განახლებადი ენერგიის საინვესტიციო სპეციფიკა გლობალურ კონტექსტში და საქართველოს პოტენციალი

ხათუნა ხარხელაური
სტუ-ის ასოცირებული პროფესორი
ORCID ID: 0000-0002-1390-5816

ნინო ძნელაძე,
საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის დოქტორანტი,
ORCID ID: 0009-0000-5137-1467

საბა წიკლაური,
საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის დოქტორანტი,
ORCID ID: 0009-0002-8813-3926

https://doi.org/10.52340/gbsab.2026.59.01
უაკ 330.322:620.9

საკვანძო სიტყვები: განახლებადი ენერგია; დაფინანსების პირობები; კაპიტალის ღირებულება; მგრძნობელობის ანალიზი; საინვესტიციო მიმზიდველობა; საინვესტიციო რისკი.

1. შესავალი

1.1. თემის აქტუალობა

ენერგეტიკული უსაფრთხოების გაძლიერება, სათბური აირების ემისიების შემცირება და ენერგიის იმპორტზე დამოკიდებულების შემცირება ზრდის განახლებადი ენერგიის პროექტებში ინვესტირების მნიშვნელობას. ამავდროულად ტექნოლოგიების დანახარჯები მკვეთრად შემცირდა: განახლებადი ენერგიის საერთაშორისო სააგენტოს (IRENA) მონაცემით, 2010–2025 წლებში სამრეწველო მასშტაბის მზის ფოტოელექტრული (PV) სადგურების ერთეულ სიმძლავრეზე გაანგარიშებული კაპიტალური დანახარჯი (Total Installed Cost, TIC; $/კვტ), გლობალური საშუალო შეწონილი მნიშვნელობით, 88%-ით, ხმელეთის ქარისა კი 59%-ით შემცირდა, ხოლო 2025 წელს ელექტროენერგიის ნორმირებული ღირებულება (Levelized Cost of Electricity, LCOE - სადგურის სასიცოცხლო ციკლის ჯამური ხარჯი გამომუშავებული ელექტროენერგიის ერთეულზე) მზეზე 44, ქარზე 33 აშშ დოლარი/მგვტსთ იყო (2025 წლის ფასებით; IRENA, 2026).

დანახარჯების შემცირება თავისთავად არ ნიშნავს კონკრეტული პროექტის საინვესტიციო მიმზიდველობის ზრდას. განახლებადი ენერგიის პროექტებს მაღალი საწყისი კაპიტალური დანახარჯები (Capital Expenditure, CAPEX) და დაბალი საექსპლუატაციო ხარჯი ახასიათებთ, ამიტომ მათი ეკონომიკური შედეგი განსაკუთრებით მგრძნობიარეა კაპიტალის ღირებულების, დაფინანსების პირობებისა და შემოსავლების პროგნოზირებადობის მიმართ. ამაზე მიუთითებს ისიც, რომ BloombergNEF-ის (2026) მონაცემით 2025 წელს განახლებად ენერგიაში გლობალური ინვესტიცია, დანახარჯების დაბალი დონის მიუხედავად, შემცირდა (იხ. 3.3 ნაწილი).

პრობლემა განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია განვითარებადი და მზარდი ეკონომიკებისთვის. ეკონომიკური თანამშრომლობისა და განვითარების ორგანიზაციის

(OECD) სამუშაო დოკუმენტი (Montague et al., 2024) და საერთაშორისო ენერგეტიკული სააგენტოს (IEA) კვლევა (IEA, 2024) დაფინანსების მაღალ ღირებულებას სუფთა ენერგეტიკაში[1] ინვესტიციების ერთ-ერთ მთავარ შემზღუდველად მიიჩნევენ: ერთი და იგივე ტექნოლოგიის დაფინანსება მაღალი რისკის ქვეყნებში გაცილებით ძვირია (იხ. 4.2 ნაწილი). ამიტომ გლობალური LCOE-ის დაბალი მაჩვენებლების პირდაპირ გადატანა კონკრეტულ ეროვნულ ბაზარზე მეთოდოლოგიურად არასაკმარისია.

საქართველო ამ პრობლემის შესასწავლად მოსახერხებელი მაგალითია ორი მიზეზით. პირველი, IRENA (2026) საქართველოსთვის კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულების (Weighted Average Cost of Capital, WACC) მოდელურ მნიშვნელობებს[2] იძლევა (9,6–10,1%: ჰესისთვის 9,63%, მზისთვის 9,72%, ხმელეთის ქარისთვის 10,10%), რაც მნიშვნელოვნად აღემატება გერმანიისა და ჩინეთის მნიშვნელობებს; ეს საანგარიშო მნიშვნელობებია და არა საქართველოში დაფიქსირებული პროექტების ფაქტობრივი მაჩვენებლები. მეორე, ქარისა და მზის რესურსი თითქმის აუთვისებელია: ელექტროენერგეტიკული ბაზრის ოპერატორის (ესკო) მონაცემით, 2025 წელს გამომუშავების 79,4% ჰესებზე მოდიოდა, ქარისა და მზის წილი კი ერთად 1%-ზე ნაკლები იყო (იხ. 5.1 ნაწილი).

1.2. კვლევის მიზანი

კვლევის მიზანია განახლებადი ენერგიის პროექტების საინვესტიციო მიმზიდველობის განმსაზღვრელი ტექნოლოგიური და ფინანსური ფაქტორების შეფასება, განსაკუთრებით კაპიტალის ღირებულებისა და დაფინანსების პირობების როლის თვალსაზრისით. ეს ფაქტორები ჯერ გლობალურ მონაცემებზე დაყრდნობით არის გაანალიზებული, შემდეგ კი მათი მოქმედება საქართველოს მაგალითზეა განხილული, როგორც შემთხვევის ანალიზი.

1.3. კვლევის კითხვები

მიზნის მისაღწევად ჩამოყალიბებულია ოთხი კვლევის კითხვა:

1. რაზე მიუთითებს განახლებადი ენერგიის ძირითადი ტექნოლოგიების TIC-ისა და LCOE-ის დინამიკა მათი დანახარჯების მიხედვით კონკურენტუნარიანობის თვალსაზრისით და რამდენად განაპირობებს ეს საინვესტიციო მიმზიდველობას?

2. როგორ აისახება კაპიტალის ღირებულება (WACC), დაფინანსების პირობები და შემოსავლების პროგნოზირებადობა განახლებადი ენერგიის პროექტების საინვესტიციო მიმზიდველობაზე?

3. რომელი ფინანსური, საბაზრო, სავალუტო და მარეგულირებელი რისკები ასოცირდება განახლებადი ენერგიის პროექტების საინვესტიციო გადაწყვეტილებებთან განვითარებად ბაზრებზე?

4. რამდენად რელევანტურია ეს ტენდენციები საქართველოსთვის და როგორ აისახება საქართველოსთვის განსაზღვრული კაპიტალის ღირებულება მზის, ქარისა და ჰიდროენერგეტიკის საინვესტიციო შეფასებაზე?

---

[1]. სუფთა ენერგეტიკა - Montague et al. (2024) მიხედვით, ეს ყველა არაწიაღისეული ტექნოლოგიაა ენერგეტიკულ სისტემაში: განახლებადი ენერგია, ატომური ენერგია, ქსელები, ენერგიის დაგროვება, დაბალემისიანი საწვავი, ენერგოეფექტიანობა და ელექტრიფიკაცია. განახლებადი ენერგია ამ კატეგორიის ნაწილია და მასთან არ ემთხვევა.

[2] მოდელური WACC - IRENA-ს მიერ LCOE-ის გამოსათვლელად ქვეყნისა და ტექნოლოგიის მიხედვით დადგენილი საანგარიშო მნიშვნელობა (დისკონტის განაკვეთი). ის არ არის კონკრეტულ პროექტებზე დაფიქსირებული ფაქტობრივი მაჩვენებელი. რეალური WACC ინფლაციისგან გასუფთავებული განაკვეთია, გადასახადისშემდგომი - გადასახადის გათვალისწინებით.

