტრის პოპულარიზაცია (პოტენციური ინვესტორების მოძიებას შეუწყობს ხელს).

შრომის სრულფასოვანი ბაზრის ჩამოყალიბება და განვითარება წარმოუდგენელია სამუშაო ძალის კვალიფიკაციის ამაღლებისა და ბაზრის მოთხოვნებთან შესაბამისობაში მოყვანის და ასევე პროფესიული გადამზადების ეფექტური სისტემის არსებობის გარეშე. ვინაიდან, დღეს საქართველოს ეკონომიკისთვის ერთ-ერთი კრიტიკული გამოწვევა შრომის ბაზრის მოწესრიგებაა. შრომის ბაზარზე მიწოდება არ შეესაბამება ბაზრის მოთხოვნებს, რაც ამცირებს ქვეყნის პროდუქტიულობას და ზრდის ადამიანურ რესურსებზე გაწეულ ხარჯებს (რიგ შემთხვევაში, საჭირო ხდება სპეციალისტის მოწვევა სხვა ქვეყნიდან). ეს კი უარყოფითად აისახება ქვეყნის კონკურენტუნარიანობაზე როგორც მსოფლიო, ისე, რეგიონის მასშტაბით.

ინოვაციური პოტენციალის გაუმჯობესება შესაძლებელია კვლევითი სამუშაოების წახალისებით; მეწარმული ცოდნისა და კულტურის განვითარებით; ქვეყანაში უკვე არსებული ინტელექტუალური პოტენციალის ეფექტურად გამოყენებით.

ინფრასტრუქტურის განვითარებაში მოიაზრება ენერგეტიკული უზრუნველყოფა და სატრანსპორტო ინფრასტრუქტურის განვითარება. აუცილებელია, რომ ქვეყნის მასშტაბით ინდუსტრიული და ტურისტული ცენტრები უზრუნველყოფილი იყოს სრულად ენერგიის უწყვეტი წყაროებით. რისთვისაც, საჭირო ხდება შიდა და რეგიონული ალტერნატიული გადამცემი ხაზების მშენებლობა და მათი მიყვანა ინდუსტრიულ და ტურისტულ ცენტრებამდე.

საერთაშორისო კონკურენტუნარიანობის ინდექსის შესაბამისად, 2016-2017 წლებისთვის საქართველო 138 ქვეყანას შორის იკავებს 59 ადგილს. უნდა აღინიშნოს, რომ წინა წელთან შედარებით დაწინაურდა 7 პოზიციით, რაც რეგიონში (ევრაზია) საუკეთესო შედეგია. ინდექსის დათვლისთვის გამოიყენება სხვადასხვა მონაცემი, რომლის შესაბამისადაც შედარებით უკეთესი მდგომარეობა არის მაკროეკონომიკური გარემოს თვალსაზრისით (მე-40 ადგილი) და ყველაზე ცუდი ინოვაციების კუთხით (116-ე ადგილი).[196]

საქართველოს სოციალურ-ეკონომიკური განვითარების სტრატეგია 2020 წლისთვის შემდეგი საპროგნოზო მაჩვენებლების მიღწევას ისახავს მიზნად:[197]

---

[196] Global Competitiveness Report 2016-2017, World Economic Forum, http://www3.weforum.org/docs/GCR2016-2017/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2016-2017_FINAL.pdf, გვ. 184-185.

[197] საქართველოს სოციალურ-ეკონომიკური განვითარების სტრატეგია, საქართველო 2020, საქართველოს მთავრობა, http://gov.ge/files/382_42949_233871_400-1.pdf, გვ. 8.

ცხრილი №21. საქართველოს ეკონომიკური სტრატეგიის ძირითადი მაჩვენებლები[198]

მაჩვენებელი	მიმდინარე მაჩვენებელი (სტრატეგიის შემუშავებისას)	2016 წლის მაჩვენებელი[199]	საპროგნოზო მაჩვენებელი
მშპ ერთ სულ მოსახლეზე (ლარი, ნომინალური)	5811.7	9276.82	13 000
ჯინის კოეფიციენტი	0.41	0.39	0.35
ინფლაცია (%)	2.4	6.6	3.0
უმუშევრობა (%)	15	11.8	<12

სტრატეგიის მიხედით, ეკონომიკური ზრდის მისაღწევად ეკონომიკის შემაფერხებელი კრიტიკული პრობლემების იდენტიფიკაცია და დაძლევა მიიჩნევა. კრიტიკულ პრობლემებს კი მიეკუთვნება კერძო სექტორის დაბალი კონკურენტუნარიანობა, არასაკმარისად განვითარებული ადამიანური კაპიტალი და ფინანსურ რესურსებზე შეზღუდული ხელმისაწვდომობა.

რაც შეეხება ელექტროენერგიის წარმოებას ერთ სულ მოსახლეზე 2016 წლისთვის შეადგენს – 3110,95 კვტ.სთ. აღნიშნული მაჩვენებლის ზრდა წინა წლებთან შედარებით გამოწვეულია გამომუშავების ყოველწლიური ზრდით და მოსახლეობის აღწერით, რის შედეგადაც საქართველოს სტატისტიკის ოფიციალური მონაცემებით შემცირდა საქართველოს მოსახლეობა (2014 წლის აღწერის შედეგად მოსახლეობის რაოდენობა შეადგენს 3720.4 ათას კაცს).[200]

საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორს დამოუკიდებლობის პერიოდში ძირითადად უწევდა მიმდინარე ენერგეტიკული პრობლემებთან გამკლავება. ხოლო გრძელვადიანი პერსპექტივების გათვალისწინება ხერხდებოდა მხოლოდ უკიდურესად მნიშვნელოვანი გადაწყვეტილებების მიღების დროს. ამ პერიოდის განმავლობაში დაგროვდა განვითარების ბევრი სისტემური პრობლემა, რომელიც

[198] აგებულია შემდეგ მონაცემებზე: www.geostat.ge და საქართველოს სოციალურ-ეკონომიკური განვითარების სტრატეგია, საქართველო 2020, საქართველოს მთავრობა, http://gov.ge/files/382_42949_233871_400-1.pdf,
[199] საქართველოს სტატისტიკის ეროვნული სამსახური, www.geostat.ge
[200] საქართველოს სტატისტიკის ეროვნული სამსახური, www.geostat.ge

სექტორის შემდგომ წინსვლას ხელს უშლიდა და შესაძლო საფრთხეს უქმნიდა ქვეყნის უსაფრთხოებას. არსებული პრობლემების აღმოსაფხვრელად, აუცილებელი იყო მიზანმიმართული, რეალისტური და საფუძვლიანი ენერგეტიკული სტრატეგიის შემუშავება.

ერთმანეთისგან უნდა განვასხვავოთ ენერგეტიკული პოლიტიკა და სტატეგია. ენერგეტიკული პოლიტიკა ქვეყნების ზოგადი პოლიტიკური სისტემის განუყოფელი და უმნიშვნელოვანესი ნაწილია, რომელიც მოიცავს ქვეყნის ენერგეტიკის ხედვებს, ძირითად მიმართულებებს და გრძელვადიან პრიორიტეტებს, ასევე ენერგეტიკულ კანონმდებლობას, ხელშეკრულებებს, ჩამოყალიბებულ ურთიერთობებს და დამკვიდრებულ პრაქტიკას. ენერგეტიკული სტრატეგია დროში და რესურსებში გაწერილი მოქმედებების გეგმაა, ის კონკრეტული მიზნების შესრულებას ემსახურება და მისი შესრულების და კონტროლის მექანიზმები ცნობილია.[201]

საქართველოს ელექტროენერგიის სექტორი ლიბერალიზებული და ნაწილობრივ პრივატიზებულია. სადისტრიბუციო ქსელი სრულად პრივატიზებულია უცხოელ სტრატეგიულ ინვესტორებზე. ელ.ენერგიის გამომუშავება არის კერძო მფლობელობაში, გარდა უმსხვილესი ენგურჰესისა, რომელიც ამარაგებს ქვეყნის ელექტროენერგიის საჭიროებების დაახლოებით 31%-ს. ქვეყანას აქვს დიდი პოტენციალი განახლებადი და განსაკუთრებით ჰიდრორესურსების. „მწვანე ენერგიის“ გამომუშავებისათვის გაღებული ხარჯები დიდწილად ანაზღაურდება თურქეთში ექსპორტით, რაზეც საქართველო აქტიურად მუშაობს. ექსპორტის მოცულობა მომგებიანი იქნება რეგიონულ დონეზე, რადგან ხელს შეუწყობს ვაჭრობას და ქვეყნებს შორის ურთიერთობას.[202]

მიუხედავად იმისა, რომ საქართველო ბუნებრივი რესურსებით მდიდარი ქვეყანაა, ის ძირითადად დამოკიდებულია წიაღისეული საწვავის იმპორტზე. შესაბამისად წიაღისეულზე საწვავის ფასის ზრდა საერთაშორისო დონეზე უარყოფითად აისახება ჩვენი ქვეყნის ეკონომიკაზე და მის მდგრად განვითარებაზე. საქართველოს ერთ-ერთი პრიორიტეტია ადგილობრივი ენერგორესურსების მაქსიმალური ათვისება და იმპორტირებულ ენერგორესურსებზე დამოკიდებულების შემცირება.

საქართველოს ენერგეტიკული სექტორის პოლიტიკისა და სტრატეგიის შემუშავების საკითხის მნიშვნელობიდან გამომდინარე, ეფექტიანი კვლევის

[201] ქვეყნის ენერგეტიკული სტრატეგია, საერთაშორისო გამოცდილების მიმოხილვა, http://weg.ge/sites/default/files/esep-report-1.pdf, გვ. 5-6.
[202] http://www.ebrd.com/downloads/country/strategy/georgia_translation.pdf, გვ. 49.

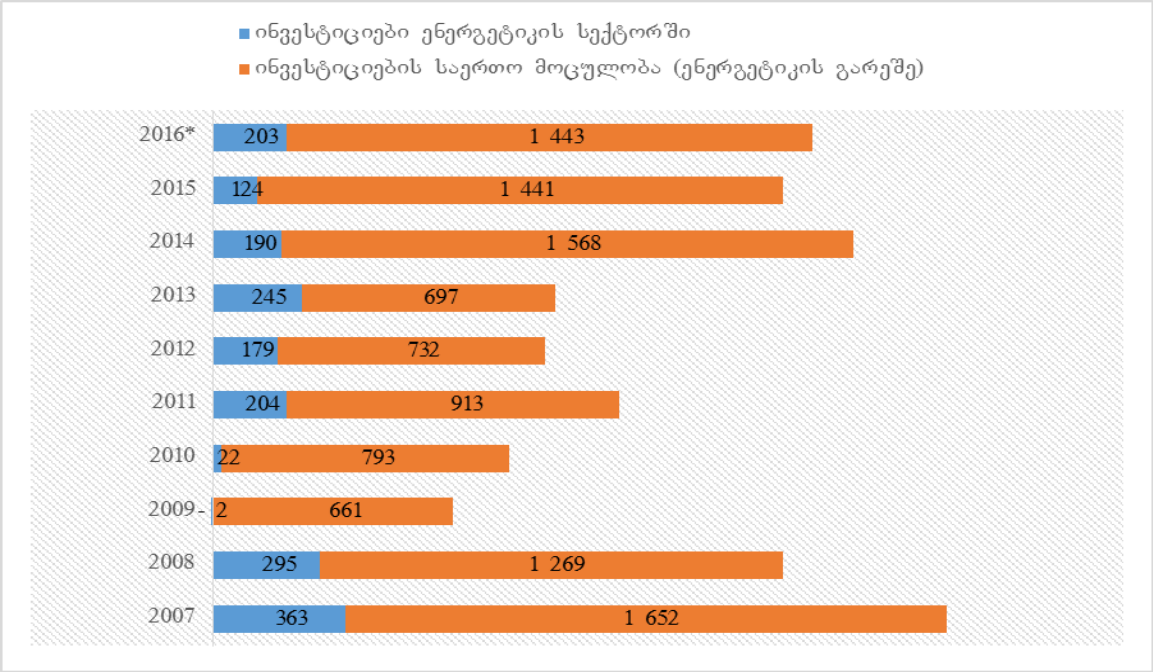
უზრუნველსაყოფად და სტრატეგიული ენერგეტიკული დაგეგმვის შესატყვისი მოდელის შესამუშავებლად, მეტად მნიშვნელოვანია ენერგეტიკის დარგში მოღვაწე ექსპერტთა გამოკითხვა, რომელიც ეფექტურ გზას წარმოადგენს ინფორმაციის მოძიებისა და კვლევის დროს გასაწევი დროის დასაზოგად. ექსპერტთა უმეტესობა ენერგეტიკულ სექტორში პრობლემად მიიჩნევს ენერგოეფექტიანობის თემის არასათანადო ყურადღებას, მთავარ გამოწვევას კი ენერგორესურსების იმპორტი და ენერგოდამოკიდებულება წარმოადგენს. რაც შეეხება კვლევების საჭიროებას სექტორში აქ განსავითარებელია: ახალი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ხარჯ-სარგებლიანობის ანალიზი ქვეყნის დონეზე, განახლებადი ენერგიის წყაროების პოტენციალის შეფასება და მათი ათვისების ეკონომიკური ასპექტები, კონკურენტული ბაზრის მოდელის სარგებლიანობის ანალიზი.

საქართველოში 2006 წლიდან დაიწყო ენერგეტიკის სექტორში დანაკარგების შემცირება. ელექტროენერგიის უდიდესი ნაწილი იწარმოება დიდ ჰესებზე, რაც ქვეყანას ანიჭებს განახლებადი ენერგიის მიხედვით მაღალ ადგილს და დაბალ ადგილს გამონაბოლქვის მიხედვით. მიმდინარე პერიოდში მასტიმულირებელი ტარიფები განახლებადი ენერგიის ახალი პროექტებისათვის ჰარმონიზებული არ არის და შედარებით სუსტია, ამასთან ხშირად ცვალებადი ნორმატიული ბაზა ინვესტორებს ვერ სთავაზობს პროგნოზირებად მოგებას. საქართველოში დღეს არსებული სატარიფო მეთოდოლოგიით დათვლილი ელექტროენერგიის საფასური არ შეიცავს გარემოზე ზემოქმედების ხარჯებს (ტარიფის დამატებითი კომპონენტი), რომელიც უკვე ბევრ ევროპულ ქვეყანაში გამოიყენება.

დიაგრამა №49 ასახავს 2007-2016 წლების განმავლობაში პირდაპირი უცხოური ინვესტიციების მოცულობასა და მათ შორის მხოლოდ ენერგეტიკაში განხორციელებული ინვესტიციების მოცულობების შედარებას.

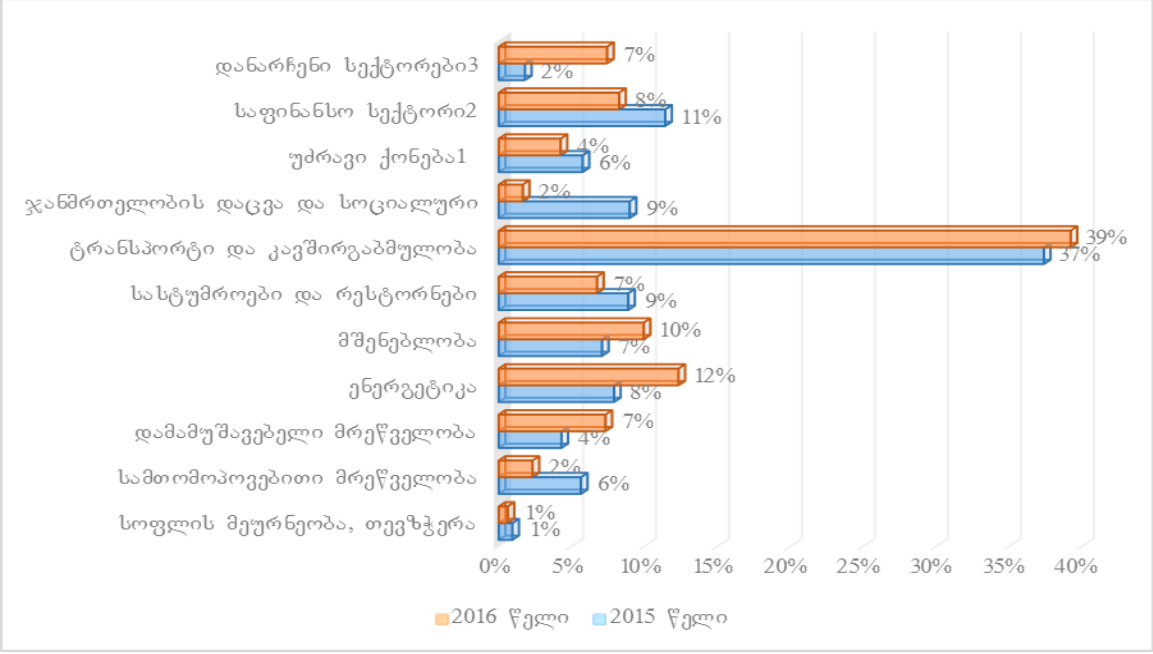
მონაცემების საფუძველზე ნათლად ჩანს, რომ ენერგეტიკის სექტორს პირდაპირი უცხოური ინვესტიციების მოცულობაში დიდი წილი უჭირავს, 2011 წელს - 18%, 2012 წელს - 20%, 2013 წელს - 26%, 2014 წელს - 11%, 2015 წელს - 8% და 2016 წელს – 12%. ყველაზე დიდი წილი 2013 წელს დაფიქსირდა.

დიაგრამა №49. პირდაპირი უცხოური ინვესტიციები (მლნ აშშ დოლარი)[203]



ხოლო დიაგრამა №50 ასახავს 2015 და 2016 წლებში განხორციელებული პირდაპირი უცხოური ინვესტიციების პროცენტულ მაჩვენებლებს ჯამურად ეკონომიკის სექტორების მიხედვით.

დიაგრამა №50. პირდაპირი უცხოური ინვესტიციების დარგობრივი სტრუქტურა[204]



[203] საქართველოს სტატისტიკის ეროვნული სამსახური, http://geostat.ge/?action=page&p_id=2230&lang=geo

[204] საქართველოს სტატისტიკის ეროვნული სამსახური, http://geostat.ge/?action=page&p_id=139&lang=geo

ქვეყანაში საინვესტიციო დანაზოგის სიმწირის გამო, საქართველო მიმართავს პირდაპირი უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის წამახალისებელ პოლიტიკას.

ჩვენ მიერ ჩატარებული ინვესტიციების დაფინანსების ფორმების ანალიზის შედეგად გამოიკვეთა, რომ 2016 წელს ნასესხები სახსრებით შექმნილი აქტივების წილი 2014 წელთან შედარებით ორჯერ არის გაზრდილი, მაგრამ თანხობრივად 3.5-ჯერ. ამასთან, საკუთარი სახსრებით დაფინანსებული ინვესტიციების წილი 72%-დან შემცირდა 35%-მდე, ხოლო თანხობრივად - დაახლოებით 1.2-ჯერ. რაც შეეხება მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილ აქტივებსა და ინვესტიციებს – ისინი რეგულირებადი აქტივების ბაზაში მონაწილეობას არ იღებს.

ბაზრის ანალიზისას გამოვკვეთეთ ენერგეტიკის ობიექტების პრივატიზების განხორციელებით მიღწეული მნიშვნელოვანი შედეგები. ამასთან, საქართველოს ენერგეტიკის სექტორში ინვესტიციების მოზიდვისა და ქვეყნის ენერგოპოტენციალის მაქსიმალური გამოყენების მიზნით პოტენციური ინვესტორებისათვის არსებული შეღავათები.

თავი 3. ინვესტიციების გავლენა ელექტროენერგიის ტარიფზე და ფინანსური შედეგები

3.1 სექტორში განხორციელებული ინვესტიციების მიზნობრიობის შეფასება, ტარიფში ასახული ინვესტიციების ანალიზი და გავლენა ტარიფზე

ენერგეტიკა ქვეყნის ეკონომიკის დარგთა შორის ყველაზე მაღალი კაპიტალტევადობით გამოირჩევა. ამასთან, იგი მოითხოვს ინტენსიურ და უწყვეტ დაფინანსებას, რათა შეინარჩუნოს ფუნქციონირების უნარი და იმავდროულად განიცადოს პროგრესი მაკროეკონომიკური გარემოს მოთხოვნების შესაბამისად.

კომისიის მიერ 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილებით დამტკიცებული სატარიფო მეთოდოლოგიებით განსაზღვრული პრინციპების შესაბამისად, საწარმოებისთვის დადგენილ ტარიფში გათვალისწინებულ უნდა იქნეს განხორციელებული ან/და განსახორციელებელი ინვესტიციები. საწარმო ვალდებულია დაასაბუთოს განსახორციელებელი ინვესტიციების აუცილებლობა და მისი განხორციელების შედეგად მისაღები ეფექტი და სარგებელი. აღნიშნულ კონტექსტში სატარიფო განაცხადების განხილვისას კომისიის მხრიდან, მათ შორის, განსაკუთრებული ყურადღება ეთმობა როგორც შესრულებული, ასევე მიმდინარე საინვესტიციო პროექტების ანალიზსა და მონიტორინგს.[205]

ლიცენზიატის მიერ წარმოდგენილი საინვესტიციო გეგმა ტარიფის დადგენამდე წინასწარ უნდა შეთანხმდეს კომისიასთან. იმ შემთხვევაში, თუ საწარმო განხორციელებული ინვესტიციების შედეგად ვერ მიაღწევს დაგეგმილ სამიზნე მაჩვენებელს, კომისია უფლებამოსილია გამოიყენოს მოქმედი კანონმდებლობით გათვალისწინებული სანქციების მექანიზმები, ხოლო იმ შემთხვევაში, თუ საწარმო მიაღწევს დაგეგმილ სამიზნე მაჩვენებელზე უკეთეს მაჩვენებლებს, შესაძლებელია კომისიის მხრიდან გამოყენებულ იქნეს საწარმოთა წახალისების მექანიზმები.[206]

კომისიის 2016 წლის 25 ივლისის №13 დადგენილებით „მომსახურების

[205] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნულიკომისიის 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილება, „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშებისა“ და „ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშების“ მეთოდოლოგიები.

[206] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის ანგარიში, გვ. 65.

კომერციული ხარისხის წესების“ დამტკიცების შესახებ მომსახურების კომერციული ხარისხის საერთო სტანდარტის შეუსრულებლობის შემთხვევაში შესაძლოა გამოყენებულ იქნეს ფინანსური მექანიზმი, ხოლო გარანტირებული სტანდარტის შეუსრულებლობის დროს – კომპენსაცია. ფინანსური მექანიზმი გულისხმობს, რომ თუ ხდება წლიური სამიზნე მაჩვენებლის გაუმჯობესება/გაუარესება, მაშინ საწარმოს რეგულირებადი დანახარჯების ბაზა გაიზრდება/შემცირდება – ყოველ გაუმჯობესებულ/გაუარესებულ 1 პროცენტზე რეგულირებადი დანახარჯების ბაზის 0.01%-ით. ხოლო მომსახურების კომერციული ხარისხის გარანტირებული სტანდარტის შეუსრულებლობის შემთხვევაში კონკრეტულად არის განსაზღვრული კომპენსაციის ოდენობა.

ელექტროენერგიის განაწილების ლიცენზიატები ვალდებული არიან კომისიის მიერ ინდივიდუალური ნორმატიულ-ადმინისტრაციული სამართლებრივი აქტით შეთანხმებულ საინვესტიციო პროექტებზე განახორციელონ დეტალური ანგარიშგება ფაქტობრივად შესრულებული სამუშაოების შესახებ, თითოეულ პროექტზე ცალ-ცალკე, ხოლო მოწოდებული პროექტებიდან, კომისიის მიერ მითითებულ სამშენებლო (სამონტაჟო) – სარეაბილიტაციო სახის საინვესტიციო პროექტებზე გონივრულ ვადაში დამატებით უზრუნველყონ საექსპერტო დასკვნების წარმოდგენა ფაქტობრივად შესრულებული სამუშაოების შესახებ. აღნიშნულის შესწავლისა და ანალიზის შედეგად დადგენილ იქნება წინასწარ შეთანხმებულ საინვესტიციო გეგმებთან ტექნიკურ-ეკონომიკური მაჩვენებლების შესაბამისობა და შემდგომში განხორციელდება ლიცენზიატი საწარმოსთვის დადგენილი ელექტროენერგიის განაწილების, გატარებისა და მოხმარების ტარიფების კორექტირება.

ელექტროენერგეტიკული სექტორის თითოეული ლიცენზიატის მიერ განხორციელებული მიზანმიმართული ინვესტიციის შედეგად, საბოლოო ჯამში მიღწეულ უნდა იქნეს ელექტრული ქსელის საიმედოობის, უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესება.

