

ვალერიან შარიქაძე

ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური
ეფექტიანობის დასაბუთება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში

წარმოდგენილია დოქტორის აკადემიური ხარისხის
მოსაპოვებლად

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი
თბილისი, 0175, საქართველო
თვე, წელი

საავტორო უფლება © 2016 წლის, ვალერიან შარიქაძე

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

სამშენებლო ფაკულტეტი

ჩვენ, ქვემოთ ხელისმომწერნი ვადასტურებთ, რომ გავეცანით „ვალერიან შარიქაძის“ მიერ შესრულებულ სადისერტაციო ნაშრომს დასახელებით – კიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში და ვაძლევთ რეკომენდაციას საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტის „სამშენებლო ფაკულტეტის“ სადისერტაციო საბჭოში მის განხილვას დოქტორის აკადემიური ხარისხის მოსაპოვებლად.

თარიღი -----

ხელმძღვანელი:

რეცენზენტი:

რეცენზენტი:

საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი

2016 წელი

ავტორი: ვალერიან შარიქაძე

დასახელება: ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში

ფაკულტეტი: სამშენებლო ფაკულტეტი

ხარისხი: დოქტორი

სხდომა ჩატარდა: თარიღი

ინდივიდუალური პიროვნებების ან ინსტიტუტების მიერ ზემოთმოყვანილი დასახელების სადოქტორო ნაშრომის გაცნობის მიზნით მოთხოვნის შემთხვევაში მისი არაკომერციული მიზნებით კოპირებისა და გავრცელების უფლება მინიჭებული აქვს საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტს

ავტორის ხელმოწერა

ავტორი ინარჩუნებს დანარჩენ საგამომცემლო უფლებებს და არც მთლიანი ნაშრომის და არც მისი ცალკეული კომპონენტების გადაბეჭდვა ან სხვა რაიმე მეთოდით რეპროდუქცია დაუშვებელია ავტორის წერილობითი ნებართვის გარეშე.

ავტორი ირწმუნება, რომ ნაშრომში გამოყენებული საავტორო უფლებებით დაცული მასალებზე მიღებულია შესაბამისი ნებართვა (გარდა ის მცირე ზომის ციტატებისა, რომლებიც მოითხოვენ მხოლოდ სპეციფიურ მიმართებას ლიტერატურის ციტირებაში, როგორც ეს მიღებულია სამეცნიერო ნაშრომების შესრულებისას) დაყველა მათგანზე იღებს პასუხისმგებლობას.

სადოქტორო თემა ეძღვნება საქართველოს განვითარებას. ქვეყნის ძლიერებისათვის აუცილებელი ისეთი ერთ-ერთი ფუნდამენტური დარგის განვითარებასა და წინსვლას როგორც არის ჰიდროენერგეტიკა. ეძღვნება ადამიანებს რომლებმაც უდიდესი წვლილი შეიტანეს ქვეყნის განვითარებისთვის აუცილებელი უმნიშვნელოვანესი დარგების აღორძინების საკითხებში.

რეზიუმე

ნაშრომი წარმოადგენს, საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული რესურსების ათვისების გზების კვლევას, განვითარებული ქვეყნიბიდან ინვესტიციების მოზიდვის საშუალებით.

კვლევის ჩატარების აუცილებლობა განპირობებულია იმ გარემოებით, რომ ქვეყნის განვითარებისთვის აუცილებელია ახალი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობა, რომელიც დიდი ოდენობის ფულადი და სხვა მატერიალური თუ ტექნიკური საშუალებების ხანგრძლივი ვადით დაბანდებას მოითხოვს. მიუხედავად იმისა, რომ საქართველო წარმოადგენს ჰიდროენერგეტიკული რესურსებით მდიდარ ქვეყანას, ვერ ხერხდება აღნიშნული რესურსების საჭირო ოდენობით ათვისება რაც მნიშვნელოვნად აფერხებს ქვეყნის ეკონომიკურ და ასევე ენერგეტიკულ წინსვლას. იმისათვის, რომ ქვეყანაში დაიწყოს როგორც საშუალო ასევე მძლავრი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობა აუცილებელია ინვესტიციების მოზიდვა განვითარებული ეკონომიკის მქონე ქვეყნიბიდან, აღნიშნულის განსახორციელებლად კი აუცილებელია ისეთი საინვესტიციო პროექტების შექმნა, რომლებიც მიმზიდველი იქნება ინვესტორისთვის და ამავე დროს მასში გათვალისწინებული იქნება მომხმარებელთა ინტერესები. ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის მეთოდები და კრიტერიუმები კი არსებითად განსხვავებულია გეგმიანი ეკონომიკისა და საბაზრო ეკონომიკის პირობებში. ზემოთ აღნიშნული მდგომარეობიდან გამომდინარე შეიქმნა აუცილებლობა იმისა, რომ შეგვესრულებინა კვლევები ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენი კრიტერიუმების შესარჩევად და ინვესტორისათვის გასაგები ბიზნესგეგმის შესადგენად, იმის გათვალისწინებით, რომ საქართველოს, როგორც საბაზრო ეკონომიკაზე გადასასვლელად ორიენტირებულ ქვეყანას, გააჩნია სპეციფიკური პირობები. ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის ერთ-ერთ აუცილებელ პირობას წარმოადგენს ქვეყანაში სამართლიანი ტარიფების არსებობა. სამართლიანი ტარიფების არ არსებობის პირობებში შეუძლებელია, როგორც ინვესტიციის ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენა, ასევე ინვესტორის მოზიდვაც. ტარიფი სამართლიანია, თუ ის დადგენილია იმ დანახარჯების მიხედვით, რომლებიც საჭიროა გაღებულ იქნეს მიწოდებული საქონლის წარმოება-მიწოდებისათვის პლიუს გონივრული საპროცენტო განაკვეთი ინვესტირებულ კაპიტალზე. საქართველოში ამჟამად მოქმედი ელექტროენერჯის ტარიფები არ არის სამართლიანი, რადგან ამ ტარიფით ზოგიერთი მომხმარებელი იხდის მეტს, ვიდრე საჭიროა იმ დანახარჯების ანაზღაურებისათვის, რომელიც გაღებულ იქნა მისთვის ელექტროენერჯის მისაწოდებლად, ზოგი კი პირიქით, იხდის ნაკლებს. საქმე იმაშია, რომ ამჟამად არსებულ პირობებში, როცა საქონლის რეალიზაციით ამოსაღები თანხა იანგარიშება, როგორც მრიცხველების მიერ აღრიცხული თვის განმავლობაში მოხმარებული ელექტროენერჯის ნამრავლი შესაბამის ტარიფზე, ვერ ხერხდება მიწოდებისათვის გაწეული დანახარჯის დაბალანსება, რადგან ელექტროენერჯის მიწოდება სადამოს პიკის საათებში, როცა მოთხოვნილება იზრდება (ე.ი. 17-24 საათ-ის ინტერვალში), გაცილებით

უფრო ძვირია, ვიდრე დღე ღამის სხვა საათებში. გაძვირება გამოწვეულია ამ ინტერვალში გენერაციის გაძვირებით, როგორც თბოსადგურებში ასევე ჰესებში. აქედან გამომდინარე, საჭიროა ვიცოდეთ თვის განმავლობაში მოხმარებული ელექტროენერჯის რა ნაწილს მოიხმარს მომხმარებელი პიკის საათებში. ეს ნაწილი უნდა გავამრავლოთ იმ ტარიფზე, რომელიც ასახავს პიკის საათებში გენერაციისთვის გაწეულ დანახარჯებს. სწორედ ამ მიზნით ყველა განვითარებადი თუ განვითარებული საბაზრო ეკონომიკის მქონე ქვეყანაში ამჟამად მოქმედებს დიფერენცირებული ტარიფები. მხოლოდ დიფერენცირებული ტარიფის მოქმედების პირობებშია შესაძლებელი ეკონომიკურად მისაღები დადგმულის სიმძლავრის განსაზღვრა, რადგან ჰესზე სიმძლავრის გაზრდა მოხმარების პიკის საათებში მხოლოდ იმ დონემდეა შესაძლებელი, სანამ გაზრდილი დანახარჯების ამოღება მოხერხდება პიკში მოხმარებისათვის გადახდილი ტარიფებით. ასეთი ტარიფების დასაშვები ზღვრული მნიშვნელობა კი დადგენილ უნდა იქნეს ბაზარზე არსებულ მომხმარებელთა გადახდისუნარიანობით. მიმდინარე პერიოდში მომხმარებელთა არსებული გადახდისუნარიანობა ადვილი დასადგენია სისტემაში გაერთიანებული მომუშავე ელექტროსადგურებზე გენერირებული ელექტროენერჯის ღირებულებების მიხედვით, მაგრამ ახალი ელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენად საჭიროა ვიცოდეთ ელექტროსადგურის მშენებლობის დამთავრების პერიოდისათვის მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონე. არსებობს ამის დადგენის სხვადასხვა მეთოდები, რომელთა გამოყენებით უნდა დაგინდეს მისი სარწმუნო მნიშვნელობა და დონეები გქელვადიან პერსპექტივაში ელექტროენერჯის მოხმარების დონეები, 5 და 10 წლის შემდეგ. თუ იგეგმება გენერირებული ელექტროენერჯის ნაწილის გატანა საზღვარგარეთ, მაშინაც აუცილებელია ამ ქვეყანაში ელექტროენერჯის ზღვრული ღირებულებების და პექრპექტივაში მოთხოვნილების ზრდის შესახებ მონაცემების ცოდნა, რადგან ეს მონაცემები ცხადია, განაპირობებენ ელექტროენერჯის ეფექტურად გასაღების შესაძლებლობას. აღნიშნულ მოთხოვნილებათა გაუთვალისწინებლად საინვესტიციო პროექტის კეთებას მიყვავართ საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული რესურსების არა რაციონალურ გამოყენებამდე, რაც ცხადია ქვეყნის ეკონომიკას მნიშვნელოვნად დააზარალებს. არსებული ვითარებიდან გამოსავალი მდგომარეობს იმაში, რომ საჭიროა არსებული მრიცხველების ჩანაცვლება მოხდეს დიფერენცირების უნარის მქონე მრიცხველებით და ამასთანავე შემოღებული უნდა იქნეს დიფერენცირებული ტარიფი. ამის გაკეთებას დასჭირდება რამდენიმე ათეული მილიონი დოლარი, რაც გამოიწვევს შესაბამისად ელექტროენერჯიაზე ტარიფის გაძვირებას. სანამ სემეკი შეძლებს დიფერენცირებული ტარიფის შემოღებას, საჭიროა კეთდებოდეს ისეთი საინვესტიციო პროექტები, რომლებიც მოიხიდავს ინვესტორებს და ამავე დროს ჩვენი ჰიდრორესურსის ეკონომიკურად ეფექტური გამოყენების შესაძლებლობას მოგვცემს. ამ მიზნით ჩვენს მიერ რეკომენდებული იქნა პროექტირების წარმოების ისეთი მიდგომა, რომელიც უზრუნველყოფს ჰესის დადგმული სიმძლავრის ისეთნაირად შერჩევას, რომლის პირობებშიც მდინარის ჩამონადენი ათვისებული იქნება რაციონალურად. თუ აღმოჩნდება, რომ საპროექტო ჰესზე

გენერირებული ელექტროენერჯის კვტ/სთ-ის ღირებულება ნაკლებია ან ტოლი გრძელვადიან ზღვრულ ტარიფზე, მაშინ ასეთი ჰესის მშენებლობის დაფინანსება ინვესტორს მოუტანს სათანადო სარგებელს დივიდენდის სახით და მას ის აუცილებლად დააფინანსებს. პირველ აუცილებელ პირობას წარმოადგენს მოთხოვნა იმის შესახებ, რომ ინვესტორმა მშენებლობის ზღვრული დანახარჯების სრულად გათვალისწინების პირობებში შეძლოს გაანგარიშებული ტარიფით ელექტროენერჯის რეალიზების შედეგად დაფაროს მის მიერ გაწეული ფინანსირების ხარჯები სათანადო ნამატი, მეორე, აუცილებელ პირობას კი წარმოადგენს მოთხოვნა იმის შესახებ, რომ ელექტროენერჯის სარეალიზაციო ტარიფი არ აღემატებოდეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობას. ტარიფის ასეთ ზღვრულ მნიშვნელობას უნდა ადგენდეს სემეკი მოხმარებისა და მიწოდების მრუდების კვეთის წერტილის მიხედვით; ვინაიდან ელექტროენერჯია განიხილება, როგორც აუცილებელი მოხმარების საქონლი, როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ საჭიროა საქართველოში ელექტროენერჯის მოქმედი ტარიფები იყოს დიფერენციალური, ეს მიზანშეწონილია იმ მოსაზრებითაც, რომ დიფერენციალური ტარიფის დადგენის პირობებში მომხმარებელს შეუძლია ისარგებლოს იაფად ღირებული ელექტროენერჯით და გააკეთოს ეკონომია მის მიერ მოხმარებული ელექტროენერჯის საფასურის ოდენობის შემცირების თვალსაზრისით.

ჩვენს ქვემოთ მოყვანილ ელექტროენერჯის ტარიფების გაანგარიშებებში გამოყენებული იქნება გასაშუალოებული ტარიფების დადგენის გრადიენტული მეთოდი ინვესტირებული კაპიტალის დასაფარავად. აღნიშნული მეთოდის გამოყენება შესაძლებელია მაშინ როდესაც ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირების და ასევე მშენებლობის სტადიაზე ზღვრული დანახარჯების გაზრდის პირობებში იზრდება ელექტროენერჯის გენერაციის ტარიფი და ეს ტარიფი აღემატება სემეკის მიერ რეკომენდებულ მიმდინარე ზღვრულ ტარიფს. აღნიშნული მიდგომით შესაძლებლობა გვეძლევა ეკონომიკურად-ეფექტური გავხადოთ ჰიდროელექტროსადგური პროექტირების სტადიაზე და ასევე იმ შემთხვევაში თუ მშენებლობის დროს განხორციელდება პროექტის გადახედვა, რომლის მიხედვითაც გაიზრდება ხარჯთაღრიცხვა და შესაბამისად გაიზრდება პროექტირებით დადგენილი ტარიფი. ჩვენი კვლევის მიზანს წარმოადგენს ვაჩვენოთ, რომ გრადიენტული მეთოდის გამოყენებით შესაძლებელია მოხერხდეს წლების მიხედვით ზრდადი ისეთი ტარიფების შერჩევა რომელიც შესაძლებლობას მისცემს ინვესტორს დააბალანსოს თავისი დანახარჯები ფინანსური ცვეთის ხანგრძლივობის განმავლობაში რადგანაც დადგენილი ტარიფები იქნება მისაღები მომხმარებელთათვის იმ მოსაზრებიდან გამომდინარე, რომ მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობა ქვეყნის ეკონომიკის ზრდის კვალობაზე წლების მიხედვით იზრდება. შემუშავებული მეთოდიკა შესაძლებლობას მოგვცემს ინვესტორისთვის მიმზიდველი გავხადოს ჰიდროელექტროსადგურები პროექტირების სტადიაზე, რაც ახალი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობისათვის ერთ-ერთი ყველაზე აუცილებელი პირობაა.

Resume

The current thesis presents the research of the ways for the utilization of Georgian hydro resources by means of attracting investments from the developed countries.

The necessity for carrying out the research is preconditioned by the circumstances that the construction of new hydroelectric power plants is necessary for the development of the country, that requires long-term investment of the great amount of cash and technical facilities. Besides the fact that Georgia is a country with large hydropower resources, the relevant amount of the mentioned resources cannot be utilized that impedes the economic and energetic progress of the country significantly. The investments shall be attracted from the countries with developed economy in order to start the construction of medium and high capacity hydroelectric power plants in the country. For the implementation of the mentioned actions the investment projects, attractive for the investors shall be created. The interests of the customers shall be envisaged in the mentioned projects as well. Methods and criteria for the determination of economic effectiveness is significantly different within the conditions of planned economy and market economy. The situation described above, formed the basis to carry out research for the selection of criteria in order to determine the economic effectiveness of the hydroelectric power plants and conclude the business plan to be easily understandable for the investor taking into consideration the fact that Georgia, as a country oriented to move towards market economy, is characterized with specific conditions. One of the mandatory conditions to define the economic effectiveness is the existence of fair tariffs in the country. Determination of economic effectiveness of the investment as well as the attraction of the investor is impossible unless the fair tariffs exist. The tariff is fair if it is determined in accordance with the expenditures necessary for the production-delivery of the delivered product including the reasonable interest rate on the invested capital. Current electricity tariffs in Georgia are not fair since some customers pay more than needed for the compensation of the costs made in order to provide them with the electricity. Some customers, on the contrary, pay less. The thing is that in the current situation when the sum, to be received by means of realization of goods is calculated as the multiplication of the consumed electricity recorded by the counter to the relevant tariff, the expenditures made for the delivery cannot be balanced, sine the price of the electricity during rush hours (during 17-24 hours) is more expensive compared with other periods of the day. The price rise is due to the increase of generation price during the mentioned interval in the thermal power plants as well as in the hydroelectric power plants. Therefore it is necessary to have the information regarding the amount of the consumed electricity during rush hours within a month. The mentioned part shall be multiplied on the tariff reflecting the expenditures made for the generation of electricity during rush hours. Therefore differentiated tariffs are introduced in the developed or developing countries with market economy. The established capacity can be defined only within the conditions of differentiated tariffs, since the capacity on the hydroelectric power plant during the rush hours of consumption can be increased up to the level, the increased expenditures are covered by the tariffs paid

for the electricity consumed during the mentioned period of time. The permitted limited value of such tariffs shall be established in accordance with the solvency with the customers existing on the market. The solvency of the customers during the current period can be easily defined according to the price of the electricity generated by the hydroelectric power plants united within the system. However in order to establish the economic effectiveness of the new hydroelectric power plant we should be know the level of customer solvency for the period when the construction of the hydroelectric power plant is finished. There are different methods to establish the trustworthy importance and levels of electricity consumption in the long-term perspective, after 5 and 10 years. In case the part of the generated electricity is planned to be exported abroad, it is necessary to have the information regarding the limited values of electricity in this country, since the mentioned data can be the precondition for the effective realization of the electricity. Drawing up of the investment project without the consideration of the mentioned requirements, leads to the irrational usage of the hydro energetic resources of Georgia that will cause significant damage to the economy of the country. The way out of the situation is to replace the existing counters with the ones having the function of differentiation and the differentiated tariff shall be introduced as well. It will need several millions of USD this will cause the increase of electricity tariff respectively. Until the GEORGIAN NATIONAL ENERGY AND WATER SUPPLY REGULATORY COMMISSION introduces the differentiated tariffs it is necessary to make the investment projects that will attract the investors and give us possibility to use our hydro energetic resources effectively. For this purpose we recommend the projecting approach that ensures the selection of the established capacity of the hydroelectric power plant in a way to utilize the river flow rationally. In case the price of the kilowatt hour of the electricity generated of the projecting hydroelectricity power plant is less or equal to the long-term tariff, funding of the construction of such hydroelectricity power plant will bring profit to the investor in a form of dividends and the latter will necessarily fund it.

The first necessary condition is the requirement that after considering the maximum expenditures the investor should have the ability to cover the financial costs made by the investor with relevant surplus after the realization of the electricity for the calculated tariff. The second necessary condition is the requirement that the realization tariff of electricity shall not be more than the solvency of customers. Maximum significance of the tariff shall be established by the GEORGIAN NATIONAL ENERGY AND WATER SUPPLY REGULATORY COMMISSION in accordance with the crossing point of the consumption and delivery curve. Since the electricity is considered to be the essential consumer goods electricity tariffs in Georgia shall be differential, as it was mentioned above. This is expedient since in case of differential tariffs are established the customer will have the possibility to use the cheap electricity and make economy with respect to reduce cost of consumed electricity.

During the calculation of the electricity tariffs mentioned below we will use the gradient method for the establishment of average tariffs in order to cover the invested capital. The mentioned method can be used when the tariff of electricity generation is increased within the conditions of increase the maximum costs and at the stages of projecting and construction of hydroelectric power plant and the given tariff exceeds the maximum tariff recommended by the GEORGIAN NATIONAL ENERGY AND WATER SUPPLY REGULATORY COMMISSION. Given approach gives the possibility to make the hydroelectric power plants economically effective on the projecting phase and in case the project needs to be reviewed during the construction. The estimate and the tariff established by the projecting will increase in accordance with the mentioned activity. The objective of our research is to show that it is possible to select the increasing tariffs corresponding with the years by using the gradient method and it also enables the investor to balance the expenses during the amortization period. This is because the established tariffs will be acceptable to the customers since the buying capacity of customers increases in proportion of the years along with the increase of economy of the country. The developed methods will give the possibility to make the hydroelectric power plants attractive for the investors on the projecting phase that is one of the most important conditions for the construction of new hydroelectric power plants.