1.4. ლიტერატურის მიმოხილვა

განახლებადი ენერგიის პროექტების ფინანსური შეფასების ლიტერატურაში კვლავ დომინირებს დისკონტირებულ ფულად ნაკადებზე დაფუძნებული მეთოდები (წმინდა მიმდინარე ღირებულება, უკუგების შიდა ნორმა, უკუგების პერიოდი), თუმცა იზრდება LCOE-ის გამოყენება; ამასთან, LCOE ხშირად სხვა მეთოდებთან ინტეგრაციის გარეშეც გამოიყენება (Delapedra-Silva et al., 2022). ყველა ამ მეთოდში დისკონტის განაკვეთის როლს, როგორც წესი, WACC ასრულებს; ქართულენოვან ლიტერატურაში ის განიხილება, როგორც ინვესტიციისთვის მინიმალური მოთხოვნილი უკუგება, რომელიც საკუთარი და ნასესხები კაპიტალის თანაფარდობაზეა დამოკიდებული (ჯიქია, 2014).

ემპირიული კვლევები აჩვენებს, რომ განახლებადი ენერგიის პროექტების კაპიტალის ღირებულება ქვეყნებისა და ტექნოლოგიების მიხედვით მნიშვნელოვნად განსხვავდება და განვითარებად ქვეყნებში საშუალოდ არსებითად მაღალია, ვიდრე ინდუსტრიულ ქვეყნებში (Steffen, 2020); დაფინანსების ხარჯის ეს სხვაობა მზის ფოტოელექტრული ენერგიის LCOE-ზე მნიშვნელოვნად აისახება (Ondraczek et al., 2015). გერმანიის მაგალითზე ნაჩვენებია, რომ დაფინანსების პირობების გაუმჯობესება LCOE-ის შემცირების ნაწილს ხსნის, განსაკუთრებით ხმელეთის ქარისთვის, ხოლო საპროცენტო განაკვეთების ზრდამ ეს ეფექტი შეიძლება შეაბრუნოს (Egli et al., 2018). რისკის შემცირების ჩარჩოს მიხედვით, საჯარო პოლიტიკას შეუძლია შეამციროს რისკის პრემია და, ამ გზით, კაპიტალის ღირებულება (Schmidt, 2014); განვითარებად ქვეყნებში ამ ჯაჭვის ცალკე რგოლია პოლიტიკური რისკი და მისი ასახვა პროექტის შეფასებაში (Shimbar & Ebrahimi, 2020). სისტემური მიმოხილვის მიხედვით, კერძო კაპიტალს ყველაზე ეფექტიანად ის ინსტრუმენტები იზიდავს, რომლებიც რისკს ამცირებს და შემოსავალს პროგნოზირებადს ხდის (Polzin et al., 2019). ინვესტიციის მოცულობასა და მიმართულებას ინვესტორის ტიპიც განსაზღვრავს (Mazzucato & Semieniuk, 2018), საინვესტიციო გადაწყვეტილებაზე კი არაფინანსური ფაქტორებიც მოქმედებს (Masini & Menichetti, 2013).

ლიტერატურის დიდი ნაწილი განვითარებულ ბაზრებს ან მსხვილ განვითარებად ეკონომიკებს ეხება. საქართველოს მსგავს მცირე ქვეყნებზე, რომლებსაც არასაინვესტიციო (სპეკულაციური) საკრედიტო რეიტინგი აქვთ და ელექტროენერგეტიკა ჰიდროენერგიაზე აქვთ დამოკიდებული, რაოდენობრივი შეფასებები იშვიათია, ქართულენოვან ლიტერატურაში კი WACC ძირითადად კორპორაციული ფინანსების კონტექსტში განიხილება. წინამდებარე სტატია ამ ხარვეზს ეხმიანება: ის ქვეყნისთვის განსაზღვრული კაპიტალის ღირებულების გავლენას განახლებადი ენერგიის ხარჯზე რაოდენობრივად აფასებს.

1.5. კვლევის მეცნიერული სიახლე

ნაშრომის სიახლეა არსებული საერთაშორისო პირველწყაროების ერთიან ანალიტიკურ ჩარჩოში განხილვა. კერძოდ: (1) გლობალური ტექნოლოგიური დანახარჯების მონაცემები და ქვეყნის სპეციფიკური კაპიტალის ღირებულება ერთიან ჩარჩოშია განხილული; (2) WACC-ის ცვლილების გავლენა LCOE-ზე რაოდენობრივადაა შეფასებული სტანდარტიზებული მგრძნობელობის ანალიზით; (3) მიღებული შედეგები დაკავშირებულია საქართველოს საინვესტიციო გარემოსთან.

1.6. მეთოდოლოგია და მონაცემთა წყაროები

კვლევა ეფუძნება საერთაშორისო და ეროვნული მონაცემების შედარებით და მგრძნობელობის ანალიზს (ერთი პარამეტრის, აქ WACC-ის, ცვლილების გავლენის

შეფასება სხვა პარამეტრების უცვლელობისას). წყაროებია: IRENA (დანახარჯები, LCOE, მოდელური WACC, დაფინანსების წილი), BloombergNEF (ინვესტიციები), OECD-ისა და IEA-ის ანალიტიკური ნაშრომები (კაპიტალის ღირებულების მექანიზმები), Moody's-ის სუვერენული საკრედიტო რეიტინგი საქართველოს ეროვნული ბანკის გამოცემის მიხედვით და ესკოს 2025 წლის ელექტროენერგიის ბალანსი. უპირატესობა ენიჭება პირველწყაროებსა და ოფიციალურ ანგარიშებს. ტექნოლოგიური დანახარჯების, LCOE-ისა და WACC-ის მონაცემები აღებულია ერთი და იმავე წყაროდან - IRENA-ს 2026 წლის ანგარიშიდან (IRENA, 2026), რომლის მთელი სერია გამოხატულია 2025 წლის ფასებში. ეს გამორიცხავს სხვადასხვა ანგარიშისა და ფასების ბაზის აღრევას, რადგან ანგარიშის ახალ გამოცემებში წინა წლების მაჩვენებლები იცვლება. ინვესტიციების მონაცემებისთვის ერთი გამოცემიდან ერთიანი სერია ხელმისაწვდომი არ იყო, ამიტომ თითოეული წლის მაჩვენებელი აღებულია BloombergNEF-ის იმ გამოცემიდან, რომელმაც ის გამოაქვეყნა; ეს სერია მხოლოდ მიახლოებით არის შესადარებელი. დინამიკა გამოთვლილია ორი საბაზისო წლით (2010 და 2013); თითოეულ შემთხვევაში მითითებულია, რომელია გამოყენებული.

დინამიკის შესაფასებლად გამოიყენება პროცენტული ცვლილება, ხოლო კაპიტალის ღირებულების გავლენის ჩვენებისთვის - სტანდარტიზებული LCOE:

$$\Delta X\ (\%) = (X_t - X_0) / X_0 \times 100$$

$$LCOE = (TIC \times CRF + O\&M) / (8{,}76 \times CF), \quad CRF = r(1+r)^n / ((1+r)^n - 1)$$

სადაც X_0 საწყისი, X_t საბოლოო პერიოდის მაჩვენებელია; CRF -კაპიტალის აღდგენის კოეფიციენტია, O&M - საექსპლუატაციო და ტექნიკური მომსახურების ხარჯი ($/კვტ წელიწადში), CF - სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი, r - რეალური, გადასახადისშემდგომი WACC, n - საანგარიშო პერიოდი (25 წელი; IRENA, 2026, ცხრილი A1). TIC და CF აღებულია IRENA-ს 2025 წლის გლობალური საშუალო შეწონილი მნიშვნელობებიდან (მზე: 667 $/კვტ და 16%; ხმელეთის ქარი: 976 $/კვტ და 36%), O&M - IRENA-ს ცხრილებიდან (A3, A4), WACC - IRENA-ს მოდელური მნიშვნელობებიდან (ცხრილი A2). ამგვარად სხვა თანაბარ პირობებში იცვლება მხოლოდ WACC. ფორმულის სისწორე შემოწმდა გამოქვეყნებულ შედეგებთან: WACC-ის 5%-დან 9%-მდე ზრდა LCOE-ს მზეზე 35%-ით, ქარზე 29%-ით ზრდის, რაც IEA-ს გამოქვეყნებულ გათვლებს ემთხვევა (იხ. 4.1 ნაწილი). ჰესისთვის გათვლა არ ხორციელდება: IRENA-ს მონაცემთა ფაილში O&M-ის გლობალური საშუალო მხოლოდ მზისა და ქარისთვისაა მოცემული, ჰესის O&M კი პროექტიდან პროექტზე ძლიერ განსხვავდება.