მეთოდოლოგიის შესაბამისად – ინვესტიცია განმარტებულია, როგორც აქტივების შექმნის, შეძენის ან/და რეაბილიტაციისთვის განხორციელებული კაპიტალური დაბანდებები.[207] კომპანიის მიერ წარმოდგენილი სატარიფო განაცხადი, წარმოადგენს კომისიის მიერ დამტკიცებულ ფორმას, რომელშიც

[207] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 1.09.2015, მუხლი 2.

ასახულია საწარმოს სატესტო წლის ფინანსური და ტექნიკური მონაცემები, აგრეთვე ტარიფის გაანგარიშების წელს და სატარიფო წელს განსახორციელებელი ინვესტიციების გეგმა.

რეგულირებადი აქტივების ბაზის ფორმირებაში მონაწილეობს, როგორც საწარმოს არსებული (მოქმედი) აქტივები, ასევე კომისიასთან შეთანხმებული საინვესტიციო გეგმით გათვალისწინებული (დაგეგმილი) აქტივები, რომელთა ღირებულება განისაზღვრება ისტორიული ღირებულების შეფასების მეთოდით. კომისიასთან შეთანხმებული საინვესტიციო გეგმით გათვალისწინებული აქტივების დაგეგმილი ღირებულების შეფასებისას, გამოიყენება მათი საინვესტიციო ღირებულება (მშენებლობა, შეძენა, კაპიტალური რემონტი და ა.შ.) (იხ. დანართი №4. კომპანიის რეგულირებადი აქტივების ბაზა და დანართი №5 კომპანიის საინვესტიციო გეგმა).

თუ საწარმოს მიერ დაგეგმილი ინვესტიციები (კონკრეტული საინვესტიციო პროექტი) არ განხორციელდა კომისიასთან შეთანხმებული საინვესტიციო გეგმის პირობებით (არ დასრულდა საინვესტიციო გეგმით გათვალისწინებული წლის ბოლომდე), ასეთი ინვესტიციები განიხილება, როგორც დაუმთავრებელი მშენებლობა და აღნიშნულ ინვესტიციაზე საწარმოს მიერ მიღებული კაპიტალური დანახარჯები ექვემდებარება კორექტირებას.

სატარიფო განაცხადით წარმოდგენილი მონაცემების ფარგლებში, სემეკის ტექნიკური დეპარტამენტი აანალიზებს წარმოდგენილ ინფორმაციას (საინვესტიციო პროექტებს) და შესაბამის ტექნიკურ დასკვნას ამზადებს. ცალკეული პროექტის არა მარტო შინაარსობრივი და დოკუმენტური დადასტურება ხდება, არამედ მიზნობრიობაც მოწმდება. კომისიის მხრიდან ყოფილა ისეთი შემთხვევები, როცა კომპანიის მოთხოვნა საინვესტიციო პროექტებთან დაკავშირებით არ გაუთვალისწინებია.

2015 წლის 27 აგვისტოს საჯარო სხდომაზე საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელმა ეროვნულმა კომისიამ სს „თელასის“ მიერ 2015-2016 წლებში განსახორციელებელი ინვესტიციების მოცულობა განსაზღვრა. კომისიის გადაწყვეტილების თანახმად, სს „თელასის“ მიერ კომისიასთან შეთანხმებული ინვესტიციები 2015 წლისათვის 15,234 მილიონ ლარს, ხოლო 2016 წელს – 16,239 მილიონ ლარს შეადგენს.

სს „თელასს“ წლების მიხედვით განესაზღვრა საინვესტიციო პროექტების განხორციელების ვალდებულება. კერძოდ, კომპანიას 2015 წელს 37 საინვესტიციო

პროექტი, ხოლო 2016 წელს – 35 პროექტი უნდა განეხორციელებინა. სს „თელასის“ 2015-2016 წლების საინვესტიციო გეგმის მიხედვით დაგეგმილი იყო ქვესადგურების, საჰაერო გადამცემი ხაზებისა და საკაბელო მეურნეობის რეაბილიტაცია, ელექტროენერგიის კომერციული აღრიცხვის ავტომატური სისტემის განვითარება, ტრანსფორმატორების კაპიტალური რემონტი და სხვა სახის კაპიტალური ინვესტიციები. წარმოდგენილმა საინვესტიციო პროექტებმა კომისიაში გაიარა წინასწარი ტექნიკური ექსპერტიზა და მიჩნეულ იქნა როგორც საჭირო და დასაბუთებული ინვესტიცია. კომისია ახორციელებს მონიტორინგს პროექტების მიმდინარეობასა და შესრულების ვადებზე. სს „თელასმა“ ელექტროენერგიის განაწილების, გატარებისა და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მიზნით, 2015 წლის 23 ივლისს კომისიაში წარადგინა სატარიფო განაცხადი თანდართული საინვესტიციო გეგმით.

კომპანიის მიერ თავდაპირველად წარმოდგენილ იქნა მთლიანობაში 66 958 030 ლარის ღირებულების საინვესტიციო პროექტები, აქედან 2015 წლისათვის გათვალისწინებული იყო 32 637 230, ხოლო 2016 წელს – 34 320 800 ლარის ინვესტიცია, თუმცა აღნიშნული მოცულობები განხილვების შედეგად დაკორექტირდა. კერძოდ, კომისიამ არ გაითვალისწინა ქსელზე მიერთებების უზრუნველსაყოფად საჭირო ხარჯები წინასწარ, ვინაიდან, ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელზე მიერთების საფასური, რომელსაც ქსელზე მიერთების მსურველი უხდის კომპანიას, უკვე განსაზღვრულია შესაბამისი დადგენილებით. შესაბამისად, ამ მომსახურების ხარჯის სს „თელასის“ ტარიფში წინასწარ ასახვა, არ იქნა მიზანშეწონილად მიჩნეული, ვინაიდან მისი გადახდა ხდება ინდივიდუალურად, ქსელზე მიერთების მსურველი პირის მიერ.[208]

რაც შეეხება სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ – 2014 წლის 15 აგვისტოს №31/1-1 სემეკის გადაწყვეტილებით ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მიზნით წარმოდგენილი სატარიფო განაცხადით გათვალისწინებული 2014-2015 წლების საინვესტიციო გეგმა იქნა შეთანხმებული. ამასთან, შეთანხმებულ საინვესტიციო პროექტებს, რომლებიც ითვალისწინებენ სამშენებლო (სამონტაჟო) – სარეაბილიტაციო სამუშაოებს, თან უნდა დაერთოს შესაბამისი საექსპერტო დასკვნები ფაქტიურად შესრულებული სამუშაოს შესახებ, არაუგვიანეს 2015 წლის 1 დეკემბრისა (აღნიშნული ვადა კიდევ

[208] http://gnerc.org/ge/sadjaro-skhdomebi/sadjaro-skhdomebis-shedegebi-presrelizi/sxdomis-shedegebi/16551, 03.11.2016

ერთხელ გადაეწია კომპანიას 2016 წლის 1 ოქტომბრამდე).

საანგარიშო 2016 წელს კომისიამ შეისწავლა და მიიღო გადაწყვეტილება სს „თელასისა“ და სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მიერ განხორციელებული/განსახორციელებელი ინვესტიციების შესაბამისობის თაობაზე. საინვესტიციო პროექტების შესწავლა განხორციელდა შემდეგი კრიტერიუმების გათვალისწინებით:[209]

- მიწოდების საიმედოობის ამაღლება;
- ელექტროენერგიის ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესება;
- დანაკარგების შემცირება;
- უსაფრთხო ექსპლუატაციის პირობების მოთხოვნების შესრულება.

კომპანიის მიერ განხორციელებული ინვესტიციის მიზანი მხოლოდ თანხის დახარჯვა არ უნდა იყოს, არამედ უნდა გაუმჯობესდეს ტექნიკური და ფინანსური მდგომარეობა - დასახული სამიზნე მაჩვენებელი - ინდიკატორი.

ლიტვის მარეგულირებელი კომისიაც წინასწარ ითანხმებს ინვესტიციას. კომისია ყველა ინვესტიციის ზოგად ანალიზს აკეთებს. თუ კონკრეტული ინვესტიციის მოცულობა აჭარბებს მის მიერ დადგენილ ზღვარს ღირებულებით ნაწილში (ელექტროენერგიის სექტორული კომპანიებისთვის - TSO-თვის 3,5 მლნ ევროზე მეტი, DSO-თვის 1,5 მლნ ევროზე მეტი, ხოლო საბაზრო ძალაუფლების მქონე გენერაციისათვის 1 მლნ ევროზე მეტი), მაშინ დეტალური შემოწმება ტარდება ინვოისების დონეზე.

საინვესტიციო პროექტების +/- 10%-იანი სხვაობა დაშვებულ ნორმად არის მიჩნეული. ინვესტიციის შეფასება დაფუძნებულია ეკონომიკურ და ფინანსურ კრიტერიუმებზე. თუ ეფექტური საინვესტიციო პროექტი დადებითი შედეგის მომტანი უნდა ყოფილიყო და გამომჟღავნდა, რომ უარყოფითი შედეგი აქვს, კომისიას შეუძლია შეამციროს ასეთი ინვესტიციის ღირებულება ტარიფის დადგენის პერიოდში.

მარეგულირებელი კომისია ინვესტიციების განხორციელების მთელ პროცესს აკონტროლებს. აანალიზებს დაგეგმილ და ფაქტიურ მაჩვენებლებს, ასევე დაფინანსების წყაროებს. ხარჯ-სარგებლიანობის ანალიზის შედეგები დაფუძნებულია შესწავლის პერიოდზე. ანალიზის პერიოდი იწყება ექსპლუატაციაში გაშვებიდან სწავლების ეტაპის ჩათვლით. ზოგადად

[209] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 28.

რეკომენდირებულია ორ ჭრილში შესწავლა - საშუალო და გრძელვადიანი პერიოდებისთვის. მათი შეფასება ხდება საერთო საფუძვლებზე, ანუ სარგებელი უნდა დაჯგუფდეს წლების მიხედვით. სარგებლის მიღების პერიოდად განიხილება 20 წელი. საერთო ინტერესების მქონე პროექტებზე ანალიზი ხორციელდება ENTSO-E-ის მეთოდოლოგიის საფუძველზე.

პროექტის შეფასების ორი გზა არსებობს:

1. ითვლება ყველა პროექტის განხორციელების შედეგი და შემდეგ ხდება ცალკეული პროექტის გამოყოფა. ამ დროს თითოეული პროექტის ეფექტი ფასდება იმ პრინციპით, თუ რა მოხდება, ამ პროექტის არ განხორციელებით და სხვა ყველა პროექტების განხორციელების პირობებში.

2. ითვლება ცალკეული პროექტის განხორციელების ეფექტი.

რაც შეეხება მომსახურების ხარისხს 2016-2020 წლებისთვის (5 წელი) ლიტვის მარეგულირებელ კომისიას დადგენილი აქვს ხარისხის ინდიკატორები DSO-თვის SAIDI (52.12 წუთი მომხმარებელზე) და SAIFI (0.72 გამორთვა მომხმარებელზე), ხოლო TSO-თვის ENS (energy not supplied – 6.3 MWH) და AIT (everage interruption time - 0.29 წუთი).

თუ კომპანია დადგენილ ცალკეულ ინდიკატორს არ აჭარბებს 5%-ით, მაშინ მას არ აჯარიმებენ, თუ 5%–დან 10%-მდე გააუარესებს მაჩვენებელს, უმცირებენ ROI–ის 1%-ით, ხოლო თუ 10%–ზე მეტით, ამ შემთხვევაში - 2%-ით. ერთდროულად ორი ინდიკატორის 10%-ით გადაჭარბების შემთხვევაში ჯარიმა არის 4%. თუ კომპანიამ გააუმჯობესა მაჩვენებლები, მას დამატებით წახალისებას არ აძლევენ, ვინაიდან, WACC აძლევს ამ მოგებას და დამატებითი წახალისება კომპანიას არ სჭირდება. მომხმარებლები დაყოფილია სამ კატეგორიად:

კატეგორია	ზომის ერთეული	ელ. გათიშვის დრო	ელ. აღდგენის დრო
I	საათი	0	0
I I	საათი	2,5	1,3
I I I	საათი	24	3,32

ზემოაღნიშნული ინდექსებისთვის წინასწარ განსაზღვრული გრძელვადიანი სამიზნე მაჩვენებელი არ არსებობს. ყოველი მომდევნო ხუთწლედისთვის სტანდარტები დგინდება ისტორიულ მონაცემებზე დაყრდნობით. ინდექსების გაანგარიშებისას მხედველობაში არ მიიღება ფორს–მაჟორი.

დღეს აშკარაა საქართველოს ეკონომიკაში უცხოური ინვესტიციების გამოყენების აქტუალურობა. ეროვნული წარმოების კონკურენტუნარიანობის ამაღლების, მსოფლიო ბაზარზე ნდობის მოპოვების, საერთაშორისო საფინანსო გაცვლაში მონაწილეობის ინტერესები, უცხოური ინვესტიციების მოზიდვისათვის პირობების შექმნის აუცილებლობას განაპირობებს.

„ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ საქართველოს კანონის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან მიზანს წარმოადგენს ადგილობრივი და უცხოური ინვესტიციების მოზიდვის ხელშეწყობა ელექტროენერგეტიკის დარგის რეაბილიტაციისა და განვითარების მიზნით.

სწორედ დარგის განვითარებისთვის 1993 წლიდან დაიწყო დარგში არსებული საწარმოების პრივატიზაცია. ენერგეტიკის ობიექტების პრივატიზების განხორციელებით მიღწეულ იქნა მნიშვნელოვანი შედეგები, კერძოდ:

- ახალი ტიპის მესაკუთრის ფორმირების შედეგად მინიმუმამდე შემცირდა ისეთი მანკიერი მოვლენები, როგორიცაა: დატაცება, გაფლანგვა, შემოსავლების დამალვა, არაკომპეტენტურობა და ა.შ;
- ინვესტორის მიერ ვალების ნაწილი დაიფარა, ნაწილის გადახდა შეჩერდა;
- ენერგიის საფასურის ანაზღაურებისა და მოსახლეობისაგან მისი გადახდის საკითხს ინვესტორი არეგულირებს;
- თანდათან წყდება ელექტროენერგიის დაზოგვის საკითხი;
- უცხოური კრედიტების ათვისება და სახელმწიფოს ვალდებულებები, ძირითადად, გადასულია ინვესტორზე;
- გარკვეულწილად გაიზარდა გადასახადების გადახდები და სახელმწიფოს შემოსავლები;
- დარგის რეაბილიტაციას ახორციელებს ინვესტორი;
- მოწოდებული ენერგიის ღირებულების სრულმა გადახდამ დადებითი გავლენა იქონია ენერგეტიკაზე;
- გაიზარდა შესაძლებლობა დარგის საექსპორტო პოტენციალის უკეთ გამოყენებისათვის.

პრივატიზება ხორციელდება ენერგეტიკულ საწარმოთა განვითარების აუცილებლობიდან გამომდინარე. მის გარეშე, საბაზრო ეკონომიკის პირობებში, წარმოუდგენელია დარგის განვითარება.

პრივატიზაცია ეკონომიკის განვითარების მძლავრი საშუალებაა. წარმატებით ჩატარებულმა პრივატიზაციამ შეიძლება ხელი შეუწყოს, როგორც ქვეყნის ბიუჯეტის დაბალანსებას, ისე საგადამხდელო ბალანსის განმტკიცებას, მთლიანად ეკონომიკის დივერსიფიკაციას და სხვა ფასეულობის გამჭვირვალობას, საჯაროობას.

საქართველოში პრივატიზაციის ძირითად მიზანს წარმოადგენდა სისტემის აღდგენა, მისი შემდგომი სრულყოფა, საიმედო და ეკოლოგიურად სუფთა ენერგომომარაგება უმცირესი დანახარჯებით. პრივატიზებით შესაძლებელია სექტორის მუშაობის მაჩვენებლების გაუმჯობესება.

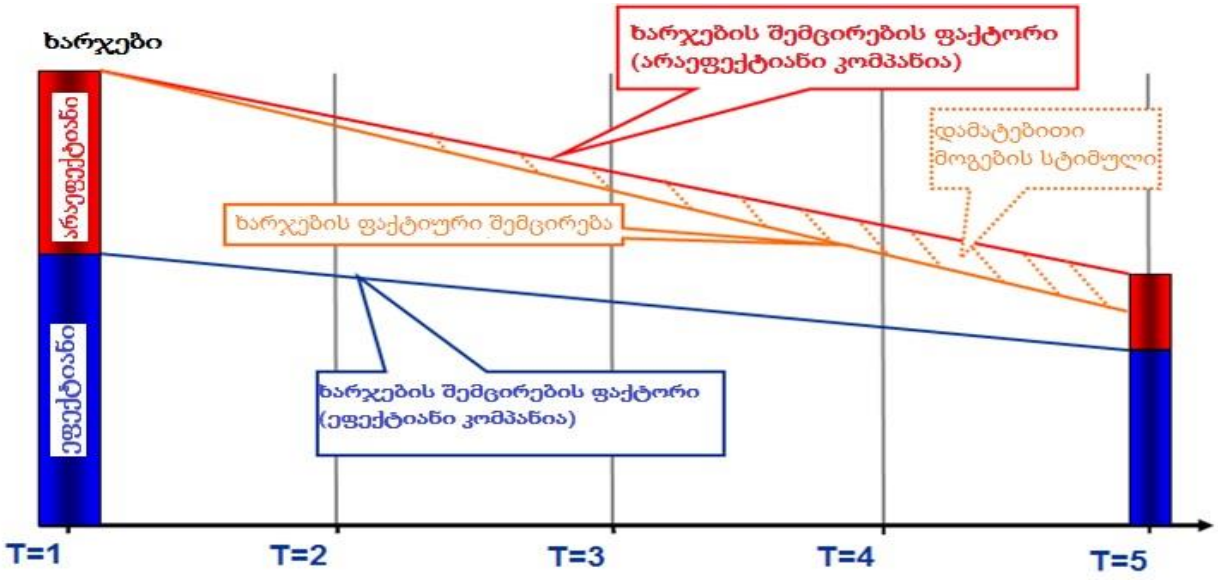
ანალიზის საფუძველზე დადგინდა, რომ პრივატიზაციის შემდეგ აღნიშნულ ობიექტთა უმრავლესობამ მუშაობა გააუმჯობესა.

საქართველოს ენერგეტიკისა და მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის მიერ 2014 წელს დამტკიცებულ იქნა ახალი სატარიფო მეთოდოლოგია, რომელიც დაფუძნებულია ევროპულ გამოცდილებასა და სტანდარტებზე:

- „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“ (დანართი №1);
- „ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“ (დანართი №2);
- „სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები“ (დანართი №3).

ბაზისური პრინციპები საერთო აქვს აღნიშნულ მეთოდოლოგიებს, იმ განსხვავებით, რომ დანართი №1 დაფუძნებულია ე.წ. „წამახალისებელი რეგულირების“ მეთოდზე (იხ. დიაგრამა №51), ხოლო დანართი №2 – „დანახარჯები პლიუს“ მეთოდზე. ტარიფის გაანგარიშების ძირითადი განმასხვავებელი ის არის, რომ წამახალისებელი რეგულირების დროს ხდება განსახორციელებელი ინვესტიციების წინასწარ ასახვა ტარიფში, ხოლო მეორე შემთხვევაში - მხოლოდ განხორციელებული ინვესტიციების.

დიაგრამა №51. „წამახალისებელი რეგულირება“[210]



ელექტროენერგიის მოხმარების ტარიფი მოიცავს ელექტროენერგიის შესყიდვასა და განაწილებასთან დაკავშირებულ დანახარჯებს და იანგარიშება შემდეგი ფორმულით (თეთრი/კვტსთ):[211]

$$T_{\text{i მოხმარ (t+1)}} = P_{\text{საშ (t+1)}} + T_{\text{i განაწ. (t+1)}}$$

სადაც: $T_{\text{i განაწ. (t+1)}}$ – სატარიფო წლისთვის ელექტროენერგიის განაწილების ტარიფი ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელის ძაბვის i-ურ საფეხურზე (თეთრი/კვტსთ); $P_{\text{საშ (t+1)}}$ – სატარიფო წლისთვის განაწილების ლიცენზიატის მიერ შესასყიდი ელექტროენერგიის საპროგნოზო საშუალო შეწონილი ფასი, რომელიც მოიცავს ელექტროენერგიის შესყიდვასთან დაკავშირებულ კანონმდებლობით გათვალისწინებულ ყველა ხარჯს (თეთრი/კვტსთ); i – ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელის ძაბვის შესაბამისი საფეხური.

ტარიფების გაანგარიშებისას, კომისია ხელმძღვანელობს საწარმოს მიერ სატესტო წელს შესყიდული და განაწილებული ელექტროენერგიის რაოდენობების ფაქტობრივი მონაცემებით, სექტორში მოხმარების დინამიკის გათვალისწინებით ან/და ტარიფის გაანგარიშების წელს სატარიფო წლისთვის დამტკიცებული ელექტროენერგიის საპროგნოზო ბალანსებით.

შესასყიდი ელექტროენერგიის საშუალო შეწონილი ფასის

[210] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016.

[211] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 16.

განსაზღვრისათვის, საწარმო ვალდებულია კომისიას წარუდგინოს სატარიფო წლისათვის ელექტროენერგიის კონკრეტული წყაროებიდან შესყიდვის სავარაუდო რაოდენობა და ფასი, აგრეთვე ელექტროენერგიის შესყიდვასთან დაკავშირებული სხვა საპროგნოზო დანახარჯები. წარმოდგენილი ინფორმაციის გათვალისწინებით კომისია ადგენს საწარმოს მიერ სატარიფო წლისათვის შესყიდული (შესასყიდი) ელექტროენერგიის საშუალო შეწონილ ფასს შემდეგი ფორმულით:[212]

$$P_{საშ}(t+1) = \frac{COSTE(t+1) + COSTGC(t+1) + COSTT(t+1) + COSTD(t+1) + CORR_{ელ.ენერგია}(t+1)}{E_{მიღ}(t+1)} \times 100$$

სადაც: Pსაშ(t+1) – საწარმოს მიერ შესასყიდი ელექტროენერგიის საპროგნოზო საშუალო შეწონილი ფასი სატარიფო წლისთვის (თეთრი/კვტსთ); COSTE(t+1) – საწარმოს მიერ შესასყიდი ელექტროენერგიის ჯამური საპროგნოზო ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი); COSTGC(t+1) - გარანტირებული სიმძლავრის საფასურის ჯამური საპროგნოზო ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი); COSTT(t+1) – გადაცემის ლიცენზიატების მიერ გაწეული გადაცემის მომსახურების ჯამური საპროგნოზო ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი); COSTD(t+1) – დისპეტჩერიზაციის ლიცენზიატის მიერ გაწეული დისპეტჩერიზაციის მომსახურების ჯამური საპროგნოზო ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი); CORRელ.ენერგია(t+1) – ელექტროენერგიის შესყიდვის კორექტირების მაჩვენებელი, რომელიც უზრუნველყოფს სატარიფო წლის ტარიფში ელექტროენერგიის შესყიდვასთან დაკავშირებულ ფაქტობრივ და დაგეგმილ დანახარჯებს შორის სხვაობის ასახვას (ლარი); Eმიღებ(t+1) – საწარმოს მიერ მიწოდების პუნქტებში მიღებული (აღრიცხული) ელექტროენერგიის საპროგნოზო რაოდენობა სატარიფო წლისთვის (კვტ.სთ).

ელექტროენერგიის განაწილების და გატარების ტარიფები ძაბვის თითოეული საფეხურისათვის (თეთრი/კვტსთ) იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[213]

$$T_{i\ განაწ} = \frac{RCB_{i(t+1)}}{E_{iგანაწ(t+1)}} \times 100$$

[212] „ელექტროენერგიის წარმოების, გადაცემის, დისპეტჩერიზაციის და ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის მომსახურების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 17.

[213] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 15.

სადაც: $RCB_{i(t+1)}$ – საწარმოს რეგულირებადი დანახარჯების ბაზის ღირებულება, სატარიფო რეგულირების პერიოდის სატარიფო წლისთვის, მიკუთვნებული ძაბვის i-ურ საფეხურს; $E_{i\ განაწ(t+1)}$ – საწარმოს მიერ ძაბვის i-ურ საფეხურზე ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელით განაწილებული და გატარებული ელექტროენერგიის საპროგნოზო რაოდენობების ჯამი სატარიფო წლისთვის (კვტ.სთ); I – ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელის ძაბვის შესაბამისი საფეხური.

ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშებისთვის რეგულირებადი დანახარჯების ბაზა სატარიფო წლისთვის იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[214]

$$RCB_{(t+1)} = CAPEX_{(t+1)} + cOPEX_{(t+1)} + ncOPEX_{(t+1)} + CNL_{(t+1)} + CORR_{(t+1)}$$

სადაც: $CAPEX_{(t+1)}$ – საწარმოს კაპიტალური დანახარჯები სატარიფო წლისთვის (ლარი); $cOPEX_{(t+1)}$ – საწარმოს კონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯები სატარიფო წლისთვის (ლარი); $ncOPEX_{(t+1)}$ – საწარმოს არაკონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯები სატარიფო წლისთვის (ლარი); $CNL_{(t+1)}$ – ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელში ელექტროენერგიის ნორმატიული დანაკარგების ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი); $CORR_{(t+1)}$ – დანახარჯების კორექტირების მაჩვენებელი.

თავის მხრივ სატარიფო წლისთვის კაპიტალური დანახარჯები იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[215]

$$CAPEX_{(t+1)} = RAB_{(t+1)} \times WACC + D_{(t+1)}$$

სადაც: $RAB_{(t+1)}$ – რეგულირებადი აქტივების ბაზის ღირებულება სატარიფო წლისთვის (ლარი); WACC – რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე ამონაგების ნორმა სატარიფო რეგულირების პერიოდისთვის (%); $D_{(t+1)}$ – წლიური ცვეთა სატარიფო წლისთვის (ლარი).

რეგულირებადი აქტივების ბაზაში არ მონაწილეობს: ინვესტიცია, რომელიც განხორციელდა ან განხორციელდება მესამე მხარის სრული ან ნაწილობრივი დაფინანსებით, ასევე ინვესტიცია, რომელსაც კომისია არ მიიჩნევს დასაბუთებულად და გონივრულად. რეგულირებადი აქტივების ბაზის ღირებულება

[214] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 5.
[215] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 6.

სატარიფო წლის ბოლოს იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[216]

$$RAB(t+1) = TA(t-1) + IA(t-1) - TP(t-1) - RA(t-1,t,t+1) + pINV(t,t+1) - pD(t,t+1) - pTP(t,t+1) + pDTP(t,t+1)$$

სადაც: TA(t-1) – მატერიალური აქტივების ღირებულება სატესტო წლის ბოლოს (ლარი); IA(t-1) – არამატერიალური აქტივების ღირებულება სატესტო წლის ბოლოს (ლარი); TP(t-1) – მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილი აქტივების ღირებულება სატესტო წლის ბოლოს (ლარი); RA(t-1,t,t+1) – სატესტო წელს ექსპლუატაციიდან გასული და ტარიფის გაანგარიშების და სატარიფო წლის საინვესტიციო გეგმის ფარგლებში ექსპლუატაციიდან გასასვლელი აქტივების ღირებულება და გაუფასურების ზარალის ღირებულება სატესტო წლისთვის (ლარი); pINV(t,t+1) – კომისიასთან შეთანხმებული საინვესტიციო გეგმით გათვალისწინებული (დაგეგმილი) აქტივების ღირებულება ტარიფის გაანგარიშების წლისა და სატარიფო წლისთვის (ლარი); pD(t,t+1) – წლიური ცვეთა/ამორტიზაცია ტარიფის გაანგარიშების წლისა და სატარიფო წლისთვის, რომელიც ერიცხება არსებულ და დაგეგმილ მატერიალურ და არამატერიალურ აქტივებს (ლარი); pTP(t,t+1) – მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილი აქტივების ღირებულება ტარიფის გაანგარიშების წლისა და სატარიფო წლისთვის (ლარი); pDTP(t,t+1) – მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილ აქტივებზე დარიცხული წლიური ცვეთა/ამორტიზაცია ტარიფის გაანგარიშების წლისა და სატარიფო წლისთვის (ლარი).

დადგენილების მესამე დანართით დამტკიცებულია, სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები. აღნიშნული ნორმები გამოიყენება 2014 წლის 1 იანვრის შემდეგ ექსპლუატაციაში შესულ აქტივებთან დაკავშირებით, ხოლო 2014 წლის 1 იანვრამდე ექსპლუატაციაში შესულ აქტივებთან მიმართებით, კომისია ითვალისწინებს საწარმოს მიერ გამოყენებულ ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმებს, ხოლო ამ ინფორმაციის არ არსებობის შეთხვევაში, კომისია უფლებამოსილია გამოიყენოს საქართველოს საგადასახადო კოდექსით განსაზღვრული საამორტიზაციო ანარიცხების გაანგარიშების წესი. დადგენილი ნორმა საშუალებას გვაძლევს გავიგოთ თუ რამდენ ხანში შეძლებს ინვესტორი თანხის

[216] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 7.

უკან დაბრუნებას (იხ. დანართი №6. „სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები“).

ტარიფის შემდეგი დიდი კომპონენტი არის საოპერაციო დანახარჯები, რომელიც შედგება კონტროლირებადი და არაკონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯებისაგან. საოპერაციო დანახარჯებმა უნდა უზრუნველყოს საწარმოსათვის შესაბამის რეგულირებად საქმიანობაზე გასაწევი დანახარჯების ანაზღაურება, მათ შორის: ექსპლუატაციისა და მომსახურების დანახარჯები, ადმინისტრაციული და საერთო დანახარჯები. ამასთან აუცილებელია ხარჯები იყოს დასაბუთებული, გონივრული და სამართლიანი.

საწარმოსათვის სატარიფო რეგულირების პერიოდის კონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯების ბაზად აიღება საბაზისო წლის აუდირებული კონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯები, რომელიც სატარიფო რეგულირების პერიოდის ყოველი სატარიფო წლისათვის იცვლება მხოლოდ სამომხმარებლო ფასების ინდექსისა და ეფექტიანობის ფაქტორის გამოყენებით და იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[217]

$$cOPEX(t+1) = cOPEX(t-1) \times (1 + CPIt - Xt) \times (1+CPI(t+1) - X(t+1))$$

სადაც: cOPEX(t–1) – საწარმოს კონტროლირებადი საოპერაციო დანახარჯები სატესტო წლისთვის (ლარი); CPIt – სატესტო წლის ინფლაცია ტარიფის გაანგარიშების წლისთვის (%); Xt – ეფექტიანობის ფაქტორი ტარიფის გაანგარიშების წლისთვის (%); CPI(t+1) – ტარიფის გაანგარიშების წლის ინფლაცია სატარიფო წლისთვის (%); X(t+1) – ეფექტიანობის ფაქტორი სატარიფო წლისთვის (%).

რაც შეეხება არაკონტროლირებად საოპერაციო დანახარჯებს, მასში გაითვალისწინება ყველა ის დანახარჯი, რომლებიც გამოწვეულია გარეშე ფაქტორებით და რომლებზეც საწარმოს გადაწყვეტილების მიღება ან ზეგავლენის მოხდენა არ შეუძლია (გადასახადები, მოსაკრებლები, კომისიის რეგულირების საფასური, ბაზრის ოპერატორის ტარიფი და სხვა). ის იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:[218]

$$ncOPEX(t+1) = ncOPEX(t-1) \times (1 + CPIt) \times (1 + CPI(t+1))$$

სადაც: ncOPEX(t–1) – საწარმოს არაკონტროლირებადი საოპერაციო

[217] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 11.

[218] „ელექტროენერგიის განაწილების, გატარების და მოხმარების ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგია“, 22.09.2016, მუხლი 12.

დანახარჯები სატესტო წლისთვის (ლარი); CPIt – სატესტო წლის ინფლაცია ტარიფის გაანგარიშების წლისთვის (%); CPI(t+1) – ტარიფის გაანგარიშების წლის ინფლაცია სატარიფო წლისთვის (%).

დანახარჯების ალოკაცია ერთ-ერთი მნიშვნელოვანი პრობლემაა, რასაც მარეგულირებელი კომისიები რეგულირების პერიოდში აწყდებიან. თუ საწარმო ეწევა ერთზე მეტ რეგულირებად საქმიანობას და ამასთან, არარეგულირებად საქმიანობასაც, იგი ვალდებულია, სატესტო წლის შემოსავლები და დანახარჯები თითოეული რეგულირებადი და არარეგულირებადი საქმიანობის, ხოლო აქტივების ღირებულება თითოეული რეგულირებადი საქმიანობების მიხედვით კომისიაში წარმოადგინოს განცალკევებულად. ხშირად კომპანიები ცდილობენ რეგულირებადი დანახარჯების ნაწილში ჩასვან არარეგულირებადი ხარჯები და მიიღონ აღნიშნულ ხარჯზე დაფინანსება ტარიფის სახით. ამიტომ ასეთ საკითხებს განსაკუთრებული ყურადღებით ეკიდება მარეგულირებელი კომისია.

საკმაოდ მგრძნობიარე საკითხია ელექტროენერგიის ნორმატიული დანაკარგი, რომლის სიდიდეც საწარმოსათვის დგინდება კომისიის მიერ შესაბამისი ნორმატიული აქტით გათვალისწინებული წესით და მოქმედებს სატარიფო რეგულირების პერიოდში. მაგალითად, სს „ენერგო-პრო ჯორჯიასთვის“ აღნიშნული დანაკარგის ნორმა შეადგენს – 8.26%, ხოლო სს „თელასისთვის“ – 5.34 %.

იმ შემთხვევაში, თუ ელექტროენერგიის გამანაწილებელ ქსელში ელექტროენერგიის ფაქტობრივი დანაკარგი აღემატება შესაბამისი საწარმოსათვის დადგენილ ელექტროენერგიის ნორმატიულ დანაკარგს, სხვაობით მიღებული ზენორმატიული დანაკარგის ღირებულება არ იქნება გათვალისწინებული ტარიფის გაანგარიშებისას და არ აუნაზღაურდება საწარმოს, ხოლო წინააღმდეგ შემთხვევაში სხვაობით მიღებული მოგება რჩება საწარმოს. აღნიშნულიდან გამომდინარე, კომპანიის ინტერესია შეამციროს დანაკარგები და ამ გზით რეგულირების პერიოდში მიღებული მოგება დარჩეს მას.

ელექტროენერგიის განაწილების და გატარების ტარიფები დგინდება ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელის ძაბვის შემდეგი საფეხურების მიხედვით:

ა) 0,2-0,4 კილოვოლტ ძაბვაზე;

ბ) 3,3-6-10 კილოვოლტ ძაბვაზე;

გ) 35-110 კილოვოლტ ძაბვაზე.

ინვესტიციების ტარიფზე გავლენის ასასახად, მეთოდოლოგიურ საფუძვლებზე დაყრდნობით, შეგვიძლია განვიხილოთ მაგალითი. დავუშვათ მოცემული გვაქვს RAB (რეგულირებადი აქტივების ბაზა) 12 მლნ ლარი, WACC-ის მიხედვით აქტივებზე ამონაგების ოდენობა იქნება RAB * WACC = 12*13.54% = 1.625 მლნ ლარი, ვთქვათ ცვეთის ღირებულება წლის ბოლოსთვის იქნება 0.5 მლნ ლარი და OPEX (საოპერაციო დანახარჯები) 1 მლნ ლარი, მაშინ CAPEX (კაპიტალური დანახარჯები) = 1.625+0.5 = 2.125 და RCB (რეგულირებადი დანახარჯების ბაზა) = CAPEX + OPEX = 2.125 + 1 = 3.125 მლნ ლარი. ელექტროენერგიის გამანაწილებელი ქსელით განაწილებული და გატარებული ელექტროენერგიის საპროგნოზო რაოდენობების ჯამი E სატარიფო წლისთვის 70 მლნ კვტ.სთ. მონაცემებზე დაყრდნობით ტარიფი იქნება 3.125/70 * 100 = 4.464 თეთრი/კვტსთ. თუ $P_{საშ(t+1)}$ = 9 თეთრი/კვტსთ, მაშინ ელექტროენერგიის მოხმარების ტარიფი იქნება 13.464 თეთრი/კვტსთ. დამატებითი 1 მლნ ლარის ინვესტიცია კი ტარიფს გაზრდის 0.253 თეთრი/კვტსთ-ით (1.88%).

თუ იმ დაშვებით ვიხელმძღვანელებთ, რომ ბაზარზე მხოლოდ ერთი გენერაციის ობიექტია, მაშინ გენერაციის ნაწილში განხორციელებული ინვესტიცია პირდაპირ გავლენას მოახდენს სამომხმარებლო ტარიფზე, ხოლო თუ რამდენიმეა, მაშინ შესყიდვის საშუალო შეწონილი ფასიც განსხვავებული იქნება და ტარიფზე გავლენაც - ნაკლები, როგორც ერთი ობიექტის არსებობის შემთხვევაში. ამიტომაც აუცილებელია ბაზარი იყოს კონკურენტული, რათა ინვესტიციის გავლენა იყოს ნაკლები. რაც შეეხება განაწილების ტარიფს, გამანაწილებელი კომპანიის მიერ განხორციელებული ინვესტიცია პირდაპირ გავლენას ახდენს ტარიფზე.

ცხრილი №22. ელექტროენერგიის მოხმარების ტარიფის გაანგარიშების სტრუქტურა[219]

კომპონენტები	ზომის ერთეული	მაგალითი 1	მაგალითი 2
RAB	მლნ ლარი	12	12
INV	მლნ ლარი	0	1
WACC	%	13.54%	13.54%
RAB*WACC	მლნ ლარი	1.625	1.76
D	მლნ ლარი	0.5	0.542
CAPEX = RAB*WACC+ D	მლნ ლარი	2.125	2.302

[219] მოდელი აგებულია ავტორის მიერ ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიის საფუძველზე პირობითი დაშვებით.

OPEX	მლნ ლარი	1	1
RCB = CAPEX+OPEX	მლნ ლარი	3.125	3.302
E	კვტ·	70	70
T განაწ = RCB / E	თეთრი/კვტსთ	**4.464**	**4.717**
P საშ	თეთრი/კვტსთ	**9**	**9**
T მოხმ. = P საშ + T განაწ	თეთრი/კვტსთ	**13.464**	**13.717**

დიაგრამაზე №52 ასახულია 2014 წლამდე მოქმედი, 2016 და 2017 წლებში მოქმედი ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფების მონაცემები. შედარება გაკეთებულია ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფების ძველი და ახალი მეთოდოლოგიების კუთხით. ამასთან, 2015 წელს ექსპლუატაციაში შევიდა გარდაბნის თბოსადგური და შესაბამისად ტარიფიც მას შემდეგ ამოქმედდა.

აღნიშნულ პერიოდში, ახალი მეთოდოლოგიის შესაბამისად არ გაანგარიშებულა ტარიფი შემდეგი ჰესებისთვის: ხრამჰესი 1, ხრამჰესი 2, ხადორჰესი, ვარციხეჰესი და ჟინვალჰესი.

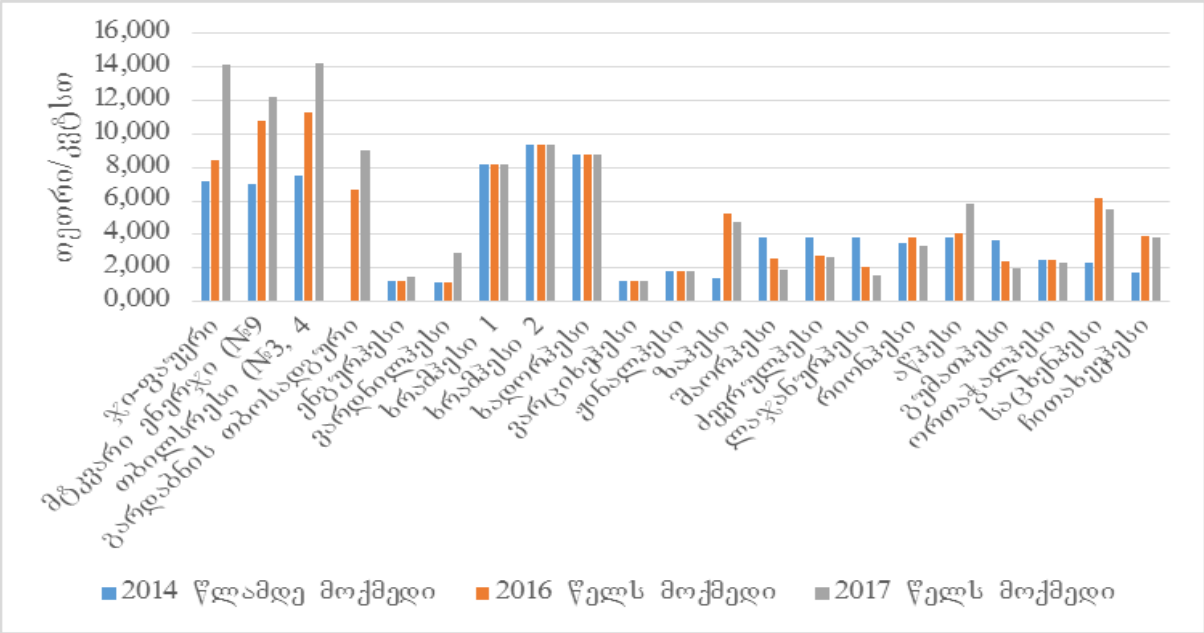
2016 წლის სექტემბერ-ოქტომბერში, გარანტირებული სიმძლავრის საფასურისა და გარანტირებული სიმძლავრის წყაროს ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფის დადგენის მოთხოვნით, თბოელექტროსადგურების მიერ კომისიაში წარდგენილ იქნა შესაბამისი სატარიფო განაცხადები. შედეგად, „ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ“ კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილებაში ცვლილების შეტანის შესახებ“ კომისიის 2016 წლის 21 დეკემბრის №31, №32, №33 და №34 დადგენილებებით შემდეგი საწარმოებისთვის – შპს „გარდაბნის თბოსადგური“ (კომბინირებული ციკლის აირტურბინული ელექტროსადგური), შპს „მტკვარი ენერჯი“ (თბილსრესის მე-9 ბლოკი), შპს „საქართველოს საერთაშორისო ენერგეტიკული კორპორაცია“ (თბილსრესის მე-3 და მე-4 ბლოკები) და შპს „ჯიფაუერი“ (აირტურბინული ელექტროსადგური) დამტკიცდა გარანტირებული სიმძლავრის საფასურები და გარანტირებული სიმძლავრის წყაროს ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფები 2017 სატარიფო წელზე.

2016 წელს ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფები ასევე დადგინდა ჯამში 12 ჰიდროელექტროსადგურისთვის, მათ შორის, შპს „ენგურჰესის“, შპს „ვარდნილჰესების კასკადის,“ სს „ზაჰესისა“ და სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ საკუთრებაში არსებული ჰიდროელექტროსადგურებისთვის – ჩითახევჰესი, რიონჰესი, ლაჯანურჰესი, ძევრულჰესი, აწჰესი, გუმათჰესების კასკადი, შაორჰესი,

საცხენჰესი და ორთაჭალჰესი.[220]

ანალიზის შედეგად იკვეთება, რომ რიგ შემთხვევებში ტარიფი გაეზარდათ ძირითადად თბოელექტროსადგურებს, რაც გამოწვეულია იმპორტირებული ბუნებრივი აირის ღირებულებით (ფასი დაფიქსირებულია დოლარში, ხოლო გადახდა ხორციელდება ეკვივალენტ ლარებში). უცვლელად დატოვებული ჰესების ტარიფების გადათვლა კომისიის მხრიდან არ განხორციელებულა.

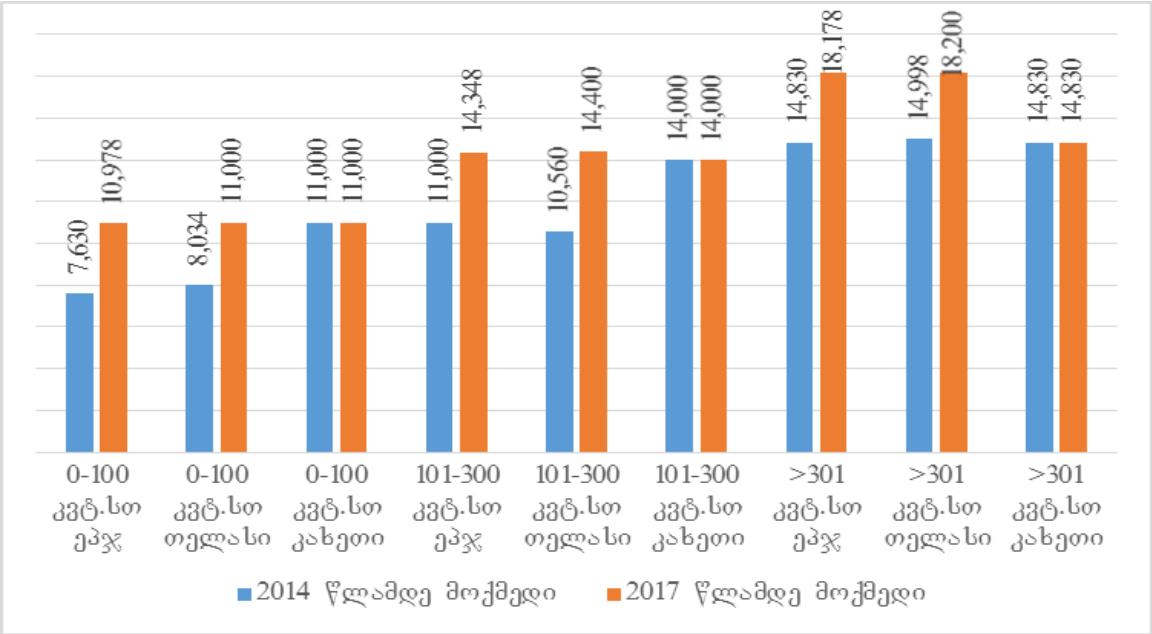
დიაგრამა №52. ელექტროენერგიის წარმოების ტარიფები[221]



დიაგრამაზე №53 წარმოდგენილია საქართველოს ტერიტორიაზე საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისთვის ელექტროენერგიის განაწილების დადგენილი ტარიფები მოხმარებული კვტ.სთ-ის მიხედვით (საფეხურებრივი ტარიფი). აღნიშნული ჩაშლა მომდინარეობს მოსახლეობის სოციალური დაცვის დამატებითი გარანტიების შექმნის და ელექტროენერგიის რაციონალური გამოყენების ხელშეწყობის მიზნით, საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისთვის (მოსახლეობისთვის) 220/380 ვოლტ ძაბვაზე მოხმარებული ელექტროენერგიის რაოდენობის მიხედვით ელექტროენერგიის შესასყიდი ზღვრული ტარიფები (30 კალენდარულ დღეში). სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციისთვის“ ტარიფი ახალი მეთოდოლოგიის შესაბამისად არ გადათვლილა.

[220] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის საანგარიშო პერიოდის ანგარიში, გვ. 26-27.
[221] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება – ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ, 26.12.2016.