შინაარსი

შესავალი	15-17 გვ.
I. ლიტერატურული მიმოხილვა	18-40 გვ.
1.1 თემის აქტუალობა	18-23 გვ.
1.2 ჰიდრო ელექტროსადგურების მშენებლობის, ენერგოდამოუკიდებლობისა და საიმედოობის უზრუნველყოფის აუცილებლობა საქართველოში	- 24-26 გვ.
1.3 ჰიდროენერგეტიკული მშენებლობის დასაბუთების ეკონომიკური საფუძვლები საბაზრო ეკონომიკის პირობებში	25-40 გვ.
II. შედეგები და მათი განსჯა	41-105 გვ.
2.1 ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური საფუძვლები გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში და მიღწეული შედეგები საქართველოში	41-42 გვ.
2.2 საჭირო კაპიტალდაბანდების გაანგარიშება	42-43 გვ.
2.3 საექსპლუატაციო დანახარჯების განსაზღვრა	43-44 გვ.
2.4 ერთნაირი ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე ელექტროსადგურების ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენა სწარმოებდა მათი ეკონომიკური მაჩვენებლების ურთიერთშედარების შედარების გზით	44-51 გვ.
2.5 გეგმიური ეკონომიკის პირობებში ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობისათვის განსახორციელებელი კაპიტალდაბანდების ეკონომიკური კვლევისა და საბაზრო ეკონომიკის პირობებში საჭირო ეკონომიკური კვლევის შედარების პირობები	51-54 გვ.
2.6 საბაზრო ეკონომიკაზე გადასვლა და კვლევის პირველი შედეგები	54-59 გვ.
2.7 ელექტროენერჯის სამართლიანი ტარიფის დადგენის მეთოდები (დიფერენცირებული ტარიფები)	59-85 გვ.
2.8 ჰესის მშენებლობის საინვესტიციო პროექტების დაფინანსების საკითხები	85-106 გვ.

III. ჰესის მშენებლობის ინტენსიური განვითარებისათვის საჭირო ეკონომიკური საფუძვლების მოდერნიზაცია და მოსალოდნელი შედეგები -----	107-118 გვ.
3.1 გრადიენტული მეთოდით ტარიფის დარეგულირების მნიშვნელობა ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირების სტადიაზე -----	107-110 გვ.
3.2 ხუდონჰესის მაგალითის განხილვა -----	110-118 გვ.
დასკვნა -----	120-121 გვ.
გამოყენებული ლიტერატურა -----	122-123 გვ.

ცხრილების ნუსხა

- ცხრილი 1.1 დივიდენდი 15%;
- ცხრილი 1.2 ნასესხები კაპიტალი 8%
- ცხრილი 1.3 სრული დანახარჯები
- ცხრილი 1.4 ტარიფის ანგარიში 15%-იანი დივიდენდისა და 8%-იანი სესხის შემთხვევაში
- ცხრილი 2.1 განსახილველ ვარიანტთა ენერგეტიკული მაჩვენებლები
- ცხრილი 3.1 გრადიენტული მეთოდით დაანგარიშების მიღებული შედეგები
- ცხრილი 3.2 შესასრულებელ ძირითად სამუშაოთა ღირებულება \$ მლნ (ხუდონჰესი)
- ცხრილი 3.3 დადგმულ სიმძლავრეთა შერჩეული ვარიანტები
- ცხრილი 3.4 ტარიფები ცენტ-კვტ-სთ განსახილველი დადგმული სიმძლავრეების მიხედვით (ხუდონჰესი)
- ცხრილი 3.5 გრადიანტული მეთოდით მიღებული ტარიფების მწკრივი (ხუდონჰესი)

ნახაზების ნუსხა

ნახაზი 2.1 კაშხალთან მდებარე ჰესები სხვადასხვა კაშხლის ტიპის გამოყენებით.

ნახაზი 2.2 ძირითადი ტექნიკური და მექანიკური საშუალებების შესაძლო განვითარების სხვადასხვა ვარიანტები

ნახაზი 2.3 დერივაციის განთავსების სხვადასხვა ვარიანტები

ნახაზი 2.4 დერივაციის განთავსების სხვადასხვა ტიპის

დერივაციული მოწყობის სქემა

ნახაზი 2.5 სხვადასხვა სიმაღლის, დაწნევის და ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე კაშხლური ტიპის

ჰიდროელექტროსადგურები

ნახაზი 2.6 დერივაციული სქემა რომელშიც სადერივაციო არხის ზომები 1 და მე-2 არის განსხვავებული

ნახაზი 2.7 დანახარჯების გრაფიკი სიმძლავრის მიხედვით

ნახაზი 2.8 ზღვრული დანახარჯების გრაფიკი სიმძლავრის

მიხედვით

ნახაზი 2.9 ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის

გრაფიკი დღე-ღამის დეკემბრის დაძაბული დღისათვის

ნახაზი 2.10 ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის

გრაფიკი

ნახაზი 2.11 მოხმარებისა და მიწოდების გრაფიკი

ნახაზი 2.12 წყალსაცავის მოცულობის გრაფიკი

ნახაზი 2.13 დერივაციისა და მილსადენებში დანახარჯების

გრაფიკი

ნახაზი 2.14 წყალსაცავის დამუშავების გრაფიკი

ნახაზი 2.15 ხვედრითი ღირებულებებისა და საშუალო

დანახარჯების სიმძლავრეზე დამოკიდებულების მრუდები

ნახაზი 2.16 მოკლევადიანი მიწოდება-მოხმარების ამსახველი

მრუდები

შესავალი

ელექტროენერგეტიკა სტრატეგიული მნიშვნელობის საბაზო დარგია ეკონომიკისათვის. მისი განვითარების ტემპებსა და მასშტაბებზე მნიშვნელოვნადაა დამოკიდებული ქვეყნის ეკონომიკური სიძლიერე.

თანამედროვე ენერგეტიკა წარმოადგენს ცალკეული ქვესისტემებისგან შექმნილ ერთ დიდ სისტემას. აღნიშნული სისტემები ისე არიან ერთმანეთთან დაკავშირებულნი, რომ მათი ცალ-ცალკე განხილვა ურთიერთკავშირისა და უკუკავშირის გარეშე შეუძლებელია.

ელექტროენერგეტიკა თანამედროვე ცივილიზაციის ეკონომიკური საფუძველია. იგი წარმოადგენს ენერჯის ყველაზე უნივერსალურ წყაროს, რომელიც ძალზე მარტივად და ეკონომიურად შეიძლება იქნას გარდაქმნილი ენერჯის სახეებად, მაგალითად: თბურ, მექანიკურ, სინათლის და სხვა სახის ენერჯიებად. ამიტომ იგი გადამწყვეტ როლს ასრულებს ეკონომიკის ყველა დარგის განვითარებაში.

ცნობილია, რომ ბევრ ქვეყანაში, ერთ სულ მოსახლეზე წარმოებული ელექტროენერჯის რაოდენობა, მოსახლეობის ცხოვრების დონის მაჩვენებელ ერთ-ერთ ობიექტურ კრიტერიუმს წარმოადგენს.

აქედან გამომდინარე, ქვეყნის განვითარებისათვის უდიდესი მნიშვნელობა აქვს მოსახლეობისა და საწარმოების ელექტროენერჯით უწყვეტად მომარაგებას. ელექტროენერგეტიკის წარმოების განვითარების შეფერხებას განაპირობებს სათანადო საინვესტიციო გარემოს არარსებობა, მომხმარებელთა დაბალი გადახდისუნარიანობა, დარგში ფასწარმოქმნის არასწორი პოლიტიკა, არაპროფესიონალიზმი და სხვა.

საქართველოში ელექტროენერგეტიკის განვითარებას სათანადო ყურადღება დაეთმო მიმდინარე საუკუნის 20-იანი წლებიდან. 1922–1940 წლებში საქართველოში აშენდა ზაჰესის, რიონჰესის, აბაშისა და აჭარის ჰიდროელექტროსადგურები. ამავე პერიოდში დაიწყო ალაზნის, ხრამის, სოხუმის ჰიდროსადგურებისა და თბილისის თბოელექტროცენტრალის მშენებლობა.

საქართველოს ენერგეტიკის განვითარების საქმეში დიდი ნაბიჯი გადაიდგა გასული საუკუნის 50–60-იან წლებში. ამ ხნის განმავლობაში აშენდა და საექსპლუატაციოდ გადაეცა 5 მსხვილი

ჰიდროელექტროსადგური. ესენია: შაორის, ტყიბულის, გუმათი I და II, ლაჯანურისა და მთელი რიგი საშუალო და მცირე ჰესები და თბოელექტროსადგურები.

ქვეყნის ენერგეტიკის განვითარებაში ახალი ნაბიჯი იყო 60–70-იან წლებში თბილისის თბოელექტროსადგურის ექსპლოატაციაში გადაცემა და ენგურის ჰიდროენერგეტიკული კომპლექსის მშენებლობა.

უნდა აღინიშნოს, რომ ბოლო წლებში ენერგეტიკის განვითარებას ნაკლები ყურადღება ექცევა, ექსპლუატაციაში შევიდა მხოლოდ ჟინვალის, ვარციხე ჰესი-4 და თბილსრესის ახალი მე-9 ენერგობლოკი.

ქვეყნის ენერგოსისტემა ჩართულია ამიერკავკასიის საერთო ქსელში და ყოფილი სსრ კავშირის ევროპული ნაწილის ერთიან ენერგოსისტემაში, კავშირი არის თურქეთთანაც.

ამჟამად, ენერგეტიკის განვითარება თითქმის ერთ ადგილზე დგას. მწვავედ იგრძნობა ელექტროენერჯის დეფიციტი.

საქართველოს ეროვნული მეურნეობისა და მოსახლეობის ელექტროენერჯით დაკმაყოფილების მიზნით აუცილებელია არსებული ჰიდრო და თბოელექტროსადგურების საპროექტო სიმძლავრით ამოქმედება, ქვეყნის ტერიტორიაზე საბაზო სიმძლავრეთა თანაბარი განაწილების მიზნით ახალი მცირე და დიდი სიმძლავრის ენერგობიექტების მშენებლობა.

როგორც ცნობილია, ცხოვრების დონის გაზრდასთან ერთად იზრდება ელექტროენერჯიაზე მოთხოვნაც. ელექტროენერჯის მოთხოვნის პროგნოზირებისათვის შესაძლებელია გამოყენებულ იქნას სხვადასხვა ცნობილი მეთოდები: სტატისტიკური, ანალიტიკური, მარკეტინგული და სხვა, რის შედეგადაც შესაძლებელია ელექტროენერჯის მომავალი მოთხოვნის გრაფიკის დადგენა, რაც მოითხოვს განვითარების ოპტიმალური სტრატეგიის დადგენას, პროგრამის შემუშავებას და ამ პროგრამის განხორციელებისათვის ფინანსების მოძიებას.

ენერგოსისტემის დაგეგმვის დროს გამოვლენილმა ენერგეტიკულმა ობიექტებმა რომ ინვესტორების ყურადღება მიიპყრონ, საჭიროა საინვესტიციო პროექტები შესრულებული იქნას ზღვრული დანახარჯების ეკონომიკური კრიტერიუმების გამოყენებით. მხოლოდ ასეთი მიდგომის პირობებშია შესაძლებელი ნათლად იყოს გარკვეული

მწარმოებლებისა და მომხმარებლების ინტერესების თანმთხვევა, კერძოდ კი, მომხმარებელთა გადახდისუნარიანობა და მწარმოებელთა რისკი.

მთავარი და აუცილებელი მოთხოვნა, რომლის დაკმაყოფილების გარეშე ენერგოსისტემის განვითარების განხილვა დაუშვებელია, შემდეგში მდგომარეობს: აღდგენილმა ან ენერგოსისტემაში შესაყვნმა ახალმა სიმძლავრეებმა არ უნდა გამოიწვიოს სისტემის საიმედოობისა და მდგრადობის შემცირება ნორმებით გათვალისწინებულ მნიშვნელობაზე უფრო მეტად. წამოყენებული მოთხოვნების შემოწმების მიზნით საჭიროა გეკონდეს გაანგარიშების ჩასატარებლად საჭირო მონაცემები და მეთოდოლოგია. ამისათვის უნდა ვიცოდეთ სისტემის დადგმული სიმძლავრე, სისტემის დატვირთვის გრაფიკი, ავრევატების ერთეულგვანი სიმძლავრეები და მათი მტყუნების ალბათობები.

ახალი ჰიდროენერგეტიკული სიმძლავრეების მშენებლობა ერთ ერთ აუცილებელ პირობას წარმოადგენს ქვეყნის განვითარებისათვის. იმისთვის, რომ მოხდეს ახალი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობა ქვეყანაში აუცილებელია ეკონომიკურად მიმზიდველი პროექტების შექმნა, რომელთა შედგენა უნდა განხორციელდეს იმ აუცილებელი პირობის გათვალისწინებით, რომ ერთდროულად აკმაყოფილებდეს მომხმარებლების პირობებს, რაც იმაში მდგომარეობს, რომ ტარიფი შეესაბამებოდეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობას და ასევე უზრუნველყოფდეს გრძელვადიან პერიოდში ინვესტორის მიერ ჩადებული კაპიტალის ამოღება, სათანადო დივიდენდით. ყოველივე აღნიშნულისთვის საჭიროა დიფერენცირებული ტარიფების შემოღება, ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგიის დამტკიცება, რომელითაც უზრუნველყოფილი იქნება ეკონომიკურად მომგებიანი და მომხმარებლისთვის მისაღები ტარიფის შესაბამისი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობა. ასევე აუცილებელია არამომგებიანი და ძვირადღირებული ტარიფის მქონე ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკურად ეფექტურ ჰიდროელექტროსადგურად გარდაქმნისათვის გრადიენტული მეთოდით დაანგარიშების პირობის დამტკიცება.

I თავი

ლიტერატურული მიმოხილვა

1.1 თემის აქტუალობა

ვინაიდან საქართველოს მდიდარი ბუნებრივი ჰიდროენერგეტიკული რესურსი გააჩნია, ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობას უდიდესი მნიშვნელობა ენიჭება ქვეყნის ეკონომიკის მდგრადობისა და მომავალი განვითარების საქმეში. ახალი მძლავრი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობამ და ელექტროენერგეტიკის მომავალმა განვითარებამ საქართველო შესაძლოა ერთ-ერთ მსხვილ ექსპორტიორ ქვეყანად გადააქციოს ელექტროენერჯის გაყიდვის მხრივ, აღნიშნულიდან გამომდინარე ახალი სიმძლავრეების შეყვანა ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ჰიდროენერგორესურსების ათვისების გზით დიდ მნიშვნელობას იძენს ქვეყნის განვითარების საკითხში.

პრობლემის გადაჭრას სჭირდება ისეთი მიმზიდველი საინვესტიციო პროექტების შედგენა, რომელიც უზრუნველყოფს ინვესტორის მიერ საექსპლუატაციო პერიოდის განმავლობაში თანხის ამოღებას სათანადო დივიდენდით და ასევე გაითვალისწინებს მომხმარებელთა ინტერესებს.

საბაზრო ეკონომიკის პირობებში მიმზიდველი საინვესტიციო პროექტების შედგენისას აუცილებელია რამოდენიმე აუცილებელი პირობების გათვალისწინება, რომელთა მხედველობაში მიუღებლობამ შესაძლოა ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირების შედგენის შეუძლებლობამდე მიგვიყვანოს.

განვითარებული ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის სხვადასხვა კრიტერიუმები არსებობს, რომელთა შესაბამისადაც ხორციელდება პროექტების შემუშავება და შემდგომში ქვეყნის ენერგეტიკული პოლიტიკის განვითარება და დაგეგმვა. ასევე აღსანიშნავია, რომ მსოფლიოს მრავალ ქვეყანაში არსებობს დიფერენცირებული ტარიფები, რომელიც აუცილებელი პირობაა ჰიდროელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენისა და ეკონომიკურად ეფექტური საინვესტიციო პროექტის შედგენისათვის.

საქართველოში ამჟამად მოქმედი ტარიფები არ არის დიფერენციალური და აღნიშნულიდან გამომდინარე ინვესტორი ხშირ შემთხვევაში ვერ მოახერხებს ჩადებულ იმ ინვესტიციის ამოღებას საექსპლუატაციო პერიოდში ან/და წარმოებული ელექტროენერჯის ტარიფი მიღებული იქნება იმდენად დიდი, რომ მომხმარებელი ვერ მოახერხებს აღნიშნული ტარიფის ფარგლებში ელექტროენერჯის შესყიდვას. მომხმარებელში შესაძლოა განხილული იქნეს წარმოებული ელექტროენერჯის ექსპორტირება მეზობელ ქვეყანაში შედარებით ძვირი ღირებულებით. სწორედ ამიტომ საჭიროა ძირეულად იქნას განხილული და შესწავლილი დიფერენციალური ტარიფების შემოღების აუცილებლობა.

აუცილებელია შემუშავებული იქნას მეთოდოლოგია, რომლითაც შესაძლებელი იქნება სხვადასხვა მცირე, საშუალო და მძლავრი ჰიდროელექტროსადგურის სიმძლავრის შერჩევა და ერთმანეთთან შედარება მათი ეკონომიკური ეფექტურობის მაჩვენებლის გამოყენებით. გეგმიური ეკონომიკის პირობებში საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული განვითარება დამოკიდებული იყო საბჭოთა კავშირის ცენტრალიზებულ ბიუჯეტზე, ხოლო ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენა ხორციელდებოდა ენერგეტიკული ობიექტების ეკონომიკური ეფექტიანობის მაჩვენებელი კრიტერიუმით, რომელიც განისაზღვრებოდა მინიმალური დაყვანილი დანახარჯების ფორმულებით:

$$3 = \xi K + H$$

სადაც:

$\xi = 0.12$ – კაპიტალდაბანდების ეკონომიკური ეფექტიანობის ნორმატიული კოეფიციენტს წარმოადგენდა;

K – გაწეული კაპიტალდაბანდება;

H – საშუალოწლიური საექსპლუატაციო დანახარჯები.

ასევე აღსანიშნავია, რომ გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში ეკონომიკურად ეფექტურად იყო მიხნეული ხულონი ჰესი, ნამახვანი ჰესი, ტვიში ჰესი, უონეთი ჰესი, რომელთა ნაგებობებისა და ჰიდრომექანიკური მოწყობილობების ზომები დადგენილი იყო შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმების გამოყენებით. საბაზრო ეკონომიკის პირობებში აღნიშნული მიდგომით ჰიდროელექტროსადგურების

ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთება შეუძლებელია, რაც შესაბამისად ერთ-ერთ მნიშვნელოვან ხელისშემშლელ პირობას წარმოადგენს ინვესტიციის მოზიდვას გზით ახალი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობისათვის. ამ ობიექტების როგორც ენერგეტიკული ასევე ეკონომიკური პარამეტრები მოითხოვს გადაანგარიშებას საბაზრო ეკონომიკის კრიტერიუმების გამოყენებით. გადაანგარიშების აუცილებლობა განპირობებულია იმითაც, რომ ამ სადგურების სიმძალვრე და სხვა ენერგეტიკული პარამეტრები დადგენილი იყო ამიერკავკასიის ენერგეტიკულ სისტემაში დეფიციტის დაფარვის პირობიდან გამომდინარე მაშინ, როდესაც ამჟამად ჩამოყალიბებულია საქართველოს დამოუკიდებელი ელექტროენერგეტიკული სისტემა და მისი რეჟიმული მოთხოვნები არსებითად სხვაგვარია.

დღევანდელი მდგომარეობის გათვალისწინებით შესაძლებელია ითქვას რომ საქართველოში არ ხორციელდება საბაზრო ეკონომიკის კრიტერიუმების გათვალისწინებით, ჰესების ისეთი საინვესტიციო პროექტების შედგენა, რომელიც მიმზიდველი იქნება ინვესტორისთვის, აღნიშნულიდან გამომდინარე შეიქმნა აუცილებლობა იმისა, რომ შეგვესრულებინა კვლევები ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენი კრიტერიუმების შესარჩევად და ინვესტორისათვის გასაგები ბიზნესგეგმის შესაგდენად, იმის გათვალისწინებით, რომ საქართველოს როგორც საბაზრო ეკონომიკაზე გადასასვლელად ორიენტირებულ ქვეყანას გააჩნია სპეციფიკური პირობები.

არსებული მდგომარეობით, საქართველოში ინვესტორების მიერ, ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის დაფინანსების მრავალი შემაფერსებელი მიზეზი არსებობს. უპირველეს ყოვლისა აუცილებელია დადგენილი უნდა იქნას ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის განვითარების სტრატეგია, რომელშიც გამიჯნული იქნება და დასაბუთებული თუ მომავალში როგორი ტიპის ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობების განხორციელება უნდა მოხდეს რათა უზრუნველყოფილი იქნეს მომხმარებელი ელექტროენერგიით, მისი მზარდი მოთხოვნილების გათვალისწინებით.

ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის სტრატეგია უნდა ეფუძნებოდეს ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების ძირითად პირობებს.