2. განახლებადი ენერგიის საინვესტიციო სპეციფიკა: კონცეპტუალური ჩარჩო

განახლებადი ენერგიის პროექტებში ინვესტირება ტრადიციული ენერგეტიკისგან ძირითადად ხარჯების სტრუქტურით განსხვავდება: ხარჯების დიდი ნაწილი პროექტის დასაწყისში იდება, საწვავის ხარჯი კი თითქმის არ არსებობს (Montague et al., 2024). ამ სტრუქტურიდან გამომდინარეობს მთავარი თავისებურება: პროექტის შედეგი უფრო მგრძნობიარეა დაფინანსების ღირებულების მიმართ, ვიდრე საწვავზე დამყარებულ პროექტში.

ჩარჩოს მნიშვნელოვანი ელემენტია სამი ცნების გამიჯვნა. (1) წარმოების ხარჯი (Generation Cost) - რომლის საზომიც/ინდიკატორიც არის LCOE, (2) საინვესტიციო მიმზიდველობა (Investment Attractiveness) - რომელსაც ზომავენ NPV ან IRR-ით, და (3) მომგებიანობა (Profitability) - ფაქტობრივი ფინანსური შედეგი. (Montague et al., 2024).

საინვესტიციო მიმზიდველობაზე მოქმედებენ ფაქტორები, რომლებიც ოთხ

ჯგუფად შეიძლება დალაგდეს (ცხრილი 1). პირველი ორი ჯგუფი განსაზღვრავს ხარჯს, მეორე ორი - რისკს, რომელიც ისევ ფინანსურ პირობებში აისახება.

ცხრილი 1. საინვესტიციო მიმზიდველობის განმსაზღვრელი ფაქტორები: კონცეპტუალური ჩარჩო

ფაქტორთა ჯგუფი	მთავარი მექანიზმი	შედეგი
ტექნოლოგიური	ერთეულ სიმძლავრეზე გაანგარიშებული კაპიტალური დანახარჯი (TIC), სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი, საექსპლუატაციო ხარჯი	ელექტროენერგიის ნორმირებული ღირებულება (LCOE)
ფინანსური	კაპიტალის ღირებულება (WACC), კაპიტალის სტრუქტურა, დაფინანსების პირობები	LCOE და წმინდა მიმდინარე ღირებულება (NPV)
საბაზრო	შემოსავლების პროგნოზირებადობა: გრძელვადიანი ხელშეკრულება ან საბაზრო ფასზე დამოკიდებულება	საინვესტიციო რისკი
ინსტიტუციური	რეგულირება, გრძელვადიანი შესყიდვის ხელშეკრულება, ქსელთან წვდომა	რისკის პრემია და, ამ გზით, WACC

წყარო: ავტორების სისტემატიზაცია Montague et al. (2024) საფუძველზე.

აქედან გამომდინარე, ტექნოლოგიური და ფინანსური ფაქტორები ერთმანეთის ეფექტს აძლიერებს: LCOE-ის გაანგარიშებისას TIC მრავლდება WACC-ზე დამოკიდებულ კაპიტალის აღდგენის კოეფიციენტზე, ამიტომ რაც უფრო მაღალია საწყისი კაპიტალური დანახარჯი, მით უფრო ძლიერად აისახება LCOE-ზე WACC-ის ზრდა. საბაზრო და ინსტიტუციური ფაქტორები კი განსაზღვრავს, რამდენად მაღალი იქნება WACC-ში გათვალისწინებული რისკის პრემია.

3. ტექნოლოგიური დანახარჯები და გლობალური ინვესტიციები

3.1. TIC და LCOE: რას ზომავს თითოეული

TIC ზომავს სადგურის მშენებლობის დანახარჯს ერთეულ სიმძლავრეზე, LCOE - ელექტროენერგიის წარმოების ხარჯს სასიცოცხლო ციკლზე. ორივე ხარჯის მხარეა და შემოსავალს არ ითვალისწინებს, ამიტომ არც ერთი მათგანი პროექტის მომგებიანობას არ ზომავს.

IRENA-ს (2026) ერთიანი სერია (ცხრილი 2) გვიჩვენებს, რომ ტენდენციები ტექნოლოგიების მიხედვით განსხვავდება: მზესა და ქარზე ორივე მაჩვენებელი მკვეთრად შემცირდა, ჰესზე კი გაიზარდა. ცხრილი 2 ცვლილებას 2013 წლიდან აჩვენებს. 2010 წლიდან, რომლითაც IRENA-ს სერია იწყება და რომელსაც ანოტაცია და შესავალი ეყრდნობა, ცვლილება უფრო დიდია: TIC მზეზე 88%-ით და ხმელეთის ქარზე 59%-ით შემცირდა, ჰესზე კი 36%-ით გაიზარდა. ჰესის TIC 2022 წელს პიკს აღწევს და შემდეგ მცირდება, თუმცა გლობალური საშუალო დიდწილად იმაზეა დამოკიდებული, რომელი პროექტები შევიდა ექსპლუატაციაში მოცემულ წელს: 2025 წელს, ყველაზე იაფი და ყველაზე ძვირი 5–5%-ის გამოკლებით, პროექტების TIC 1153-დან 7346 $/კვტ-მდე მერყეობდა (მე-5 და 95-ე პერცენტილები). შედეგად 2025 წელს ჰესის LCOE (62 $/მგვტსთ) მზესა (44) და ხმელეთის ქარს (33) აღემატება. IRENA-ს მონაცემით, 2024 წელს ექსპლუატაციაში შესული სამრეწველო მასშტაბის განახლებადი სიმძლავრის 91%-ის ხარჯი ყველაზე იაფი ახალი წიაღისეული საწვავის სადგურის ხარჯზე დაბალი იყო (IRENA, 2025c). ეს დანახარჯების მიხედვით კონკურენტუნარიანობაზე მიუთითებს, მაგრამ საინვესტიციო მიმზიდველობაზე - არა.

ცხრილი 2. ერთეულ სიმძლავრეზე გაანგარიშებული კაპიტალური დანახარჯი (TIC) და LCOE, გლობალური საშუალო შეწონილი, 2013–2025 (2025 წლის აშშ დოლარი)

ტექნოლოგია	მაჩვენებელი	2013	2018	2020	2022	2024	2025	ცვლილება, 2013–2025
მზე (PV)	TIC, $/კვტ	3 495	1 473	1 069	971	708	667	–80,9%
	LCOE, $/მგვტსთ	202,6	79,2	60,8	50,5	43,0	43,5	–78,5%
ხმელეთის ქარი	TIC, $/კვტ	2 285	1 909	1 626	1 387	1 067	976	–57,3%
	LCOE, $/მგვტსთ	99,0	55,6	40,9	34,0	34,3	33,0	–66,7%
ზღვის ქარი	TIC, $/კვტ	5 961	5 064	3 777	3 604	2 921	2 931	–50,8%
	LCOE, $/მგვტსთ	155,3	115,0	92,2	80,7	80,7	77,9	–49,8%
ჰიდროენერგეტიკა	TIC, $/კვტ	1 822	1 751	2 256	3 202	2 322	2 079	+14,1%
	LCOE, $/მგვტსთ	47,0	46,3	51,5	67,8	56,5	61,7	+31,2%

წყარო: IRENA (2026), მონაცემთა ფაილი (ნახ. S.1, S.2, 1.6, 1.7, 4.3, 6.2); ცვლილება — ავტორების გამოთვლა. 2025 წლის TIC მოცემულია ნახ. S.1-ის მიხედვით.