დიაგრამა №53. საყოფაცხოვრებო მომხმარებლებისთვის დადგენილი ტარიფები[222]



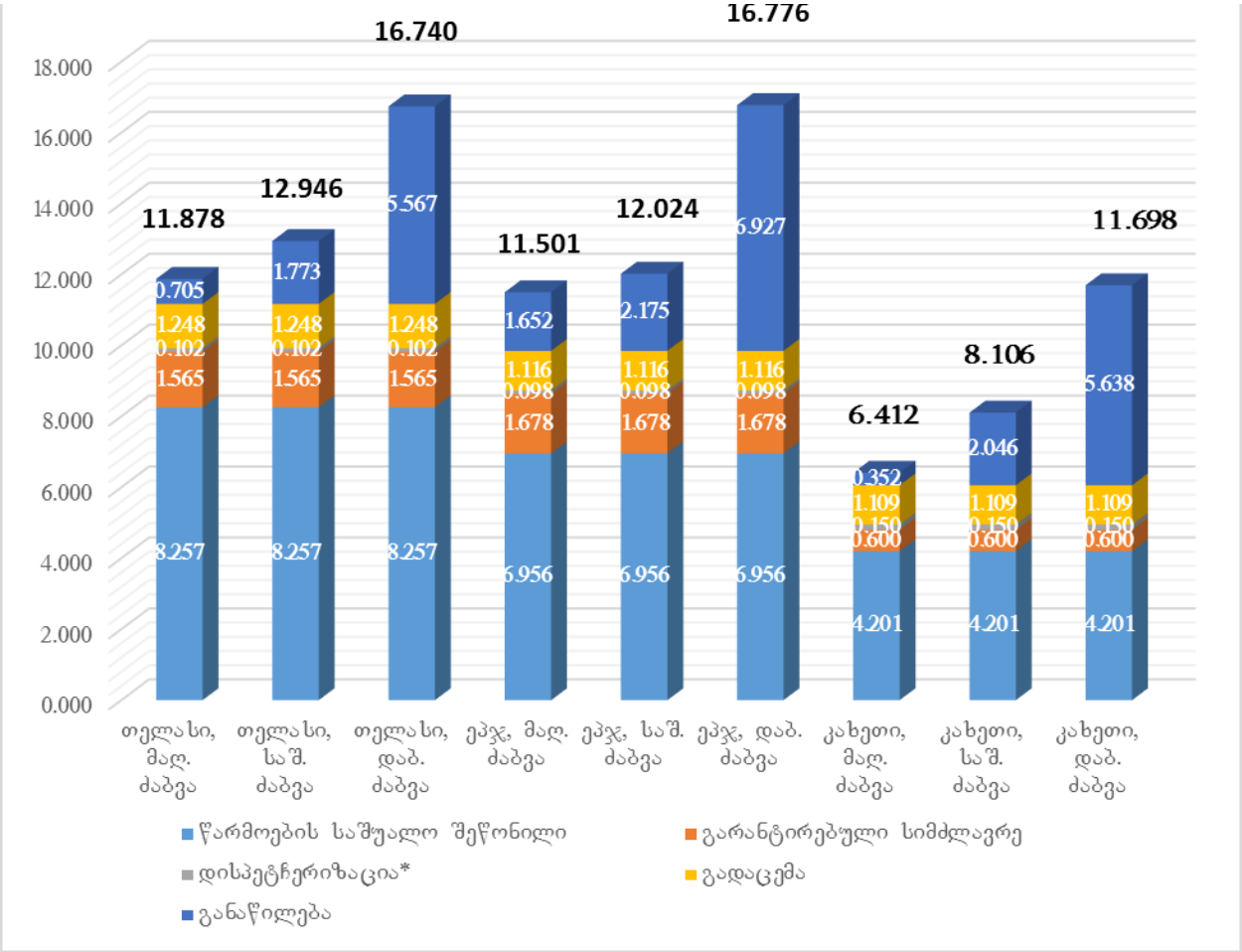
დიაგრამაზე №54 ჩაშლილად არის წარმოდგენილი 2016 წელს მოქმედი სამომხმარებლო ტარიფის (სატარიფო კატეგორია) კომპონენტები, შესაბამისი ღირებულებით. ამასთან, დისპეტჩერიზაციის ტარიფი სამივე გამანაწილებელი კომპანიის ტარიფში განსხვავებული ღირებულებით არის ასახული, რაც გამოწვეულია სს „საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემისთვის“ სემეკის მიერ დადგენილი ტარიფების ცვლილებით, რომელიც წინ უსწრებდა სამომხმარებლო ტარიფის გაანგარიშებას. 2015 წლის სექტემბრის თვეში დადგინდა სს „თელასის“ მიერ განაწილებული ელექტროენერგიის ტარიფი, რომელშიც დისპეტჩერიზაციის მომსახურების თანხა გათვალისწირებულია 0.102 თეთრი/კვტსთ-ზე, ხოლო სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ ტარიფში აღნიშნული მონაცემი შეადგენს 0.098 (სემეკის 2015 წლის 22 დეკემბრის №36 დადგენილებით შევიდა ძალაში). აღნიშნულის გათვალისწინებით შეგვიძლია ვთქვათ, რომ სს „თელასისთვის“ ტარიფის გაანგარიშება, რომ მომხდარიყო 2015 წლის ბოლოსთვის, მაშინ ტარიფში ასახვას ჰპოვებდა 0.098 თეთრი/კვტსთ და სამომხმარებლო ტარიფი 0.004 თეთრი/კვტსთ-ით ნაკლები იქნებოდა.

სემეკის დადგენილებით ტარიფები მტკიცდება დამატებული ღირებულების გადასახადის გარეშე და დიაგრამებზე წარმოდგენილი მონაცემები შესაბამისად

[222] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება – ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ, 26.12.2016.

დღგ-ის გარეშეა.

დიაგრამა №54. 2016 წელს მოქმედი ელექტროენერგიის სამომხმარებლო ტარიფები[223]



[223] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება – ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ, 26.12.2016.

3.2 ტარიფის ცვლილებით მიღებული ფინანსური შედეგები გამანაწილებელი კომპანიებისთვის

ელექტროენერგეტიკის სექტორში 2006 წელს საყოფაცხოვრებო სექტორისათვის (მოსახლეობისათვის) შემოღებული იქნა ე.წ. „საფეხურებრივი ტარიფი“, რომელიც მოსახლეობის სოციალური დაცვის დამატებითი გარანტიების შექმნას და ელექტროენერგიის რაციონალური გამოყენების ხელშეწყობას ემსახურებოდა. სატარიფო პოლიტიკის შესაბამისად, ელექტროენერგიის საფასურის გადახდა ელექტროენერგიის მომხმარებელს უწევს მოხმარებული ელექტროენერგიის საფეხურებრივი ტარიფის მიხედვით. შესაბამისად, მომხმარებელი, რომელიც მეტ ელექტროენერგიას მოიხმარს, ელექტროენერგიის საფასურს იხდის მაღალი ტარიფით. ევროპის ბევრ ქვეყანაში ეს წესი პირიქით მოქმედებს – რაც უფრო მეტს მოიხმარს აბონენტი ნაკლები ტარიფით უწევს გადახდა, ან კიდევ საათობრივი ტარიფია დაწესებული პიკური დატვირთვების თავიდან აცილების მიზნით.

საქართველოში აღნიშნული ტარიფის შემოღებით მოსახლეობის ნაწილი, რომლებიც ინდივიდუალური მრიცხველით მოიხმარენ ელექტროენერგიას, გამანაწილებელი კომპანიების მიხედვით წარმოდგენილია დიაგრამებზე №55-№57. 2015 წელს სს „თელასის“ ელექტროენერგიის საყოფაცხოვრებო მოხმარების 60%-მდე მოდის „საფეხურებრივი ტარიფის“ I და II საფეხურებზე, რაც მიუთითებს ელექტროენერგიის დაზოგვის სერიოზულ მოტივაციაზე. რაც შეეხება „საფეხურებრივი ტარიფის“ III საფეხურს, იგი 2015 წელს 39.3%-ია (შემცირებულია 2014 წელთან შედარებით 41.6%).[224]

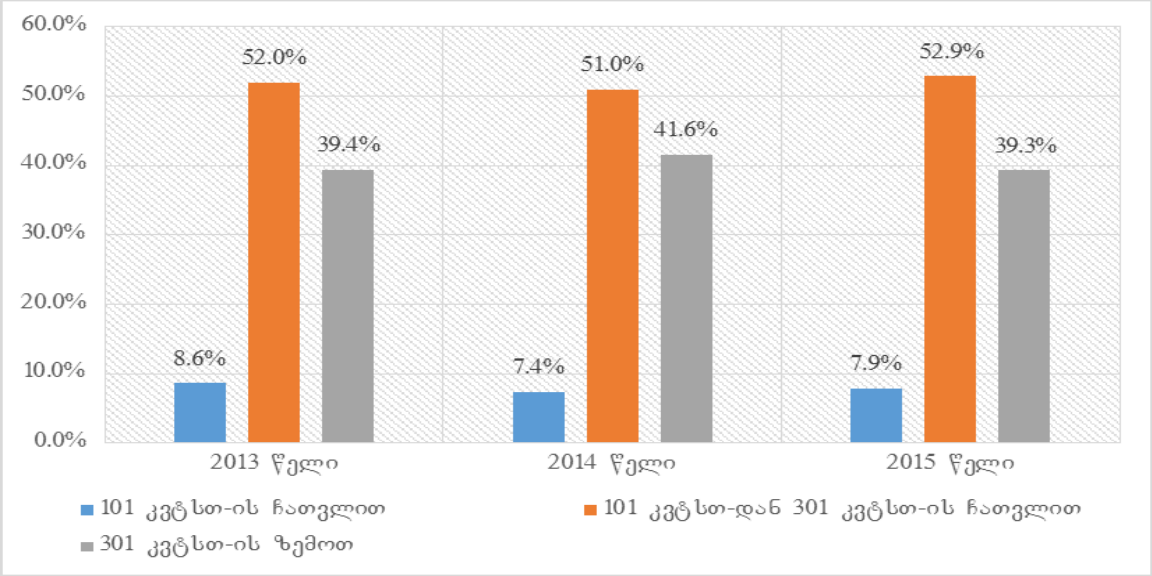
რაც შეეხება სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ საყოფაცხოვრებო აბონენტების მიერ მოხმარებულ ელექტროენერგიას, 2015 წელს ჯამური მოხმარების 75%-მდე „საფეხურებრივი ტარიფის“ I და II საფეხურებზე მოდის, ხოლო III საფეხურზე მხოლოდ 25%-ია. იგივე მონაცემები სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ საყოფაცხოვრებო აბონენტებისთვის შეადგენს - 88%-ს, ხოლო III საფეხურზე მხოლოდ 12%-ს.

თუ სამივე გამანაწილებელ კომპანიას შევადარებთ ერთმანეთს, შედეგად მივიღებთ, რომ სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ საყოფაცხოვრებო მომხმარებელთა მიერ ელექტროენერგია ძირითადად მოხმარებულია I და II

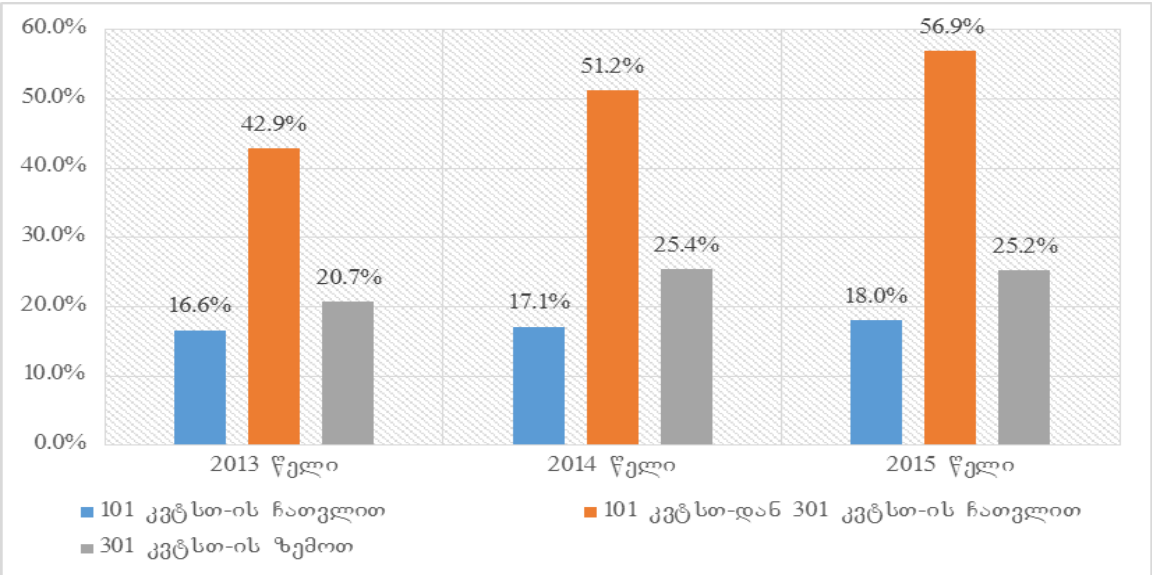
[224] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 73-75.

საფეხურის ტარიფებით, ხოლო III საფეხურით სარგებლობს ძირითადად თბილისის მოსახლეობა (სს „თელასის“ III საფეხურის ტარიფი ყველაზე მაღალია გამანაწილებელ კომპანიებში).

დიაგრამა №55. სს „თელასის“ საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ ელექტროენერგიის მოხმარების წილები „საფეხურებრივი ტარიფების“ მიხედვით[225]

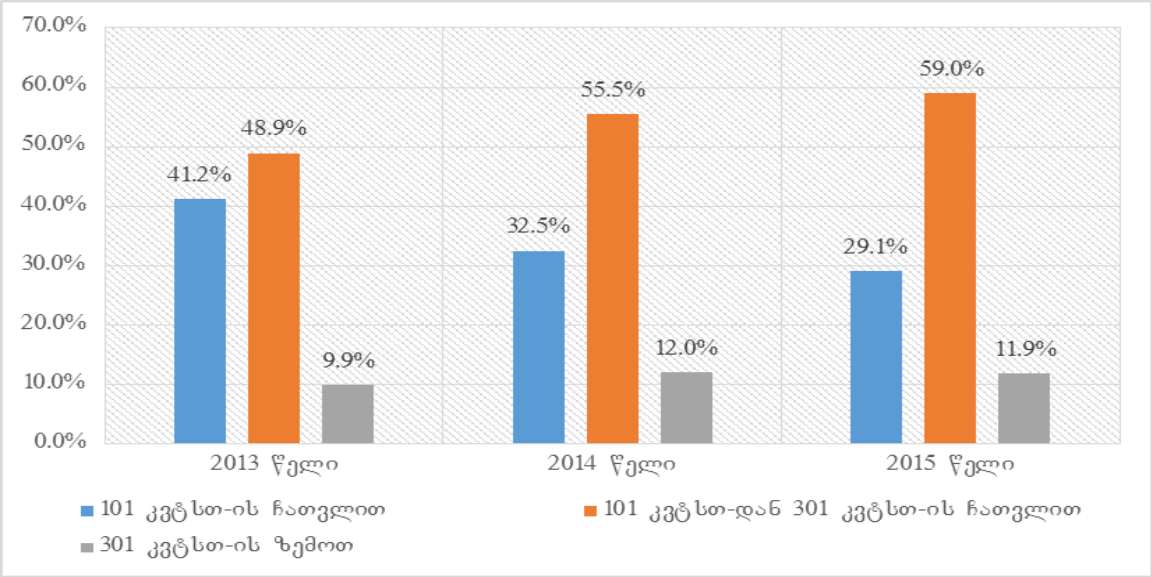


დიაგრამა №56. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ ელექტროენერგიის მოხმარების წილები „საფეხურებრივი ტარიფების“ მიხედვით [226]



[225] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 73.
[226] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 73.

დიაგრამა №57. სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ ელექტროენერგიის მოხმარების წილები „საფეხურებრივი ტარიფების“ მიხედვით[227]



ცხრილში №23 წარმოდგენილია მარეგულირებელი კომისიის მიერ ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიებისთვის 2017 წლისთვის დადგენილი საფეხურებრივი ტარიფების ოდენობები. პირველი და მეორე საფეხურები თითქმის თანაბარია ყველა კომპანიისთვის, ხოლო მესამე საფეხური ყველაზე მაღალი სს „თელასის“ აბონენტებისთვის არის (18.200 თეთრი/კვტსთ).

ცხრილში №24 წარმოდგენილია მარეგულირებელი კომისიის მიერ ელექტროენერგიის გამანაწილებელი კომპანიებისთვის 2017 წლისთვის დადგენილი საფეხურებრივი ტარიფები დღგ-ის ჩათვლით.

ცხრილი №23. ელექტროენერგიის საფეხურებრივი ტარიფები (დღგ-ის გარეშე) 2017 წელი[228]

საფეხურებრივი ტარიფები (თეთრი/კვტსთ / კომპანია)	სს „თელასი“	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“
101 კვტსთ-ის ჩათვლით	11.000	10.978	11.000
101 კვტსთ-დან 301 კვტსთ-ის ჩათვლით	14.400	14.348	14.000
301 კვტსთ-ის ზემოთ	18.200	18.178	14.830

[227] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2015 წლის საანგარიშო პერიოდის წლიური ანგარიში, გვ. 74.
[228] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება, ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ, მუხლი 10-11[1].

ცხრილი №24. ელექტროენერგიის საფეხურებრივი ტარიფები (დღგ-ის ჩათვლით) 2017 წელი[229]

საფეხურებრივი ტარიფები (თეთრი/კვტსთ / კომპანია)	სს „თელასი“	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“
101 კვტსთ-ის ჩათვლით	12.980	12.954	12.980
101 კვტსთ-დან 301 კვტსთ-ის ჩათვლით	16.992	16.931	16.520
301 კვტსთ-ის ზემოთ	21.476	21.450	17.499

ცხრილში №25 წარმოდგენილია საფეხურებრივი ტარიფის მიხედვით რა შემოსავალს იღებს ცალკეული კომპანია. მაგალითად, თუ სს „თელასის“ აბონენტი მოიხმარს 101 კვტსთ-ს, მაშინ მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასური იქნება 11.11 ლარი (101 კვტსთ * 11 თეთრი/კვტსთ). თუ 1 კვტსთ-ით გაიზრდება ელექტროენერგიის მოხმარება, საფასური განისაზღვრება უკვე მეორე საფეხურის ტარიფით - 14.4 თეთრი/კვტსთ-ით და იქნება 14.69 ლარი. უკვე სხვაობა ტარიფებს შორის მომხმარებელს დააზარალებს 3.58 ლარით, ხოლო კომპანიას შემოსავალს გაუჩენს. რაც შეეხება მესამე საფეხურის ტარიფს, სხვაობა 301 კვტსთ და 302 კვტსთ-ს შორის, 11.62 ლარის განსხვავებას წარმოშობს (ცხრილი №27).

ცხრილი №25. საფეხურებრივი ტარიფით მიღებული შემოსავალი[230]

მოხმარებული კვტსთ / ელექტროენერგიის საფასური ლარი	სს „თელასი“	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“
101 კვტსთ	11.11	11.09	11.11
102 კვტსთ	14.69	14.63	14.28
301 კვტსთ	43.34	43.19	42.14
302 კვტსთ	54.96	54.90	44.79

ცხრილში წარმოდგენილია კომპანიების მიხედვით საფეხურებრივი ტარიფით წარმოშობილი სხვაობა, რომელსაც მომხმარებელი იხდის.

[229] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება, ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ, მუხლი 10-11[1].
[230] ცხრილი აგებულია გაანგარიშების საფუძველზე.

ცხრილი №26. სხვაობა „საფეხურებრივ ტარიფებს“ შორის[231]

სხვაობა (ლარი)	სს „თელასი“	სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“
დამატებითი შემოსავალი I და II საფეხურებს შორის	3.58	3.55	3.17
დამატებითი შემოსავალი II და III საფეხურებს შორის	11.62	11.71	2.65

კომპანიებს აღნიშნული საფეხურებრივი ტარიფის საფუძველზე უჩნდებათ ინტერესი მომხმარებელს მაღალი ტარიფით დაარიცხონ. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილებით „ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ“ განსაზღვრულია, რომ მოხმარებული ელექტროენერგიის რაოდენობის მიხედვით დადგენილი ტარიფები არაგამჭოლია; ყოველი მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასურს იხდის 30 კალენდარულ დღეში მოხმარებული ელექტროენერგიის სრულ ოდენობაზე იმ ტარიფით, რომელიც დაწესებულია მოხმარებული ელექტროენერგიის შესაბამის რაოდენობაზე, ხოლო საერთო მოხმარების მრიცხველებით დარიცხვისას, მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასურს იხდიან პირველი საფეხურის ტარიფით.[232]

მარეგულირებელ კომისიაში ხშირია მომხმარებელთა საჩივრები ტარიფის დარიცხვასთან დაკავშირებით – როცა კომპანიები მრიცხველის ჩვენების აღებისას არასრულ 30 დღეზე სავარაუდო დარიცხვის მიხედვით ანგარიშობენ მოხმარებულ კვტსთ-ებს. ისინი ვერ ახერხებენ ყოველთვის 30 დღიანი ინტერვალი დაიცვან მრიცხველის ჩვენების წასაკითხად, შედეგად კი მომხმარებლები ზარალდებიან ფინანსურად, ვინაიდან მათ შესაძლოა სხვა საფეხურის (მაღალი) ტარიფით მოუწიოთ ელექტროენერგიის საფასურის გადახდა. კომისიამ რამდენჯერმე განმარტა, რომ აღნიშნული მიდგომა არასწორია და კომპანიებიც შესაბამისად დააჯარიმა.

ცხრილებში №27 და №28 წარმოდგენილია მომხმარებელთა რაოდენობები და მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობები კატეგორიების (საყოფაცხოვრებო, არასაყოფაცხოვრებო და პირდაპირი მომხმარებლები) მიხედვით 2011-2016 წლებში.

[231] აგებულია ცხრილი №25-ის საფუძველზე.
[232] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება, ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ, მუხლი 12.

ცხრილი №27. მომხმარებელთა რაოდენობა 2011-2016 წლები[233]

მომხმარებელთა კლასიფიკაცია/წლები	2011	2012	2013	2014	2015	2016
საცალო მომხმარებელი	1 522 259	1 581 896	1 623 110	1 664 802	1 653 549	1 688 903
მათ შორის: საყოფაცხოვრებო	1 446 887	1 499 971	1 529 187	1 566 277	1 556 003	1 562 485
არასაყოფაცხოვრებო	75 372	81 925	93 923	98 525	97 546	126 418
პირდაპირი მომხმარებელი	9	7	7	5	4	4
სულ	1 522 268	1 581 903	1 623 117	1 664 807	1 653 553	1 688 907

ცხრილი №28. მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობა კატეგორიების მიხედვით 2011-2016 წლები[234]

ელექტროენერგიის მოხმარება/წლები	2011	2012	2013	2014	2015	2016
მოხმარება საყოფაცხოვრებო (ათასი კვტ.სთ)	2 158 000	2 167 000	2 273 000	2 449 000	2 463 000	2 423 000
მოხმარება არასაყოფაცხორებო (ათასი კვტ.სთ)	2 956 000	3 473 000	3 675 000	3 942 000	4 269 000	4 803 000
პირდაპირი მომხმარებლები (ათასი კვტ.სთ)	1 834	1 584	1 565	1 554	1 222	1 209
სულ	5 115 834	5 641 584	5 949 565	6 392 554	6 733 222	7 227 209

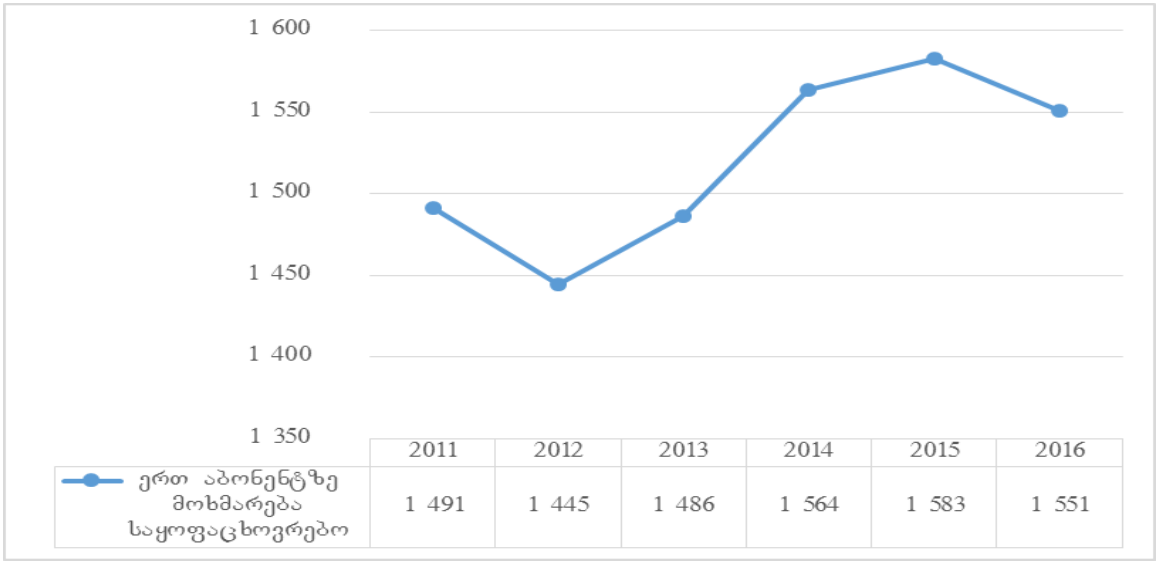
დიაგრამაზე №58 და №59 წარმოდგენილია საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ მოხმარებული ენერგიის ოდენობა 2011-2016 წლებში. 2016 წელს 7%-ით გაიზარდა საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მიერ ელექტროენერგიის მოხმარება 2012 წელთან შედარებით, მაგრამ ყველაზე დიდი აღნიშნული წლიური მაჩვენებელი 2015 წელს დაფიქსირდა (1 583 კვტსთ წლის მანძილზე). რაც შეეხება არასაყოფაცხოვრებო მოხმარებას ერთ აბონენტზე 2016 წელს შემცირდა, რაც გამოიწვია ახალი აბონენტების ქსელზე დაერთებამ წინა წელთან შედარებით (აბონენტების რაოდენობა გაიზარდა 30%-ით). ასევე 2012 წლიდან 2013 წლამდე ერთ აბონენტზე მოხმარების შემცირება გამოიწვია აბონენტების რაოდენობის მკვეთრმა ზრდამ ამ პერიოდში.