კვლევის მიზანია საქართველოში საინვესტიციო პროექტების შემუშავება ხორციელდებოდეს განვითარებული ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში არსებული ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის კრიტერიუმების გათვალისწინებით და ჩამოყალიბდეს საქართველოში საინვესტიციო პროექტების შემუშავების ისეთი მიდგომა რომელიც პასუხობს საბაზრო ეკონომიკაში არსებულ აუცილებელ ძირითად ამოცანებს, პირობებს და მოთხოვნებს. ასევე ერთ-ერთ უმთავრეს მიზანს წარმოადგენს შემოდებულ იქნეს საქართველოში ელექტროენერჯის დიფერენცირებული ტარიფები, რაც ინვესტორს მიცემს საშუალებას დააბალანსოს მის მიერ ინვესტიციის სახით ელექტროენერჯის წარმოების მიზნით გაღებული დანახარჯები საინვესტიციო პერიოდის განმავლობაში. კვლევის ამოცანაა ძირეული კვლევის შედეგებით მიღებული გაანგარიშებების საფუძველზე შედგენილი პროგრამის საშუალებით, შესაძლებელი გახდეს ჰიდროელექტროსადგურების პროექტირების სტადიაზე განხილული სხვადასხვა შერჩეული სიმძლავრიდან ეკონომიკურად-ეფექტური და ოპტიმალური ვარიანტის შერჩევა რომელიც უზრუნველყოფს წარმოებული ელექტროენერჯის ყველაზე მისაღები ტარიფის მიღებას და დამტკიცებას. აღნიშნულისთვის შედგენილი იქნა კომპიუტერული პროგრამა, რომელიც გაუმარტივებს ინვესტორს შედარებით ეკონომიკურად - ეფექტური პროექტის შერჩევას. ასევე, ვინაიდან ელექტროენერჯია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს კვლევის ამოცანაა საქართველოში პოტენციურად ასაშენებელი ჰიდროელექტროსადგურებთან მოხდეს ისეთი პროექტების შერჩევა, რომელიც მისაღები იქნება საქართველოში არსებული მომხმარებლისთვის და არ მოახდენს მომავალში წარმოებული ელექტროენერჯის ტარიფების სწრაფ ზრდას.

ეკონომიკურად ეფექტური საინვესტიციო პროექტების შეფასებისა და კვლევაში დასმულია შემდეგი ამოცანები:

- საქართველოში ეკონომიკური-ეფექტიანობის კრიტერიუმების გათვალისწინებით საინვესტიციო პროექტების შეფასება;
 - ელექტროენერჯის დიფერენცირებული ტარიფების შემოღების აუცილებლობის დასაბუთება;
 - კვლევის საფუძველზე დასაბუთებული, სამართლიანი ტარიფების შემოღება;
 - სემეკ-ის მიერ ახალ საპროექტო სიმძლავრეებთან დაკავშირებით ზღვრული ტარიფის დადგენის აუცილებლობა;
 - კომპიუტერული პროგრამების შემუშავება, რომელიც უზრუნველყოფს სხვადასხვა განსახილველი ჰიდროენერგეტიკული ობიექტის ტარიფის გაანგარიშებებს;
 - საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემის განვითარების პერსპექტივების განხილვას არსებული დეფიციტების და დატვირთვის ზონების გათვალისწინებით;
 - შერჩეული საინვესტიციო პროექტირების სტადიაზე, ზღვრული ტარიფის მიღების შემთხვევაში ტარიფის რეგულირების სხვადასხვა მიდგომების დამუშავებას, რომელიც არ ყოფილა გამოყენებული საქართველოში;
 - საინვესტიციო პროექტების დაფინანსების განხილვა, დაფინანსების სხვადასხვა სქემების პირობებში და მათგან ოპტიმალური ვარიანტის შერჩევა;
 - პროექტირების წარმოების ისეთი მიდგომის შეთავაზება, რომელიც უზრუნველყოფს ჰესის დადგმული სიმძლავრის ისეთნაირად შერჩევას, რომლის პირობებშიც მდინარის ჩამონადენი ათვისებული იქნება რაციონალურად;
 - ინვესტორისათვის მისაღები ბიზნეს გეგმის შედგენა კვლევის საფუძველზე, რომელშიც გათვალისწინებული იქნება მომხმარებელთა ინტერესები.
- კვლევის მეცნიერული სიახლე მდგომარეობს იმაში, რომ საქართველოში ეკონომიკურად ეფექტური ჰიდროელექტროსადგურების გამოვლენის და მათი მშენებლობის აუცილებლობის დასაბუთება განხილულია

საბაზრო ეკონომიკის პრინციპების გათვალისწინებით. ინვესტიციების ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის საფუძველზე იქმნება ინვესტორისათვის მიმზიდველი გარემო, რომელიც უზრუნველყოფს ჩადებული კაპიტალის ამოღებას საექსპლუატაციო პერიოდის განმავლობაში სათანადო დივიდენდის მიღების გათვალისწინებით და ამავე დროს გათვალისწინებულია მომხმარებელთა ინტერესები ზღვრული ტარიფის პირობებში. ხშირად საპროექტო ელექტროსადგურისთვის ვერ ხერხდება ტარიფების მნიშვნელობების ისეთ დაბალ დონეზე დაყვანა, რომ ის პასუხობდეს სემეკის მიერ დადგენის ზღვრულ ტარიფს მიმდინარე პერიოდისათვის. ამ შემთხვევაში მიზანშეწონილია ტარიფის დადგენის გრადიენტული მეთოდი, სადაც მიმდინარე პერიოდისათვის შენარჩუნებული იქნება სემეკის მიერ დადგენილი ზღვრული ტარიფი. ასეთი მიდგომით შესაძლებელი გახდება საქართველოში არსებული მრავალი დასაპროექტებელი ეკონომიკურად არაეფექტური ჰიდროელექტროსადგურის ეკონომიკურად-ეფექტურობის სტადიაში გადაყვანა და მათზე ინვესტირების განხორციელების შესაძლებლობის ჩვენება. ასევე რეკომენდებულია პერსპექტივაში ეტაპობრივად ახლებური ხედვის ჩამოყალიბება ელექტროენერჯის დიფერენცირებული ტარიფების შემოღების მცდელობასთან დაკავშირებით. აქვე აღსანიშნავია, რომ საპროექტო ჰიდროელექტროსადგურის ღირებულებების განსაზღვრა მოხდება ზღვრული დანახარჯების მეთოდით რაც ჰიდროელექტროსადგურების შერჩევას განსაზღვრავს მოხდება სხვადასხვა სიმძლავრეების განხილვის პირობებში ასეთი მიდგომა უზრუნველყოფს ნაწარმოები ელექტროენერჯის ტარიფის ზღვრული მნიშვნელობის დადგენას.

1.2 ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის, ენერგოდამოუკიდებლობისა და საიმედოობის უზრუნველყოფის აუცილებლობა საქართველოში.

მიმზიდველი საინვესტიციო პროექტების განხორციელება, წარმოადგენს ინვესტიციის მოზიდვის მთავარ პირობას. ამჟამად საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შემავალი სიმძლავრეების უმეტესობა აშენებული იყო გეგმიური ეკონომიკის პირობებში. საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემას დეფიციტი შემოდგომა ზამთრის მსოლო 4-5 თვის განმავლობაში გააჩნია. დანარჩენ პერიოდში ჭარბ გენერირებულ ელექტროენერგიას მცირე რაოდენობით ვყიდით მეზობელ ქვეყნებში: თურქეთში, სომხეთში, რუსეთში, აზერბაიჯანში. პერსპექტივაში თუ ახალი სიმძლავრეები მწყობრში არ იქნა შეყვანილი დეფიციტი შეიძლება გაზაფხულ-ზაფხულის სეზონშიც გაჩნდეს. მიტომ აუცილებელია ეკონომიკურად ეფექტიანი ახალი ჰიდროელექტროსადგურების გამოვლენა და მათი მშენებლობის დაფინანსების საკითხების გადაწყვეტა.

ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობა და ახალი სიმძლავრეების საქართველოს ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში შეყვანა მეტად მნიშვნელოვანი საკითხია ქვეყნის არა მარტო ენერგეტიკული არამედ მთლიანად ქვეყნის ეკონომიკური განვითარებისათვის. ქვეყნის ენერგეტიკული დამოუკიდებლობა პირდაპირ არის დაკავშირებული ქვეყნის ეკონომიკურ და პოლიტიკურ სიძლიერეზე. აღნიშნულიდან გამომდინარე ცხადია, რომ ახალი ინვესტიციების მოძიება განვითარებული ეკონომიკის მქონე ქვეყნებიდან მნიშვნელოვან ფუნქციას იძენს ქვეყნის განვითარების გზაზე.

როგორც ვიცით, ელექტროენერგიის შეუფერხებლად მიწოდებისათვის აუცილებელია ენერგოსისტემაში გვქონდეს სარემონტო და ოპერატიული რეზერვები. ეს უკანასკნელი კი შედგება საავარიო და დატვირთვითი რეზერვებისაგან. უნდა აღვნიშნოთ, რომ ბევრ ქვეყანაში იყენებენ რეზერვების კლასიფიკაციას ფუნქციონალური დანიშნულების

მიხედვით. ასეთი კლასიფიკაციის დროს გამოყოფენ მინიმუმ სამი რიგის რეზერვებს.

როგორც ცნობილია, ენერგოსისტემისათვის ახალი სიმძლავრეების დამატების საკითხი ისმის მხოლოდ მაშინ, როდესაც მას არ შესწევს პიკური დატვირთვის დაფარვის უნარი. წინააღმდეგ შემთხვევაში ბაზისური სიმძლავრეების დეფიციტის დაფარვა შესაძლებელია დატვირთვის მართვის მეთოდების გამოყენებით.

საჭიროა აღინიშნოს, რომ როდესაც დატვირთვის მოთხოვნილი სიმძლავრე მეტია, ვიდრე მაგენერირებელი ობიექტების ჯამური სიმძლავრე, მოხდება მომხმარებლების გათიშვა ენერგოსისტემიდან. ამ შემთხვევაში ადგილი აქვს არასაიმედო მიწოდებას, რა თქმა უნდა, მიწოდების შეწყვეტა ხასიათდება დროის გარკვეული ხანგრძლივობით და ამიტომ საიმედოობის დონეს აფასებენ იმ ინტერვალების ხვდომილებების ალბათობებით, რომლის განმავლობაშიც მომხმარებელს არ მოეწოდებოდა ელექტროენერგია.

მსოფლიოს ჰიდროენერგეტიკული რესურსების ეკონომიკურ ნაწილს შეადგენს 9302 მილიარდი კვ/სთ. დსდ-ს ეკონომიკური პოტენციალი 1059 მილიარდი კვ/სთ. ე.ი. მსოფლიოს რესურსების 11%. ამერიკას გააჩნია 685 მილ. კვ/სთ ბრაზილიას 657 მილ. კვ/სთ., იაპონიას 132 მილ. კვ/სთ შეეციას 20 მილ. კვ/სთ

ჰიდროსადგურებს მნიშვნელოვანი უპირატესობა გააჩნიათ თბოელექტროსადგურებთან შეთანხმებით. უპირველეს ყოვლისა ის მუშაობს ადღენით ბუნებრივ რესურსებზე – მდინარის ხარჯზე, ამიტომაც ჰიდროენერჯის თვითღირებულება გაცილებით მცირეა თბო და ატომურ ენერჯიასთან შედარებით. მას შეუძლია დროის მოკლე მონაკვეთში სწრაფად შეცვალოს სიმძლავრე, ამიტომ მას შეუძლია ეფექტურად იმუშაოს სისტემის დატვირთვის გრაფიკის პიკურ ნაწილში. აღსანიშნავია ის ფაქტიც, რომ თეს-ის ექსპლუატაციისთვის საჭიროა 4-5ჯერ მეტი საექსპლუატაციო პერსონალი, ვიდრე ამავე სიმძლავრის ჰიდროელექტროსადგურებზე. ასე მაგალითად: საშუალო სიმძლავრის ჰიდროელექტროსადგურებზე მომსახურე პერსონალის რაოდენობა 500 კაცს შეადგენს მაშინ როცა ამავე სისტემის თბოსადგურებზე იგი 2000-2500 კაცს შეადგენს, თუ გავითვალისწინებთ იმ მომსახურე

პერსონალსაც, რომლებიც თბომომპოვებაზე და ტრანსპორტზე მუშაობენ, მაშინ მომსახურე პერსონალის რაოდენობა 5000-6000 კაცზე იზრდება. ჰესები არ არიან წყლის მომხმარებლები და არ იწვევენ გარემოს სითხურ და თბურ დატვირთვას. აღსანიშნავია, რომ ჰესების უმრავლესობა კომპლექსური დანიშნულების ობიექტებს წარადგენს. ეს ნიშნავს, რომ მდინარის ხარჯი გამოიყენება არამარტო ენერჯის საწარმოებლად, არამედ მორწყვისათვის, წყლის ტრანსპორტის პრობემის გაუმჯობესებისათვის. ჰიდროენერგეტიკული ობიექტები ემსახურება სახალხო მეურნეობის მრავალ დარგს და ამით მისი ეფექტურობა იზრდება.

1.3 ჰიდროენერგეტიკული მშენებლობის დასაბუთების ეკონომიკური საფუძვლები საბაზრო ეკონომიკის პირობებში

ჰიდროენერგეტიკული მშენებლობის დასაბუთება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში გამოიხატება ნაწარმოები ელექტროენერჯის 1 კვტსთ-ის ღირებულების მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობამდე დაყვანით. ცნობილია, რომ საქართველოში ამჟამად მოსახლეობის მსყიდველობითუნარიანობა ევროპის ბევრი ქვეყნის მოსახლეობასთან შედარებით გაცილებით დაბალია აქ დასაქმებული მოსახლეობის ხელფასების სიმცირის გამო. აგრამ ჰიდროენერგეტიკული რესურსების ათვისების დონე საქართველოში გაცილებით მცირეა ევროპის ქვეყნებში ამჟამად არსებულ ათვისების დონესთან შედარებით. ასე მაგალითად, საქართველოში ამჟამად არსებული ჰიდროენერგეტიკული რესურსების მხოლოდ 13 %-მდეა ათვისებული მაშინ როდესაც ევროპის ქვეყნებში სკანდინავიის ქვეყნების გამოკლებით ამ რესურსების ათვისების დონემ გადააჭარბა 90%-ს. ასეთი მდგომარეობა საშუალებას იძლევა შევარჩიოთ მდინარეების ისეთი უბნები სადაც არსებობს ვიწრო კანიონი კლდოვანი გრუნტით და უბანზე საკმაოდ დიდი ქანობით, რომლის პირობებშიც შესაძლებელია დიდი წნევების მოპოვება ამ უბანზე და შესაბამისად დიდი სიმძლავრეების მიღება, რაც ჰიდროელექტროსადგურზე

გამომუშავებული ელექტროენერჯის რაოდენობას იმდენად გაზრდის, რომ ნაწარმოები კვტსთ-ის ღირებულება დაყვანილი იქნეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონეზე.

ასეთი ჰიდროელექტრო-სადგურის ტიპიურ მაგალითს წარმოადგენს ხუდონ ჰესი, რომლის მშენებლობაც დაწყებული იყო საქართველოში სოციალისტური წყობილების პერიოდში. დახარჯული იქნა 130 მლნ. დოლარამდე თანხა, მაგრამ მშენებლობა შეწყდა საბჭოთა კავშირის დაშლის გამო, რადგანაც მაშინ დაფინანსება ისეთ კაპიტალტევად ობიექტზე, როგორც ჰიდროელექტრო-სადგური იყო წარმოებდა საკავშირო ბიუჯეტიდან.

ამჟამად წილობრივი დაფინანსების პირობებში ხუდონჰესის დაფინანსება მიზანშეწონილია განხორციელდეს ინვესტორის (ე.ი. კერძო მეწარმის) და ბანკის სესხების გამოყენებით. ასეთ პირობებში ახალი ელექტროსადგურის ეკონომიკურ-ენერგეტიკული პარამეტრები უნდა შეირჩეს იმ პირობით, რომ, ამ ელექტროსადგურზე ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულება შეესაბამებოდეს მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობას. ადრე მშენებლობა დაწყებული ჰიდროელექტრო-სადგურის პარამეტრები კი უნდა გადაანგარიშებული იქნას იმ მოთხოვნათა გათვალისწინებით, რომ აქ ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულება პასუხობდეს მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობას, რადგანაც ადრე ელექტროსადგურის ენერგეტიკული და კონსტრუქციული პარამეტრები განისაზღვრებოდა შედარებითი-ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმის გამოყენებით, რაც იმას გულისხმობდა, რომ ერთნაირი წლიური გამომუშავების თბოსადგურის და ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობაზე გაწეული ფინანსური დანახარჯები უნდა შედარებულიყო ერთმანეთთან და რომელიც უფრო იაფი იქნებოდა ის ელექტროსადგური მიიჩნეოდა ეკონომიკურად ეფექტიანად და მისი მშენებლობა დაფინანსდებოდა საკავშირო ბიუჯეტის მიერ.

ჩვენი მიზანია უჩვენოთ საბაზრო ეკონომიკის პირობებში როგორ წარმოებს ნაწარმოები ელექტრო ენერჯის კვტსთ-ის ღირებულების დადგენა როცა ცნობილია ელექტროსადგურის ენერგეტიკული და კონსტრუქციული პარამეტრები. ენერგეტიკულ პარამეტრებს

განსაზღვრავს მდინარის შერჩეულ კვეთში განხორციელებული კაშხლით და გვირაბით მოპოვებული დაწნევა, რომელიც აღინიშნება H_m და ამ კვეთში არსებული ჰიდროლოგიური მონაცემები, რომლებიც შესაბამისი რეგულირების პირობებში განსაზღვრავენ ტურბინების საანგარიშო ხარჯს, რომელიც აღინიშნება Q მ³/წ.

ამ პარამეტრების გამოყენებით ვანგარიშობთ ჰესის გარანტირებულ სიმძლავრეს

$$N_{\text{გარ}} = 9,8 Q * H \text{ კვტ-ი}$$

და წლიურ გამომუშავებას

$$E_{\text{წლ}} = N_{\text{გარ}} * T_{\text{წ}} = 9,8 Q * H * T_{\text{წ}}$$

ზემოთ მოყვანილ ფორმულაში $T_{\text{წ}}$ არ უდრის წელიწადში არსებული საათების რაოდენობას რადგანაც ჰიდროელექტროსადგურს ყოველთვის გააჩნია ჩამონადენის რეგულირების საშუალება და ელექტროენერგიას მაშინ აწარმოებს როცა ენერგოსისტემას გააჩნია ელექტროენერგიის დეფიციტი. ასე მაგალითად, საქართველოში შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში ელექტროენერგიაზე მოთხოვნილება იზრდება საღამოს საათებში 17:00 სთ-იდან 23:00 საათამდე და ამიტომ მიზანშეწონილია ჰიდროელექტროსადგურმა იმუშაოს ამ საათებში, ხოლო გაზაფხული-ზაფხულის პერიოდში მიზანშეწონილია ელექტროსადგურმა იმუშაოს თითქმის მთელი დღე-ღამის განმავლობაში გარდა ღამის 5-7 სთ-ისა. ეს დამოკიდებულია მდინარის ჩამონადენის შემგუბებელი წყალსაცავის რეგულირების უნარზე.

ენერგეტიკული და კონსტრუქციული პარამეტრები განისაზღვრება სამშენებლო სამუშაოთა წარმოების ანგარიშებით და ჩვენს ანგარიშში მას ცნობილად ჩავთვლით. ჩვენი მიზანია დავადგინოთ მისაღებია თუ არა ასეთი ანგარიშებით დადგენილი ენერგეტიკული და კონსტრუქციული პარამეტრები. თუ აღმოჩნდება, რომ გაანგარიშებათა გარკვეულ ეტაპზე დანიშნული პარამეტრების დროს ნაწარმოები ელექტროენერგიის ღირებულება გამოდის მიუღებლად დიდი ისინი უნდა შეიცვალოს იმ მიმართულებით, რომ ელექტროენერგიის ღირებულება შემცირდეს.

რომ დავადგინოთ მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობა ამისათვის საჭიროა ავაგოთ მრუდი რომელიც გვიჩვენებს თუ როგორ

იცვლება მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობა ტარიფით გამოხატული b თეთრი/კვტსო როცა იზრდება მომხმარებელთა რაოდენობა და შესაბამისად მოხმარებული ელექტროენერჯის რაოდენობა გამოხატული Ξ მლნ.კვტსო-ებით. განვიხილოთ მაგალითი იმ გაანგარიშებათა თანმიმდევრობისა რომლითაც ხერხდება ჰესის სავარაუდო კონსტრუქციული გადაწყვეტის მიხედვით ნაანგარიშები დანახარჯებით ნაწარმოები ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენა.

ვთქვათ, ჰესის განხორციელებაზე, რომლის გარანტირებული სიმძლავრე არის $N_{გარ} =$ მგვტ და საანგარიშო უზრუნველყოფის მქონე წელიან წელს გამოიმუშავენს Ξ მლნ.კვტსო-ს. იხარჯება $K_{\Sigma} =$ მლნ \$-ს, აქედან ინვესტორი მშენებლობისთვის გაიღებს საკუთარი კაპიტალის სახით $K_{საკ} =$ %-ს, ბანკიდან სესხის სახით მოიზიდავს $K_{ბანკ} =$ %-ს. საკუთარ კაპიტალზე დივიდენდის სახით მოიზიდავს 15%-ით. ბანკიდან მიღებულ სესხზე კი გადაიხდის 8 %-ს.