3.2. რატომ შეიძლება TIC შემცირდეს, LCOE კი არა

2024–2025 წლებში მზეზე TIC 6%-ით შემცირდა, LCOE კი 1%-ით გაიზარდა; ჰესზე TIC 10%-ით შემცირდა, LCOE - 9%-ით გაიზარდა (IRENA, 2026, ნახ. S.1). LCOE-ზე TIC-თან ერთად მოქმედებს: (ა) სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი, (ბ) საექსპლუატაციო ხარჯი, (გ) WACC და დაფინანსების პირობები, (დ) გლობალური საშუალოს გეოგრაფიული შემადგენლობა, (ე) ტექნოლოგიური ცვლილებები. IRENA-ს მონაცემებით სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტი 2025 წელს მხოლოდ მცირედ შეიცვალა (მზე 16%, ხმელეთის ქარი 36%, ზღვის ქარი 41%, ჰესი 43%), მზის საექსპლუატაციო ხარჯის საანგარიშო მნიშვნელობა კი ოდნავ გაიზარდა (არა-OECD ქვეყნებისთვის 11,0-დან 11,2 $/კვტ წელიწადში, OECD-ისთვის 20,7-დან 21,2; ცხრილი A4). ეს ორი ფაქტორი TIC-ის შემცირების ეფექტს სრულად ვერ აბათილებს. IRENA-ს ანგარიშის შემაჯამებელი ნაწილის მიხედვით, მზის შემთხვევაში იაფი აღჭურვილობის ეფექტი ძირითადად კაპიტალის ღირებულების ზრდამ და სიმძლავრის გამოყენების კოეფიციენტის მცირედ შემცირებამ გაანეიტრალა, ჰესის LCOE-ის ზრდა კი უპირატესად გამომუშავების შემცირებით და არა ტექნოლოგიური ხარჯების ცვლილებით არის განპირობებული (IRENA, 2026). ეს ადასტურებს, რომ LCOE-ის დინამიკას TIC-თან ერთად დაფინანსების პირობები და სადგურების ფაქტობრივი გამომუშავება განსაზღვრავს.

3.3. გლობალური ინვესტიციები

BloombergNEF-ის ყოველწლიური გამოცემების მიხედვით, განახლებად ენერგიაში გლობალური ინვესტიცია 2021 წლის 366 მლრდ აშშ დოლარიდან 2024 წელს 728 მლრდ-მდე, ანუ დაახლოებით ორჯერ გაიზარდა, 2025 წელს კი 690 მლრდ-მდე შემცირდა; BloombergNEF-ის შეფასებით, ეს შესწორებულ 2024 წელთან შედარებით 9,5%-იანი ვარდნაა (BloombergNEF, 2022, 2025, 2026). 9,5% გამოთვლილია 2024 წლის გადახედილ მაჩვენებელთან, რომელიც გამოქვეყნებული არ არის და უკუგამოთვლით დაახლოებით 762 მლრდ-ს შეადგენს (690 / 0,905), ამიტომ 728 მლრდ-თან პირდაპირი შედარება სწორი არ იქნება. შეფასებები მეთოდოლოგიის მიხედვითაც განსხვავდება: IRENA-სა და CPI-ის (2025) მიხედვით, 2024 წელს ინვესტიცია საბოლოო

საინვესტიციო გადაწყვეტილებებზე დაყრდნობით 807 მლრდ იყო, ექსპლუატაციაში შესული სიმძლავრის მიხედვით კი - 641 მლრდ. ვარდნა დანახარჯების დაბალი დონის ფონზე მოხდა და BloombergNEF მას, სხვა ფაქტორებთან ერთად, ჩინეთში საბაზრო რეგულაციის ცვლილებას უკავშირებს. ეს აჩვენებს, რომ დანახარჯების შემცირება და ინვესტიციების ზრდა ერთი და იგივე პროცესი არ არის: პირველი ერთეულ სიმძლავრეზე ხარჯს ზომავს, მეორე კი დაბანდებული კაპიტალის მოცულობას, რომელზეც რეგულაცია, დაფინანსების პირობები, ქსელის შესაძლებლობები და საბაზრო რისკებიც მოქმედებს. უნდა აღინიშნოს, რომ BloombergNEF-ის „განახლებადი ენერგია“ მსხვილ ჰესებს არ მოიცავს.

4. კაპიტალის ღირებულება და საინვესტიციო რისკები

4.1. WACC და რისკის გადაცემის ჯაჭვი

WACC წარმოადგენს საკუთარი და ნასესხები კაპიტალის ღირებულების შეწონილ საშუალო მაჩვენებელს და ასახავს პროექტის ან კომპანიისთვის შესაბამის დისკონტის განაკვეთს. მისი დონე დამოკიდებულია როგორც საბაზრო და ქვეყნის რისკებზე, ისე კაპიტალის სტრუქტურაზე, ვალის ღირებულებასა და საკუთარი კაპიტალის მოთხოვნილ უკუგებაზე (Montague et al., 2024; ჯიქია, 2014). WACC უსაფრთხო განაკვეთისა და რისკის პრემიისგან შედგება, ამიტომ რისკი კაპიტალის ღირებულებაზე რისკის პრემიის გავლით მოქმედებს. ეს ქმნის სტატიის ცენტრალურ ლოგიკურ ჯაჭვს:

ქვეყნის/პროექტის რისკის ზრდა → რისკის პრემიის ზრდა → WACC-ის ზრდა → LCOE-ის ზრდა → საინვესტიციო მიმზიდველობის შემცირება

ჯაჭვის ბოლო რგოლი განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია განახლებადი ენერგიისთვის: მისი LCOE WACC-ის ზრდისას უფრო სწრაფად იზრდება, ვიდრე წიაღისეული საწვავის სადგურების: IEA-ს გათვლით, WACC-ის 5%-დან 9%-მდე ზრდა მზისა და ხმელეთის ქარის LCOE-ს 34%-ით და 29%-ით ზრდის, ქვანახშირისა და გაზისას კი მხოლოდ 10–11%-ით; IRENA-ს შეფასებით, 2%-დან 10%-მდე ზრდა მზისა და ქარის LCOE-ს დაახლოებით 80%-ით ზრდის (IRENA, 2023; ციტ. Montague et al., 2024). ეს მაჩვენებლები კონკრეტულ დაშვებებს ეფუძნება და ეფექტის მასშტაბს აჩვენებს და არა ნებისმიერი პროექტის პროგნოზს. კვლევისთვის რელევანტურია ხუთი რისკის ჯგუფი: ქვეყნის (სუვერენული), სავალუტო, მარეგულირებელი და პოლიტიკური, შემოსავლის (შესყიდვის) და პროექტის მშენებლობის დასრულების რისკი. სავალუტო რისკი განსაკუთრებით მნიშვნელოვანია, როცა შემოსავალი ადგილობრივ ვალუტაშია, დაფინანსება კი მყარ ვალუტაში; სავალუტო რისკის ჰეჯირებას (დაზღვევას) საკმაოდ დიდი ხარჯი ახლავს (Montague et al., 2024).

4.2. რისკის კატეგორია და დაფინანსების ხარჯები

IRENA-ს (2026) მიერ შეფასებული 77 ქვეყნის მზის ფოტოელექტრული პროექტების შერჩევაში WACC-ის მედიანა საინვესტიციო კატეგორიის ქვეყნებში 5,9%-ია, არასაინვესტიციო (სპეკულაციური) კატეგორიის ქვეყნებში[1] 9,7%, პრობლემურ კატეგორიაში 16,7% (ცხრილი 3). რისკის კატეგორიის გაუარესებისას WACC და

[1] Moody's-ის სკალაზე Ba1–B3 არასაინვესტიციო (სპეკულაციური) კატეგორიაა; საინვესტიციო კატეგორიის ქვედა ზღვარი Baa3-ია. საქართველოს რეიტინგი, Ba2, მისგან ორი საფეხურით დაბალია. WACC და დაფინანსების წილი IRENA-ს მოდელური გათვლებია და არა დაფიქსირებული საბაზრო მაჩვენებლები. საქართველო ამ 77 ქვეყნის შერჩევაში არ შედის. ცხრილში შენარჩუნებულია IRENA-ს დაჯგუფება.

დაფინანსების წილი LCOE-ში ერთად იზრდება, ანუ ბაზრის რისკი არა მხოლოდ ხარჯის დონეს, არამედ ხარჯის სტრუქტურასაც ცვლის.