თუ წარმოდგენილ 2016 წლის მონაცემებს ერთიან ჭრილში გავაანალიზებთ, როგორც საყოფაცხოვრებო ისე არასაყოფაცხოვრებო მოხმარებამ ერთ აბონენტზე იკლო, ხოლო ზოგადად სექტორში მოხმარება გაიზარდა. მომხმარებლების

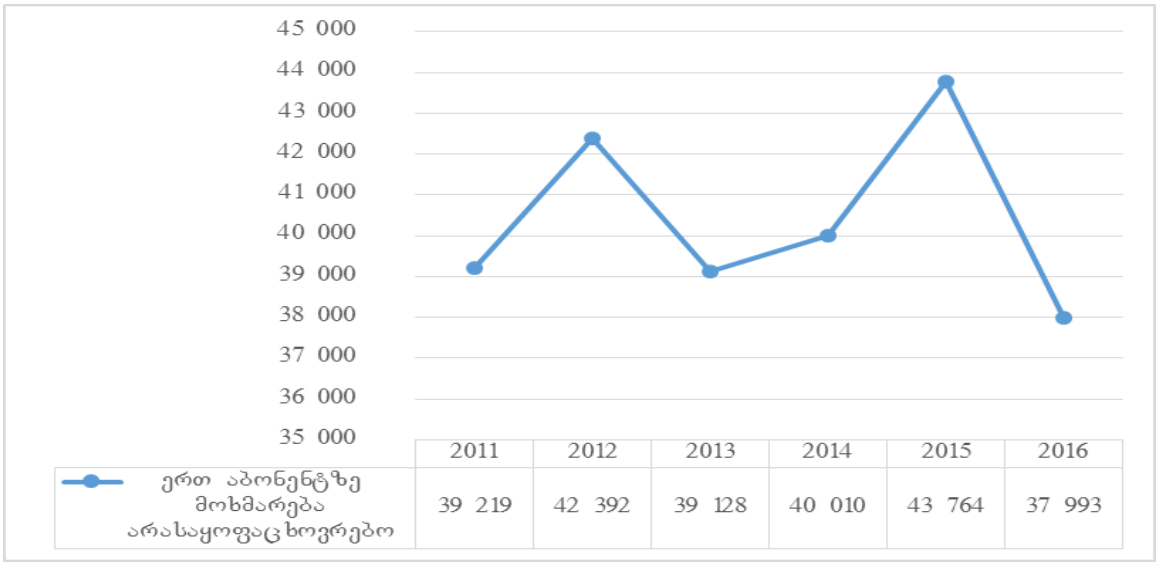
[233] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის წლიური ანგარიში, გვ. 73.
[234] www.esco.ge

რაოდენობა გაზრდილია 2.14%-ით, ხოლო მოხმარება ერთ აბონენტზე შემცირდა 13%-ით. გამანაწილებელი კომპანიების საშუალო მოხმარების დინამიკა წარმოდგენილია დიაგრამების №58 - №61 სახით.

დიაგრამა №58. ერთ აბონენტზე მოხმარება (კვტ.სთ) (საყოფაცხოვრებო) 2011-2016 წლები[235]

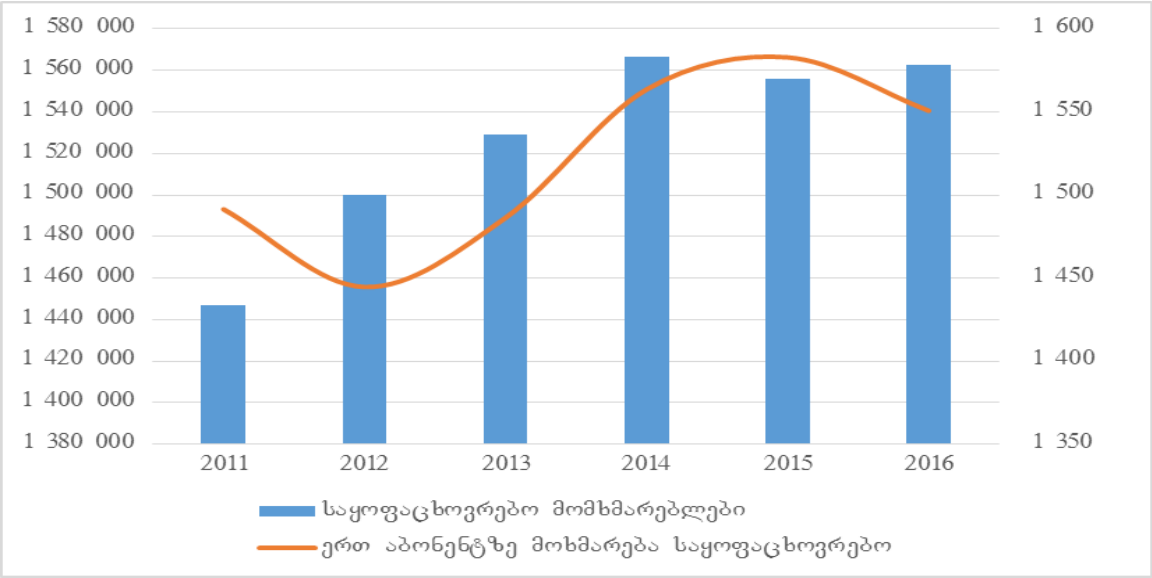


დიაგრამა №59. ერთ აბონენტზე მოხმარება (კვტ.სთ) (არასაყოფაცხოვრებო) 2011-2016 წლები[236]

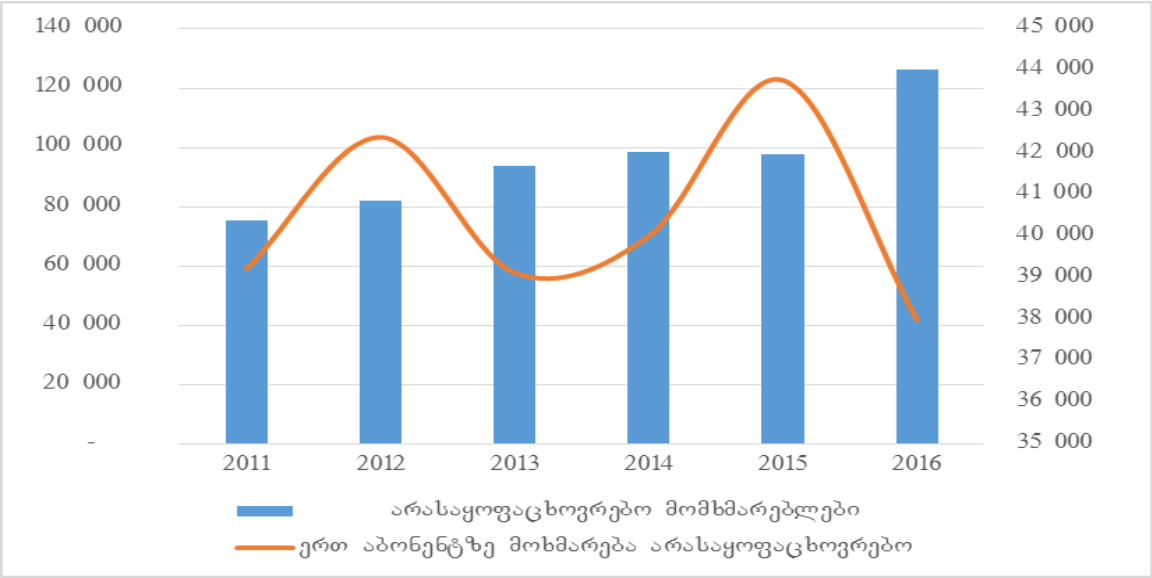


[235] დიაგრამა აგებულია ცხრილების №28 და №29 საფუძველზე.
[236] დიაგრამა აგებულია ცხრილების №28 და №29 საფუძველზე.

დიაგრამა №60. დამოკიდებულება მოხმარებასა და აბონენტების რაოდენობას შორის (საყოფაცხოვრებო) 2011-2016 წლები[237]



დიაგრამა №61. დამოკიდებულება მოხმარებასა და აბონენტების რაოდენობას შორის (არასაყოფაცხორებო) 2011-2016 წლები[238]

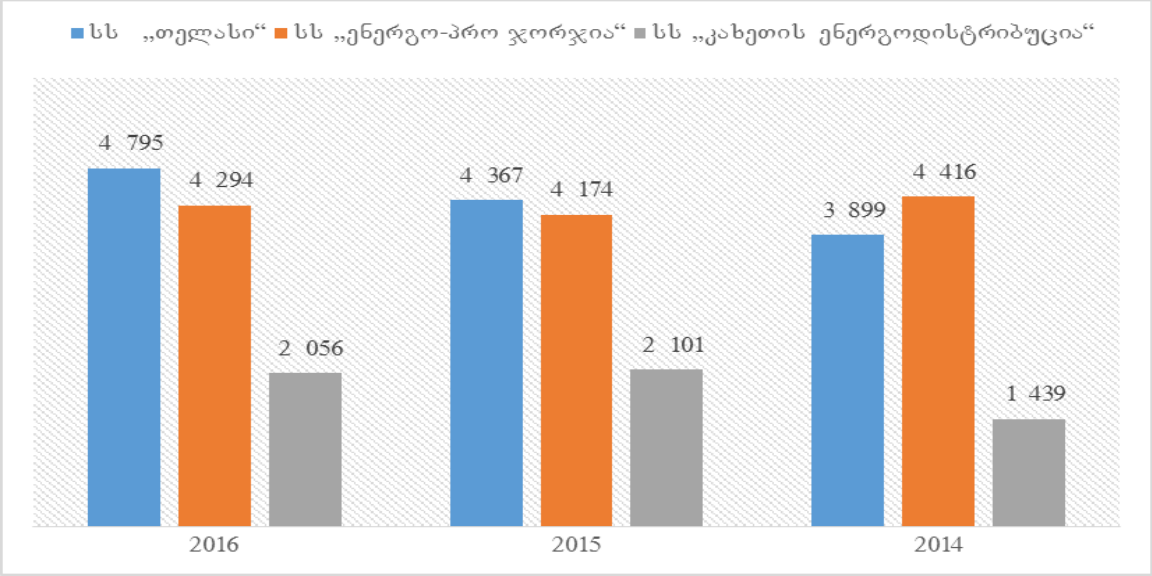


დიაგრამაზე №62 შედარებულია გამანაწილებელი კომპანიების მიერ 2014-2016 წლებში საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების წლიური საშუალო მოხმარება ერთ აბონენტზე. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მოხმარების რაოდენობამ იკლო 2014 წლიდან 2015 წლამდე. აღნიშნული გამოწვეულია შემდეგი

[237] დიაგრამა აგებულია ცხრილების №28 და №29 საფუძველზე.
[238] დიაგრამა აგებულია ცხრილების №28 და №29 საფუძველზე.

მიზეზებით: 2015 წელს მასიურად განხორციელდა საერთო მრიცხველის მქონე აბონენტების გამრიცხველიანება და ელექტროენერგიის მოხმარების ტარიფი გაიზარდა.

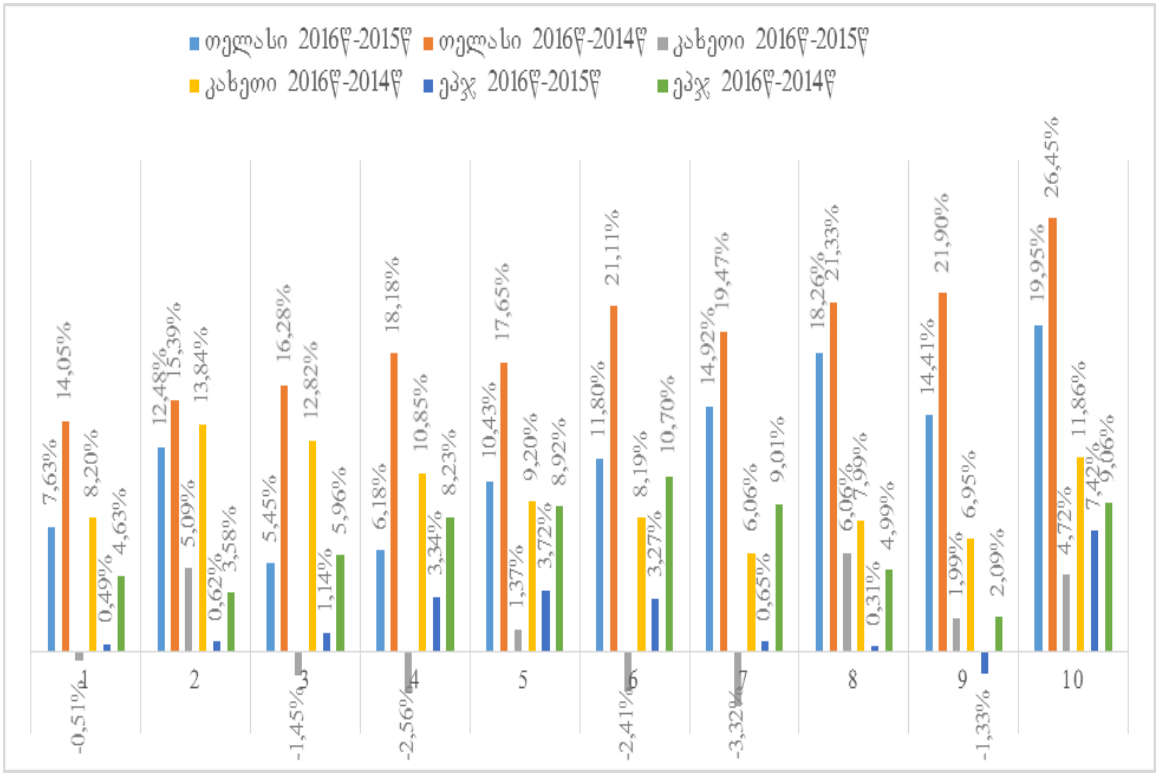
დიაგრამა №62. ერთ აბონენტზე მოხმარება 2011-2016 წლები[239]



დიაგრამაზე №63 ჩანს, რომ ტარიფის ზრდასთან ერთად, როგორ გაიზარდა (თვეების ჭრილში) ელექტროენერგიის მოხმარება ძირითადად „თელასისა“ და „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მომხმარებლების მიერ, ხოლო „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ მოხმარება არ გაზრდილა, პირიქით შემცირდა კიდეც, მიუხედავად იმისა, რომ მისი ტარიფი არ შეცვლილა სემეკის დადგენილების შესაბამისად (შემცირება შესაძლოა გამოწვეული იყოს მოსახლეობის გამრიცხველიანებით და აღრიცხვის მოწესრიგებით). ყველაზე დიდი ზრდა 26.45% შეიმჩნევა 2016 წლის ოქტომბრის თვეში 2014 წლის ოქტომბრის თვესთან შედარებით. როგორც ჩანს, ელექტროენერგია ერთგვარად წარმოადგენს გიფენის საქონელს, რომელზე მოთხოვნაც იზრდება ფასის ზრდასთან ერთად, რაც არღვევს მოთხოვნის კანონს. გიფენის საქონლის შემთხვევაში უფრო იაფი ახლო შემცვლელები არ არსებობს, ამიტომ მომხმარებელი იძულებულია გაზარდოს ასეთი საქონლის მოხმარება, მაშინაც კი როდესაც მისი ფასი იზრდება. სხვა თანაბარ პირობებში, ფასების ზრდა მოთხოვნის რაოდენობას ამცირებს (მოთხოვნის საფასო ელასტიკურობა უარყოფითია), ანუ ფასისა და მოთხოვნის რაოდენობის ცვლილება საპირისპირო მიმართულებით მოძრაობს.

[239] დიაგრამა აგებულია ცხრილების №28 და №29 საფუძველზე.

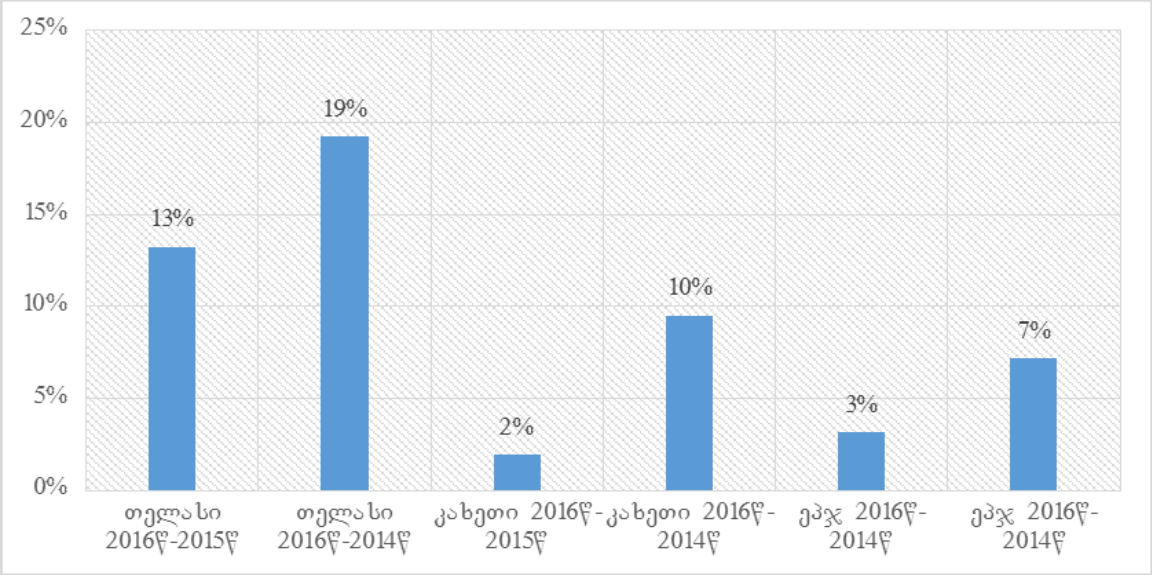
დიაგრამა №63. გამანაწილებელი კომპანიების მიერ მომხმარებელზე მიწოდებული ელექტროენერგიის 2016 წლის მოცულობების პროცენტული შედარება 2015 და 2014 წლებთან[240]



რაც შეეხება დიაგრამა №64, ის გვიჩვენებს გამანაწილებელი კომპანიების მომხმარებლების მიერ 2016 წელს მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობების 2015 და 2014 წლებთან პროცენტულ შედარებას. ძირითადი ზრდა დაფიქსირდა სს „თელასის“ მომხმარებლების მხრიდან მიუხედავად ტარიფის ცვლილებისა (რაც ძირითადად ახალი არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლების მოხმარების ზრდით არის გამოწვეული).

[240] საქართველოს ენერგობალანსები 2014-2016 წლების დინამიკაში, http://www.esco.ge/index.php?article_id=8&clang=0, 20.11.2016

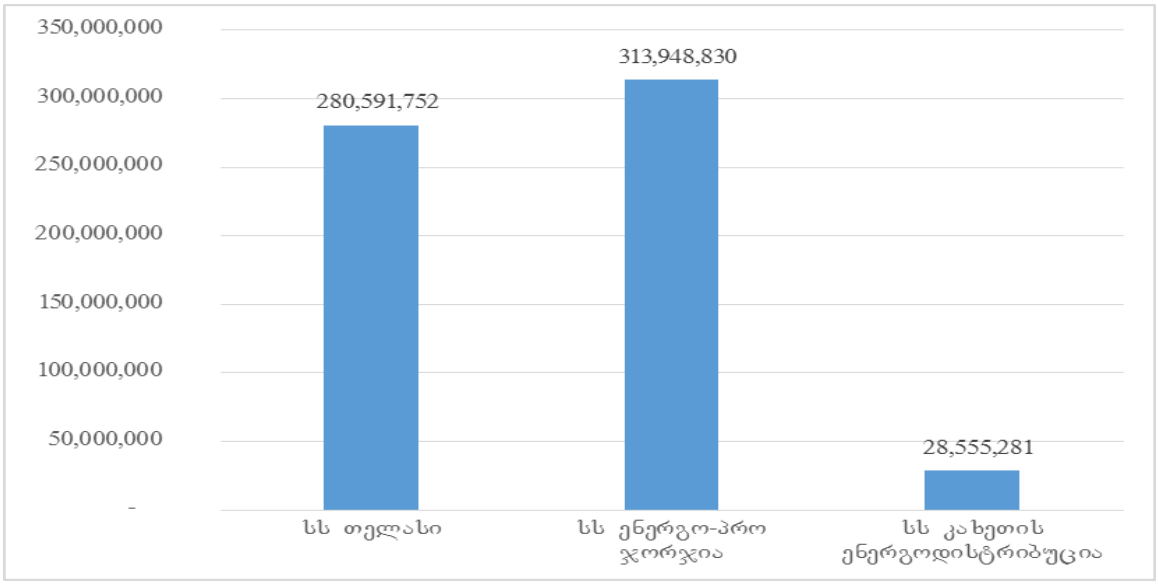
დიაგრამა №64. გამანაწილებელი კომპანიების მიერ მომხმარებელზე მიწოდებული ელექტროენერგიის 2016 წლის მოცულობების პროცენტული შედარება 2015 და 2014 წლებთან[241]



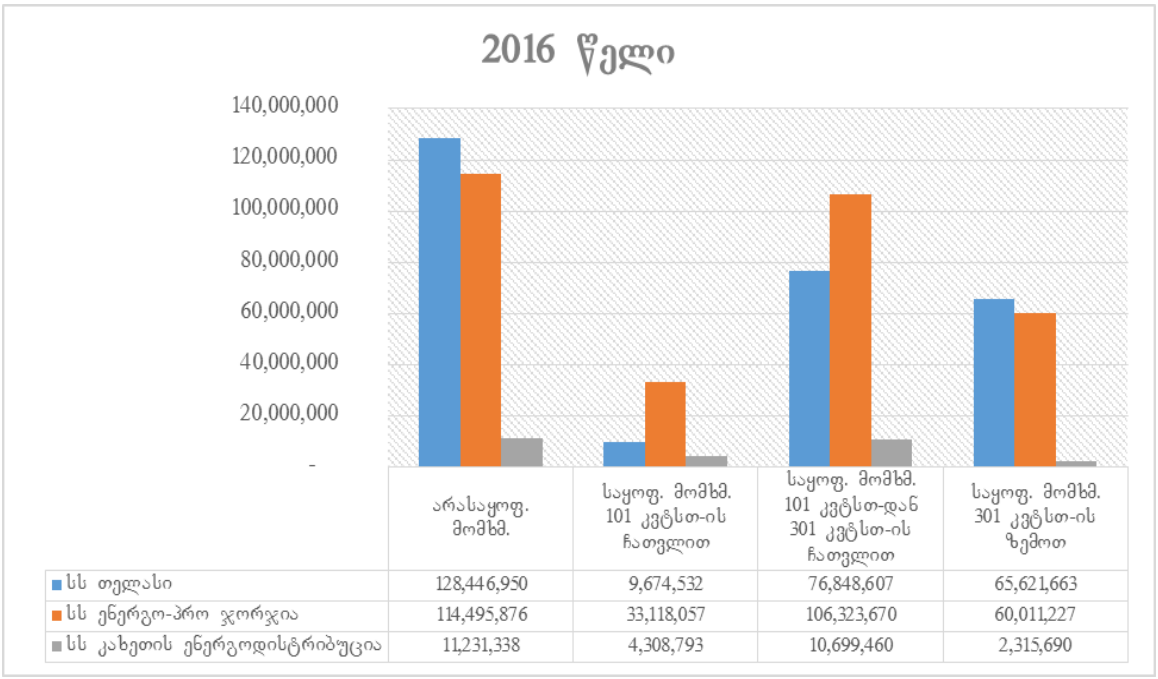
გამანაწილებელმა კომპანიებმა 2016 წელს საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლებზე დარიცხული მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასურით მიიღეს შემდეგი შემოსავლები: სს „თელასი“ – 280 591 752 ლარი, სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“ – 313 948 830 ლარი და სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“ – 28 555 281 ლარი (დიაგრამა №65). უფრო დეტალური ჩაშლა მომხმარებელთა კატეგორიების მიხედვით წარმოდგენილია დიაგრამაზე №66. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ შემოსავლის დიდი წილი მიღებული აქვს საყოფაცხოვრებო მოხმარებიდან 101 კვტსთ-დან 301 კვტსთ-ის ჩათვლით. ხოლო „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ მიღებულ შემოსავლებში 8% უკავია 301 კვტსთ-ის ზემოთ მოხმარებული ენერგიიდან მიღებულ თანხებს, რაც ძირითადად გამოწვეულია დაბალი მოხმარებით ამ საფეხურზე, ამ საფეხურისთვის კახეთისთვის დადგენილ ტარიფზე (სხვა განამაწილებლებთან შედარებით ტარიფი ამ საფეხურზე დაბალია), ასევე ადგილობრივი მოსახლეობის ცხოვრების დონით.