ვთქვათ მშენებლობა გრძელდება 3 წელს და პირველ წელს გადაიხდის საერთო დაფინანსების 25 %-ს, მეორე წელს 35%-ს, მესამე წელს 40%-ს. ეს აღნიშნული დანახარჯები გაწეული იქნება როგორც კერძო კაპიტალით ასევე ბანკის სესხით. მაშინ კერძო კაპიტალით პირველი წლის დაფინანსება ტოლი იქნება:

$$K_{1კერძო} = K_{საკ} * 0,25 \text{ მლნ } \$;$$

$$K_{2კერძო} = K_{საკ} * 0,35 \text{ მლნ } \$;$$

$$K_{3კერძო} = K_{საკ} * 0,40 \text{ მლნ } \$.$$

ანალოგიურად იანგარიშება ბანკიდან წლების მიხედვით მიღებული თანხის რაოდენობა

$$K_{1ბანკ} = K_{ბანკ} * 0,25 \text{ მლნ } \$;$$

$$K_{2ბანკ} = K_{ბანკ} * 0,35 \text{ მლნ } \$;$$

$$K_{3ბანკ} = K_{ბანკ} * 0,40 \text{ მლნ } \$.$$

როგორც ზემოთ აღვნიშნეთ, ელექტროენერჯია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს და ამიტომ მიზანშეწონილია ჰესის მდინარის ხეობაში განლაგება და გამოყენებული ნაგებობა-მოწყობილობების პარამეტრები ისე შევარჩიოთ, რომ ამ ელექტროსადგურებზე ნაწარმოები ელექტროენერჯის ტარიფი იყოს

იმდენად მცირე, რომ იგი პასუხობდეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობას.

განვიხილოთ მაგალითი იმ გაანგარიშებათა თანმიმდევრობისა, რომლითაც ხერხდება ჰესის სავარაუდო კონსტრუქციული გადაწყვეტის მიხედვით ნაანგარისები დანახარჯებით ნაწარმოები ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენა. ვთქვათ, ჰესის განხორციელებაზე, რომლის დადგმული სიმძლავრე არის 70 მგვტ და საანგარიშო უზრუნველყოფის მქონე წელიწადში წელს გამოიმუშავენ 397,8 მლნ კვტ-სთ-ს, იხარჯება 100 მლნ \$, აქედან ინვესტორ მშენებლობისთვის გაიღებს საკუთარი კაპიტალის სახით 40%-ს, ე.ი. 40 მლნ \$, ბანკიდან სესხის სახით მოიზიდავს 60%-ს, ე.ი. 60 მლნ \$-ს. საკუთარ კაპიტალზე დივიდენდის სახით მოითხოვს 15%, ბანკიდან მიღებულ სესხზე კი გადაიხდის 8%-ს.

მშენებლობა გრძელდება 3 წლის განმავლობაში და პირველ წელს იხარჯება საერთო დაფინანსების 25%, ე.ი. 25 მლნ \$, მეორე წელს 35% ე.ი. 35 მლნ \$, და მესამე წელს 40%, ე.ი. 40 მლნ \$.

ჩავთვალოთ, რომ აღნიშნული დანახარჯები გაწეული იქნება როგორც კერძო კაპიტალით, ასევე ბანკის სესხით ისეთივე პროპორციით, როგორც ეს დაგეგმილი იყო ჯამურ დაფინანსებაში კერძო კაპიტალისა და ბანკის სესხის მონაწილეობა. მაშინ კერძო კაპიტალით

პირველი წლის დაფინანსება ტოლი იქნება – $40 \text{ მლნ } \$ * 0,25 = 10 \text{ მლნ } \$$;

მეორე წლის დაფინანსება – $40 \text{ მლნ } \$ * 0,35 = 14 \text{ მლნ } \$$;

მესამე წლის დაფინანსება – $40 \text{ მლნ } \$ * 0,40 = 16 \text{ მლნ } \$$;

ანალოგიურად იანგარიშება ბანკიდან სესხის მიღება წლების მიხედვით:

პირველ წელს მიღებული სესხის ოდენობა - $60 \text{ მლნ } \$ * 0,25 = 15 \text{ მლნ } \$$;

მეორე წლის დაფინანსება – $60 \text{ მლნ } \$ * 0,35 = 21 \text{ მლნ } \$$;

მესამე წლის დაფინანსება – $60 \text{ მლნ } \$ * 0,40 = 24 \text{ მლნ } \$$;

ზემოთ ნაანგარიშები სხვადასხვა დროს გაწეული დანახარჯები საჭიროა დაყვანილი იქნას ერთი და იგივე დროის მომენტისათვის.

მიზანშეწონილია დროის ათვისების მომენტად მიჩნეული იქნას ჰესის ექსპლუატაციის დაწყების პირველი წელი. მაშინ მშენებლობის პერიოდში გაწეული დანახარჯები დივიდენდის პროცენტული განაკვეთის მხედველობაში მიღებით უნდა გადავიანგარიშოთ ექსპლუატაციის დაწყების პირველი წლისთვის შემდეგი ფორმულით 1.1:

$$K_{\text{კერძ}} = \sum_{t=1}^{t_{\text{მშ}}} K_t (1 + E_{\text{დ}})^{T-t+1} \quad (\text{ფორმულა 1.1})$$

სადაც $t_{\text{მშ}} = 3$ მშენებლობის ხანგრძლივობაა;

$E_{\text{დ}} = 0,15$ დივიდენდია კერძო კაპიტალზე ათწილადებით გამოსახული;

$K_t =$ კაპიტალაბანდება მშენებლობის წლების მიხედვით $t=1,2,3$.

ამრიგად ექსპლუატაციის პერიოდში ამოსაღები კერძო კაპიტალის რაოდენობა ტოლი იქნება

$$K_{\text{კერძ}} = 16 \cdot 10^6 (1+0,15)^1 + 14 \cdot 10^6 (1+0,15)^2 + 10 \cdot 10^6 (1+0,15)^3 = 52,123,750 \text{ \$}$$

ანალოგიურად იანგარიშება სესხით მიღებული თანხის ექსპლუატაციის პერიოდში ამოსაღები თანხის რაოდენობა $E_{\text{ს}} = 0,08$ დისკონტირების კოეფიციენტით.

$$K_{\text{სესხ}} = 15 \cdot 10^6 (1+0,08)^3 + 21 \cdot 10^6 (1+0,08)^2 + 24 \cdot 10^6 (1+0,08)^1 = 69310080 \text{ \$}$$

მიზანშეწონილია ინვესტირებული თანხის ამოღება ვაწარმოოთ ანუიტეტის მეთოდით. როგორც ცნობილია, ამ შემთხვევაში წლების მიხედვით ამოსაღები ძირითადი თანხისა და საპროცენტო განაკვეთის ნაანგარიშები თანხის ჯამი ყოველწლიურად მუდმივი იქნება და მისი მნიშვნელობა გამოიანგარიშება ფორმულით 1.2

$$A = K \frac{(E \cdot 1 + E)^T}{(1 + E)^T - 1} \quad (\text{ფორმულა 1.2})$$

სადაც T ექსპლუატაციის პერიოდია, რომელიც ინვესტორისთვის წარმოადგენს ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდს;

K -ამოსაღები კაპიტალდაბანდებაა;

E -კაპიტალდაბანდების ამოღების საპროცენტო განაკვეთია ათწილადებით გამოსახული;

აღნიშნული ჯამიდან ძირითადი თანხის გამოყოფა წარმოებს ქვემოთ მოყვანილი ფორმულით 1.3, რომელსაც შემდეგი სახე აქვს:

$$A_{\text{ძირ}}(t) = A \cdot (1 + E)^{-(T-t+1)} \quad (\text{ფორმულა 1.3})$$

სადაც $t=1,2,...T$ სესხის დაბრუნების წლებია.

საპროცენტო განაკვეთის მიხედვით გადასახდელი თანხა იანგარიშება ფორმულით 1.4:

$$A_{პრ}(t)=A-A_{ძირ}(t) \quad (\text{ფორმულა 1.4})$$

ჩვენს შემთხვევაში, როცა გადასახდელი კერძო კაპიტალის თანხა ტოლია 52 123 750 \$ და დივიდენდის მნიშვნელობა კი შეადგენს 15%-ს, ე.ი. 1.2 ფორმულით მივიღებთ ყოველწლიურად გადასახდელი თანხის შემდეგ მნიშვნელობას:

$$A_{კ} = 52123750 * \frac{0,15(1+0,15)^{10}}{(1+0,15)^{10}-1} = 1038576469 \text{ \$}$$

1.3 ფორმულით ნაანგარიშები ყოველწლიურად გადასახდელი ძირითადი თანხების მნიშვნელობები მოცემულია ცხრილში 1.1-ში. აქვე მოცემულია ყოველწლიურად გადასახდელი ძირითადი თანხის 15%-ის მნიშვნელობები გამოთვლილი 1.4 ფორმულით.

ნალოგიურად 1.2 ფორმულით ვანგარიშობთ ნახესხები თანხის ყოველწლიურად გადასახდელ თანხას

$$A_{სესხ} = \frac{69310080 * 0,08(1+0,08)^{10}}{(1+0,08)^{10}-1} = 10329245.78 \text{ \$}$$

ცხრილი 1.1 დივიდენდი 15%.

წლები	კერძო კაპიტალი (52123750\$)	ძირითადი	პროცენტი
1	10385764.69	2567202.194	7818562.5
2	10385764.69	2952282.523	7433482.171
3	10385764.69	3395124.901	6990639.793
4	10385764.69	3904393.636	6481371.057
5	10385764.69	4490052.682	5895712.012
6	10385764.69	5163560.584	5222204.11
7	10385764.69	5938094.672	4447670.022
8	10385764.69	6828808.872	3556955.821
9	10385764.69	7853130.203	2532634.491
10	10385764.69	9031099.734	1354664.96
Σ	103857646.9	52123750	51733896.94

ამ თანხის ძირითადი ნაწილის გადასახდელი თანხა ნაანგარიშები 1.3 ფორმულით. იგი შეტანილია ცხრილში 1.2 აქვე მოცემულია ყოველწლიურად გადასახდელი სესხის ძირითადი ნაწილის პროცენტებით გამოთვლილი გადასახდელი თანხები.

ცხრილი 1.2 ნასესხები კაპიტალი 8%

ჯგუფი	კერძო კაპიტალი (69310080\$)	ძირითადი	პროცენტი
1	10329245.78	4784439.38	5544806.4
2	10329245.78	5167194.53	5162051.25
3	10329245.78	5580570.1	4748675.68
4	10329245.78	6027015.7	4302230.08
5	10329245.78	6509176.96	3820068.82
6	10329245.78	7029911.12	3299334.66
7	10329245.78	7592304.01	2736941.77
8	10329245.78	8199688.33	2129557.45
9	10329245.78	8855663.39	1473582.39
10	10329245.78	9564116.46	765129.317
Σ	103292457.8	69310080	33982377.8

მოყვანილი დაფინანსების სქემის პირობებში ნაწარმოები ელექტროენერჯის ტარიფი, რომ ვიანგარიშით, საჭიროა ვიცოდეთ ჰესის ექსპლუატაციის პერიოდში გასაწევი ყველა სახის დანახარჯების სიდიდე. ზემოთ მოხვანილ საექსპლუატაციო დანახარჯების საანგარიშო ფორმულაში შემავალი საამორტიზაციო ანარიცხების მნიშვნელობა საჭიროა ვიანგარიშით საქართველოს საგადასახადო კოდექსის მიხედვით ბალანსური მეთოდით, სადაც ჰიდროტექნიკური ნაგებობებისთვის მითითებულია 5%-იანი დანარიცხები, ხოლო ტურბინე-გენერატორისათვის 8%-იანი დანარიცხები. რადგანაც ცნობილია, რომ პროექტის მიხედვით კაპიტალდაბანდება ჰიდროტექნიკურ შენობა-ნაგებობებზე შეადგენს 60 მლნ \$, ხოლო მოწყობილობა-დანადგარებზე 40 მლნ \$. 1.1 ცხრილში შეტანილია ყოველწლიური საამორტიზაციო ანარიცხების გაანგარიშების შედეგები, შესრულებული ბალანსური მეთოდით. ამ შემთხვევაში ჯერ ვანგარიშობთ ამორტიზაციის ნარჩენ ღირებულებას t წლისთვის ფორმულით:

$$A_t = A_{t-1}(1-E) \quad t=1,2,3,\dots,T$$

ამ ფორმულით პირველი წლისთვის, როცა $t=1$ -ს, ჰიდროტექნიკური ნაგებობებისთვის ვღებულობთ:

$$A_1 = A_0(1-0,05) = 60 \cdot 10^6 \cdot 0,95 = 57 \cdot 10^6 \$$$

შემდეგ ვანგარიშობთ ცხრილში შესატან ამორტიზაციაზე ანარიცხის მნიშვნელობას შემდეგი დამოკიდებულებით $A_{t-1}-A_t$; როცა $t=1$, გვექნება $A_0-A_1=60 \cdot 10^6-57 \cdot 10^6=3 \cdot 10^6 \$$

ანალოგიურად ვანგარიშობთ მოწყობილობა-დანადგარების ამორტიზაციაზე ანარიცხის მნიშვნელობებს. პირველი წლისთვის გვექნება:

$$A_1 = A_0(1-0,08) = 40 \cdot 10^6 \cdot 0,92 = 36,8 \cdot 10^6 \$;$$

$$A_0-A_1 = 40 \cdot 10^6 - 36,8 \cdot 10^6 = 3,2 \cdot 10^6 \$;$$

მგეარად, ვაგრძელებთ გაანგარიშებებს ფინანსური ამორტიზაციის ყველა წლისთვის, რომლის ბოლოს ვაჯამებთ ამ პერიოდში ნაანგარიშები ამორტიზაციის ანარიცხების მნიშვნელობებს.

$$A_t = \sum_{t=1}^T A_1$$

ცხრილი 1.3-ის პირველ სტრიქონში შეიტანება გაანგარიშებებით მიღებული ჰიდროტექნიკურ ნაგებობების ამორტიზაციის ანარიცხები, მეორე სტრიქონში კი აგრეგატის და სხვა მოწყობილობების ამორტიზაციის ანარიცხები.

საექსპლუატაციო დანახარჯების ცხრილი 1.3-ის მე-3 სტრიქონში შეგვაქვს ნასესხებ კაპიტალზე გადასახდელი პროცენტის შესაბამისი თანხების მნიშვნელობები, მე-4 სტრიქონში შეგვაქვს გადასახდელი პროცენტის შესაბამისი თანხების მნიშვნელობები, მე-4 სტრიქონში შეგვაქვს მიმდინარე რემონტის ყოველწლიური ხარჯების მნიშვნელობები ნაანგარიშებია 1.3 ფორმულით.

$$P_{გ.რ.} = 0,002 \cdot K_{3,6} + 0,007 \cdot K_{ტ.გ.} = 0,002 \cdot 60 \cdot 10^6 + 0,007 \cdot 40 \cdot 10^6 = 400 \ 000 \$.$$

ცხრილი 1.3 სრული დანახარჯები

	მაჩვენებელი \$-ში	წელი 1	წელი 2	წელი 3	წელი 4	წელი 5	წელი 6	წელი 7	წელი 8	წელი 9	წელი 10	სულ
1	ნაგებობების ამორტიზაცია	3000000	2850000	2707500	2572125	2443518.75	2321342.8	2205275.7	2095011.9	1990261.3	1890788.2	24075783.65
2	აგრეგატებისა და მოწყობილობე ბის ამორტიზაცია	3200000	2944000	2708480	2491801.6	2292457.47	2109060.6	1940336	1785109.1	1642300.4	1510916.4	22624461.83
3	ნასესხებ კაპიტალზე პროცენტები	5544806.4	5162051.249	4748675.69	4302230.08	3820068.82	3299334.7	2736941.8	2129557.5	1473582.4	765129.3	33982377.84
4	მიმდინარე რემონტის ხარჯები	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000	400000
5	კაპიტალური რემონტის ხარჯები	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	მომსახურე პერსონალის ხელფასები	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000	360000
7	ქონების გადასახადი	1000000	938000	880060	825900.2	775260.93	727901.17	683597.14	603339.9	603339.9	567014.2	7643214.5
8	ჯამი	13504806.4	12654051.25	11804715.69	1095256.88	10091306	9217639.5	8326150.59	7411819.5	6469483.9	5493808.1	95925837.8

ცხრილი 1.4 ტარიფის ანგარიში 15%-იანი დივიდენდისა და 8%-იანი სესხის შემთხვევაში.

	მანვენებელი \$ - ში	წელი 1	წელი 2	წელი 3	წელი 4	წელი 5	წელი 6	წელი 7	წელი 8	წელი 9	წელი 10	სულ
1	წლიური გამოშვება კვტ-სთ	397800000	397800000	397800000	397800000	397800000	397800000	397800000	397800000	397800000	397800000	3978000000
2	გასაყიდი ფასი (ტარიფი) \$ კვტ-სთ	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	
3	წლიური შემოსავალი	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	21481200	214812000
4	წლიური დანახარჯები	13504806.4	12654051.25	11804715.69	10952056.9	10091306	9217639.5	8326150.59	7411819.49	6469483.9	5493808.1	95925837.77
5	დასაბეგრი მოგება	7976393.6	8827148.751	9676484.313	10529143.1	11389894	12263560	13155049.4	14069380.5	15011716	15987392	118886162.2
6	მოგების გადასახადი	1196459.04	1324072.313	1451472.647	1579371.47	1708484.1	1839534.1	1973257.41	2110407.08	2251757.4	2398108.8	17832924.33
7	წმინდა მოგება	6779934.56	7503076.438	8225011.666	8949771.65	9681409.92	10424026	11181792	11958973.4	12759959	13589283	101053237.9
8	ამორტიზაცია	6200000	5794000	5415980	5063926.6	4735976.22	4430403.7	4145611.68	3880121.01	3632561.7	3401664.6	46700245.48
9	საბრუნავი სახსრები	12979934.56	13297076.44	13640991.67	14013698.3	14417386.1	14854430	15327403.7	15839094.4	16392520	16990948	147753484.4
10	სესხის ძირითადი თანხა	4784439.384	5167194.535	5580570.097	6027015.71	6509176.96	7029911.1	7592304.01	8199688.33	8855663.4	9564116.5	69310080
11	ფინანსური საღდო	8195495.176	8129881.903	8060421.569	7986682.55	7908209.18	7824519	7735099.67	7639406.12	7536857	7426831.2	788443403.37
12	საღდოს დისკონტირებული მნიშვნელობა	7126517.544	6147358.717	5299858.022	4566411.668	3931777.622	3382755.477	2907910.473	2497335.412	2142445.147	1835799.097	39838169.18
13	კერძო კაპიტალის ყოველწლიურად ამოსაღები თანხა	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	10385764.69	103857646.9
14	ამოსაღები თანხის დისკონტირებული მნიშვნელობები	9031099.734	7853130.203	6828808.872	5938094.672	5163560.584	4490052.682	3904393.636	3395124.901	2952282.523	2567202.194	52123750
15	ონდების ნარჩენი ღირებულება 53 299 754.5, ფონდების ნარჩენი ღირებულების დისკონტირებული მნიშვნელობა – 13174884.16											

$39838169.18 + 13174884.16 = 53013053 > 52123750;$

$53013053 - 52123750 = 889303.3381$

$78443403.37 + 53299754.5 > 103857646.9$

მე-5 სტრიქონში შეიტანება კაპიტალური რემონტის ხარჯები ნაანგარიშები 1.4 ფორმულით, რადგანაც ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა შეადგენს 10 წელიწადს, შეგვიძლია ჩავთვალოთ, რომ ამ პერიოდში არც ტურბინა გენერატორს და არც ჰიდროტექნიკურ ნაგებობებს კაპიტალური რემონტი არ დასჭირდებათ.

მე-6 სტრიქონში შეიტანება მუშა-მოსამსახურე პერსონალის ყოველწლიური ხელფასის მნიშვნელობები, რომლის დასადგენად საჭიროა ჯერ განისაზღვროს საჭიროპერსონალის რაოდენობა. ჩვენს შემთხვევაში გრაფიკის მიხედვით, როცა ჰესის შენობაში დამონტაჟებულია 3 აგრატი, მუშა-მოსამსახურეთა რაოდენობა შეადგენს 36-ს. წინასაპროექტო სტადიის დონეზე თუ ჩავთვლით, რომ მოსამსახურეთა საშუალო ხელფასი ტოლია 833 \$, ხელფასებზე წლიური დანახარჯები 1.2 ფორმულით ტოლი იქნება 360 000 \$ -ს. მე-7 სტრიქონში შეიტანება ქონების გადასახადი, რომელიც საქართველოს საგადასახადო კოდექსის მიხედვით ტოლია არსებული აქტივების 1%-ის. .ი. 1 და 2 სტრიქონში მოცემული აქტივების შესყიდვა-განსორციელებაზე გაწეული დანახარჯის 1%-ს.

ბოლო მე-8 სტრიქონი წარმოადგენს 1-7 სტრიქონებში შეტანილი დანახარჯების ჯამს, რომელიც ტარიფის ანგარიშებში გაითვალისწინება, როგორც საექსპლუატაციო დანახარჯები.

ტარიფის დადგენა წარმოებს თანდათანობით მიახლოების მეთოდით. ამისათვის ცხრ. 2.4-ის მეორე სტრიქონში იწერება ტარიფის პირველი მიახლოების მნიშვნელობა გამოთვლილი ფორმულით $b_1 = (K/T+H) / \Delta_{\text{წლ}} = (K/T+0.05K)\Delta_{\text{წლ}} = 121433830 (0.1+0.05) / 397800000 = 0.046\$/\text{კვტ.სთ}$, სადაც $K = 52123750 + 69310080 = 121433830$ \$/მთლიანი კაპიტალდაბანდება;

$\Delta = 397800000$ კვტ.სთ -95%-იანი უზრუნველყოფის მქონე წლიური გამომუშავება.