ცხრილი 3. მზის ფოტოელექტრული პროექტები: WACC და დაფინანსების წილი LCOE-ში სუვერენული რეიტინგის ჯგუფების მიხედვით (IRENA-ს მიერ შეფასებული 77 ქვეყანა)

რეიტინგის ჯგუფი (Moody's)	ქვეყნების რაოდენობა	WACC, მედიანა	WACC, დიაპაზონი	დაფინანსების წილი, მედიანა	დაფინანსების წილი, დიაპაზონი	მაგალითები
საინვესტიციო (Aaa–Baa3)	47	5,9%	3,0–8,6%	34,7%	20,1–51,0%	გერმანია 3,0%; ინდოეთი 5,9%
სპეკულაციური (Ba1–B3)	19	9,7%	5,8–14,3%	54,9%	33,2–68,7%	ბრაზილია 6,4%; სომხეთი 10,6%
პრობლემური (Caa–Ca)	11	16,7%	13,4–19,3%	69,5%	61,8–74,3%	ეგვიპტე 13,4%; არგენტინა 17,3%
მათ შორის Ba2	5	7,3%	6,4–9,7%	48,3%	41,1–56,4%	ბრაზილია*, სერბეთი, სამხრეთ აფრიკა

წყარო: ავტორების გამოთვლა IRENA (2026), ნახ. 1.5 მონაცემებით (ჯგუფები IRENA-ს კლასიფიკაციით).

4.3. შემოსავლების პროგნოზირებადობა და რისკების გაზიარება

შემოსავლების პროგნოზირებადობა რისკის პრემიის შემცირების ერთ-ერთი მთავარი ინსტრუმენტია. გრძელვადიანი შესყიდვის ხელშეკრულება (Power Purchase Agreement, PPA), როგორც წესი, პროექტის ძირითადი შემოსავლითი ხელშეკრულებაა და მისი პირობები განსაზღვრავს რისკების განაწილებასა და დაფინანსების შესაძლებლობას (World Bank, n.d.), თუმცა ის ხშირად მთელ სასიცოცხლო ციკლს არ ფარავს. ხელშეკრულების გარეშე, საბაზრო ფასზე გაყიდვა შემოსავალს არასტაბილურს ხდის: ზღვის ქარის სექტორში ნულოვანი ან უარყოფითი ფასის ტენდერებმა პროექტები მაღალი საბაზრო რისკის წინაშე დააყენა. ინდექსირებული ტარიფისას შემოსავალი ინფლაციას მიჰყვება, რის გამოც კაპიტალის ღირებულების ზრდის ეფექტი ნაწილობრივ კომპენსირდება. განვითარებად ბაზრებზე რისკის შემცირების მექანიზმებად OECD-ის ნაშრომი ასახელებს სახელმწიფო-კერძო პარტნიორობას, განვითარების მრავალმხრივი ბანკების ჩართულობას, შერეულ დაფინანსებას, გარანტიებსა და სავალუტო რისკის ჰეჯირებას (Montague et al., 2024).

5. საქართველოს საინვესტიციო გარემო

5.1. გამომუშავების სტრუქტურა და სეზონურობა

ესკოს 2025 წლის ბალანსის მიხედვით გამომუშავებამ 13 837,7 მლნ კვტსთ შეადგინა; ჰესებზე მოდიოდა 79,4%, თბოსადგურებზე 20,0%, ქარსა და მზეზე ერთად 0,6%. მზის გამომუშავება ბალანსში აგვისტოდან დეკემბრამდეა ასახული, ამიტომ ის მხოლოდ წლის ნაწილის მონაცემია. 2026 წლის იანვარ–სექტემბრის მონაცემებით,

ბალანსში გამოჩნდა ორი ახალი ქარის სადგური, მათ შორის რუისის ქარის სადგური, ხოლო ქარისა და მზის გამომუშავებამ ცხრა თვეში 102,4 მლნ კვტსთ შეადგინა, რაც 2025 წლის მთლიან მაჩვენებელს აღემატება; თუმცა მათი წილი გამომუშავებაში კვლავ დაახლოებით 1%-ია (ესკო, 2026).

ცხრილი 4. საქართველოს ელექტროენერგიის გამომუშავება, 2025

წყარო	მლნ კვტსთ	წილი გამომუშავებაში
ჰესები	10 986,6	79,4%
თბოსადგურები	2 767,1	20,0%
ქარი (ქართლის ქარის ელექტროსადგური)	79,4	0,57%
მზე (აგვისტო–დეკემბერი)	4,6	0,03%
სულ გამომუშავება	13 837,7	100%
იმპორტი (საცნობაროდ)	1 557,5	მოხმარების ≈ 10,5%

წყარო: ესკო (2025), საქართველოს 2025 წლის ელექტროენერგიის ბალანსი (ქართულენოვანი ფაილი, სადაც მზის სადგურები ცალკე სტრიქონადაა მოცემული); წილები - ავტორების გამოთვლა. მოხმარება: 14 884,1 მლნ კვტსთ.

საინვესტიციო ანალიზისთვის მთავარია სეზონურობა: ჰესების თვიური გამომუშავება 2025 წელს მერყეობდა თებერვლის 442 მლნ კვტსთ-დან ივნისის 1 328 მლნ კვტსთ-მდე, იმპორტის დაახლოებით 82% კი იანვარ–მარტსა და დეკემბერზე მოდიოდა (ავტორების გამოთვლა ესკოს თვიური მონაცემებით). სეზონური ჰესები[1] ჰიდროგამომუშავების დაახლოებით 43%-ს შეადგენდა. ეს ნიშნავს, რომ სისტემაში განახლებადი წყარო დომინირებს, მაგრამ ზამთრის დეფიციტი იმპორტით და თბოსადგურებით ივსება - ამიტომ ახალი სიმძლავრის ღირებულება დამოკიდებულია იმაზე, ეს სიმძლავრე როდისაა გამოიმუშავებული და რა პირობებით გაიყიდება.

5.2. რესურსი და პროექტი: რა არის განსხვავება

IRENA-ს (2025a) მიხედვით, საქართველოს ჰიდროპოტენციალი დაახლოებით 15 გვტ-ია, რომლის მეოთხედზე ნაკლებია ათვისებული, ხოლო საქართველოს სახელმწიფო ელექტროსისტემის წინასწარი შეფასებით, ქარისა და მზის პოტენციური სიმძლავრე დაახლოებით 4 და 4,5 გვტ-ია. ზონირების შეფასებით (სივრცითი ანალიზი, რომელიც რესურსის, ქსელისა და მიწათსარგებლობის მონაცემებით ავლენს ყველაზე მიმზიდველ ტერიტორიებს) კი მზის მაქსიმალური განვითარების პოტენციალი დაახლოებით 87 გვტ-ია, ხმელეთის ქარისა - 5,4 გვტ (IRENA, 2025b). ეს სხვადასხვა მიზნის მქონე შეფასებებია და ერთმანეთს პირდაპირ არ ედრება; არც ერთი მათგანი არ წარმოადგენს მისაღწევი პროექტების პორტფელს, რადგან რესურსი პროექტად მხოლოდ იმ შემთხვევაში იქცევა, თუ პროექტი ფინანსურად სიცოცხლისუნარიანია. 2025 წლის ბოლოსთვის ქვეყნის 4 675 მგვტ დადგმული სიმძლავრიდან ქარზე მხოლოდ 20,7 მგვტ, მზეზე კი 10,8 მგვტ მოდიოდა (Galt & Taggart, 2026), ანუ მათი პოტენციალის 1%-ზე ნაკლები.

5.3. საქართველოს საინვესტიციო გარემოს სპეციფიკა

რესურსის პროექტად გარდაქმნას ხუთი ფაქტორი განსაზღვრავს.

1. ფინანსური ფაქტორი. საქართველოს მოდელური WACC 9,6–10,1%-ია

[1] ESCO-ს ბალანსში ჰესები სამ ჯგუფადაა გაყოფილი: მარეგულირებელი (მაგ. ენგური, ვარდნილი, ხრამი), სეზონური (მაგ. ვარციხე, რიონი, ლაჯანური, შუახევი) და მცირე სიმძლავრის ჰესები.

(ცხრილი 5), სუვერენული რეიტინგი კი Ba2 (სტაბილური პერსპექტივით; National Bank of Georgia, 2026), რაც კაპიტალტევადი პროექტის დაფინანსებას ამცირებს (იხ. 6 ნაწილი). თუ შემოსავალი ლარშია, დაფინანსება კი მყარ ვალუტაში, დამატებით სავალუტო რისკი ჩნდება; შესაძლო მექანიზმებია გარანტიები, შერეული დაფინანსება და სავალუტო რისკის ჰეჯირება (Montague et al., 2024).