[241] საქართველოს ენერგობალანსები 2014-2016 წლების დინამიკაში, http://www.esco.ge/index.php?article_id=8&clang=0, 20.11.2016

დიაგრამა №65. ელექტროენერგიის განაწილებით 2016 წელს მიღებული შემოსავალი (ლარი)[242]



დიაგრამა №66. ელექტროენერგიის განაწილებით 2016 წელს მიღებული შემოსავალი (ლარი)[243]



ცხრილში №29 ერთმანეთთან შეპირისპირებულია განამაწილებელი კომპანიებში განხორციელებული და კომისიის მხრიდან ტარიფში ასახული

[242] აგებულია კომისიაში კომპანიების მიერ წარდგენილი წლიური ანგარიშების საფუძველზე.
[243] აგებულია კომპანიების მიერ კომისიაში წარდგენილი წლიური ანგარიშების საფუძველზე.

ინვესტიციები 2014-2016 წლებში. უნდა აღინიშნოს, რომ კახეთის ენერგოდისტრიბუციისთვის ვინაიდან ტარიფი 2014-2016 წლებში არ გადათვლილა ამ პერიოდში განხორციელებული ინვესტიციები შესაბამისად მოხვედრილი არ არის ტარიფში, თუმცა როცა მოხდება მისი ტარიფის გადათვლა, შესწავლილი იქნება დაფინანსების წყარო და მისი მიზანშეწონილობა (მეთოდოლოგიის შესაბამისად) და ამის შემდეგ აისახება.

რაც შეეხება სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“, მისთვის ტარიფი ახალი მეთოდოლოგიის შესაბამისად პირველად 2014 წელს იქნა გადათვლილი და მასში აისახა 2014 და 2015 წელს განსახორციელებელი ინვესტიციები შესაბამისი ოდენობებით - 31 392 280 და 43 681 756 ლარი, ხოლო კომისიაში წარმოდგენილი მონაცემების შესაბამისად ფაქტობრივად განხორციელებული ინვესტიციების ოდენობამ შეადგინა - 31 980 877 და 15 113 448 ლარი. ამასთან, 2015 წელს შეთანხმებულ იქნა კომისიის მხრიდან სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მიერ განსახორციელებელი 2016 წლის ინვესტიციები 34 280 444 ლარის ოდენობით.

სს „თელასისთვის“ განაწილების ტარიფი დათვლილ იქნა 2015 წელს და ტარიფში წინასწარ მეთოდოლოგიის შესაბამისად, აისახა 2015 და 2016 წლის ინვესტიციები 31 473 000 ლარი. სხვაობა განხორციელებულ და ტარიფში ასახულს შორის გამოიწვია მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილმა აქტივებმა და არაგონივრულმა ინვესტიციამ, რომელიც წინასწარ არ აისახა ტარიფში (მომხმარებლის ქსელზე მიერთების მომსახურების ხარჯი). აქვე უნდა აღინიშნოს, რომ შემდგომი რეგულირების პერიოდში მარეგულირებელი კომისია აუცილებლად მოახდენს ტარიფში წინასწარ ასახული ინვესტიციების შესწავლა-ანალიზს და შესაძლოა მოახდინოს მისი კორექტირებაც კი.

ცხრილი №29. ინვესტიციები (2014-2016 წლები)[244]

კომპანია	განხორციელებული ინვესტიცია (ლარი)			ტარიფში ასახული ინვესტიცია (ლარი)		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
სს „თელასი“	27,730,508	30,831,960	34,020,670	-	15,234,000	16,239,000
სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“	31,980,877	15,113,448	46,579,949	31,392,280	43,681,756	34,280,444
სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“	1,353,350	629,800	981,011	-	-	-

[244] აგებულია გამანაწილებელი კომპანიების მიერ კომისიაში წარდგენილი წლიური ანგარიშების და კომისიის წლიური ანგარიშების საფუძველზე.

სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მიერ განხორციელებულმა ინვესტიციებმა და ასევე მათი ნაწილის ტარიფში წინასწარ ასახვამ, ტარიფის ცვლილება გამოიწვია (ცხრილი №30), ხოლო სს „თელასისთვის“ ცვლილება წარმოდგენილია ცხრილში №31.

ცხრილი №30. სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ ტარიფის ცვლილება[245]

სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“					
საფეხურებრივი ტარიფები (თეთრი/კვტსთ / მოქმედების პერიოდი)	1.04.2013-22.08.14	22.08.14-23.07.15	23.07.15-01.01.16	01.01.16-01.01.17	01.01.17-01.01.18
101 კვტსთ-ის ჩათვლით	7.63	7.63	10.978	10.978	10.978
101 კვტსთ-დან 301 კვტსთ-ის ჩათვლით	11	11	14.348	14.348	14.348
301 კვტსთ-ის ზემოთ	14.83	14.83	18.178	18.178	18.178
არასაყოფაცხოვრებო	13.56	13.491	16.839	16.776	16.776

ცხრილი №31. სს „თელასის“ ტარიფის ცვლილება[246]

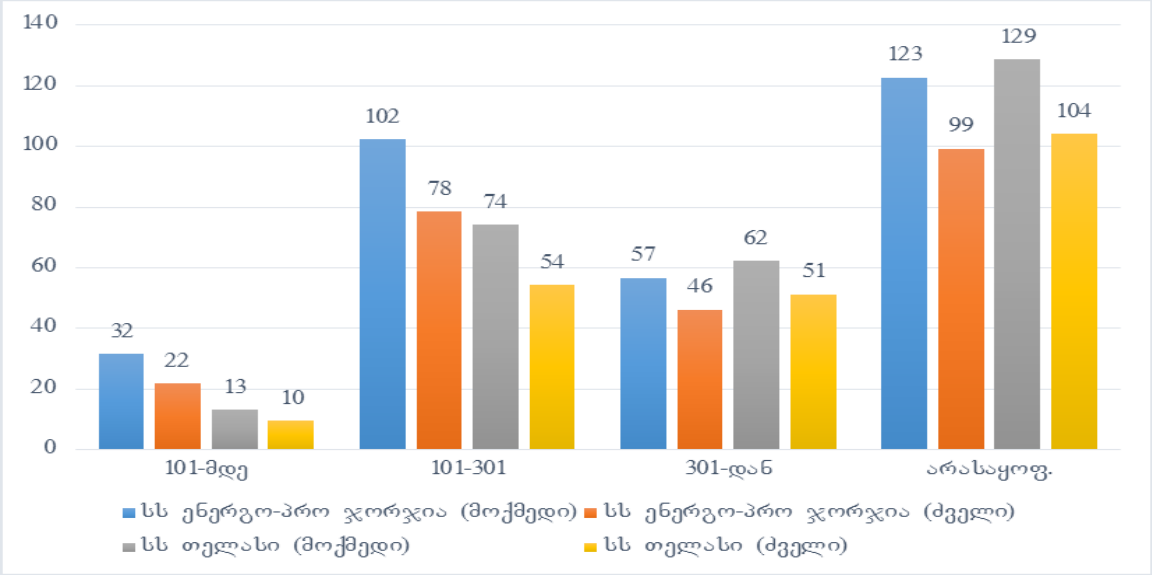
სს „თელასი“			
საფეხურებრივი ტარიფები (თეთრი/კვტსთ / მოქმედების პერიოდი)	1.04.2013-3.09.15	3.09.15-01.01.17	01.01.17-01.01.18
101 კვტსთ-ის ჩათვლით	8.034	7.63	11.000
101 კვტსთ-დან 301 კვტსთ-ის ჩათვლით	10.560	11	14.400
301 კვტსთ-ის ზემოთ	14.998	14.83	18.200
არასაყოფაცხოვრებო	13.560	13.491	16.740

როგორც დიაგრამიდან №67 იკვეთება 2016 წელს ორმა გამანაწილებელმა კომპანიამ საყოფაცხოვრებო და არასაყოფაცხოვრებო მომხმარებლებზე გაანაწილა ელექტროენერგია და 2016 წელს მოქმედი ტარიფით მიიღო გარკვეული შემოსავალი: სს „ენერგო-პრო ჯორჯიამ“ - 313 მლნ ლარი, ხოლო სს „თელასმა“ - 278 მლნ ლარი. დიაგრამაზე შედარებულია ამავე კომპანიების მიერ 2014 წლამდე მოქმედი ტარიფით რა შემოსავალს მიიღებდა კომპანია იმავე მოცულობის განაწილებულ ელექტროენერგიაზე, რამაც შესაბამისად შეადგინა 246 და 220 მლნ ლარი. როგორც ჩანს ტარიფების სხვაობამ „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ 67 მლნ, ხოლო „თელასს“ 59 მლნ-ით ლარით მეტი შემოსავალი გაუჩინა. ამავდროულად უნდა გავითვალისწინოთ, რომ ტარიფის ზრდა გამოიწვია ამ კომპანიების მიერ

[245] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ“.
[246] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ“.

განხორციელებულმა ინვესტიციებმა, რომლებიც ტარიფში აისახა (ენერგო-პრო ჯორჯია 109,4 მლნ ლარი და თელასი 31,5 მლნ ლარი), ასევე საოპერაციო დანახარჯების მოცულობამ, რომელიც ძირითადად სახელფასო ფონდისგან შედგება.

დიაგრამა №67. გამანაწილებელი კომპანიების მიერ 2016 წელს განაწილებული კვტსთ-ზე მოქმედი და ძველი ტარიფებით მიღებული შემოსავლები (მლნ ლარი)[247]



რეალურად გამანაწილებელი კომპანიების მიერ განხორციელებულმა ინვესტიციებმა გაზარდეს განაწილების ტარიფები და საბოლოოდ გაიზარდა ამ კომპანიების მიერ მისაღები შემოსავლის ოდენობები, ასევე ინვესტიციები გენერაციის, გადაცემა-დისპეტჩერიზაციის სფეროში გავლენას ახდენს სამომხმარებლო ტარიფზე. ვინაიდან განაწილების ტარიფი მოიცავს ელექტროენერგიის შესყიდვის ხარჯს სხვადასხვა წყაროდან, მნიშვნელოვანია, რომ ეს ფასი არ იყოს ძალიან მაღალი. ელექტროენერგიის საშუალო შეწონილი შესყიდვის ფასი მიიღება სხვადასხვა გენერაციის ობიექტის ტარიფების შეწონვით, რომელშიც ასევე მნიშვნელოვანი ადგილი თბოელექტროსადგურების ტარიფებს უკავიათ, რომელიც თავის მხრივ დაკავშირებულია გაზის ფასთან (წარმოების

[247] აგებულია სხვადასხვა წყაროს საფუძველზე: www.esco.ge, კომპანიების წლიური ანგარიშები და საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ“..

ძირითადი რესურსი), ინვესტიციებთან და სხვა საოპერაციო დანახარჯებთან.

მიმდინარე პერიოდისათვის ელექტროენერგეტიკული სექტორი ძირითადად საჭიროებს ინვესტიციებს ელექტროენერგიის გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელების საიმედოობის, უსაფრთხოების და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესების მიმართულებით, რომელიც შეიძლება მიღწეულ იქნეს ელექტროენერგეტიკული სექტორის თითოეული ლიცენზიატის მიერ განხორციელებული მიზანმიმართული ინვესტიციის შედეგად.

დასკვნა

ელექტროენერგეტიკა არის ეკონომიკის მნიშვნელოვანი ნაწილი, რომელსაც უდიდესი გავლენა აქვს საქართველოს მოსახლეობის სოციალურ მდგომარეობაზე. დღეს საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სექტორი მრავალი გამოწვევის წინაშე დგას. ქვეყანაში არსებულმა ელექტროენერგეტიკულმა ბაზრის მოდელმა, რომელიც 2006 წელს იყო შემუშავებული, თავი ამოწურა. სწორედ ამიტომ აქტიური მუშაობაა აუცილებელი ბაზრის მოდელის სრულყოფისთვის.

ელექტროენერგეტიკული ბაზრის კვლევისას ნათლად ჩამოვაყალიბეთ ის პრობლემები და საკითხები, რაც ხელს უშლის ბაზრის განვითარებას. მაგალითად, ევროპულ საკანონმდებლო მოთხოვნებთან შეუსაბამობა, ელექტროენერგეტიკის ინფრასტრუქტურის განვითარების არასაკმარისი დონე, ამასთან, განაწილების სისტემის ოპერატორის საქმიანობა გამიჯნული არ არის მიწოდებისა და წარმოების საქმიანობისგან. გამანაწილებელი კომპანიები, ფაქტობრივად, სრულადაა გამიჯნული ელექტროენერგიის წარმოების საქმიანობისგან, თუმცა მიწოდების ნაწილში მონოპოლია დაუძლეველია. სწორედ ამიტომ აუცილებელია კომპანიების სამართლებრივი და ქონებრივი გამიჯვნა.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელის ანალიზისას გამოვკვეთეთ მისი დამახასიათებელი რიგი დადებითი და უარყოფითი მხარეები. **დადებით მხარეებს** მიეკუთვნება: სახელშეკრულებო შეთანხმებების შესრულების უზრუნველყოფა; ენერგოსაწარმოების პრივატიზაცია კერძო ინვესტიციების მოსაზიდად; ახალი ინვესტიციების მოზიდვის წინაპირობის შექმნა; მისადები უკუგების ნორმა. **უარყოფით მხარეს** წარმოადგენს: ბაზრის გახსნის არასაკმარისი მოტივაცია; მიწოდების საქმიანობაში მონოპოლიური სიტუაცია; არ არის რეალიზებული საცალო მომხმარებლის უფლება - შეიძინოს ელექტრული ენერგია პირდაპირი ხელშეკრულებით მცირე ელექტროსადგურებიდან; მიწოდებისა და განაწილების საქმიანობების გაუმიჯნაობა; განაწილების ლიცენზიატი ბოროტად იყენებს საცალო ბაზარზე თავის მონოპოლიურ მდგომარეობას (ერთი მხრივ, ბუნებრივ მონოპოლიას განაწილებაში და მეორე მხრივ, ხელოვნურ მონოპოლიას მიწოდებაში); საბითუმო ბაზარზე არასაკმარისად კონკურენტული გარემო და ელექტროენერგიით ვაჭრობის თანამედროვე მექანიზმებისა და შესაბამისი სტრუქტურების არარსებობა; დამხმარე მომსახურებისა და ელექტროენერგიის მიწოდების ხარისხის მაჩვენებლების რეგულირების არასაკმარისი საკანონმდებლო საფუძვლები.

რაც შეეხება სექტორის რეგულირებას, მას გააჩნია მთელი რიგი **უპირატესობები**, კერძოდ:

- მომხმარებელთა ინტერესები უფრო მეტად არის დაცული;
- უკეთესი შესაძლებლობებია შექმნილი სექტორში პრობლემების გამოვლენისა და გადაჭრისთვის;
- სატარიფო განაცხადის კომისიაში განხილვის დროს ლიცენზიატს საშუალება აქვს მიიღოს ხარჯების ფინანსური ასახვა ტარიფში;
- სტიმული ეძლევა დარგში კერძო ინვესტიციების განხორციელებას;
- დაწესებულია გამოკვეთილი და სამართლიანი თამაშის წესები სექტორში შემავალი ყველა სუბიექტისთვის;
- ერთმანეთისაგან გამიჯნულია სახელმწიფოს კომერციული და მარეგულირებელი ფუნქციები;
- ასევე გამჭვირვალეა საქმიანობა, რაც ნიშნავს ფართო საზოგადოების მონაწილეობის შესაძლებლობას რეგულირების პროცესში. ასეთი გახსნილობის შედეგად მომხმარებლები და ინვესტორები დარწმუნებულები არიან, რომ მათ სამართლიანად ექცევიან.

თანამედროვე მსოფლიოში ელექტროენერგია აუცილებელი კომპონენტია როგორც მოსახლეობის, ისე საწარმოების ფუნქციონირებისთვის. ყოველი მათგანი მტკივნეულად აღიქვამს ტარიფის ყოველგვარ ცვლილებას, სწორედ ამიტომ უნდა გატარდეს დარგში არსებული მდგომარეობის შესაბამისი ღონისძიებები, რათა გათვალისწინებულ იქნეს მწარმოებლისა და მომხმარებლის ინტერესები.

ბაზრის ახალი მოდელის შექმნისთვის აუცილებელია შემდეგი ძირითადი კრიტერიუმების გათვალისწინება:

- მოსახლეობის ინტერესებიდან გამომდინარე, საჭიროა საყოფაცხოვრებო მომხმარებლების უზრუნველყოფა ხელმისაწვდომი რეგულირებადი ტარიფებით;
- სამომხმარებლო ბაზრის პერმანენტული გახსნა და გენერაცია–მიწოდების სეგმენტში კონკურენციის განვითარება;
- სექტორის საინვესტიციო მიმზიდველობის ზრდა;
- ქვეყნის ენერგორესურსების რაციონალური და ეფექტიანი გამოყენება;
- საკანონმდებლო ბაზის და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმების ჰარმონიზაცია ევროპარლამენტისა და ევროკომისიის მესამე ენერგეტიკულ პაკეტთან და მეზობელი ქვეყნების კანონმდებლობასთან, რაც ხელს შეუწყობს საქართველოში სუფთა ენერგიის რეგიონალური პლატფორმის ჩამოყალიბებას და

ევროპის ერთიან ენერგეტიკულ ბაზარში ინტეგრაციას.

ჩვენ მიერ ჩატარებულმა ელექტროენერგიის ბაზრის კონკურენტულ მოდელზე გადასვლის მზადყოფნის ანალიზმა გვიჩვენა, რომ საქართველოში ფუნქციონირებს მაღალკონცენტრირებული ბაზარი. მასში დომინირებულია ელექტროენერგიის ძირითადი მწარმოებელი. ბაზრის მოდელის შეცვლისთვის არსებული პრობლემების დასარეგულირებლად აუცილებელია დადგინდეს ელექტროენერგიის ბაზრის კონკურენტულ მოდელზე გადასვლის ნორმები, კერძოდ:

- კანონის ფარგლებში გაიწეროს დარგის რესტრუქტურიზაციის ვადები და პირობები;
- დადგინდეს ისეთი ნორმატივები, რომლებიც გაადვილებენ ბაზარზე შეღწევას და ალტერნატიული ელექტროენერგიის მიმწოდებლების დამკვიდრებას;
- შეიქმნას დამოუკიდებელი ოპერატორი და დაინერგოს კონკურენცია საცალო ბაზარზე.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე ჯანსაღი კონკურენტული გარემოსა და არაკონცენტრირებული ბაზრის ჩამოსაყალიბებლად საჭიროა ერთდროულად გაიზარდოს ელექტროენერგიის მწარმოებელი ენერგოკომპანიების რაოდენობა და წარმოების მოცულობა იმ დონემდე, რომ ბაზარზე რომელიმე კომპანიის დომინირება სრულად გამოირიცხოს.

ქვეყანაში დომინირებადი მწარმოებლების გამორიცხვა შესაძლებელია მხოლოდ ახალი სიმძლავრეების ექსპლუატაციაში გაშვების შემდეგ, ანუ დამატებითი ინვესტიციების განხორციელების გარეშე დარგის განვითარება და „ევროპის ენერგეტიკულ გაერთიანებაში“ გაწევრიანებით სარგებლის მიღება თითქმის წარმოუდგენელია.

რთულია ცალსახად განვსაზღვროთ გადაცემის სისტემის ოპერატორების საჭირო რაოდენობა. მესამე ენერგეტიკული პაკეტის მიერ შემოთავაზებული ენერგეტიკული საქმიანობის დაყოფის სამი ალტერნატიული გზიდან (საკუთრების დაყოფა - გადაცემის საქმიანობის ოპერირება და გადაცემის აქტივები არის საერთო მფლობელობისა და კონტროლის ქვეშ; დამოუკიდებელი სისტემის ოპერატორი - სისტემის ოპერირება და აქტივები რჩება ვერტიკალურად ინტეგრირებულ კომპანიაში, თუმცა მოქმედებს ძალიან ბევრი წესი; დამოუკიდებელი გადაცემის ოპერატორი და დამოუკიდებელი გადაცემის ოპერატორი +), საქართველოსთვის საუკეთესო ვარიანტი შევარჩიეთ შემდეგი კრიტერიუმების მიხედვით:

1. გავრცელებული ევროპული პრაქტიკის გამოყენებით;
2. მესამე ენერგეტიკულ პაკეტთან შესაბამისობით, რომ საკუთრების დაყოფა არის ყველაზე სასურველი და ეფექტური მოდელი;
3. პროცესის მარტივად წარმართვით;
4. საქმიანობის დაყოფის შედეგების მონიტორინგის განხორციელებით;
5. ეფექტიანობით - რაც ნიშნავს ოპერაციების, ტექნიკური მომსახურების, განვითარების ეფექტურობას.

რეკომენდაციის სახით უნდა აღინიშნოს **საქართველოში დირექტივის ვალდებულებების შესასრულებლად გასატარებელი ღონისძიებების ნუსხა**:

1. გადაცემის სისტემის ოპერატორის პროცედურის გამოყენება და გადაცემის არსებული ოპერატორების გაერთიანება ერთ ოპერატორად, საქართველოს გადაცემის ელექტროენერგეტიკული ქსელისათვის;
2. საკუთრების დაყოფა, რაც უზრუნველყოფს გადაცემის სისტემის ოპერატორის დამოუკიდებლობას მიწოდებისა და წარმოების საქმიანობისათვის;
3. გადაცემის სისტემის ოპერატორის სერტიფიცირების წესები და პროცედურები უნდა შეიმუშაოს და დაამტკიცოს კომისიამ;
4. გადაცემის სისტემის ოპერატორისა და განაწილების სისტემის ოპერატორის საქმიანობის სერტიფიცირების გეგმის შემუშავება, რომელსაც გადახედავს და დაამტკიცებს მარეგულირებელი კომისია.

სადოქტორო ნაშრომში დეტალურადაა გაანგარიშებული და გაანალიზებული ელექტროენერგეტიკულ სექტორში მოქმედი კომპანიების (საქმიანობის სახეების მიხედით) ფინანსური მონაცემები წლიურ ფინანსურ ანგარიშგებებზე დაყრდნობით. კვლევის შედეგებიდან გამომდინარე, დავადგინეთ, რომ მაღალი ლიკვიდურობის დონით გამოირჩევა ჰიდროგენერაციის ობიექტები, რაც ძირითადად გამოწვეულია მარაგებისა და დებიტორული დავალიანების დიდი ოდენობითა და სალაროში თანხის საკმაოდ მაღალი ნაშთით, ხოლო ყველაზე დაბალი გამანაწილებელი კომპანიებისთვის არის დამახასიათებელი, რაც განპირობებულია მომხმარებლების მხრიდან მოხმარებული ელექტროენერგიის საფასურის ამოღების პრობლემით და მოკლევადიანი ვალდებულებების ზრდით.

მარეგულირებელ კომისიაში 2017 წლიდან ამოქმედებული მონიტორინგის წესის შესაბამისად, კომისია აანალიზებს კომპანიების ფინანსურ მდგომარეობას სხვადასხვა ინდიკატორის მიხედვით: რეგულირებადი დანახარჯების ბაზის

ფაქტობრივ და დაგეგმილ ღირებულებებს შორის გადახრა; ელექტროენერგიის შესყიდვის საშუალო შეწონილი ფასის ცვლილება; აქტივებისა და კაპიტალის რენტაბელობის კოეფიციენტები; მიმდინარე ლიკვიდურობის, ვალდებულების, სესხის პროცენტის დაფარვის კოეფიციენტები; ნასესხები და საკუთარი სახსრების შედარება; ცვლილებები კაპიტალის სტრუქტურაში; საშუალო ხელფასის ანალიზი; საოპერაციო დანახარჯების ცალკეული მუხლების ანალიზი. აქვე უნდა აღინიშნოს ის **პრობლემები**, რაც ამ ანალიზს ახლავს თან და საშუალებას არ გვაძლევს ფინანსური ანალიზი იყოს სრულყოფილი რეგულირების კუთხით:

• დღევანდელი მდგომარეობიდან გამომდინარე, კომპანიების უმეტესობა ახორციელებს არა მარტო რეგულირებად, არამედ არარეგულირებად საქმიანობასაც. როდესაც მარეგულირებელი კომისია კომპანიის მიერ წარმოდგენილ მონაცემებსა და ფინანსურ კოეფიციენტებს აანალიზებს მთლიანი კომპანიის ჭრილში, შედეგად მიიღებს კომპანიის და არა რეგულირებადი საქმიანობის ანალიზს. შესაძლოა კომპანიის რეგულირებადი საქმიანობა მომგებიანი იყოს, ხოლო სხვა საქმიანობა (ერთი იურიდიული პირის ქვეშ) – არამომგებიანი. თუ ჩვენ ამ მონაცემებს კომპანიის ჭრილში გავაანალიზებთ, შესაძლოა ჩაითვალოს, რომ კომპანიას არ აქვს კარგი ფინანსური მდგომარეობა;

• თუ გავაანალიზებთ მხოლოდ რეგულირებადი საქმიანობის შედეგებს, ესეც არ მოგვცემს ნათელ და ზუსტ სურათს კომპანიის საქმიანობის შესახებ. პრობლემა მდგომარეობს წარმოდგენილ ფინანსურ ანგარიშგებებში შემოსავლებისა და ხარჯების ცალკეული მუხლების, ასევე ბალანსის მუხლების გადანაწილებაში საქმიანობის სახეებს შორის. დღევანდელი რეალობიდან გამომდინარე, კომპანიები პირდაპირ მიკუთვნებას ვერ ახდენენ და, შესაბამისად, თვითონვე გარკვეული ალოკაციით ანაწილებენ აღნიშნულ მუხლებს.