შემდეგ პირველი მიახლოების მნიშვნელობა იზრდება 0.001 \$ კვტ/სთ, მანამ სანამ სალდოს დისკონტირებული მნიშვნელობების ჯამს დამატებული აქტივების ნარჩენი ღირებულება, გადაანგარიშებული ექსპლუატაციის პირველი წლისათვის არ გადააჭარბებს ამოსადები კერძო კაპიტალის დისკონტირებული მნიშვნელობის ჯამს

$(39838169.18 + 13174884.16 = 53013053 > 52123750; NPV = 53013053 - 52123750 = 889303.3381 > 0)$

რაც გვიჩვენებს, რომ სუფთა მიმდინარე ღირებულების მნიშვნელობა იტერაციის პროცესში გახდა დადებითი. ასე მაგალითად, როცა პირველი მიახლოების ტარიფი 0.046 \$ კვტ.სთ 0.001 \$ კვტ.სთ-ის დამატებით გაიზარდა 0.053 \$ კვტ.სთ-მდე $NPV < 0$ უარყოფითი იყო, შემდეგი 0.001 \$ კვტ.სთ-ის დამატებით $NPV > 0$, ეს იმას ნიშნავს, რომ განსახილველი პროექტი ეკონომიკურად ეფექტურია. ქვე საინტერესოა გავარკვიოთ NPV – ს კრიტერიუმის დაკმაყოფილების პირობებში ინვესტორის მიერ ათი წლის განმავლობაში ამოღებული სიდიდე რამდენად აღემატება მის მიერ კერძო კაპიტალის სახით ჩადებული თანხის 15%-იანი დივიდენდით ამოღებულ თანხას. ინვესტორის მიერ 10 წლის განმავლობაში ექსპლუატაციის პირობებში ამოღებული ტანხა ტოლია ფინანსური საღდოს მნიშვნელობას 78443403,7\$ დამატებული ფონდების ნარჩენი ღირებულება 53299754,5\$ რაც ტოლია 131743158\$. 15%-იანი დივიდენდით ამოსაღები თანხა ტოლია 103857647\$.

მრიგად, ინვესტორის მიერ $NPV > 0$ დადებითი მნიშვნელობის პირობებში ამოღებული თანხა ($131743158\$ - 103857647\$ = 27885511\$$) თითქმის 28 მლნ \$ -ით მეტია იმ თანხაზე, რომელიც მას უნდა ამოეღო ჩადებული კერძო კაპიტალის 15%-იანი დივიდენდით ამოღების შემთხვევაში. ამ განსხვავების მიზეზი მდგომარეობს იმაში, რომ NPV – ს კრიტერიუმის გამოყენების შემთხვევაში. ამ განსხვავების მიზეზი მდგომარეობს იმაში, რომ NPV -ს კრიტერიუმის გამოყენების შემთხვევაში ადრე ამორებული თანხას უფრო მეტი წონა აქვს დაგვიანებით ამოღებულ თანხასთან შედარებით. ცხადია დროთა განმავლობაში ხდება თანხის გაუფასურება. მიტომ NPV -ს კრიტერიუმი ამ პროცესს სრულყოფილად ითვალისწინებს, რის გამოც საწარმოს ეკონომიკური ეფექტიანობის ანგარიშებში აუცილებელია NPV -ს კრიტერიუმის გამოყენება.

აქვე აუცილებლად მიგვაჩნია აღვნიშნოთ, რომ როცა საქმე ეხება ინვესტიციებს კაპიტალტევად საწარმოებში, კერძოდ, ისეთ საწარმოებში, როგორებიცაა საშუალო ან დიდი სიმძლავრის ჰესები,

სადაც ინვესტირებული თანხის რაოდენობა შეიძლება აღწევდეს მილლიარდ დოლარს, დიდი მნიშვნელობა აქვს ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდის შერჩევას, ვინაიდან იგი მნიშვნელოვან გავლენას ახდენს ნაწარმოები საქონლის ღირებულებაზე. დადგანაც ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს და დაინტერესებული ვართ მისი მნიშვნელობა იყოს შესაძლოდ მინიმალური უნდა ვეცადოთ ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი, ე.ი. პერიოდი, რომლის განმავლობაში ინვესტორმა ნამატი უნდა ამოიღოს ინვესტირებული კაპიტალი იყოს შესაძლებლად ხანგრძლივი. ამ პერიოდის ხანგრძლივობა ჰესების პრაქტიკაში აღწევს 25-30 წლამდე; მაგ., უკვე განხორციელებული ხაღორი ჰესის შემთხვევაში, რომლის სიმძლავრე 25 მგვტ იყო, ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი შეადგენდა 25 წელს. ჩვენს მიერ ზემოთ განხილული 70 მგვტ სიმძლავრის ჰესისთვის ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი -10 წელი მცირე ხანგრძლივობაა, მით უმეტეს იმის გამოც, როცა ამ პირობებში ნაწარმოები ელექტროენერგიის ღირებულება გამოდის საკმაოდ ძვირი – 5,4 ცენტ/კვტსთ; რაც ღარებში ტოლია $5,4 * 2,35 = 12,7$ თეთრი/კვტსთ. სემეკი გენერაციის ასეთ ტარიფს არ უნდა ამტკიცებდეს, რადგან მას დაემატება მაღალი ძაბვის ქსელით მიწოდებისა და გამანაწილებელი ქსელის მიერ მოთხოვნილი ტარიფი, იგი მომხმარებლისთვის ხელმისაწვდომი ვერ იქნება. მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონეს უნდა სწავლობდეს სემეკი და იცავდეს მას. კანონით „ელექტროენერგეტიკისა და ბუნებრივი გაზის შესახებ“ ეს მას ევალება.

იმის დასადგენად, თუ რამდნად შემცირდება წარმოების ტარიფი, როცა ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი გაიზრდება 20 წლამდე ჩვენს მიერ გაკეთებული იქნა შესაბამისი გაანგარიშებები, რომლის შედეგები მოყვანილია ცხრილებში 14. რადგანაც ჰესის ექსპლუატაცია გრძელდება 20 წლის განმავლობაში, აუცილებელია გავითვალისწინოთ როგორც აგრეგატების, ასევე ზოგიერთი ჰიდროტექნიკური ნაგებობის კაპიტალური რემონტის ხარჯები. როგორც სტატისტიკური მონაცემები გვიჩვენებს, იგი არ აღემატება მშენებლობაში ინვესტირებული კაპიტალის 5%-ს. შესაბამისი თანხა მიზანშეწონილია მოზიდულ იქნას

ბანკიდან სესხის სახით და გადახდა მოხდება ანუიტეტის მეთოდით 10 წლის განმავლობაში. გადასახდელი თანხის მნიშვნელობები წლების მიხედვით შეტანილია ცხრილში 1.3-ის მე-5 სტრიქონში. მშენებლობის პერიოდში გაწეული დანახარჯების სტრუქტურა შენარჩუნებულია ფინანსური ამორტიზაციის 20 წლის პერიოდშიც, მაგრამ სესხით მიღებული კაპიტალის ამოღების პერიოდი კი იქნება 20 წელი და ამ პერიოდში ამოღებული თანხის რაოდენობა – 165547339\$ ბევრად აღემატება 10 წლის პერიოდში ამოღებულ თანხას - 103857647\$, მაგრამ ყოველწლიური გადასახდელი თანხა 20 წლიანი პერიოდის შემთხვევაში შეადგენს 8327367\$, რაც ასევე გაცილებით ნაკლებია 10 წლის პერიოდის შემთხვევაში ყოველწლიურ გადასახდელ თანხაზე - 10385765\$. ამის გამო ელექტროენერჯის ტარიფი მცირდება, იგი შეადგენს 4,9 ცენტ/კვტ.სთ, რაც 10%-ით ნაკლებია იმ ტარიფზე, რომელიც დადგენილი იყო, როცა ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი შეადგენდა 10 წელს. საინტერესოა იმის შეფასება, თუ რა რაოდენობის ნაღდ ფულს ამოიღებს ინვესტორ საწარმოდან 20 წლის ექსპლუატაციის პერიოდში ჩადებული 40 მლნ \$ -ის სანაცვლოდ. ამისთვის 20 წლის განმავლობაში რეალურად მიღებულ თანხას, რომელიც მოცემულია ცხრილ 1.4-ის მე-13 სტრიქონის მონაცემების შეჯამებით – 166547339-ს უნდა დაემატოს ნარჩენი ღირებულება.

II. თავი

შედგები და მათი განსჯა

2.1. ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური საფუძვლები გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში და მიღწეული შედეგები საქართველოში

ჰესების პროექტირების სტადიაზე ნაშრომში წარმოდგენილი მიდგომის – საბაზრო ეკონომიკის ახალი პრინციპების დანერგვის აუცილებლობის დასაბუთების თვალსაზრისით მიზანშეწონილია პირველ რიგში განვიხილოთ გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში მიღებული ეკონომიკური ეფექტიანობის მეთოდი და ვუჩვენოთ მისი სუსტი მხარეები.

გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის პროექტირების დროს ეკონომიკური ანალიზის საფუძვლები დამყარებული იყო შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის კრიტერიუმების გამოყენებაზე. ამ კრიტერიუმის გამოყენებას წინ უძღოდა ჰიდროელექტროსადგურების განსორციელების შესაძლო ვარიანტების განიხილვა, რომელიც მოიცავდა რამოდენიმე განსხვავებული კაშხლისა და ელექტრომექანიკური მოწყობილობების ზომების შერჩევას და გამომდინარე აქედან საპროექტო ჰიდროელექტროსადგურის სხვადასხვა სიმძლავრის შერჩევას. შესაძლებელია გამოყენებული ყოფილიყო როგორც კაშხლიანი ასევე დერივაციული სქემა, რომელთა გადაწყვეტის დროს თავის მხრივ გამოყენებული იქნებოდა სხვადასხვა სახის სადერივაციო მილსადენები, სხვადასხვა ზომის კაშხლები, გვირაბები, არხები, წყალსაგდებები და მათი განთავსების განსხვავებული ვარიანტები. ნებისმიერი სქემის შერჩევის დროს აუცილებელი იყო ისეთი საინჟინრო გადაწყვეტილების მოძებნა, რომელიც უზრუნველყოფდა ელექტრომექანიკური და სხვა ჰიდროტექნიკური მოწყობილობების საიმედოობას და იმავდროულად უზრუნველყოფდა სახალხო მეურნეობების ეკონომიკურ რენტაბელობას,

ერთ-ერთი ეკონომიკური პარამეტრი, რომელიც მიუთითებდა ჰესის ეკონომიკურ ეფექტიანობას წარმოდგენილი იყო ელექტროენერჯის გასაღებით მიღებული მოგების სახით:

$$\Pi = D - I \text{ მან/წელ, სადაც}$$

D – წლიური შემოსავალია,

I – წლიური საექსპლუატაციო დანახარჯებია

ამ გამოსახულების გამოყენებით განისაზღვრებოდა ფარდობითი მოგება

$$\frac{\text{მოგება}}{K} = \frac{D - I}{K} = \frac{\Pi}{K} = P$$

K – ჰესის მშენებლობაში ჩადებული კაპიტალია ელექტრომექანიკური მოწყობილობების გათვალისწინებით;

ამ ფორმულებში სჩანს, რომ ჰესი რენტაბელობა იზრდება D – სიდიდის გაზრდისა და I და K – სიდიდეების შემცირების პირობებში. ფარდობითი რენტაბელობის კოეფიციენტი არ უნდა ყოფილიყო ნორმატივით განსაზღვრულ P კოეფიციენტზე დიდი რომელიც თავის მხრივ უზრუნველყოფდა წარმოების მომავალ გაფართოებას და განვითარებას.

აღნიშნული მიდგომა იძლეოდა იმის შესაძლებლობას, რომ განსაზღვრული ყოფილიყო დასაპროექტებელი ჰიდროელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტურობა სხვადასხვა ვარიანტებისათვის და ასევე მომხდარიყო სხვადასხვა საპროექტო ჰესის შედარება ერთმანეთთან ფარდობითი რენტაბელობის მიხედვით.

2.2. საჭირო კაპიტალდაბანდების გაანგარიშება

სახარჯთაღრიცხვო გაანგარიშებები წარმოადგენს ფინანსირების დადგენის წინა პირობას რომელიც განისაზღვრება ფორმულით:

$$\Phi = W_i a_i$$

სადაც W_i – სხვადასხვა შესასრულებელ სამუშაოთა მოცულობაა;

a_i – შესასრულებელ სამუშაოთა ერთეულის სრული კუთრი დანახარჯებია;

კაპიტალდაბანდების შეფასების დროს გასათვალისწინებელია ის ფაქტი, რომ სამუშაოთა დასრულების შემდგომ რიგ მშენებლობაში არასრულად გამოყენებული მექანიზმები (ნარჩენი მასალა და მანქანა მექანიზმები) საცხოვრებელი თუ სხვადასხვა საზოგადოებრივი შენობები, დროებითი ნაგებობები საწყობები, ასევე სატრანსპორტო საშუალებები და გზები უნდა გადაეცეს სახელმწიფოს ან სხვა მესაკუთრეს, რის გამოც კაპიტალდაბანდება გამოითვლება ფორმულით:

$$K = \Phi - B$$

სადაც B დასაბრუნებელი თანხებია

2.3 საექსპლუატაციო დანახარჯების განსაზღვრა

საექსპლუატაციო დანახარჯებში გათვალისწინებულია როგორც შრომითი ასევე მატერიალური ხარჯი. მისი სიდიდე განისაზღვრება შემდეგი ფორმულით:

$$I = \Pi + Q + M + P^T + P^K + A + I_{\text{დამ}}$$

სადაც

Π – ყოველწლიური დანახარჯებია, მომსახურე პერსონალზე, სადაც ასევე განსაზღვრული ხელფასის, მივლინებების, პრემიების და დაზღვევის თანხები (როგორც წესი აღნიშნული სიდიდე აღებულია გასაშუალოებული ხელფასის და სხვა ხარჯების მიხედვით);

Q – დაცვასთან და უსაფრთხოებასთან დაკავშირებული დანახარჯებია, როგორც წესი ეს დანახარჯები არც თუ ისე დიდია;

M – ექსპლუატაციის პერიოდში საჭირო მატერიალური საშუალებების შექენა-შენახვისათვის გაღებული დანახარჯებია;

P^T – მიმდინარე სარემონტო სამუშაოებისთვის საჭირო საშუალო დანახარჯებია;

P^K – კაპიტალური რემონტის ჩასატარებლად საჭირო დანახარჯებია;

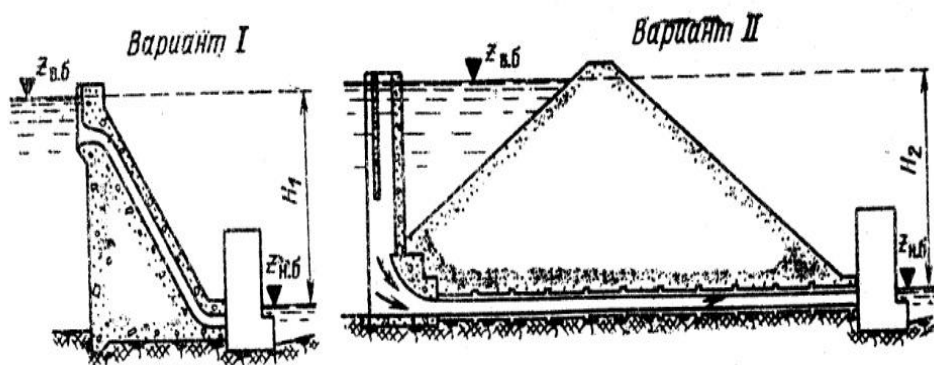
A – საამორტიზაციო დანახარჯებია;

$I_{\text{დამ}}$ – სხვა გაუთვალისწინებელი დამატებითი დანახარჯებია.

აღნიშნული დანახარჯები არის საორიენტაციო და შესაძლოა ის ექსპლუატაციის პერიოდში შეიცვალოს გამომდინარე იქიდან თუ როგორ მოხდება მომსახურე პერსონალის რაოდენობის გაზრდა ან შემცირება, მიმდინარე და კაპიტალური რემონტის გაზრდა ან შემცირება, ასევე ხელფასების მომატება ან შემცირება და სხვა.

2.4 ერთნაირი ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე ელექტროსადგურების ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენა სწარმოებდა მათი ეკონომიკური მაჩვენებლების ურთიერთშედარების შედარების გზით.

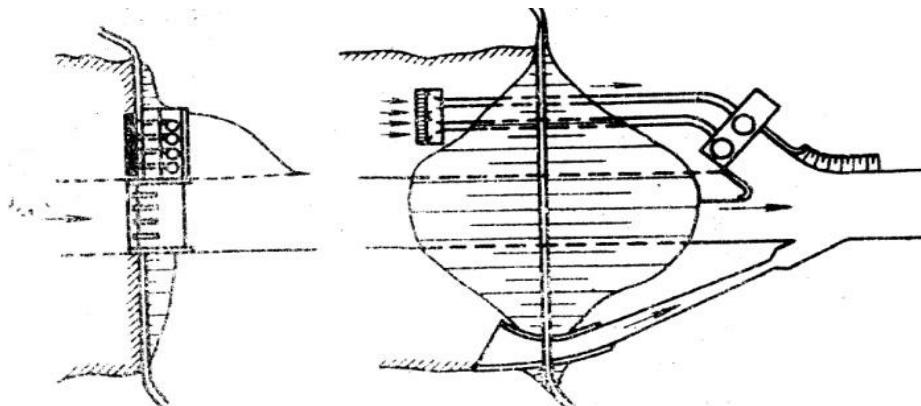
იმ შემთხვევებში, როდესაც ხდება ისეთი ენერგეტიკული ობიექტების შედარება, რომელთა სიმძლავრე და გამომუშავებული ელექტროენერჯის ოდენობა არის თანაბარი, ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენა ხერხდებოდა მარტივი ეკონომიკური გაანგარიშებების საფუძველზე. ნახ. 1.1 განხილულია კაშხალთან მდებარე ჰიდროელექტროსადგურები სხვადასხვა კაშხლის ტიპის გამოყენებით, რომელთა სიმაღლე და სტატისტიკური დაწნევა თანაბარია ($H_2=H_1$).



ნახ. 2.1 კაშხალთან მდებარე ჰეს-ები სხვადასხვა კაშხლის ტიპის გამოყენებით

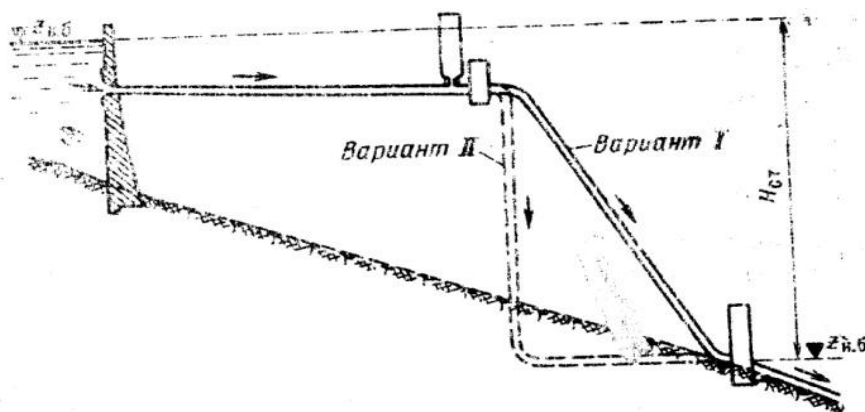
ნახ. 2.1 ნაჩვენებია ძირითადი ტექნიკური და მექანიკური საშუალებების შესაძლო განთავსების სხვადასხვა ვარიანტები. ამ ვარიანტებში წყალმიმღებებს, წყაგამტარებს და წყალსაგდებებს გააჩნიათ სხვადასხვა კონსტრუქციები, სადაც შედარებით მარტივი

ვარიანტია ბეტონის კაშხლით განხორციელებული სქემა. ჰიდროელექტროსადგურების შენობა ორივე ჰესს პრაქტიკულად ერთნაირი აქვს.