2. საბაზრო ფაქტორი. ესკოს ვებგვერდზე წარმოდგენილია ელექტროენერგიით ვაჭრობის, საბალანსო ელექტროენერგიისა და გარანტირებული სიმძლავრის ბაზრის მექანიზმები. შემოსავლის პროგნოზირებადობა დამოკიდებულია იმაზე, რა წილი იყიდება გრძელვადიანი PPA-ით და რა - საბაზრო ფასით. საქართველოს პარლამენტის დარგობრივი ეკონომიკისა და ეკონომიკური პოლიტიკის კომიტეტის თემატური მოკვლევის (2021) მიხედვით, ინვესტორებისთვის ძირითადი ბარიერებია ქსელზე მიერთების დამატებითი ხარჯი, უბალანსობაზე პასუხისმგებლობა, საბაზრო ფასის ისტორიის არარსებობა და მხარდაჭერის მექანიზმების არაქმედითობა. ფასის პრობლემა 2025 წელსაც აქტუალური რჩება: დღით ადრე ბაზარზე, სადაც საბაზრო ფასი უნდა ყალიბდებოდეს, ტრანზაქციები კვლავ მინიმალური იყო, საბალანსო ელექტროენერგიაზე კი PPA-იანი სადგურები დომინირებდა (Galt & Taggart, 2026). შესაბამისად, PPA-ის გარეშე პროექტისთვის შემოსავლის პროგნოზირება რთულია.

3. ინფრასტრუქტურული ფაქტორი. ქსელთან მიერთების ხარჯი და გამომუშავების შეზღუდვის რისკი პროექტის შემოსავალსა და ხარჯს ცვლის; ამიტომ IRENA-ს ზონირების შეფასება რესურსთან ერთად გადამცემ ქსელსაც ითვალისწინებს (IRENA, 2025b). ქსელის განვითარების ათწლიანი გეგმის (2024–2034) მიხედვით, სისტემის მიმდინარე პირობების გათვალისწინებით, 2028 წლამდე სისტემაში მაქსიმუმ 750 მგვტ ქარის და 500 მგვტ მზის სიმძლავრის ინტეგრაციაა შესაძლებელი (IRENA, 2025a).

4. მარეგულირებელი ფაქტორი. ნებართვების, მიწისა და ქსელთან მიერთების პროცედურების ხანგრძლივობა მშენებლობის ვადასა და ხარჯს განსაზღვრავს, უკუმალის მქონე ცვლილებები კი რისკის პრემიას ზრდის (Montague et al., 2024). ქართული PPA-ს რეჟიმი, პროექტების ვალუტური სტრუქტურა და ნებართვების პროცედურები ამ კვლევის ფარგლებს გარეთაა.

5. რესურსული ფაქტორი. ჰიდროლოგიური სეზონურობის გამო (5.1 ნაწილი) ახალი ჰესის შემოსავალი დამოკიდებულია იმაზე, რამდენად ემთხვევა მისი გამომუშავება სისტემის მოთხოვნას; მზე და ქარი ამ პროფილს ნაწილობრივ შეავსებდა, თუმცა მათი წვლილი ზამთრის პიკში ცალკე შესაფასებელია.

6. საქართველო: კაპიტალის ღირებულება და მგრძნობელობის ანალიზი

6.1. საქართველოს მოდელური WACC

IRENA (2026) საქართველოსთვის ტექნოლოგიების მიხედვით განსხვავებულ მოდელურ, რეალურ, გადასახადისშემდგომ WACC-ს იძლევა 2025 წლისთვის: 9,63% ჰესისთვის, 9,72% მზის ფოტოელექტრული სადგურისთვის, 10,10% ხმელეთის ქარისთვის, 10,62% ზღვის ქარისთვის (ცხრილი 5). Moody's-მა 2026 წლის 1 ივლისს საქართველოს სუვერენული საკრედიტო რეიტინგი Ba2-ზე დაადასტურა, ხოლო პერსპექტივა უარყოფითიდან სტაბილურზე შეცვალა (National Bank of Georgia, 2026). IRENA-ს ცხრილში საქართველოსთვის იგივე მნიშვნელობებია, რაც სერბეთისთვის, რომელსაც IRENA-ს მონაცემებში იგივე რეიტინგი აქვს. მზის ფოტოელექტრული სადგურისთვის განსაზღვრული WACC (9,72%) პრაქტიკულად ემთხვევა IRENA-ს

ცხრილ A2-ში წარმოდგენილი 147 ქვეყნის მედიანას (9,56%), თუმცა გერმანიისა და ჩინეთის მნიშვნელობებზე გაცილებით მაღალია. ეს 147-ქვეყნიანი შერჩევა განსხვავდება 4.2 ნაწილში (ცხრილი 3) გამოყენებული 77 ქვეყნის შერჩევისგან (IRENA, 2026, ნახ. 1.5): ეს უკანასკნელი მხოლოდ იმ ქვეყნებს მოიცავს, რომლებისთვისაც IRENA დაფინანსების წილსაც აფასებს, და საქართველო მასში არ შედის.

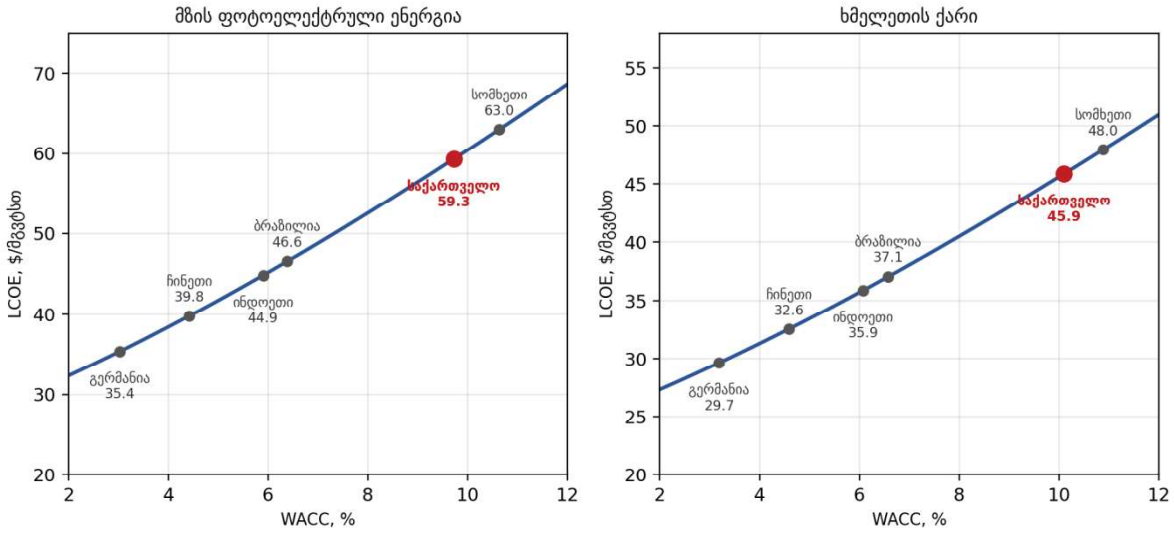
ცხრილი 5. IRENA-ს მოდელური რეალური გადასახადისშემდგომი WACC (2025) და სტანდარტიზებული LCOE ქვეყნების მიხედვით

ქვეყანა	IRENA-ს მოდელური WACC, %			სტანდარტიზებული LCOE, $/მგვტსთ	
	ჰიდრო-ენერგეტიკა	ხმელეთის ქარი	მზე (PV)	ხმელეთის ქარი	მზე (PV)
გერმანია	5,69	3,19	3,02	29,7	35,4
აშშ	3,72	3,39	3,22	30,1	36,0
ჩინეთი	4,89	4,59	4,42	32,6	39,8
ინდოეთი	6,41	6,08	5,90	35,9	44,9
ბრაზილია	6,94	6,58	6,38	37,1	46,6
საქართველო	**9,63**	**10,10**	**9,72**	**45,9**	**59,3**
აზერბაიჯანი	9,27	9,57	9,33	44,5	57,7
სომხეთი	10,58	10,89	10,63	48,0	63,0
თურქეთი	11,11	10,70	10,47	47,5	62,3

წყარო: WACC - IRENA (2026), ცხრილი A2 (მოდელური მნიშვნელობები და არა ქვეყნებში დაფიქსირებული პროექტების ფაქტობრივი WACC); LCOE - ავტორების გამოთვლა 1.6 ნაწილში აღწერილი მეთოდით. დაშვებები: მზე - TIC 667 $/კვტ, CF 16%, O&M 11,2 $/კვტ წელიწადში (IRENA, 2026, ცხრილი A4, არა-OECD ქვეყნები); ხმელეთის ქარი - TIC 976 $/კვტ, CF 36%, O&M 36,3 $/კვტ წელიწადში (ცხრილი A3, „სხვა არა-OECD ქვეყნები“); საანგარიშო ვადა 25 წელი (ცხრილი A1). ყველა ქვეყნისთვის იცვლება მხოლოდ WACC.