ზემოაღნიშნული პრობლემის გადაწყვეტის **ოპტიმალური გზაა,** რაც შეიძლება მალე ამოქმედდეს ე.წ. „unbundling“ (მუხლების გადანაწილება საქმიანობებს შორის), რათა მოხდეს ხარჯების ოპტიმალური გადანაწილება საქმიანობებს შორის. რა თქმა უნდა, უმჯობესია თავად საქმიანობები იყოს იურიდიულად გაყოფილი, ერთი და იგივე კომპანია ერთდროულად სხვადასხვა რეგულირებად საქმიანობას არ ახორციელებდეს. ეს, ერთი მხრივ, ხელს შეუწყობს საოპერაციო დანახარჯების აუდიტის პროცესს და მეორე მხრივ, ტარიფის გაანგარიშების დროსაც ნაკლები შრომითი რესურსი დაიხარჯება მათ მიკუთვნება-გადანაწილებაზე. ასევე როდესაც მოხდება კომპანიის ფინანსური ანალიზი

მარეგულირებლის მიერ, ის ცალსახად დაფარავს რეგულირებად ნაწილს და საშუალება მოგვეცემა გავაანალიზოთ, საქმიანობა რამდენად მომგებიანია და დადგენილი ტარიფი როგორ უზრუნველყოფს კომპანიის ფუნქციონირებას.

ფინანსური ლევერეჯის კოეფიციენტების ანალიზისას გამოიკვეთა, რომ კომისიის მიერ დადგენილი კაპიტალის სტრუქტურა კომპანიის მოზიდული სახსრების შესაბამისია. კვლევაში განხილულია ალტერნატიული მეთოდები WACC-ის ოდენობის დასათვლელად. WACC-ის კომპონენტების ახალი მნიშვნელობების საფუძველზე შემოთავაზებულია კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების ახალი მნიშვნელობა - 12.52%, ნაცვლად დღეს მოქმედი 13.54%-ისა.

საქართველოში არსებული მდგომარეობიდან გამომდინარე, კომპანიების ეფექტიანობის შესაფასებლად უნდა გავითვალისწინოთ შემდეგი ძირითადი კრიტერიუმები:

- მოკლევადიან პერიოდში საოპერაციო დანახარჯების ანალიზის კუთხით უნდა გამოვიყენოთ ხარჯების აქტივობების მიხედვით აღრიცხვის (ABC) მეთოდი;
- გრძელვადიან პერიოდში - საერთაშორისო შედარებითი ანალიზის მეთოდი.

აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის განსახორციელებლად, **რეკომენდაციის** სახით უნდა ითქვას:

1. დღეს არსებული ტექნიკური მონაცემები არ არის საკმარისი, რომ მარეგულირებელს დაეხმაროს შეიმუშაოს ხარჯების გამომწვევი ფაქტორებისა და აქტივების ნომენკლატურა ქსელის ცალკეულ კომპონენტებზე. ამიტომ საჭიროა მეტი ინფორმაცია, რათა მოხდეს სწორი განაწილება შემოსავლებზე, რეგულირებადი აქტივების ბაზაზე, ცვეთა/ამორტიზაციაზე და WACC–ზე;

2. ერთიანი სააღრიცხვო-საბუღალტრო სისტემა განვითარების ფაზაშია. იგი ქმნის საფუძველს, რომ მომზადდეს ქსელის კომპონენტების, ძირითადი და მეორადი პროცესების, ასევე მომსახურებების ჩამონათვალი. რეკომენდებულია ხარჯების ჩაშლა ისე, რომ ხარჯის ერთეული შეესაბამებოდეს პროცესების ჩამონათვალს და შესაძლებელი იყოს პირდაპირი და არაპირდაპირი ხარჯების მიკუთვნება შესაბამის პროცესებთან;

3. საწყის ეტაპზე აუცილებელია „ABC“ მეთოდი მხოლოდ ხარჯების აუდიტის მიზნებისათვის გამოვიყენოთ. მას შემდეგ, რაც სისტემა გარკვეული პერიოდის განმავლობაში იმუშავებს, მარეგულირებელმა უნდა განახორციელოს ხარჯების გამომწვევი სხვადასხვა ფაქტორის ანალიზი და გამოთვალოს

საქმიანობის ეფექტურობა, ხოლო კაპიტალურ დანახარჯებზე მისი გამოყენება უნდა შეფასდეს გამოცდილებისა და შეძენილი ცოდნის მიხედვით;

4. აქტივობაზე დაფუძნებული ხარჯთაღრიცხვის მეთოდის მიღების შემდეგ მოდელის შესამუშავებლად და განსახორციელებლად საჭიროა ბაზრის მონაწილეთა რესურსები. აქედან გამომდინარე, ფრთხილად უნდა შევაფასოთ ბაზრის შესაძლებლობები, რათა თანამშრომლობა და ბაზრის მონაწილეთა მომზადებისა და კონსულტაციების დაგეგმვა რესურსების შესაბამისად მოხდეს.

ჩვენ მიერ ჩატარებული ინვესტიციების დაფინანსების ფორმების ანალიზის შედეგად გამოიკვეთა, რომ 2016 წელს ნასესხები სახსრებით შექმნილი აქტივების წილი 2014 წელთან შედარებით ორჯერ არის გაზრდილი, მაგრამ თანხობრივად 3.5-ჯერ (ზრდა დაფიქსირდა გადაცემა-დისპეტჩერიზაციისა და წარმოების საქმიანობის ნაწილში). ამასთან, საკუთარი სახსრებით დაფინანსებული ინვესტიციების წილი 72%-დან შემცირდა 35%-მდე, ხოლო თანხობრივად - დაახლოებით 1.2-ჯერ. რაც შეეხება მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილ აქტივებსა და ინვესტიციებს – ისინი რეგულირებადი აქტივების ბაზაში მონაწილეობას არ იღებს. მათი თანხა საგრძნობლად გაიზარდა 2015 წელს 2014 წელთან შედარებით (30 904 680 ლარი, ხოლო 2014 წელს – 1 832 724 ათასი ლარი) და დაახლოებით იგივეა 2016 წელთან შედარებით (33 000 000 ლარი).

ბაზრის ანალიზისას გამოვკვეთეთ ენერგეტიკის ობიექტების პრივატიზების განხორციელებით მიღწეული მნიშვნელოვანი შედეგები, კერძოდ:

- ახალი ტიპის მესაკუთრის ფორმირების შედეგად მინიმუმამდე შემცირდა ისეთი მანკიერი მოვლენები, როგორიცაა: დატაცება, გაფლანგვა, შემოსავლების დამალვა, არაკომპეტენტურობა და ა.შ;
- ინვესტორის მიერ ვალების ნაწილი დაიფარა, ნაწილის გადახდა შეჩერდა;
- ენერგიის საფასურის ანაზღაურებისა და მოსახლეობისაგან მისი გადახდის საკითხს ინვესტორი არეგულირებს;
- თანდათან წყდება ელექტროენერგიის დაზოგვის საკითხი;
- უცხოური კრედიტების ათვისება და სახელმწიფოს ვალდებულებები, ძირითადად, გადავიდა ინვესტორზე;
- გარკვეულწილად გაიზარდა გადასახადების გადახდები და სახელმწიფოს შემოსავლები;
- დარგის რეაბილიტაციას ახორციელებს ინვესტორი;

• მოწოდებული ენერგიის ღირებულების სრულმა გადახდამ დადებითი გავლენა იქონია ენერგეტიკაზე;

• გაიზარდა შესაძლებლობა დარგის საექსპორტო პოტენციალის უკეთ გამოყენებისათვის.

დღეისათვის საქართველოს ენერგეტიკის სექტორში ინვესტიციების მოზიდვისა და ქვეყნის ენერგოპოტენციალის მაქსიმალური გამოყენების მიზნით პოტენციური ინვესტორებისათვის არსებობს მთელი რიგი შეღავათები, კერძოდ:

• ახალაშენებული ჰესებისთვის არ ხდება ტარიფის დადგენა, ინვესტორები თავად ირჩევენ ფასსა და ბაზარს;

• მთავრობა ინვესტორს სთავაზობს გარანტირებულ შესყიდვას ზამთრის პერიოდში;

• საგრძნობლად გამარტივდა ენერგეტიკის სექტორში ნებართვებისა და ლიცენზიების მოპოვების პროცესი;

• გაუქმდა 13 მგვტ-მდე დადგმული სიმძლავრის ჰესებისთვის წარმოების ლიცენზია.

სადოქტორო ნაშრომზე მუშაობისას დავადგინეთ საქართველოს ენერგოსექტორში ინვესტიციების განსახორციელებლად მიმზიდველი ფაქტორები, კერძოდ:

• ქვეყნის ეკონომიკურად ხელსაყრელი დიდი ჰიდროპოტენციალი;

• ნაწილობრივ დერეგულირებული დარგი და პრივატიზებული განაწილების კომპანიები;

• ფორმალური პროცედურების სიმარტივე და სახელმწიფოს მხარდაჭერა ენერგოსექტორის გაძლიერებისათვის.

აღნიშნული ფაქტორების გათვალისწინებით მიღწეულ უნდა იქნეს ელექტრული ქსელის საიმედოობის, უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესება.

საქართველოში 2006 წლიდან დაიწყო ენერგეტიკის სექტორში დანაკარგების შემცირება. ელექტროენერგიის უდიდესი ნაწილი იწარმოება დიდ ჰესებზე, რაც ქვეყანას ანიჭებს განახლებადი ენერგიის მიხედვით მაღალ ადგილს და დაბალ ადგილს გამონაბოლქვის მიხედვით. მიმდინარე პერიოდში მასტიმულირებელი ტარიფები განახლებადი ენერგიის ახალი პროექტებისათვის ჰარმონიზებული არ არის და შედარებით სუსტია, ამასთან ხშირად ცვალებადი ნორმატიული ბაზა ინვესტორებს ვერ სთავაზობს პროგნოზირებად მოგებას. საქართველოში დღეს

არსებული სატარიფო მეთოდოლოგიით დათვლილი ელექტროენერგიის საფასური არ შეიცავს გარემოზე ზემოქმედების ხარჯებს (ტარიფის დამატებითი კომპონენტი), რომელიც უკვე ბევრ ევროპულ ქვეყანაში გამოიყენება.

საქართველოს ელექტროენერგეტიკის სექტორი ლიბერალიზებული და ნაწილობრივ პრივატიზებულია. სადისტრიბუციო ქსელი სრულად პრივატიზებულია უცხოელ სტრატეგიულ ინვესტორებზე. ელექტროენერგიის გამომუშავება არის კერძო მფლობელობაში, გარდა უმსხვილესი ენგურჰესისა, რომელიც ამარაგებს ქვეყნის ელექტროენერგიის საჭიროებების დაახლოებით 31%-ს. ქვეყანას აქვს განახლებადი და განსაკუთრებით ჰიდრორესურსების დიდი პოტენციალი. „მწვანე ენერგიის“ გამომუშავებისათვის გაწეული ხარჯები დიდწილად ანაზღაურდება თურქეთში ექსპორტით, რაზეც საქართველო აქტიურად მუშაობს. ექსპორტის მოცულობა მომგებიანი იქნება რეგიონულ დონეზე, რადგან ხელს შეუწყობს ვაჭრობასა და ქვეყნებს შორის ურთიერთობას.

მიუხედავად იმისა, რომ საქართველო ბუნებრივი რესურსებით მდიდარი ქვეყანაა, ის ძირითადად დამოკიდებულია წიაღისეული საწვავის იმპორტზე. შესაბამისად, წიაღისეულზე საწვავის ფასის ზრდა საერთაშორისო დონეზე უარყოფითად აისახება ჩვენი ქვეყნის ეკონომიკაზე და მის მდგრად განვითარებაზე. ამიტომ საქართველოსთვის პრიორიტეტს უნდა წარმოადგენდეს ადგილობრივი ენერგორესურსების მაქსიმალური ათვისება და იმპორტირებულ ენერგორესურსებზე დამოკიდებულების შემცირება.

საქართველოს ენერგეტიკული სექტორის პოლიტიკისა და სტრატეგიის შემუშავების საკითხის მნიშვნელობიდან გამომდინარე, ეფექტიანი კვლევის უზრუნველსაყოფად და სტრატეგიული ენერგეტიკული დაგეგმვის შესატყვისი მოდელის შესამუშავებლად, ჩვენ მიერ შესწავლილ იქნა დარგში მოღვაწე ექსპერტების მოსაზრებები, რომელთა უმეტესობა ენერგეტიკულ სექტორში პრობლემად მიიჩნევს ენერგოეფექტიანობის თემისადმი არასათანადო ყურადღებას, მთავარ გამოწვევას კი ენერგორესურსების იმპორტი და ენერგოდამოკიდებულება წარმოადგენს. რაც შეეხება კვლევების საჭიროებას სექტორში, ჩვენი აზრით, აუცილებელია: ახალი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ხარჯ-სარგებლიანობის ანალიზის განვითარება ქვეყნის დონეზე, განახლებადი ენერგიის წყაროების პოტენციალის შეფასება და მათი ათვისების ეკონომიკური ასპექტების ჩამოყალიბება და კონკურენტული ბაზრის მოდელის სარგებლიანობის გაანალიზება.

ზემოაღნიშნული საკანონმდებლო და კანონქვემდებარე ნორმების შეფასების საფუძველზე საქართველოში დაინერგა მსოფლიოში ფართოდ გავრცელებული ე.წ. „ნეტო აღრიცხვა“ (Net-Metering). საერთაშორისო პრაქტიკის შეფასებისას გამოვკვეთეთ მიკროელექტროსადგურების განვითარების შესაძლო მრავალმხრივი სარგებელი, მათ შორის:

1. შემცირდება გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელების ასაშენებლად საჭირო ფინანსური დანახარჯები;

2. შემცირდება იმპორტირებული ენერგიის მოცულობა ან თბოელექტროსადგურების გამომუშავება (ე.წ. „ძვირი ენერგია“);

3. გადამცემ და გამანაწილებელ ქსელებში შემცირდება ელექტროენერგიის დანაკარგები;

4. მომხმარებელს გაუჩნდება დამატებითი შესაძლებლობა დაზოგოს ფინანსები ენერგიის შესყიდვაზე ან სულაც გახდეს ენერგიის მიმწოდებელი;

5. იქიდან გამომდინარე, რომ გაიზრდება მოთხოვნა კვალიფიციურ პერსონალზე, ხელი შეეწყობა დასაქმებასა და ეკონომიკურ აქტივობას;

6. სუფთა ენერგია დადებითად აისახება გარემოზე.

გამანაწილებელი კომპანიების მიერ მიწოდებული და მომხმარებლების მიერ 2014-2016 წლებში მოხმარებული ელექტროენერგიის მოცულობების ანალიზმა აჩვენა, რომ ტარიფის ზრდასთან ერთად გაიზარდა ელექტროენერგიის მოხმარება ძირითადად სს „თელასისა“ და სს „ენერგო-პრო ჯორჯიას“ მომხმარებლების მიერ. ხოლო სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუციის“ მოხმარება შემცირდა (გამოწვეულია მოსახლეობის გამრიცხველიანებით). გამანაწილებელ კომპანიებში მოხმარების ზრდა ძირითადად გამოიწვია ახალი აბონენტების დამატებამ.

გამანაწილებელი კომპანიებისთვის დადგენილი საფეხურებრივი ტარიფის საფუძველზე კომპანიებს უჩნდებათ ინტერესი მომხმარებელს მაღალი (ზედა საფეხურის) ტარიფით დაარიცხონ. მარეგულირებელ კომისიაში მომხმარებელთა საჩივრების სიხშირიდან გამომდინარე (ტარიფის დარიცხვა – როცა კომპანიები მრიცხველის ჩვენებას იღებენ არასრულ 30 დღეზე და სავარაუდო დარიცხვის მიხედვით ანგარიშობენ მოხმარებულ კვტსთ-ებს), აუცილებელია გაუქმდეს საფეხურებრივი ტარიფი და ის გახდეს გამჭოლი. აღნიშნული მომხმარებლებს ელექტროენერგიის დაზოგვის სურვილს გაუქრობს (მაღალი ტარიფის გადახდიდან გამომდინარე) და კომპანიებიც სწორად აღრიცხავენ მოხმარებული კვტსთ-ების რაოდენობას. შედეგად, მომხმარებლები ფინანსურად აღარ დაზარალდებიან.

კვლევის მიზნებიდან გამომდინარე, ერთმანეთს შევუდარეთ გამანაწილებელი კომპანიების მიერ 2016 წელს მიღებული შემოსავლები ამავე კომპანიებისთვის 2014 წლამდე მოქმედი ტარიფით მისაღებ შემოსავლებს. გაანგარიშების საფუძველზე მივიღეთ ტარიფებს შორის სხვაობით მიღებული შემოსავლის ოდენობა სს „ენერგო-პრო ჯორჯიასთვის“ - 67 მლნ, ხოლო სს „თელასისთვის“ - 59 მლნ-ით. ამავდროულად უნდა გავითვალისწინოთ, რომ ტარიფის ზრდა გამოიწვია ამ კომპანიების მიერ განხორციელებულმა ინვესტიციებმა, რომლებიც მარეგულირებელმა მათ ტარიფში მეთოდოლოგიის შესაბამისად ასახა („ენერგო-პრო ჯორჯია“ – 109,4 მლნ ლარი და „თელასი“ - 31,5 მლნ ლარი), ასევე საოპერაციო დანახარჯების მოცულობამ.

კვლევის შედეგად მივიღეთ, რომ რეალურად ყველაზე მეტად გამანაწილებელი კომპანიების მიერ განხორციელებულმა ინვესტიციებმა გაზარდა განაწილების ტარიფი და საბოლოოდ ამ კომპანიების მიერ მისაღები შემოსავლის ოდენობები. ამასთან, ინვესტიციები განხორციელდა გენერაციის, გადაცემა-დისპეტჩერიზაციის სფეროშიც. ვინაიდან განაწილების ტარიფი მოიცავს ელექტროენერგიის საშუალო შეწონილი შესყიდვის ფასს, რომელიც მოიცავს ხარჯს სხვადასხვა წყაროდან, მნიშვნელოვანია, რომ ეს ფასი არ იყოს ძალიან მაღალი.

სადოქტორო ნაშრომში ჩვენ მიერ შემუშავებულმა ტარიფის სიმულაციურმა მოდელმა გვიჩვენა, რომ ყოველი დამატებითი 1 მლნ ლარის ინვესტიციის განხორციელება პირობითი დაშვებების დროს ტარიფს გაზრდის 1.88%-ით, მაგრამ გასათვალისწინებელია, რომ თუ რეგულირებადი აქტივების ბაზა დიდია და ინვესტიცია პროცენტულად ნაკლები, ტარიფზე გავლენაც შედარებით ნაკლებია და პირიქით.

შედეგების ანალიზისას, თუ იმ დაშვებით ვიხელმძღვანელებთ, რომ ბაზარზე მხოლოდ ერთი გენერაციის ობიექტია, მაშინ გენერაციის ნაწილში განხორციელებული ინვესტიცია პირდაპირ გავლენას მოახდენს სამომხმარებლო ტარიფზე, ხოლო თუ რამდენიმეა, მაშინ შესყიდვის საშუალო შეწონილი ფასიც განსხვავებული იქნება და ტარიფზე გავლენაც - ნაკლები. ამიტომაც არის აუცილებელი კონკურენტული ბაზრის არსებობა. რაც შეეხება განაწილების ტარიფს, დავადგინეთ, რომ გამანაწილებელი კომპანიის მიერ განხორციელებულ ინვესტიციას პირდაპირი გავლენა აქვს ტარიფზე.

მიუხედავად იმისა, რომ ჩატარებული კვლევის შედეგად დადგინდა

ინვესტიციებისა და ელექტროენერგიის ტარიფებს შორის პირდაპირი ურთიერთდამოკიდებულება, ჩვენი აზრით, ინვესტიციების განხორციელებაზე არ უნდა ვთქვათ უარი. აღნიშნული მიზნით ტარიფის უცვლელად შენარჩუნება არ არის სწორი და სამართლიანი, ვინაიდან დადგენილმა ტარიფმა უნდა უზრუნველყოს ქსელში დანაკარგების შემცირება, უწყვეტი და საიმედო ელექტრომომარაგება, რასაც დამატებითი ინვესტიციების განხორციელების გარეშე კომპანიები ვერ შეასრულებენ.

მიმდინარე პერიოდისათვის ელექტროენერგეტიკული სექტორი ძირითადად საჭიროებს ინვესტიციებს (იმისთვის, რომ საქართველომ უპასუხოს მესამე ენერგეტიკული პაკეტით გათვალისწინებულ მოთხოვნებს) ელექტროენერგიის გადამცემი და გამანაწილებელი ქსელების საიმედოობის, უსაფრთხოებისა და ელექტროენერგიის სათანადო ხარისხის მაჩვენებლების გაუმჯობესების მიმართულებით, რომელიც შეიძლება მიღწეულ იქნეს ელექტროენერგეტიკული სექტორის თითოეული ლიცენზიატის მიერ განხორციელებული მიზანმიმართული ინვესტიციის შედეგად.