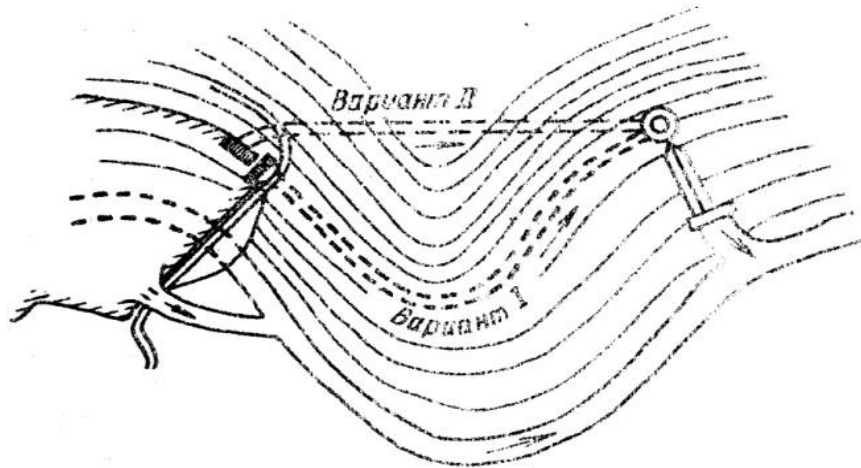
ნახ. 2.2 ძირითადი ტექნიკური და მექანიკური საშუალებების შესაძლო განთავსების სხვადასხვა ვარიანტები

ნახ. 2.3 – ზე განხილულია დერივაციის ორი ვარიანტი, პირველ ვარიანტში გამათანაბრებელი რეზერვუარიდან ტურბინებს წყალი მიეწოდება ლითონის სადაწნეო მილსადენით, რომელიც განთავსებულია მიწის ზედაპირზე, ხოლო მეორე ვარიანტში გამათანაბრებელი რეზერვუარიდან წყალი ვარდება ვერტიკალურად ქვემოთ პორიზონტალურ სადაწნეო გვირაბში. თუ ამ შემთხვევებში დაწნევის დანაკარგები იქნება ერთიდაიგივე მაშინ სიმძლავრე და გამომუშავებაც ექნებათ თანაბარი.



ნახ. 2.3 დერივაციის განთავსების სხვადასხვა ვარიანტები

ნახ. 2.4 – ზე ნაჩვენებია სხვადასხვა ტიპის დერივაციული მოწყობის სქემა. პირველ ვარიანტში ნაჩვენებია ღია ტიპის სადერივაციო არხი ან/და მილსადენი რომელიც მდებარეობს დახრილ ზედაპირზე, ხოლო მეორე ვარიანტში ნაჩვენებია სადერივაციო გვირაბი. გვირაბი შესაძლოა იყოს სადაწნო და უდაწნო. თუ გაანგარიშებული იქნება ორივე ვარიანტი დანაკარგების მხრივ, მათი საპროექტო სიმძლავრეები და გამომუშავებები იქნება ერთიდაიგივე.



ნახ. 2.4 სხვადასხვა ტიპის დერივაციული მოწყობის სქემა

ამ მაგალითებში ნაჩვენებ ნებისმიერ შემთხვევაში სქემატური და ტექნიკური გადაწყვეტილებების ცვლილება არ იწვევს ჰესის სიმძლავრის და გამომუშავების შეცვლას. ამ პირობებში გადამწყვეტი მნიშვნელობა ენიჭებოდა K – კაპიტალდაბანდებისა და H – საექსპლუატაციო დანახარჯების ცვლილებას. შესაძლებელი იყო ტექნიკური გადაწყვეტილების ცვლილებას გამოეწვია ისეთი შემთხვევა როდესაც $K_1 > K_2$ ხოლო $H_1 < H_2$. ამ გარემოებებში საჭირო გახდებოდა დამატებითი გაანგარიშებების წარმოება.

ასევე ჰიდროელექტროსადგურის ეფექტურობა დგინდებოდა შედარებითი ეკონომიკური ეფექტურობის მეთოდით, როდესაც ხდებოდა ჰიდროელექტროსადგურის და თბოელექტროსადგურის შედარება. ამ შემთხვევაში შესაძლოა ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობისათვის საჭირო კაპიტალდაბანდება ყოფილიყო უფრო მეტი, მაგრამ საექსპლუატაციო დანახარჯები თბოელექტროსადგურს ჰქონოდა უფრო მეტი ვიდრე ჰიდროელექტროსადგურს. ასევე რთულია თბოელექტროსადგურის მართვა (დატვირთვა და გამორთვა), რაც ჰესის

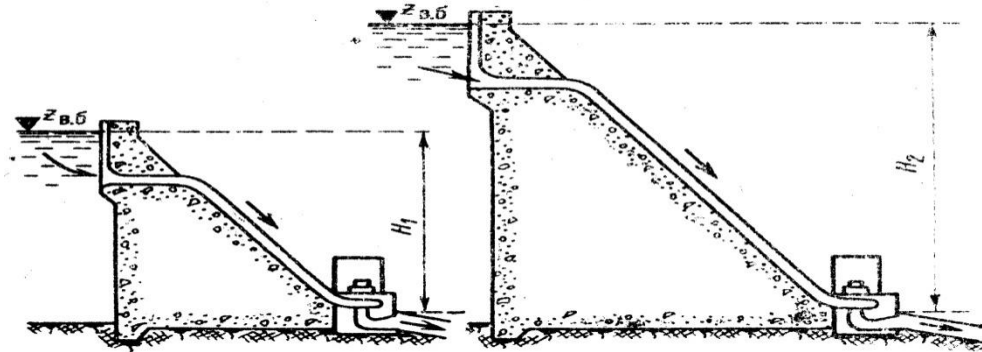
შემთხვევაში უფრო მარტივად არის შესაძლებელი. ყოველივე აღნიშნულიდან გამომდინარე თბოელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერგია შესაძლებელია ჯდებოდეს უფრო ძვირი. განიხილებოდა აგრეთვე გარემოზე ზემოქმედების ფაქტორები და სხვა სამეურნეო დანიშნულებით ზემოაღნიშნული სადგურების შედარების პირობები.

შესაძლებელია აგრეთვე სხვადასხვა ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე ელექტროსადგურების ერთმანეთთან შედარება ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენის მიზნით.

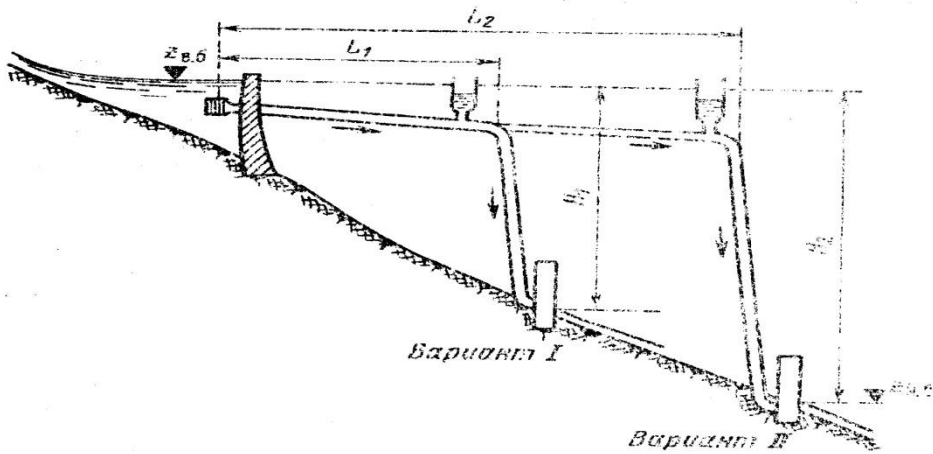
გეგმიური ეკონომიკის დროს ჰესის ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენას ახორციელებდნენ სხვადასხვა ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე ენერგობიექტების ერთმანეთთან შედარების გზით. აღნიშნული საკითხის უკეთესად გაცნობის მიზნით განვიხილოთ რამოდენიმე მაგალითი, რომელიც საშუალებას მოგვცემს შემდგომში მოვახდინოთ შედარება საბაზრო ეკონომიკის პირობებში ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენის კრიტერიუმებთან მიმართებაში.

ნახ. 2.5 განხილულია სხვადასხვა სიმაღლის, დაწნევის და ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე კაშხლური ტიპის ჰიდროელექტროსადგური. 2.6 – ზე კი ნაჩვენებია დერივაციული სქემა რომელშიც სადერივაციო არხის ზომები – 1 და 2 არის განსხვავებული, აქედან გამომდინარე დაწნევაც არის განსხვავებული. ამ ორ შემთხვევაში სხვადასხვა დაწნევის პირობებში შესაბამისად მივიღებთ განსხვავებულ სიმძლავრეს და გამომუშავებას, რომლებიც ასევე აისახება კაპიტალდაბანდების და დანახარჯების სიდიდეებში. მარტივი გასაანგარიშებელია, რომ ჰიდრო ელექტროსადგურს რომლის კაშხლის სიმაღლე შეადგენს 50 მეტრს და სიმძლავრეა 1,000,000 კვტ უფრო ნაკლები კაპიტალდაბანდება და დანახარჯები ესაჭიროება, ვიდრე ჰესს, რომლის კაშხლის სიმაღლეა 100 მეტრი, ხოლო სიმძლავრე 2,000,000 კვტ, შესაბამისად შესაძლოა უარი გვეთქვა ჰესზე, რომელსაც მაღალი დაწნევა და სიმძლავრე აქვს. ამ შემთხვევაში უკვე არ ენიჭებოდა ისეთი გადამწყვეტი მნიშვნელობა კაპიტალდაბანდების და ხარჯების სიდიდეებს, იმასთან შედარებით როგორც აღვწერეთ

ერთნაირი სიმძლავრისა და გამომუშავების მქონე ჰესების ერთმანეთთან შედარების დროს.



ნახ. 2.5 სხვადასხვა სიმაღლის, დაწნევის და ენერგეტიკული მახასიათებლების მქონე კაშხლური ტიპის ჰიდროელექტროსადგურები



ნახ. 2.6 დერივაციული სქემა რომელშიც სადერივაციო არხის ზომები – 1 და 2 არის განსხვავებული

ხშირად საშუალო დანახარჯებით ელექტროსადგურების ეკონომიკური ტექნიკური და ენერგეტიკული მაჩვენებლების ზრდის დროს როდესაც კაპიტალდაბანდება და ხარჯებიც განსხვავებულია საჭიროა ვიპოვოთ ამ პარამეტრების ნაზრდი:

$$\Delta H = H_2 - H_1, \text{მ};$$

$$\Delta N = N_2 - N_1, \text{კვტ};$$

$$\Delta \Theta = \Theta_2 - \Theta_1, \text{კვტ.სთ/წლ};$$

$$\Delta K = K_2 - K_1, \text{მან};$$

$$\Delta И = И_2 - И_1, \text{მან/წლ};$$

ეფექტიანობის დადგენა არ იძლევა სასურველ შედეგს. ამიტომ გამოიყენებენ ზღვრული დანახარჯების მეთოდს.

ამ მეთოდის გამოყენების დროს ΔK და ΔH სიდიდეები განიხილება, როგორც დამატებითი კაპიტალდაბანდება და დამატებითი საექსპლუატაციო დანახარჯი ერთი ვარიანტიდან მეორე ვარიანტზე გადასვლის დროს.

კაპიტალდაბანდების და საექსპლუატაციო დანახარჯების ხვედრითი მაჩვენებლები ერთეულ სიმძლავრესთან მიმართებაში გამოისახებოდა შემდეგი ფორმულით:

$$k_N^{\text{ხვედრ}} = \frac{K}{N}, \text{ მან/კვტ}; \quad K_{\Delta N}^{\text{ხვ}} = \frac{\Delta K}{\Delta N} = \frac{K_2 - K_1}{N_2 - N_1}$$

$$k_N^{\text{ხვედრ}} = \frac{u}{N}, \text{ მან/კვტ, წელ}; \quad K_{\Delta N}^{\text{ხვ}} = \frac{\Delta u}{\Delta N} = \frac{u_2 - u_1}{N_2 - N_1}$$

ხვედრითი კაპიტალდაბანდება გამომუშავებული ელექტროენერჯიასთან მიმართებაში შემდეგია:

$$k_{\Theta}^{\text{ხვედრ}} = \frac{K}{\Theta}, \text{ მან/კვტ.სთ, 1 წელ}; \quad K_{\Delta \Theta}^{\text{ხვ}} = \frac{\Delta K}{\Delta \Theta} = \frac{K_2 - K_1}{\Theta_2 - \Theta_1}$$

დანახარჯები 1 კვტ. სთ ელექტროენერჯის გამომუშავებისათვის

$$U_{\Theta}^{\text{ხვედრ}} = \text{ხოვითლ} = \frac{K}{\Theta}, \text{ მან/კვტ.სთ, 1 წელ};$$

ერთიდაიგივე, სიმძლავრის და გამომუშავების მქონე ელექტროსადგურების მშენებლობისას სხვადასხვა საპროექტო ვარიანტების შედარების პირობებში უპირატესობა ეძლეოდა ისეთ სადგურს, რომლის სამშენებლო დანახარჯები ნაკლები იქნებოდა $3^{\text{ჰეს}} < 3^{\text{თესი}}$. აქ დანახარჯების ქვეშ იგულისხმებოდა კაპიტალდაბანდებისა და საექსპლუატაციო დანახარჯების ჯამი გამოთვლილი ფორმულით

$$3 = PK + u \text{ სადაც}$$

$P=0.12$ – ეკონომიკური ეფექტიანობის ნორმატიული კოეფიციენტი.

ჰიდროელექტროსადგურების და თბოელექტროსადგურების ურთიერთ შედარების დროს განისაზღვრებოდა წარმოებული ელექტროენერჯით მიღებული მოგება შემდეგი ფორმულით:

$$\text{საანგარიშო მოგება} = (\beta_{\text{ლარგ. განვ}} + \beta_{\text{არაწარმ. დაწეს}}) K;$$

სადაც:

ბღარგ. განგ – გაფართოებული კვლავწარმოების მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტი;

ბარასაწარმ. დაწეს. – სხვა არამწარმოებლურ ორგანიზაციებში (მმართველობითი ორგანოები, სოციალური დაზღვევა, პენსია, ჯანდაცვა, განათლება, დაცვით უზრუნველყოფა, ხელოვნება და სხვა) გაწეული ხარჯების მხედველობაში მიმღები კოეფიციენტი;

რენტაბელობის ანგარიშის დროს აღნიშნული სიდიდე მიღებული იყო $\beta_{ა.დ.} = 0,10$ დან $\beta_{დ.გ.} = 0,12$ -ის ფარგლებში, ხოლო წარმოებული ელექტროენერჯის ღირებულების დასაანგარიშებელი ფორმულა კი გამოისახებოდა შემდეგი ფორმულით:

$$b_{საანგ}^{ღირებ} = \frac{D}{\vartheta} = \frac{(a_0 + \beta_{დარგ.გან} + \beta_{არასაწ.დაწ}) K}{\vartheta} = \frac{a_1 K}{\vartheta};$$

წარმოებული ელექტროენერჯის ტარიფი რა თქმა უნდა სხვადასხვა ელექტროსადგურებისათვის მიიღებოდა სხვადასხვა, იგი როგორც წესი ჰიდროელექტროსადგურებისთვის უფრო მცირე მიიღებოდა ვიდრე სხვა ტიპის ელექტროსადგურებში.

ელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის ერთ-ერთ მნიშვნელოვან მაჩვენებელს წარმოადგენდა ჩადებული კაპიტალის სრული ამოღების პერიოდი და ვადები

ითვლებოდა, რომ ჩადებული კაპიტალის ამოღება აუცილებლად მოხდებოდა რამოდენიმე წლის განმავლობაში. თანხის ამოღების ვადა განისაზღვრებოდა სხვადასხვა ელექტროსადგურისათვის განსხვავებული, ეს პარამეტრი განისაზღვრებოდა, როგორც დამატებითი კაპიტალის დამატებითი საექსპლუატაციო დანახარჯებით ამოსყიდვის პერიოდი.

$$T_{ამოს}^{\Delta K} = \frac{\Delta K}{\Delta u} = \frac{K_2 - K_1}{u_1 - u_2}$$

აქ იგულისხმება, რომ

$K_2 > K_1$ რასაც ადგილი აქვს ჰიდროსადგურის და თბოელექტროსადგურის შემთხვევაში და $u_1 > u_2$ რაც აგრეთვე

შეესაბამება თბოსადგურისა და ჰიდროსადგურის შემთხვევებს, რადგანაც $u_1 = u^{თეხი}$ და $u_2 = u^{ჰეხი}$, სადაც $u^{თეხი}$ – თბოელექტროსადგურებზე საექსპლუატაციო დანახარჯები და $u^{ჰეხი}$ – ჰიდროელექტროსადგურზე საექსპლუატაციო დანახარჯებია.

2.5 გეგმიური ეკონომიკის პირობებში ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობისათვის განსახორციელებელი კაპიტალდაბანდების ეკონომიკური კვლევისა და საბაზრო ეკონომიკის პირობებში საჭირო ეკონომიკური კვლევის შედარების პირობები

ცნობილია, რომ ჰიდროელექტროსადგური წარმოადგენს ელექტროენერგეტიკულ საწარმოს, რომლის ძირითადი მაჩვენებლებია წლიური გამომუშავება Ξ კვტ.სთ/წლ. და დადგმული სიმძლავრე $N_{დადგმ. კვტ.}$ აღნიშნული მაჩვენებლებით ის მიეწოდება ენერგოსისტემას და გამოიყენება განსხვავებული მოთხოვნილებებისათვის – მსუბუქი მრეწველობისათვის, ტრანსპორტირებისათვის, სოფლისა და კომუნალური მეურნეობისათვის და სხვა დანიშნულებისათვის. აღნიშნული მოთხოვნილებებიდან გამომდინარე ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობის ერთ-ერთი ძირითადი მოთხოვნაა მისი ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთება. ჰესების პროექტირებისა და მათი ტექნიკური მოწყობის შერჩევის დროს დიდი ყურადღება ეთმობა მის ეკონომიკურ მახასიათებლებს, რომლის დროსაც შეირჩევა ეკონომიკურად უფრო მეტად მისაღები და ეფექტიანი ვარიანტი.

გეგმიანი ეკონომიკის პირობებში ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების ძირითად მაჩვენებელს წარმოადგენდა მშენებლობის სახარჯთაღრიცხვო ღირებულება ფინანსირების გათვალისწინებით Φ_A რომელიც საჭიროა ძირითადი ფონდების – კაშხლის მშენებლობა, ჰესის შენობა, არხები, გვირაბები, ტურბინა-გენერატორები და სხვა ძირითადი ნაგებობებისა და ელექტრო-მექანიკური მოწყობილობების შექმნისათვის და ასევე Φ_B - მშენებლობის პერიოდში საჭირო ყოველდღიური საცხოვრებელის უზრუნველყოფის და

ჰიდროელექტროსადგურის საექსპლუატაციო დანახარჯების ფინანსირებისათვის. ასეთ შემთხვევაში სახარჯთაღიძვრო ღირებულება იანგარიშება შემდეგი ფორმულით:

$$\Phi_{c.c.} = \Phi_A - \Phi_B;$$

ჰესის ტექნიკურ-ეკონომიკური შეფასების დროს სრული კაპიტალდაბანდების K , გაანგარიშების დროს მხედველობაში მიიღებოდა სრული ფინანსირება $\Phi_{c.c.}$ დამხმარე ნაგებობების სამშენებლო-სამონტაჟო სამუშაოების ღირებულებების ჩათვლით და დასაბრუნებელი თანხების B_B გათვალისწინებით იმის მხედველობაში მიღებით, რომ დანახარჯების ნაწილი ჰესის მშენებლობის დასრულების შემდეგ უკან ბრუნდება ან/და გამოიქვითება სხვა ორგანიზაციებიდან:

$$K = \Phi_{c.c.} - B_B;$$

ჰესების უმეტესი ნაწილი წარმოადგენს კომპლექსური დანიშნულების ობიექტს, რომლებიც გარდა ელექტროენერჯის გამომუშავებისა გამოიყენება სხვა სამეურნეო დანიშნულებებით.

ჰესის მშენებლობის ეკონომიკური-ეფექტიანობის ზუსტი დასაბუთებისას ძირითადი მნიშვნელობა ენიჭებოდა ორ ფაქტორს:

1. ჰიდრორესურსებით სხვა ენერგორესურსების ჩანაცვლებას, რაც გამოიხატება ყოველდღიური ცხოვრებისათვის საჭირო საწვავის წილის (დანახარჯების) შემცირებაში და

2. შრომითი რესურსების ეკონომიას, რაც გამოიხატება საჭირო შრომითი დანახარჯების შემცირებაში.

აღნიშნულიდან გამომდინარე, ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთების მიზნით პირველ რიგში რეკომენდებული იყო კაპიტალდაბანდების საერთო (სრული) ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენის მეთოდი და შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის მეთოდი.

კაპიტალდაბანდების სრული ეფექტიანობის მეთოდით დადგენის ძირითად მაჩვენებელს წარმოადგენდა რენტაბელობა P , რომელიც მიიღებოდა ჩადებული კაპიტალის K_B , შეფარდებით საშუალოწლიურ შემოსავალთან Π_r .

$$P = \frac{\Pi_r}{K_3}; \quad T = \frac{K_3}{\Pi_r}; \quad \Pi_r = D_r - I;$$

აღნიშნული ფორმულის გამოყენება იძლეოდა შესაძლებლობას მიგველო კაპიტალდაბანდების ამოღების სრული პერიოდი (დრო).

საერთო ეკონომიკური ეფექტურობის მაჩვენებლები გამოიყენებოდა ჰესის პროექტების შეფასების მიზნით. საპროექტო ჰესის ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის მიზნით განისაზღვრებოდა შემდეგი უტოლობა:

$$P > P_{\text{ნორმატ.}}$$

თუ სავარაუდოდ მისაღები რენტაბელობა მეტი ან/და ტოლი იქნებოდა ნორმირებულ რენტაბელობაზე საპროექტო ჰესი ითვლებოდა ეკონომიკურად ეფექტიანად.