6.2. WACC–LCOE მგრძნობელობის ანალიზი

ავტორების გამოთვლით, 1.6 ნაწილში აღწერილი მეთოდით, სტანდარტიზებული LCOE მზის ფოტოელექტრული სადგურისა და ხმელეთის ქარისთვის ერთი და იგივე TIC-ის, CF-ისა და O&M-ის პირობებში მხოლოდ WACC-ის მიხედვით იცვლება (ცხრილი 5, ნახაზი 1). საქართველოს WACC-ის პირობებში მზის LCOE 59,3 $/მგვტსთ-ია, გერმანიის WACC-ის პირობებში კი 35,4, ანუ 68%-ით მეტი; ჩინეთთან შედარებით სხვაობა 49%-ია. ქარისთვის შესაბამისი სხვაობა 55% და 41%-ია. ამ დონეზე WACC-ის ერთი პროცენტული პუნქტით ზრდა LCOE-ს მზეზე დაახლოებით 6,8%-ით, ქარზე 5,8%-ით ზრდის. დაფინანსების წილი LCOE-ში საქართველოს WACC-ზე 54% (მზე) და 48% (ქარი) გამოდის; შედარებისთვის, სერბეთისთვის (იგივე WACC) IRENA-ს გათვლით ეს წილი მზეზე 56,4%-ია. შედარებისთვის, 2025 წელს საბალანსო ელექტროენერგიის საშუალო ფასი 58 $/მგვტსთ იყო (Galt & Taggart, 2026): საქართველოს WACC-ის პირობებში მზის სტანდარტიზებული LCOE (59,3) ამ ფასს უტოლდება, გერმანიის WACC-ის პირობებში (35,4) კი მნიშვნელოვნად ჩამოუვარდება. ეს ილუსტრაციაა და არა პროექტის მომგებიანობის შეფასება.



ნახაზი 1. სტანდარტიზებული LCOE-ის დამოკიდებულება WACC-ზე (ავტორების გამოთვლა; წერტილები - IRENA-ს მოდელური WACC ქვეყნების მიხედვით).

6.3. ანალიზის ინტერპრეტაციის ფარგლები

მიღებული შედეგი შემდეგი დათქმებით უნდა წაიკითხოს. ეს სტანდარტიზებული მგრძნობელობის ანალიზია და არა პროექტული დაფინანსების მოდელი ან საინვესტიციო შეფასება: NPV და IRR არ გამოთვლილა, TIC და CF კი გლობალური საშუალოებია. ამიტომ მიღებული LCOE საქართველოში კონკრეტული პროექტის LCOE-ს არ წარმოადგენს, არამედ WACC-ის გავლენას აჩვენებს სხვა პირობების უცვლელობისას. ჰესისთვის გათვლა არ ჩატარებულა, რადგან მისი O&M, ჰიდროლოგია და TIC პროექტზეა დამოკიდებული; თვისობრივად კი საქართველოს WACC ჰესისთვის (9,63%) გერმანიისას (5,69%) და ჩინეთისას (4,89%) მნიშვნელოვნად აღემატება. გარე შემოწმებისთვის: IRENA-ს ზონირების შეფასება, რომელიც 10%-იან დისკონტის განაკვეთს იყენებს, LCOE-ს მზის ზონებისთვის 49,5–75,2, ხმელეთის ქარის ზონებისთვის კი 35,6–57,3 $/მგვტსთ-ის დიაპაზონში იძლევა (IRENA, 2025b); სტანდარტიზებული შეფასებები (მზე - 59,3, ქარი - 45,9) ორივე დიაპაზონშია.

7. შედეგების განხილვა

პირველ კითხვასთან დაკავშირებით: მზესა და ქარზე TIC-ის შემცირება ტექნოლოგიური განვითარებისა და მასშტაბის ეფექტის შედეგია (Montague et al., 2024), თუმცა 2024–2025 წლებში LCOE-ის შემცირების შეჩერება აჩვენებს, რომ ხარჯის დინამიკას დაფინანსების პირობები და გამომუშავებაც განსაზღვრავს. დანახარჯების მიხედვით კონკურენტუნარიანობა საინვესტიციო მიმზიდველობის აუცილებელი, მაგრამ არასაკმარისი პირობაა.

მეორე და მესამე კითხვებთან დაკავშირებით: კაპიტალტევადი პროექტისთვის WACC ცვლის როგორც ხარჯის დონეს, ისე მის სტრუქტურას - რისკის ზრდისას ხარჯის უფრო დიდი წილი დაფინანსებაზე მოდის. ქვეყნის, სავალუტო, მარეგულირებელი და საბაზრო რისკები იზოლირებულად არ მოქმედებს: ისინი რისკის პრემიაში ერთიანდება და WACC-ში აისახება. გრძელვადიანი ხელშეკრულებები და შემოსავლების პროგნოზირებადობა ამ ეფექტს ამცირებს, მაგრამ სრულად ვერ აქრობს, რადგან ხელშეკრულება ხშირად პროექტის მთელ ვადას არ ფარავს.

მეოთხე კითხვასთან დაკავშირებით: საქართველოს მოდელური WACC ქვეყნების შუა ნაწილშია, მაგრამ გერმანიისა და ჩინეთისას გაცილებით აღემატება, ამიტომ ტექნოლოგიური დანახარჯების გლობალური შემცირება საქართველოში ნაკლებად აისახება, ვიდრე დაბალი WACC-ის ბაზრებზე. რესურსული პოტენციალი აუცილებელი, მაგრამ არასაკმარისი პირობაა: მისი პროექტად გარდაქმნა ფინანსურ, საბაზრო, ინფრასტრუქტურულ და მარეგულირებელ პირობებზეა დამოკიდებული.

8. დასკვნა

ტექნოლოგიური დანახარჯების შემცირება განახლებადი ენერგიის საინვესტიციო მიმზიდველობას ავტომატურად არ განსაზღვრავს. მზისა და ქარის TIC და LCOE მკვეთრად შემცირდა, ჰესისა კი გაიზარდა, თუმცა LCOE წარმოების ხარჯის და არა მომგებიანობის საზომია. კაპიტალტევადი პროექტებისთვის გადამწყვეტია WACC: დაფინანსების წილი მზის LCOE-ში საინვესტიციო კატეგორიის ქვეყნებში მედიანურად 34,7%-ია, პრობლემური კატეგორიის ქვეყნებში კი 69,5%. საქართველოსთვის IRENA-ს მოდელური WACC (მზისთვის 9,72%, ხმელეთის ქარისთვის 10,10%) სტანდარტიზებულ LCOE-ს გერმანიის მნიშვნელობასთან შედარებით მზეზე 68%-ით, ქარზე 55%-ით ზრდის; ეს WACC-ის გავლენის განცალკევებით ჩვენებაა და არა კონკრეტული ქართული პროექტის LCOE.

პრაქტიკული თვალსაზრისით, საქართველოში განახლებადი ენერგიის საინვესტიციო პოლიტიკის შეფასება მხოლოდ რესურსული პოტენციალისა და ტექნოლოგიური ხარჯების მიხედვით არასაკმარისია; საჭიროა კაპიტალის ღირებულების, შემოსავლების პროგნოზირებადობის, ქსელის ხელმისაწვდომობისა და მარეგულირებელი გარემოს ერთობლივი შეფასება. შემდგომი კვლევა რეალური ქართული პროექტების მონაცემებს უნდა დაეყრდნოს - სესხის ღირებულებას, ვალუტურ სტრუქტურას, PPA-ის პირობებსა და სასესხო და საკუთარი კაპიტალის თანაფარდობას - და მოიცავდეს პროექტზე მორგებულ LCOE-ს, მათ შორის ჰესისთვის, ასევე NPV-ისა და IRR-ის შეფასებას.