გამოყენებული ლიტერატურა

1. საქართველოს სამოქალაქო კოდექსი, 22.06.2016;
2. საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკის შესახებ“, 1.05.1997;
3. საქართველოს კანონი „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“, 1999-2016 წლები დინამიკაში;
4. საქართველოს კანონი „საინვესტიციო საქმიანობის ხელშეწყობისა და გარანტიების შესახებ“, 4.03.2015;
5. საქართველოს კანონი „ლიცენზიებისა და ნებართვების შესახებ“, 11.11.2015;
6. საქართველოს კანონი „დამოუკიდებელი ეროვნული მარეგულირებელი ორგანოების შესახებ“, 20.11.2013;
7. საქართველოს კანონი „რეგულირების საფასურის შესახებ“, 20.11.2013;
8. საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის 2006 წლის 30 აგვისტოს №77 ბრძანებით დამტკიცებული „ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბაზრის წესები“;
9. საქართველოს პარლამენტის №3259 დადგენილება „საქართველოს ენერგეტიკულ სექტორში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების“ თაობაზე, 9.06.2006;
10. საქართველოს პარლამენტის №3758 დადგენილება „საქართველოს ენერგეტიკის დარგში სახელმწიფო პოლიტიკის ძირითადი მიმართულებების“ თაობაზე, 24.06.2015;
11. საქართველოს ენერგეტიკის მინისტრის 2006 წლის 30 აგვისტოს №77 ბრძანება „ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) ბაზრის წესების შესახებ“;
12. საქართველოს სოციალურ-ეკონომიკური განვითარების სტრატეგია, საქართველო 2020, საქართველოს მთავრობა, www.gov.ge;
13. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2016 წლის 25 ივლისის №13 დადგენილება „მომსახურების კომერციული ხარისხის წესების“ დამტკიცების შესახებ;
14. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიების დამტკიცების შესახებ“;

15. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2008 წლის 4 დეკემბრის №33 დადგენილება „ელექტროენერგიის ტარიფების შესახებ“, 22.02.2017;

16. ევროპარლამენტისა და ევროსაბჭოს 2009/72/EC დირექტივა „ელექტროენერგიის შიდა ბაზრისთვის საერთო წესების შესახებ“, 13.07.2009;

17. გაჩეჩილაძე ზ., მაღრაძე ნ., მაღრაძე თ., „კონკურენტული ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ჩამოყალიბება საქართველოში“, თბ., 2014;

18. პირველი ი., სუმბაძე ნ., მუხიგიშვილი გ., ქელბაქიანი გ., გალდავა ი., „ელექტროენერგეტიკული პოლიტიკის მოდელირება და ანალიზი“, თბ., 2013;

19. ჩომახიძე დ., „საქართველოს ენერგეტიკული უსაფრთხოება“, თბ., 2003;

20. ჩომახიძე დ., „შესავალი ენერგომენეჯმენტში“, თბ., 2011;

21. ჯეიმს ს. ვან ჰორნი, ჯონ მ. ვახოვიჩი, უმც., „ფინანსური მენეჯმენტის საფუძვლები“, საქართველოს მაცნე, 2008;

22. Berisha A, An assessment of WACC levels for Georgian regulated utility companies, within the framework of ERRA Ad-Hoc Consultancy Project, 24.02.2017, www.erranet.org;

23. Glachant J.M, Leveque F, Elgar E, Electricity reforms in Europe, Towards a single market. Cheltenham, UK Northamption, MA. USA, 2010;

24. IRG – Regulatory Accounting. Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation, February 2007;

25. KEMA, Cost of Capital, Presentation for ERRA Tariff Committee, Dr. Konstantin Petrov / Waisum Cheng / Dr. Daniel Grote, April 2009;

26. Kiss A., Lesi M., Sugar A., Szolnoki P., Price Regulation and Tariffs, ERRA, June 2006;

27. Mustafa GÖZEN, Cost of Capital Estimation for Energy Network Utilities: Revisiting from the Perspective of Regulators, *Dokuz Eylül Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, Cilt:26. Sayı:2., Yıl:2011;*

28. Shively B, Ferrare J, Understanding Today's Electricity business, Enerdynamics 2012;

29. REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL under Article 7 of Decision 2006/500/EC (Energy Community Treaty), 2011;

30. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის წლიური ანგარიშები, 1999-2016 წლების დინამიკაში;

31. შპს „დელოიტ კონსალტინგის“ პუბლიკაცია „საქართველოს

ელექტროენერგეტიკული ბაზრის მოდელი და ელექტროენერგიით ვაჭრობის მექანიზმი“ – 2015, თბ., 2012;

32. საქართველოს რეფორმების ასოციაცია (GRASS), საქართველოს ევროპის ენერგეტიკულ გაერთიანებაში გაწევრიანების შედეგების ანალიზი, თბ., 04.2015;

33. მსოფლიო გამოცდილება საქართველოსთვის, საქართველოს ენერგეტიკული სექტორი ევროკავშირთან ასოცირების კონტექსტში, 2015;

34. საქართველო და ევროპის ენერგეტიკული გაერთიანება, ევროინტეგრაციის გამოწვევები, მწვანე ალტერნატივა, 2015;

35. საქართველოს ბიზნეს ასოციაცია, „საქართველოს გრძელვადიანი ეკონომიკური განვითარების კონცეფცია“, 2013;

36. ფილიპიდის თ., ტარიფების ფორმირების ეკონომიკური მექანიზმების სრულყოფა საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ ბაზარზე, დისერტაცია, საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი, 07.2013;

37. არასამთავრობო ორგანიზაცია მწვანე ალტერნატივას ანგარიში, სახელმწიფო ქონების პრივატიზების აგრესიული პოლიტიკა, ანუ „პრივატიზება ქართულად“-2, თბ., 2010;

38. რეგულირებადი კომპანიების მიერ სემეკში წარდგენილი 2010-2014 წლების წლიური ანგარიშგების ფორმები;

39. საქართველოს გადამცემი ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმა 2015-2025, 2016-2026 და 2017-2027;

40. IV საერთაშორისო სამეცნიერო კონფერენციის მასალები, ენერგეტიკა: რეგიონული პრობლემები და პრობლემები და განვითარების პერსპექტივები, მოხსენებების კრებული, აკაკი წერეთლის სახელმწიფო უნივერსიტეტი, 29.10.2016;

41. საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტრო, www.energy.gov.ge;

42. საქართველოს ფინანსთა სამინისტრო, www.mof.ge;

43. საქართველოს სტატისტიკის ეროვნული სამსახური, www.geostat.ge;

44. საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისია, www.gnerc.org;

45. საქართველოს ეროვნული ბანკი, www.nbg.gov.ge;

46. საქართველოს ენერგეტიკული სისტემის კომერციული ოპერატორი, www.esco.ge;

47. სს „თელასი“, www.telasi.ge;

48. სს „კახეთის ენერგოდისტრიბუცია“, www.ked.ge;

49. სს „ენერგო-პრო ჯორჯია“, www.energo-pro.ge;

50. საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემა, 2017 წლის ელექტროენერგიის (სიმძლავრის) საპროგნოზო ბალანსი, www.gse.com.ge;

51. ენერგეტიკული თანამეგობრობა, www.energycommunity.org;

52. ხუბულავა თ., სალიზინგო მომსახურების უპირატესობები, Forbes Georgia, 22.09.2014, www.forbes.ge;

53. A review of WACC parameters for Irish Transmission and Distribution electricity networks by Europe Economics, www.cer.ie;

54. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, www.acer.europa.eu;

55. An Energy Community Report on the status of the main criteria for Allowed Revenue Determination for Transmission, Distribution and regulated supply of electricity and gas, https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2768183.PDF;

56. Australian Energy Regulator, Electricity transmission and distribution network service providers Review of the weighted average cost of capital (WACC) parameters, 05.2009, www.aer.gov.au;

57. Council of European Energy Regulators www.ceer.eu;

58. Damodaran, Aswath, Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2016 Edition (March 5, 2016), https://ssrn.com/abstract=2742186 or http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2742186;

59. Europe Economics, PR4 WACC for EirGrid and ESB Network, 01.2015, www.ib-net.org;

60. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Annual report 2015 – electricity without borders, 17.11.2016, www.entsoe.eu;

61. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Ten year network development plan – CBA methodology, 15.11.2016, www.entsoe.eu;

62. European Union Law, www.europa.eu;

63. KOPAČ J., Turkey as a member of the Energy Community, Daily News, 24.02.2015, www.hurriyetdailynews.com;

64. Lithuenian National Commision for Energy Control and Prices, www.regula.lt;

65. U.S. Department of the Treasury, www.treasury.gov;

66. Sabadus A, Energy Community representatives to monitor Turkey's energy markets, 19.02.2015, www.icis.com;

67. Secretariat, 2014 Annual Implementation Report of the Acquis under the Treaty Establishing the Energy ommunity, www.energycommunity.org;

68. Sedelmeier Ulrich, Europe after the Eastern Enlargement of the European Union: 2004-2014, www.eu.boell.org;

69. The Australian Energy Regulator's Electricity Transmission and Distribution service providers Review of Weighted Average Cost of Capital (WACC) parameters, www.aer.gov.au;

70. The Commission of Energy Regulation (CER) of the Republic of Ireland's decision paper on Mid-Term review of WACC parameters for Transmission and Distribution networks for 2014 to 2015, www.cer.ie;

71. The Croatian Energy Regulatory Agency's (HERA) decision on Tariff Elements for a gas company, www.hera.hr;

72. The Decision of the Energy Regulatory Commission of the Republic of Macedonia, www.erc.org.mk;

73. The Office of Gas and Electricity Market of the United Kingdom's Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas, www.ofgem.gov.uk;

74. http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. 22.10.2016;

75. www.erg.eu.int/doc/publications/erg_07_05_pib_s_on_wacc.pdf;

76. http://businesschamber.ge/?p=73

77. https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/nl/pdf/2016/advisory/MRP-Summary-October-2016.pdf 14.11.2016;

78. http://www.londonstockexchange.com/statistics/companies-and-issuers/debt-securities.xls. 5.11.2016;

79. https://www.ib-net.org/en/texts.php?folder_id=131&mat_id=109&L=0&S=0&ss=0. 30.10.2016;

80. http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf;

81. http://www.ceer.eu, 15.08.2016;

82. www.crc.bg/files/_bg/Consultation_document_WACC.pdf ;

83. https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2768183.PDF;

დანართები

დანართი №1. ელექტროენერგიის იმპორტ-ექსპორტისა და ტრანზიტის სტატისტიკა, 2015-2017 წწ (კვტ.სთ)[248]

წელი	თვე	იმპორტი			ექსპორტი				ტრანზიტი	
		რუსეთი	აზერბაიჯანი	სომხეთი	რუსეთი	აზერბაიჯანი	სომხეთი	თურქეთი	აზერბაიჯანიდან თურქეთში	რუსეთიდან სომხეთში
2015	იანვარი	114 824 515	51 244 733		6 090					
	თებერვალი	63 137 515						656		
	მარტი	61 347 770	14 298 910		1 015			27 981 676		
	აპრილი	5 972 465	36 149 512		84 245	14 951		43 399 100		
	მაისი	921 110			40 663 945		16 427 373	86 744 606		
	ივნისი	1 605 415			65 504 040		32 896 225	86 509 203		
	ივლისი	1 334 290			63 313 670		21 510 850	81 225 477		
	აგვისტო	15 364 695		23 201 084	2 030		12 794	24 002 398		
	სექტემბერი			45 416 200			1 073	24 509 127		
	ოქტომბერი	40 170 040		17 914 950			2 465	25 348 755		
	ნოემბერი	83 446 195						19 771 660		
	დეკემბერი	122 877 000								
	სულ	511 001 010	101 693 155	86 532 234	169 575 035	14 951	70 850 780	419 492 658	-	-
2016	იანვარი	89 726 235	3 399 346		14 210	3 742				
	თებერვალი	111 400 302	9 707 769						22 881 562	8 936 518
	მარტი	125 519 795	7 770 710		1 015				24 942 446	
	აპრილი	23 097 226	1 624 544		1 015				20 275 707	27 499 270
	მაისი	346 805	2 386 897		81 736 935	2 043 886	45 174 795	60 957 663		
	ივნისი	943 425			61 838 875		43 556 845	106 452 844	20 041 261	
	ივლისი	1 230 680	4 077 175		3 994 460	3 238 118	22 753 144	99 658 902	88 369 013	
	აგვისტო		10 464 367			36 480		27 183 937	138 739 275	
	სექტემბერი	91 520	24 091 966			97 137			101 469 638	
	ოქტომბერი		16 851 345			6 160		148 533	130 559 010	
	ნოემბერი	2 998 340	9 724 686		3 045	798			131 487 003	
	დეკემბერი	13 805 880	19 679 823			21 412		86 290	134 390 834	
	სულ	369 160 208	109 778 628	-	147 589 555	5 447 733	111 484 784	294 488 169	813 155 749	36 435 788
2017	იანვარი	6 711 320	172 329 998			308	996 203		9 706 536	
	თებერვალი	106 272 320	118 030 191	25 371 670		23 814			16 307 242	
	მარტი	83 998 200	176 936 369	50 500 395		523		23 165	3 966 522	
	აპრილი	17 820 000	88 252 738	40 468 350		111 048			4 726 237	
	სულ	214 801 840	555 549 296	116 340 415	-	135 692	996 203	23 165	34 706 536	-

[248] http://esco.ge/files/data/Import-Export/import-eqsporti-tranziti-geo.pdf

დანართი №2. WACC-ის გაანგარიშება ელექტროენერგიის გადაცემის საქმიანობა[249]

ქვეყანა	WACC ნომინალური			WACC რეალური		
	გადასახა-დებამდე	გადასახა-დების შემდეგ	ვანილა	გადასახა-დებამდე	გადასახა-დების შემდეგ	ვანილა
ავსტრია	√					
ბელგია	√		√			
ჩეხეთი	√					
გერმანია	არ გამოიყენება WACC. მარეგულირებელი განსაზღვრავს კაპიტალის ღირებულებას. ხოლო სესხის ღირებულება კანონითაა განსაზღვრული. კაპიტალის ღირებულება დაფუძნებულია რეგულირებადი აქტივების ბაზაში ჩართულ ახალ და ძველ აქტივებზე. ამასთან. ნომინალური საპროცენტო განაკვეთი შეადგენს 9.05%. ხოლო რეალური - 7.14%. სესხის ღირებულება განიხილება განცალკევებულად.					
დანია	არსებობს მხოლოდ ერთი სახელმწიფო საკუთრებაში არსებული გადაცემის სისტემის ოპერატორი და ის ნულოვანი მოგების პრინციპით მუშაობს. ტარიფი მხოლოდ საჭირო ხარჯებს ფარავს.					
ესტონეთი	√					
ესპანეთი	არ გამოიყენება WACC. იყენებენ 10 წლიან 200 სახაზინო ობლიგაციაზე არსებულ უკუგების ნორმას გადასახადებამდე.					
ფინეთი					√	
საფრანგეთი	√					
დიდი ბრიტანეთი						√
საბერძნეთი	რეალური უკუგების ნორმის (გადასახადებამდე) გაანგარიშება დაფუძნებულია WACC-ზე.					
უნგრეთი				√		
იტალია				√		

[249] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 21.

ლატვია			√			
ლიტვა	√					
ლუქსემბურგ.	√					
ნორვეგია	√					
პოლონეთი	√					
პორტუგალია	√					
სლოვენია	√					
შვედეთი				√		
ჰოლანდია				√		

დანართი №3. WACC-ის გაანგარიშება ელექტროენერგიის გადაცემის საქმიანობა[250]

ქვეყანა	WACC ნომინალური			WACC რეალური		
	გადასახა-დებამდე	გადასახა-დების შემდეგ	ვანილა	გადასახა-დებამდე	გადასახა-დების შემდეგ	ვანილა
ავსტრია	√					
ბელგია	√		√			
ჩეხეთი	√					
გერმანია	არ გამოიყენება WACC. მარეგულირებელი განსაზღვრავს კაპიტალის ღირებულებას. ხოლო სესხის ღირებულება კანონითაა განსაზღვრული. კაპიტალის ღირებულება დაფუძნებულია რეგულირებადი აქტივების ბაზაში ჩართულ ახალ და ძველ აქტივებზე. ამასთან. ნომინალური საპროცენტო განაკვეთი შეადგენს 9.05%. ხოლო რეალური - 7.14%. სესხის ღირებულება განიხილება განცალკევებულად.					
დანია	არ გამოიყენება					
ესტონეთი	√					

[250] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/2016/C15-IRB-28-03_Investment_Conditions-Report_14-March-2016.pdf, გვ. 22

ესპანეთი	არ გამოიყენება WACC. იყენებენ 10 წლიან 200 სახაზინო ობლიგაციაზე არსებულ უკუგების ნორმას გადასახადებამდე.					
ფინეთი					√	
საფრანგეთი	არ გამოიყენება					
დიდი ბრიტანეთი						√
საბერძნეთი	რეალური უკუგების ნორმის (გადასახადებამდე) გაანგარიშება დაფუძნებულია WACC-ზე.					
უნგრეთი				√		
იტალია				√		
ლატვია			√			
ლიტვა	√					
ლუქსემბურგ.	√					
ნორვეგია	√					
პოლონეთი	√					
პორტუგალია	√					
სლოვენია	√					
შვედეთი				√		
ჰოლანდია				√		

დანართი №4. კომპანიის რეგულირებადი აქტივების ბაზა[251]

	ელექტროენერგიის განაწილების და გატარების საქმიანობასთან დაკავშირებული აქტივები	საბალანსო ღირებულება (საანგარიშო წლის დასაწყისში)	ინვესტიცია (საანგარიშო წლის)	ცვეთა (საანგარიშო წლის)	საბალანსო ღირებულება (საანგარიშო წლის ბოლოს)	კომენტარები
A.1	გუდვილი					
A.2	ლიცენზიები					
A.3	პატენტები					
A.4	პროგრამული უზრუნველყოფა					
A.5	სხვა არამატერიალური აქტივები					
	სულ არამატერიალური აქტივები	0.0	0.0	0.0	0.0	
B1	მიწა (110-35 კვ)					
B2	შენობები (110-35 კვ)					
B3	ნაგებობები (110-35 კვ)					
B4	მანქანა–დანადგარები (110-35 კვ)					
B5	გადამცემი მოწყობილობები (110-35 კვ)					
B6	მიწა (10-6-3.3 კვ)					
B7	შენობები (10-6-3.3 კვ)					
B8	ნაგებობები (10-6-3.3 კვ)					
B9	მანქანა–დანადგარები (10-6-3.3 კვ)					
B10	გადამცემი მოწყობილობები (10-6-3.3 კვ)					
B11	მიწა (0.4 კვ)					
B12	შენობები (0.4 კვ)					
B13	ნაგებობები (0.4 კვ)					
B14	მანქანა–დანადგარები (0.4 კვ)					
B15	გადამცემი მოწყობილობები (0.4 კვ)					
B16	მსუბუქი სატრანსპორტო საშუალებები					
B17	მძიმე სატრანსპორტო საშუალებები და სპეციალური ტექნიკა					
B18	მიწა (ადმინისტრაცია)					
B19	შენობები (ადმინისტრაცია)					
B20	ნაგებობები (ადმინისტრაცია)					
B21	ოფისის აღჭურვილობა					
B22	ავეჯი და სხვა ინვენტარი					
B23	ინსტრუმენტები და სხვა ძირითადი საშუალებები					
B24	იჯარით აღებული ქონების კეთილმოწყობა					
B25	დაუმთავრებელი მშენებლობა					
B26	გამოუყენებელი ძირითადი საშუალებები					
	სულ ქონება, მოწყობილობები და აღჭურვილობა	0.00	0.00	0.00	0.00	
	სულ აქტივები	0.00	0.00	0.00	0.00	
C1	სიმბოლურ ფასად მიღებული აქტივები (110-35 კვ)					
C2	სიმბოლურ ფასად მიღებული აქტივები (10-6-3.3 კვ)					
C3	სიმბოლურ ფასად მიღებული აქტივები (0.4 კვ)					
C4	სიმბოლურ ფასად მიღებული სხვა აქტივები					
C5	სუბსიდიებით ან/და გრანტებით შექმნილი აქტივები (110-35 კვ)					
C6	სუბსიდიებით ან/და გრანტებით შექმნილი აქტივები (10-6-3.3 კვ)					
C7	სუბსიდიებით ან/და გრანტებით შექმნილი აქტივები (0.4 კვ)					
C8	სუბსიდიებით ან/და გრანტებით შექმნილი სხვა აქტივები					
C9	მომხმარებლების სახსრებით შექმნილი აქტივები (110-35 კვ)					
C10	მომხმარებლების სახსრებით შექმნილი აქტივები (10-6-3.3 კვ)					
C11	მომხმარებლების სახსრებით შექმნილი აქტივები (0.4 კვ)					
	სულ მესამე მხარის დაფინანსებით შექმნილი აქტივები	0.0	0.0	0.0	0.0	

[251] ელექტროენერგიის წარმოების ლიცენზიატის სატარიფო განაცხადის დამტკიცებული ფორმა, *დანართი – „აქტივების ბაზა“,* 31.07.2014

დანართი №5. კომპანიის საინვესტიციო გეგმა[252]

		საანგარიშო წელი											
P.1	პროექტები და ინვესტიციები	ქსელის ძაბვის საფეხური	განახლება, შეცვლა, შეძენა ან ახალი მშენებლობა	აქტივების ჯგუფი	ძირითადი პარამეტრები	ინვესტიციები	დაფინანსების წყარო			საფუძველი	სამიზნე მაჩვენებლი	ინვესტიციის ოდენობა ერთეულ მაჩვენებელზე	ექსპლუატაციიდან გასასვლელი აქტივის წმინდა საბალანსო ღირებულება	ექსპლუატაციიდან გასასვლელი აქტივის წლიური ცვეთა
							საკუთარი რესურსი	საკრედიტო რესურსი	მესამე მხარე					
	პროექტები სრულად					**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**					
P.1.1	პროექტის სახელწოდება					0.00	0.00	0.00	0.00					
P.1.2	პროექტის სახელწოდება					0.00	0.00	0.00	0.00					
P.1.3	პროექტის სახელწოდება					0.00	0.00	0.00	0.00					
P.1.4	პროექტის სახელწოდება					0.00	0.00	0.00	0.00					
P.1.5	პროექტის სახელწოდება					0.00	0.00	0.00	0.00					

[252] ელექტროენერგიის წარმოების ლიცენზიატის სატარიფო განაცხადის დამტკიცებული ფორმა, *დანართი – „საინვესტიციო გეგმა“*, 31.07.2014

დანართი №6. „სატარიფო რეგულირებას დაქვემდებარებული საწარმოების რეგულირებადი აქტივების ცვეთა/ამორტიზაციის ნორმები“ (დანართი №3)[253]

I	საერთო აქტივები	ცვეთა/ამორტიზაციის წლიური ნორმა (%)	სასარგებლო მომსახურების ვადა (წელი)
1	სატრანსპორტო ნაგებობები	3.3	30
2	საოპერაციო შენობები	1.8	55
3	ადმინისტრაციული შენობები	1.5	65
4	ქვესადგურის შენობა	2.2	45
5	სასაწყობო ფართი	5.0	20
6	ავეჯი და მოძრავი ინვენტარი	10.0	10
7	კომიუტერული და საოფისე ტექნიკა	20.0	5
8	ინსტრუმენტები / მოწყობილობები	10.0	10
9	მსუბუქი სატრანსპორტო საშუალებები	12.5	8
10	მძიმე სატრანსპორტო საშუალებები და სპეციალური ტექნიკა	8.3	12
11	არამატერიალური აქტივები	20.0	5
II	**სადგურები**	**ცვეთა/ამორტიზაციის წლიური ნორმა (%)**	**სასარგებლო მომსახურების ვადა (წელი)**
12	**თბოელექტროსადგურები**		
12.1	კონდენსაციური ელექტროსადგურები	4.0	25
2.1.1	თბოტექნიკური ნაწილი	4.0	25
12.2	გაზოტურბინა	3.3	30
12.3	დამხმარე მოწყობილობები (წყლის მომზადება. სათბობის მომზადება და სხვა)	4.0	25
12.4	გარემოს დაცვითი აღჭურვილობა	6.7	15

[253] საქართველოს ენერგეტიკისა და წყალმომარაგების მარეგულირებელი ეროვნული კომისიის 2014 წლის 30 ივლისის №14 დადგენილება ელექტროენერგიის ტარიფების გაანგარიშების მეთოდოლოგიების დამტკიცების შესახებ

12.5	ნაგებობები (საკვამლე მილები. შხეფ–საცივრები. სათბობის საცავები და ა.შ.)	2.2	45
13	**ჰიდროელექტროსადგური**		
13.1	კაშხალი. სათავე. სადერივაციაო და სხვა ჰიდროტექნიკური ნაგებობები	1.7	60
12.2	ჰიდროელექტროსადგურის სხვა მოწყობილობები და აღჭურვილობა	2.2	45
12.3	ჰიდროელექტროსადგურის სხვა მოწყობილობები და აღჭურვილობა	3.3	30
14	ქარის ელექტროსადგურები	4.0	25
15	მზის ელექტროსადგური	4.0	25
16	ძალოვანი აგრეგატები	4.0	25
17	დამცავი. გამზომი მოწყობილობები დისტანციური მართვის. ტელეკომუნიკაციის. ტელეგამზომი და ავტომატური მოწყობილობები	4.0	25
18	ელექტროსადგურის ძალოვანი მოწყობილობები. მათ შორის. ტრანსფორმატორები. საკომუტაციო და გამანაწილებელი მოწყობილობები	2.2	45
19	სადგურის სხვა ელექტრო მოწყობილობები	4.0	25
III	**ქსელის კომპონენტები**	**ცვეთა/ამორტიზაციის წლიური ნორმა (%)**	**სასარგებლო მომსახურების ვადა (წელი)**
20.1	საჰაერო ხაზები (500 - 400 - 330 - 220 - 110 კვ)	2.2	45
20.2	ქვესადგურის ძალოვანი მოწყობილობები. მათ შორის. ტრანსფორმატორები. საკომუტაციო და გამანაწილებელი მოწყობილობები	2.5	40
20.3	დამცავი. გამზომი მოწყობილობები და გადაძაბვისაგან დაცვა. დისტანციური მართვის. ტელეკომუნიკაციის. ტელეგამზომი	4.0	25

	და ავტომატური მოწყობილობები		
20.4	სხვა	4.0	25
21	**35 – 10 – 6 – 3.3 კვ**		
21.1	საჰაერო ხაზები (35 – 10 – 6 – 3.3 კვ)	2.9	35
21.2	მიწისქვეშა ხაზები (35 – 10 – 6 – 3.3 კვ)	2.5	40
21.3	საშუალო ძაბვის ქვესადგურების ძალოვანი მოწყობილობები. მათ შორის. ტრანსფორმატორები. საკომუტაციო და გამანაწილებელი მოწყობილობები	2.9	35
21.4	დამცავი. გამზომი მოწყობილობები და გადაძაბვისაგან დაცვა. დისტანციური მართვის. ტელეკომუნიკაციის. ტელეგამზომი და ავტომატური მოწყობილობები	4.0	25
22	**1 კვ-მდე**		
22.1	საჰაერო ხაზები (1 კვ–მდე)	2.9	35
22.2	მიწისქვეშა ხაზები (1 კვ–მდე)	2.5	40
22.3	დამცავი. გამზომი მოწყობილობები და გადაძაბვისაგან დაცვა. დისტანციური მართვის. ტელეკომუნიკაციის. ტელეგამზომი და ავტომატური მოწყობილობები	2.9	35
23	მრიცხველები	5.0	20
24	გარდამსახები. მუდმივი დენის ჩანართები. საკომპენსაციო მოწყობილობები	4.0	25
25	სატელეფონო ხაზები	2.9	35
26	სტაციონარული ამწე მოწყობილობა. სატვირთო ლიფტები. გარე განათება და სხვა დამხმარე მოწყობილობები	3.3	30