მოქმედი ტიპური მეთოდის განოყენებით დადგენილი იყო რენტაბელობის ნორმატიული კოეფიციენტი მიიღებოდა $P_{\text{ნორმატ.}} = 0,12$ -ის ტოლად.

არსებობდა ელექტროენერჯის ტარიფის დადგენის სხვადასხვა სისტემა. ყველაზე მარტივად ითვლებოდა ეგრეთწოდებული ერთგანაკვეთიანი სისტემა, რომელიც ადგენს 1კვტ.სთ ელექტროენერჯის ტარიფს. იგი გამოიყენებოდა რამოდენიმე განსხვავებული ტიპის მომხმარებლებისათვის მაგ. სოფლის მეურნეობისათვის, საყოფაცხოვრებო მოხმარებისათვის და მსუბუქი მრეწველობისათვის როდესაც საჭირო სიმძლავრე აღემატებოდა 750 კვტ-ს.

აღნიშნული ტარიფის ნაკლოვანებად ითვლებოდა ის, რომ ასეთი ნორმით დადგენილი ტარიფი არ აბალანსებდა ენერგოსისტემის დღე-ღამისა და კვირის დატვირთვის გრაფიკს და მომხმარებელი არ ცდილობდა შეემცირებინა თბოელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის დანახარჯები. ამიტომაც ძირითად შემთხვევებში გამოიყენებოდა ორგანაკვეთიანი სისტემა. ეს იმას ნიშნავდა, რომ მომხმარებელი იხდიდა სისტემასთან მიერთების საფასურს მან. (წელ.კვ.ა) და ასევე იხდიდა გახარჯული ელექტროენერჯის საფასურს $p_{\text{სამომხმ.}}$ (წელ.კვ.ა). მართალია ეს სისტემა არ ითვალისწინებდა დატვირთვის დროის მიხედვით განაწილებას,

მაგრამ იგი უფრო სრულად ავლენდა დამატებითი სიმძლავრის მიღების შესაძლებლობას.

საერთო (სრული) ეკონომიკური ეფექტიანობის მეთოდი ძირითადად ასახავდა ჰესის მუშაობას სამეურნეო დანიშნულებით და ასევე გეგმიური ეკონომიკის პირობებში კაპიტალდაბანდების ეფექტიანობის შეფასების დადგენის საშუალებას იძლეოდა. მისი ნაკლოვანება იყო ის, რომ ჰიდროელექტროსადგურების პროექტირების პერიოდში ხდებოდა ნორმატიული ტარიფის დადგენა და არ იყო გათვალისწინებული ის რომ მაღალი სიმძლავრის ჰესების ნორმალური ექსპლუატაციის პირობებში მიღებას სჭირდება პროექტირების დასრულებიდან საგარაუდოდ 8-15 წლამდე. ამ პერიოდში კი ტარიფები შესაძლებელია მნიშვნელოვნად შეიცვალოს. გამომდინარე აქედან ჰიდროელექტროსადგურების პროექტირების დროს, მისი კონსტრუქციული და ტექნიკური გადაწყვეტის პროცესში ხშირად გამოიყენებოდა შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის მეთოდი.

შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის მეთოდი გეგმიური ეკონომიკის პირობებში

შედარებითი ეკონომიკური ეფექტიანობის მეთოდი მდგომარეობს იმაში, რომ პროექტის გადაწყვეტის დროს მხედველობაში მიიღება ასევე სხვადასხვა შესაძლო საპროექტო ჰესი, თესი და აესი, რომლებმაც შესაძლოა უზრუნველყოს ერთნაირად მომხმარებელთა ელექტროენერჯით უზრუნველყოფა.

აღნიშნულ შემთხვევაში ხდებოდა ერთნაირი გამომუშავების მქონე სხვადასხვა საპროექტო ვარიანტის ერთმანეთთან შედარება. ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობას სჭირდება უფრო დიდი მოცულობითი კაპიტალდაბანდება ხანგრძლივი პერიოდის განმავლობაში, მაგრამ საექსპლუატაციო დანახარჯები მას უფრო ნაკლები აქვს ვიდრე თბოელექტროსადგურს. ასევე ითვალისწინებდნენ გარემოს დაბინძურების და და ზემოქმედების ფაქტორებს.

2.6 საბაზრო ეკონომიკაზე გადასვლა და კვლევის პირველი შედეგები

ჰიდროელექტროსადგურის ეკონომიკური-ეფექტიანობის მაჩვენებელი კრიტერიუმების დადგენის და საინვესტიციო პროექტების აღნიშნული კუთხით კვლევის პირველი შედეგები პროფ. ნ. კოდუას მიერ გამოქვეყნებულ იქნა 2002 წელს ჟურნალ „ენერჯიაში“. სადაც სტატიის თანაავტორები იყვნენ ენერგეტიკის მაშინდელი მინისტრი დ. მირცხულავა და მშენებლობის მაშინდელი მინისტრის პირველი მოადგილე მ. ნიკოლაიშვილი. ამ ნაშრომში ნაჩვენებია, რომ საბაზრო ეკონომიკაში გამოყენებული ინვესტიციის ეკონომიკური ეფექტიანობის მაჩვენებელ კრიტერიუმებს შორის უპირატესობა უნდა მიენიჭოს ჩადებული კაპიტალის სუფთა მიმდინარე ღირებულებით შეფასების მეთოდს. ეს მეთოდი ინგლისურენოვან ლიტერატურაში იწოდება NPV (Net present value-ს) მეთოდად. მისი დახვეწა და პრაქტიკული გამოყენება ჰიდროელექტროსადგურების პროექტირების სტადიაზე წარმოადგენს მეტად აქტუალურ საკითხს, რადგანაც იგი მნიშვნელოვნად შეუწყობს ხელს ინვესტორების მოზიდვას საქართველოში არსებული ჰიდროენერგეტიკული რესურსების სწრაფი ათვისების მოთხოვნათა გათვალისწინებით.

სუფთა მიმდინარე ღირებულების ინგლისურენოვან ლიტერატურაში ასე ჩაიწერება

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CIF_t}{(1+R)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{COF_t}{(1+R)^t} \geq 0$$

სადაც:

T – ინვესტირებისა და ექსპლუატაციის პერიოდი

$\frac{CIF_t}{(1+R)^t}$ - t – დროის განმავლობაში დისკონტირებული ფულადი

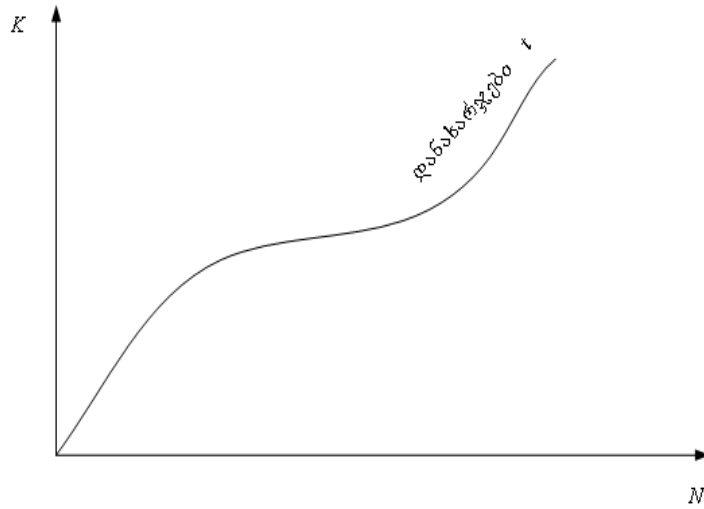
სახსრებით მიღებული შემოსავალა

$\frac{COF_t}{(1+R)^t}$ t – დროისთვის გაწეული დისკონტირებული

დანახარჯებია

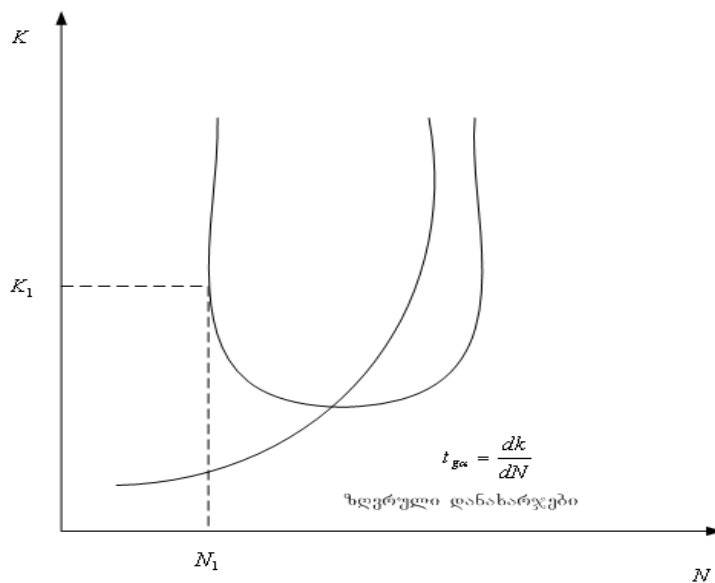
ამ კრიტერიუმის გამოყენებას წინ უნდა უძღოდეს მშენებლობაში გამოყენებული ჰიდროტექნიკური ნაგებობებისა და ჰიდრო და

ელექტრომექანიკური მოწყობილობების ღირებულებათა განსაზღვრა გრძელვადიანი საშუალო ან ზღვრული დანახარჯებით ნახაზი 2.7, 2.8



დანახარჯების გრაფიკი

ნახაზი 2.7 დანახარჯების გრაფიკი სიმძლავრის მიხედვით



ნახ.1 ზღვრული დანახარჯების გრაფიკი

ნახაზი 2.8 ზღვრული დანახარჯების გრაფიკი სიმძლავრის მიხედვით

დანახარჯების გაანგარიშების ასეთი მიდგომის გამოყენებაც სიახლეა. მას გამოიყენებენ დადგმული სიმძლავრის შერჩევის დროს, რომელიც ინგლისურენოვან ლიტერატურაში იწოდება LMCC

(სიმძლავრის გრძელვადიანი ზღვრული ღირებულება). მომავალში ჩვენს მიერ შედგენილი იქნება კომპიუტერული პროგრამა მისი პრაქტიკაში გამოსაყენებლად, კონკრეტული ობიექტების გაანგარიშებებისთვის და შედეგების ერთმანეთთან შედარებისთვის. გაანგარიშების ალგორითმში გათვალისწინებული უნდა იყოს საქართველოს საგადასახადო კოდექსში ამჟამად მოცემული ნორმატიული მოთხოვნები ამორტიზაციისა და მოგების განაკვეთების შესახებ.

ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირების სტადიაზე აუცილებელია გათვალისწინებული იქნეს ის პირობები, რომელიც დაარწმუნებს ინვესტორს რომ შესაძლებელია საინვესტიციო დაფინანსების პერიოდში მან მოახერხოს მშენებლობაში დაბანდებული მატერიალური და არამატერიალური კაპიტალის სრული ამოღება სათანადო ნამატით.

უნდა აღინიშნოს რომ ჰესი ეკონომიკურად ეფექტიანია მხოლოდ მაშინ და ინვესტორი მის მშენებლობას მხოლოდ მაშინ დააფინანსებს თუ ნაწარმოები საქონლის ღირებულება გრძელვადიან პერსპექტივაში არ აღემატება გრძელვადიან ზღვრულ ღირებულებას. გრძელვადიანი ზღვრული ღირებულების დადგენა უნდა განხორციელდეს სპეციალური გამოკვლევების საფუძველზე. ამ კვლევაში გამოიყენება მრავალი ამოსავლი მონაცემები.

რადგან ასეთი მეთოდოლოგია არ არის შექმნილი, საიმედოობის გარკვეული მარაგით ჩვენ შეგვიძლია ვისარგებლოთ ფუნქციონირებადი ელექტროსადგურების მონაცემებით და ვიპოვოთ მიმდინარე დროის ზღვრული ღირებულების მნიშვნელობა. თუ დავამუშავებთ ისეთ ჰიდროელექტროსადგურის პროექტს, რომელზეც ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულება ნაკლები იქნება მიმდინარე დროის ზღვრულ ღირებულებაზე, ცხადია ასეთი ელექტროსადგურის მშენებლობის დაფინანსება ინვესტორისათვის სოლიდური მარაგით მიზანშეწონილი იქნება.

მეორეს მხრივ, სირთულეს წარმოადგენს საპროექტო ელექტროსადგურისათვის ისეთი დადგმული სიმძლავრის მოძებნა, რომლის პირობებშიც ნაწარმოები ელექტროსადგურის ღირებულება იქნება მინიმალური. ზოგადად ცნობილია ასეთი სიმძლავრის პოვნის

მეთოდოლოგია: უნდა ვცვალოთ ჰიდროტექნიკურ ნაგებობათა და ჰიდროენერგეტიკულ მოწყობილობათა ზომები ისეთნაირად, რომ იზრდებოდეს დადგმული სიმძლავრე, რაც სადგურზე წლიურ გამომუშავებას გაზრდის, მაგრამ სიმძლავრის გაზრდისას კაპიტალდაბანდება უფრო სწრაფად იზრდება, ვიდრე გამომუშავება. ამიტომ არსებობს რაღაც ზღვრული ღირებულება, რომელსაც გამომუშავებული ელექტროენერჯის ღირებულებამ ზრდის პროცესში შეიძლება გადააჭარბოს.

ელექტროსადგურებზე გამომუშავებული ელექტროენერჯის ღირებულების განსაზღვრის დროს დიდი მნიშვნელობა აქვს მომხმარებელთა მოთხოვნილების დაკმაყოფილების ფაქტორს. მოთხოვნილება წლის ყველა სეზონში ერთნაირი არ არის და როდესაც მოთხოვნილება იზრდება, მომხმარებელი განწყობილია გადაიხადოს მეტი, ვიდრე ისეთ პერიოდში, როდესაც მომხმარებელს შეუძლია შეამციროს მოხმარება რაიმე განსაკუთრებული ზარალის და დისკომფორტის მირების გარეშე. ასეთი პერიოდებია გვიანი ღამის საათები. დღის ის ნაწილი, როდესაც შუადღეს ოჯახში საქმიანობა შეწყვეტილია. ასევე ზაფხულის გრძელი დღეები, როცა განათებაზე და გათბობაზე ელექტროენერჯის ხარჯი მცირდება. მაგრამ მოთხოვნილებაზე ზრდის მიხედვით მომხმარებლისათვის ღირებულების გაზრდა მაინც უსამართლობა იქნებოდა, თუ არა ის ფაქტორი, რომ ამ დროს ელექტროენერჯის წარმოების გაზრდა დაკავშირებული რომ არ იყოს ხარჯების გაზრდასთან. ასე მაგალითად, ელექტროენერჯის წარმოება, რომ გაეზარდოთ ზამთრის სეზონსი და საღამოს საათებში, ამისათვის საჭიროა გვექონდეს წყალსაცავიანი ჰესი. ასეთი ჰესის მშენებლობა მოითხოვს დიდ დანახარჯებს მაღლივი კაშხლის მშენებლობისათვის. საღამოს პიკის საათებში სიმძლავრის გაზრდა თესებზეც მოითხოვს საწვავის ზედმეტად გადახარჯვას. ქედან გამომდინარე, ცხადია, ელექტროენერჯის ღირებულებაში უნდა აისახოს დამატებითი დანახარჯებიც. ეს იმას ნიშნავს, რომ ელექტროენერჯის ღირებულება არ შეიძლება წლის ყველა სეზონში და ასევე დღე-ღამის ყველა პერიოდში ერთნაირი იყოს.

წყალსაცავის მოცულობის გაზრდა საშუალებას იძლევა გაზაფხულ-ზაფხულის უხვი ჩამონადენი მეტი რაოდენობით გამოვიყენოთ ზამთრის პერიოდში, მაგრამ რამდენად შეიძლება ამ მოცულობის გაზრდა, ეს დამოკიდებულია ამ მოცულობის გაზრდასთან დაკავშირებული ხარჯების ზრდის ოდენობასთან. ხარჯების გაზრდა მხოლოდ იმ ოდენობით შეიძლება, რომლის ამოღებაც მოხერხდება ელექტროენერგიის სარეალიზაციო ტარიფებით. თუ არ იქნება განსხვავება ელექტროენერგიის ღირებულებაში სადამოს და ღამის საათებში მოხმარებული ელექტროენერგიის ტარიფებს შორის შეუძლებელი იქნება წყალსაცავიანი ჰესის ეკონომიკური ეფექტიანობის გნსაზღვრა.

2.7 ელექტროენერგიის სამართლიანი ტარიფის დადგენის მეთოდები (დიფერენცირებული ტარიფები)

ჰიდროელექტროსადგურების ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენისათვის საქართველოს ამჟამინდელი მდგომარეობიდან გამომდინარე არსებობს მრავალი ხელისშემშლელი პირობა. ერთ-ერთ ასეთ ხელისშემშლელ პირობას წარმოადგენს საქართველოში დიფერენცირებული ტარიფების არ არსებობა.

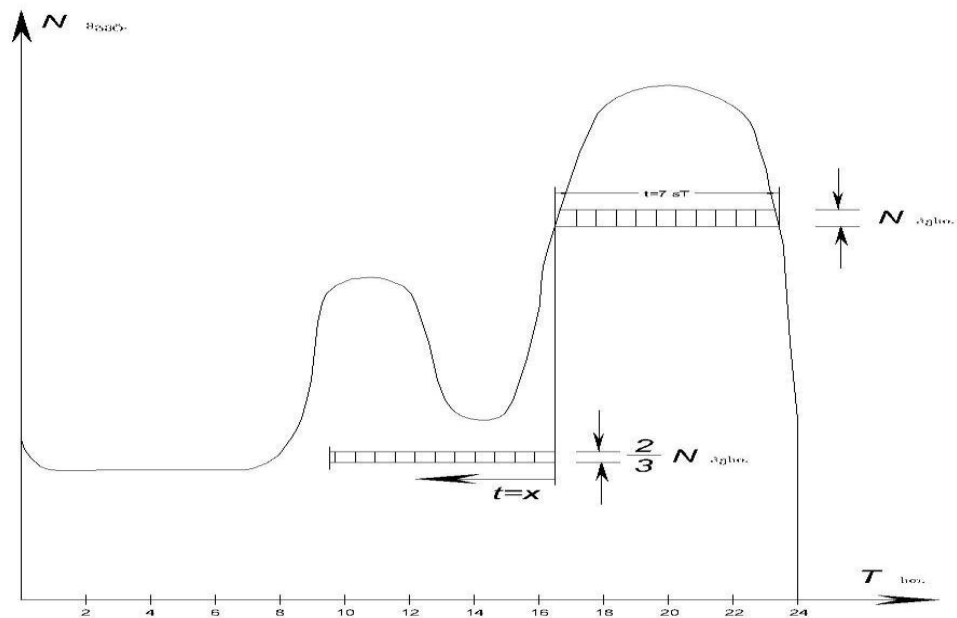
სამართლიანი ტარიფების არ არსებობის პირობებში შეუძლებელია, როგორც ინვესტიციის ეკონომიკური ეფექტურობის დადგენა, ასევე ინვესტორის მოზიდვაც. ტარიფი სამართლიანია, თუ ის დადგენილია იმ დანახარჯების მიხედვით, რომლებიც საჭიროა გაღებულ იქნეს მიწოდებული საქონლის წარმოება-მიწოდებისათვის პლიუს გონივრული საპროცენტო განაკვეთი ინვესტირებულ კაპიტალზე.

საქართველოში ამჟამად მოქმედი ელექტროენერგიის ტარიფები არ არის სამართლიანი, რადგან ამ ტარიფით ზოგიერთი მომხმარებელი იხდის მეტს, ვიდრე საჭიროა იმ დანახარჯების ანაზღაურებისათვის, რომელიც გაღებულ იქნა მისთვის ელექტროენერგიის მისაწოდებლად, ზოგი კი პირიქით, იხდის ნაკლებს.