ლიტერატურა (References)

1. BloombergNEF. (2022, January 27). Global investment in low-carbon energy transition hit $755 billion in 2021 [Press release]. https://about.bnef.com/insights/finance/global-investment-in-low-carbon-energy-transition-hit-755-billion-in-2021/
2. BloombergNEF. (2025). Energy transition investment trends 2025. Bloomberg Finance L.P.
3. BloombergNEF. (2026, January 26). BloombergNEF finds global energy transition investment reached record $2.3 trillion in 2025, up 8% from 2024 [Press release]. https://about.bnef.com/insights/clean-energy/bloombergnef-finds-global-energy-transition-investment-reached-record-2-3-trillion-in-2025-up-8-from-2024
4. Delapedra-Silva, V., Ferreira, P., Cunha, J., & Kimura, H. (2022). Methods for financial assessment of renewable energy projects: A review. Processes, 10(2), 184. https://doi.org/10.3390/pr10020184
5. Egli, F., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. Nature Energy, 3(12), 1084–1092. https://doi.org/10.1038/s41560-018-0277-y
6. Electricity Market Operator (ESCO). (2025). Georgia's electricity balance 2025 [Data set,

in Georgian]. https://esco.ge/files/data/Balance/energobalans_2025_geo.pdf
7. Electricity Market Operator (ESCO). (2026). Georgia's electricity balance 2026, January–September [Data set, in Georgian]. https://esco.ge/files/data/Balance/energobalans_2026_geo.pdf
8. Galt & Taggart. (2026, January 27). Georgia's electricity market watch: Summary of 2025. Galt & Taggart Research.
9. IEA. (2024). Reducing the cost of capital. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/reducing-the-cost-of-capital
10. IRENA. (2023). The cost of financing for renewable power. International Renewable Energy Agency.
11. IRENA. (2025a). Energy transition assessment: Georgia. International Renewable Energy Agency.
12. IRENA. (2025b). Investment opportunities for utility-scale solar and wind areas: Georgia. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/Publications/2025/May/Investment-opportunities-for-utility-scale-solar-and-wind-areas-Georgia-zoning-assessment
13. IRENA. (2025c). Renewable power generation costs in 2024. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024
14. IRENA. (2026). Renewable power generation costs in 2025 [Report and data file]. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2025_2026.pdf
15. IRENA & CPI. (2025). Global landscape of energy transition finance 2025. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/publications
16. ჯიქია, მ. (2014). კაპიტალის საშუალოშეწონილი ღირებულების (WACC) გავლენა საინვესტიციო გადაწყვეტილებებზე. ეკონომიკა და ბიზნესი, (6), 157–172.
17. Masini, A., & Menichetti, E. (2013). Investment decisions in the renewable energy sector: An analysis of non-financial drivers. Technological Forecasting and Social Change, 80(3), 510–524. https://doi.org/10.1016/j.techfore.2012.08.003
18. Mazzucato, M., & Semieniuk, G. (2018). Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters. Technological Forecasting and Social Change, 127, 8–22. https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.05.021
19. Montague, C., Raiser, K., & Lee, M. (2024). Bridging the clean energy investment gap: Cost of capital in the transition to net-zero emissions (OECD Environment Working Papers No. 245). OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/1ae47659-en
20. National Bank of Georgia. (2026, July 1). Moody's: Economic strengths are further bolstered by highly effective fiscal and monetary policies. https://nbg.gov.ge/en/media/news/moody-s-economic-strengths-are-further-bolstered-by-highly-effective-fiscal-and-monetary
21. Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. Renewable Energy, 75, 888–898.
22. Parliament of Georgia, Sectoral Economy and Economic Policy Committee. (2021). Problems of renewable energy development in Georgia: Thematic inquiry report [In Georgian]. https://parliament.ge/supervision/thematic-inquiry
23. Polzin, F., Egli, F., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2019). How do policies mobilize private finance for renewable energy? — A systematic review with an investor perspective. Applied Energy, 236, 1249–1268. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.098

24. Schmidt, T. S. (2014). Low-carbon investment risks and de-risking. Nature Climate Change, 4(4), 237–239. https://doi.org/10.1038/nclimate2112
25. Shimbar, A., & Ebrahimi, S. B. (2020). Political risk and valuation of renewable energy investments in developing countries. Renewable Energy, 145, 1325–1333.
26. Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. Energy Economics, 88, 104783. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783
27. World Bank. (n.d.). Power purchase agreements (PPAs) and energy purchase agreements (EPAs). Public-Private Partnership Resource Center. https://ppp.worldbank.org/sector/energy/energy-power-agreements/power-purchase-agreements

ანოტაცია

განახლებადი ენერგიის ტექნოლოგიების დანახარჯების შემცირება თავისთავად არ განსაზღვრავს პროექტის საინვესტიციო მიმზიდველობას. კვლევის მიზანია განახლებადი ენერგიის პროექტების საინვესტიციო მიმზიდველობის განმსაზღვრელი ტექნოლოგიური და ფინანსური ფაქტორების შეფასება, განსაკუთრებით კაპიტალის ღირებულებისა და დაფინანსების პირობების თვალსაზრისით; ფაქტორების მოქმედება განხილულია საქართველოს მაგალითზე. გამოყენებულია IRENA-ს, BloombergNEF-ის, OECD-ისა და IEA-ს მონაცემები და ესკოს ელექტროენერგიის ბალანსი; ანალიზი ეფუძნება შედარებით ანალიზსა და მგრძნობელობის ანალიზს. 2010–2025 წლებში მზის სადგურების კაპიტალური დანახარჯი ერთეულ სიმძლავრეზე 88%-ით შემცირდა, ჰესისა კი 36%-ით გაიზარდა. რისკის კატეგორიის გაუარესებისას იზრდება როგორც კაპიტალის ღირებულება, ისე დაფინანსების წილი ელექტროენერგიის ნორმირებულ ღირებულებაში. IRENA-ს მოდელური კაპიტალის საშუალო შეწონილი ღირებულებით (მზისთვის 9,72%, ხმელეთის ქარისთვის 10,10%) საქართველოსთვის სტანდარტიზებული ნორმირებული ღირებულება გერმანიის მნიშვნელობასთან შედარებით მზეზე 68%-ით, ქარზე 55%-ით მაღალია. ეს შედეგი პროექტის ფინანსური მოდელი არ არის, არამედ კაპიტალის ღირებულების გავლენის განცალკევებით ჩვენებაა. შედეგები მიუთითებს, რომ საქართველოში რესურსული პოტენციალის ათვისებისთვის გადამწყვეტია დაფინანსების ღირებულების შემცირება.

RENEWABLE ENERGY INVESTMENT SPECIFICS IN THE GLOBAL CONTEXT AND POTENTIAL OF GEORGIA

Khatuna Kharkhelauri,
Associate Professor at Georgian Technical University.
ORCID iD: 0000-0002-1390-5816

Nino Dzneladze,
PhD Student at Georgian Technical University.
ORCID iD: 0009-0000-5137-1467

Saba Tsiklauri,
PhD Student at Georgian Technical University.
ORCID iD: 0009-0002-8813-3926

Abstract

Lower technology costs alone do not make renewable energy projects attractive to investors. The study assesses the technological and financial factors behind investment attractiveness, focusing on the cost of capital and financing conditions, using Georgia as a case study. It uses IRENA, BloombergNEF, OECD and IEA data and ESCO's electricity balance, combining comparative and sensitivity analysis. In 2010–2025, solar PV installed costs fell by 88%, while hydropower costs rose by 36%. As country risk rises, both the cost of capital and the financing share of the levelised cost of electricity increase. Under IRENA's modelled WACC for Georgia (solar 9.72%, onshore wind 10.10%), the standardised levelised cost is 68% higher for solar and 55% higher for wind than at Germany's rate. This isolates the cost-of-capital effect; it is not a project model. Reducing financing costs is thus key to developing Georgia's resource potential.

Keywords: Cost of capital; Financing conditions; Investment attractiveness; Investment risk; Renewable energy; Sensitivity analysis.