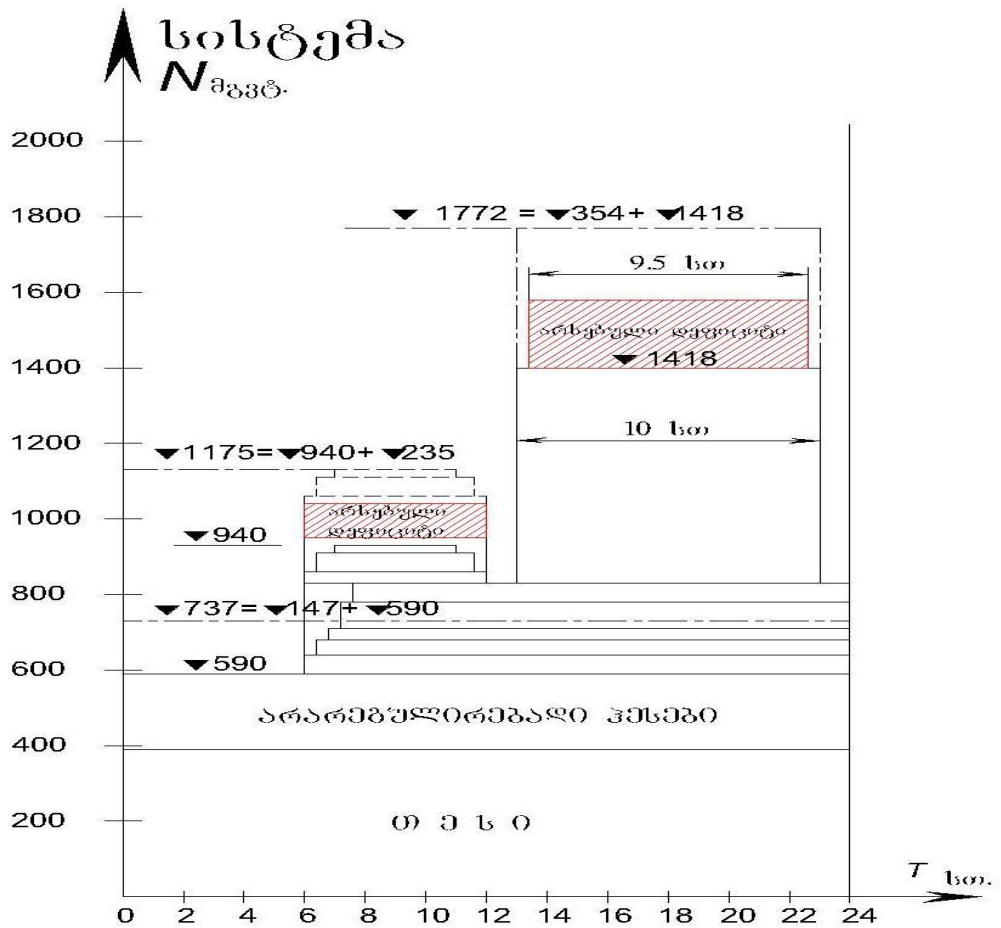
სემეკის აზრით ასეთ პირობებში მაინც ხერხდება დაბალანსება ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში ელექტროენერგიის წარმოება-მიწოდებისათვის გაწეული დანახარჯებისა, ე.ი. თითქოს ასეთი მიდგომით არ ზარალდება მწარმოებელი, რადგან იგი აბალანსებს

თავის დანახარჯებს, არსებული ტარიფებით ამოღებული თანხით. გვეუბნება, რომ ეს შესაძლებელი იყოს, მაგრამ ამჯერად ჩვენს ამოცანას წარმოადგენს, ვაჩვენოთ ასეთ ვითარებაში საინვესტიციო პროექტების შემუშავების შეუძლებლობა.

საქმე იმაშია, რომ ამჟამად არსებულ პირობებში, როცა საქონლის რეალიზაციით ამოსაღები თანხა იანგარიშება, როგორც მრიცხველების მიერ აღრიცხული თვის განმავლობაში მოხმარებული ელექტროენერგიის ნამრავლი შესაბამის ტარიფზე, ვერ ხერხდება მიწოდებისათვის გაწეული დანახარჯის დაბალანსება, რადგან ელექტროენერგიის მიწოდება სადამოს პიკის საათებში, როცა მოთხოვნილება იზრდება ე.ი. 17-24 საათ-ის ინტერვალში ნახაზი 2.9, 2.10.



ნახაზი 2.9 ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის გრაფიკი დღე-ღამის დეკემბრის დაძაბული დღისათვის



ნახაზი 2.10 ელექტროენერგეტიკული სისტემის დატვირთვის გრაფიკი

პიკის საათებში ტარიფი გაცილებით უფრო ძვირია, ვიდრე დღე დამის სხვა საათებში. გაძვირება გამოწვეულია ამ ინტერვალში გენერაციის გაძვირებით, როგორც თბოსადგურებში ასევე ჰესებში.

აქედან გამომდინარე, საჭიროა ვიცოდეთ თვის განმავლობაში მოხმარებული ელექტროენერჯის რა ნაწილს მოიხმარს მომხმარებელი პიკის საათებში. ეს ნაწილი უნდა გავამრავლოთ იმ ტარიფზე, რომელიც ასახავს პიკის საათებში გენერაციისთვის გაწეულ დანახარჯებს. სწორედ ამ მიზნით ყველა განვითარებადი თუ განვითარებული საბაზრო ეკონომიკის მქონე ქვეყანაში ამჟამად მოქმედებს დიფერენცირებული ტარიფები.

მხოლოდ დიფერენცირებული ტარიფის მოქმედების პირობებშია შესაძლებელი ეკონომიკურად მისაღები დადგმულის სიმძლავრის განსაზღვრა, რადგან ჰესზე სიმძლავრის გაზრდა მოხმარების პიკის საათებში მხოლოდ იმ დონემდეა შესაძლებელი, სანამ გაზრდილი

დანახარჯების ამოღება მოხერხდება პიკში მოხმარებისათვის გადახდილი ტარიფებით. ასეთი ტარიფების დასაშვები ზღვრული მნიშვნელობა კი დადგენილ უნდა იქნეს ბაზარზე არსებულ მომხმარებელთა გადახდისუნარიანობით.

მიმდინარე პერიოდში მომხმარებელთა არსებული გადახდისუნარიანობა ადვილი დასადგენია სისტემაში გაერთიანებული მომუშავე ელექტროსადგურებზე გენერირებული ელექტროენერჯის ღირებულებების მიხედვით. მაგრამ ახალი ელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენად საჭიროა ვიცოდეთ ელექტროსადგურის მშენებლობის დამთავრების პერიოდისათვის მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონე. არსებობს ამის დადგენის სხვადასხვა მეთოდები, რომელთა გამოყენებით უნდა დაგინდეს მისი სარწმუნო მნიშვნელობა და დონეები გძელვადიან პერსპექტივაში ელექტროენერჯის მოხმარების დონეები, 5 და 10 წლის შემდეგ.

თუ იგეგმება გენერირებული ელექტროენერჯის ნაწილის გატანა საზღვარგარეთ, მაშინაც აუცილებელია ამ ქვეყანაში ელექტროენერჯის ზღვრული ღირებულებების და პექრპექტივაში მოთხოვნილების ზრდის შესახებ მონაცემების ცოდნა, რადგან ეს მონაცემები ცხადია, განაპირობებენ ელექტროენერჯის ეფექტურად გასაღების შესაძლებლობას.

აღნიშნულ მოთხოვნილებათა გაუთვალისწინებლად საინვესტიციო პროექტის მომზადებას მივყავართ საქართველოს ჰიდროენერგეტიკული რესურსების არა რაციონალურ გამოყენებამდე, რაც ცხადია ქვეყნის ეკონომიკას მნიშვნელოვნად დააზარალებს.

არსებული ვითარებიდან გამოსავალი მდგომარეობს იმაში, რომ საჭიროა არსებული მრიცხველების ჩანაცვლება მოხდეს დიფერენცირების უნარის მქონე მრიცხველებით და ამასთანავე შემოღებული უნდა იქნეს დიფერენცირებული ტარიფი. ამის გაკეთებას დასჭირდება რამდენიმე ათეული მილიონი დოლარი, რაც გამოიწვევს შესაბამისად ელექტროენერჯიაზე ტარიფის გაძვირებას.

საქართველოს ტექნიკურ უნივერსიტეტში, შესაბამის კათედრაზე სპეციალისტების მიერ დამუშავებულ იქნა მეთოდი, რომლის მიხედვით

სულ რაღაც 200 ათასი აშშ დოლარის დანახარჯებით მოხერხდება დიფერენცირებული ტარიფის შემოღება არსებული მრიცხველის შეუცვლელად.

მაგრამ სანამ შემოთავაზებული მიდგომით ან სხვა ღონისძიებებით სემეკი შეძლებს დიფერენცირებული ტარიფის შემოღებას, საჭიროა კეთდებოდეს ისეთი საინვესტიციო პროექტები, რომლებიც მოიზიდავს ინვესტორებს და ამავე დროს ჩვენი ჰიდრორესურსის ეკონომიკურად ეფექტური გამოყენების შესაძლებლობას მოგვცემს.

ამ მიზნით ჩვენს მიერ სამეცნიერო-ტექნიკურ ჟურნალ „ენერჯიაში“ (№4 (52)/2009წ გამოქვეყნებულ სტატიაში რეკომენდებული იქნა პროექტირების წარმოების ისეთი მიდგომა, რომელიც უზრუნველყოფს ჰესის დადგმული სიმძლავრის ისეთნაირად შერჩევას, რომლის პირობებშიც მდინარის ჩამონადენი ათვისებული იქნება რაციონალურად.

1.4 საჭირო ამოსავალი მონაცემები ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირებისათვის

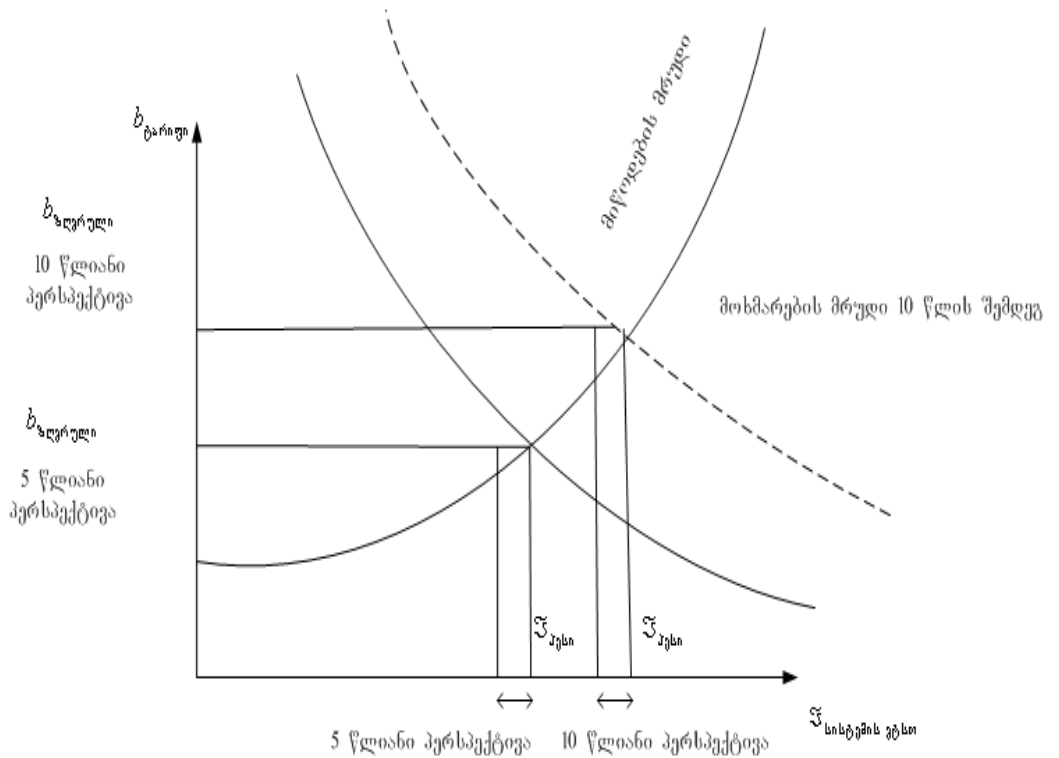
რეკომენდებული მიდგომით პროექტირებისათვის აუცილებელია შემდეგი სახის ამოსავალი მონაცემების მომზადება:

1) უნდა დადგენილი იყოს იმ ელექტროენერგეტიკული სისტემის მუშაობის საიმედოობის დონე, რომელსაც დასაპროექტებელი ჰესი მიაწვდის ელექტროენერჯიას. ამ მონაცემების მიხედვით აირჩევა სათანადო უზრუნველყოფის მქონე საანგარიშო წლიური ჰიდროლოგიური რიგი;

2) უნდა არსებობდეს პროგნოზით დადგენილი შემოდგომა-ზამთრის ტიპური დღე-ღამური დატვირთვის გრაფიკები 5 და 10 წლიანი პერსპექტივისათვის;

3) ტიპური დღე-ღამური დატვირთვის გრაფიკებზე ნაჩვენები უნდა იქნეს სადამოს პიკის საათების ხანგრძლივობის საშუალო სტატისტიკური მნიშვნელობები. ამისათვის საჭიროა აიგოს დატვირთვის დროით უზრუნველყოფის მრუდი, შემოდგომა ზამთრის დეფიციტური პერიოდისათვის;

4) უნდა განსაზღვრული იქნეს მოხმარებისა და მიწოდების მრუდების კვეთის წერტილის შესაბამისი გრძელვადიანი ზღვრული მნიშვნელობის ტარიფი. გენერირებული ენერჯის ნაწილის ექსპორტირების პირობებში გათვალისწინებული უნდა იქნეს საექსპორტო ქვეყანაში ელექტროენერჯის ღირებულების დონე, ნახაზი 1.11;



ნახ. 4 მიწოდება-მოხმარების მრუდი

ნახაზი 2.11 მოხმარებისა და მიწოდების მრუდები

აღნიშნული მონაცემების გამოყენებით შეიძლება შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში პიკური დატვირთვის ყველაზე ალბათური ხანგრძლივობა, რომელშიც საპროექტო სადგურმა უნდა იმუშაოს და გამომუშავებული ელექტროენერჯია შეფასდეს გენერაციის გრძელვადიანი ზღვრული ტარიფით.

თუ აღმოჩნდება, რომ საპროექტო ჰესზე გენერირებული ელექტროენერჯის კვტ/სთ-ის ღირებულება ნაკლებია ან ტოლი გრძელვადიან ზღვრულ ტარიფზე, მაშინ ასეთი ჰესის მშენებლობის

დაფინანსება ინვესტორს მოუტანს სათანადო სარგებელს დივიდენდის სახით და მას ის აუცილებლად დააფინანსებს.

ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობა მოითხოვს დიდი რაოდენობით კაპიტალდაბანდებას, რომლის უკუგების პერიოდიც საკმაოდ ხანგრძლივია. ნაწარმოები საქონლის (ელექტროენერჯის) ქვეყნის შიდა ბაზარზე გაყიდვის შესაბამისად ორიენტირების დროს ინვესტორი მხოლოდ მაშინ მოახდენს ინვესტირებას, როცა იგი დარწმუნდება იმაში, ამ ობიექტზე ნაწარმოები საქონლის (ელექტროენერჯის) ღირებულება არ აღემატება მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონეს. ეს იმას ნიშნავს, რომ ასაშენებელ ჰესზე ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულება ტოლი ან ნაკლები უნდა იყოს გრძელვადიანი პერიოდით განსაზღვრულ, ელექტროენერგეტიკულ სისტემაში გაერთიანებულ იმ ელექტროსადგურზე ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულებაზე, რომელზეც გენერირებული ელექტროენერჯის ტარიფი ყველაზე ძვირია. ყოველივე ზემოაღნიშნულიდან გამომდინარე, ვინაიდან ელექტროენერჯია წარმოადგენს მომხმარებლისათვის აუცილებელი მოხმარების საქონელს, აუცილებელია საინვესტიციო პროექტების როგორც ტექნიკური ასევე ეკონომიკური გაანგარიშებების შესრულების პროცესში განხილული სხვადასხვა ვარიანტებიდან შერჩეული უნდა იქნეს ისეთი პროექტი რომელიც მიმზიდველი იქნება ინვესტორისთვის და ამავე დროს ტექნიკური და ეკონომიკური გადაწყვეტის საუკეთესო ვარიანტი, რომლითაც მინიმუმამდე იქნება დაყვანილი ელექტროენერჯის გენერაციის ტარიფი.

პროექტირების სტადიაზე შესაძლებელია, განხილული იქნეს ჰიდროელექტროსადგურის მიერ გამომუშავებული ელექტროენერჯის ტარიფები მეზობელ ქვეყნებში გასაღების პირობებში (თურქეთი, ზერბაიჯანი, სასომხეთი და ჩრდილოეთ კავკასია). ასეთ შემთხვევებში აუცილებელია მოძიებული იქნას იმ ქვეყნის მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის დონე, საგადასახადო კანონმდებლობის თავისებურებები და იმ სისტემის დატვირთვის გრაფიკები (დეფიციტის ვადები და პერიოდები, და ქვეყანაში მოქმედი ზღვრული ტარიფები

საგადასახადო კანონმდებლობით განსაზღვრული გადასახადების ოდენობები), რომელ ქვეყანაშიც უნდა განხორციელდეს ელექტროენერჯის ექსპორტი.

მიუხედავად იმისა რომ შესაძლებელია ინვესტორმა ჰიდრო ელექტროსადგურის მშენებლობის დაფინანსება განახორციელოს გამომუშავებული ელექტროენერჯის ქვეყნის გარეთ ექსპორტის განხორციელების პირობებში (ვინაიდან ჩვენს მეზობელ რიგ ქვეყნებში ელექტროენერჯის ღირებულება მეტია ვიდრე საქართველოში), მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობით განსაზღვრული ტარიფების შესაბამისად, აუცილებელია ასევე გათვალისწინებული იქნეს ჩვენს ქვეყანაში მოქმედი ზღვრული ტარიფები, რომელსაც შესაბამისი მარეგულირებელი ორგანო (სემეკი) უნდა ადგენდეს არსებული მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობის მიხედვით, ვინაიდან მზარდ ეკონომიკურ განვითარებაზე ორიენტირებული ქვეყანისთვის აუცილებელია ახალი ელექტროენერგეტიკული სიმძლავრეების მწყობრში შეყვანა.

2.2 ჰიდროელექტროსადგურების დადგმული სიმძლავრის დადგენა

ჰიდროელექტროსადგურების პროექტირების სტადიაზე პირველ რიგში აუცილებელია საპროექტო ჰესზე დადგმული სიმძლავრის ოპტიმალური მნიშვნელობის დადგენა. მისი გაანგარიშებები განსხვავებული მეთოდოლოგიით სწარმოებს და დამოკიდებულია იმაზე თუ როგორია ჰესის განხორციელების სქემა და როგორია იმ ელექტროენერგეტიკული სისტემის შემოდგომა-ზამთრის დატვირთვის გრაფიკი, რომელსაც ასაშენებელმა ჰიდროელექტროსადგურმა უნდა მიაწოდოს ელექტროენერჯია.

ჩვენს შემთხვევაში განვიხილავთ თვითონ რეგულირების უნარის მქონე ტესური ჰესს.

ამოსავალი მონაცემები:

წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობა $W_{საბ} = 3758\ 000\text{მ}^3$;

წყალსაცავის დამუშავების სიღრმე $H_{\varphi} = 17,5\text{მ}$;

ნორმალური შეტბორვის დონე - $\#600$;

ქვემო ბიეფის საშუალო სტატისტიკური დონე – 445მ;

სტატისტიკური დაწნევა ტურბინებზე – $H_{სტ}=600-445=155$ მ.

ბუნებრივი პირობები:

მდინარე ტექსურის აუზისა და მშენებლობის რაიონის ფიზიკურ-გეოგრაფიული დახასიათება:

მდ. ტექსური სათავეს იღებს ეგრისის (სამეგრელოს) ქედის სამხრეთ კალთაზე, 2360 მ სიმაღლეზე, უერეთდება მდ. რიონს მარჯვენა ნაპირიდან, მისი შესართავიდან 57-ე კილომეტრზე.

მდინარის სიგრძეა 101 კმ, საერთო ვარდნა 2352 მ, საშუალო ქანობი 23%, წყალშემკრები აუზის ფართი 1040 კმ², აუზის საშუალო სიმაღლე 730მ. აუზში აღირიცხება 503 დიდი და პატარა შენაკადები საერთო სიგრძით 1047 კმ.

წყალშემკრები აუზის ზედა ნაწილი მდებარეობს ეგრისის ქედის სამხრეთ კალთაზე, ქვედა – კოლხეთის დაბლობზე. დასავლეთიდან აუზის საზღვარია მდინარეები – ხობის და ცივის აუზები, ხოლო აღმოსავლეთიდან მდინარე ცხენისწყლის წყალშემკრები აუზი. მდინარის ზედა ნაწილი მდებარეობს მაღალი კლდოვანი მთების ზონაში. 2000-500მ სიმაღლეზე მდებარე მთიანი ზონა აგებულია კირქვებით, 500-200მ-ზე განლაგებული კირქვებით, კონგლომერატებით, მერგელებით, თიხოვანი ფიქალებით, ქვიშნარებით და სხვა ქანებით. კოლხეთის დაბლობზე განთავსებული აუზის ყველაზე დაბალი ნაწილი ძირითადად აგებულია ალუვიური დანალექებით, რომელიც შედგება კენჭნარების, თიხისა და სილისაგან.

წყალშემკრები აუზის სხვადასხვა ნაწილის შემადგენლობის განსხვავება გავლენას ახდენს რელიეფის ხასიათზე. აუზის ზედა ნაწილს აქვს მაღალმთიანი რელიეფი, წვეროებით, რომელთა სიმაღლეები 3000მ-ს აღწევს. საშუალომთიანი ზონა, განთავსებული კირქვების გავრცელების ზონაში, ხასითდება რელიეფის უფრო რბილი ფორმებითა და კარსტული წარმონაქმნების გავრცელებით, განსაკუთრებით მდ. წაჩხურის აუზში. კოლხეთის დაბლობის ზონაში რელიეფს აქვს ვაკე-დაბლობის ხასიათი, მცირე სიღრმის ეროზიული დანაწევრებით. საქართველოს ფიზიკურ-გეოგრაფიული დარაიონების მიხედვით მდ. ტექსურის წყალშემკრები აუზი მიეკუთვნება კავკასიონის

მთიანი ოლქის, დასავლეთ კავკასიონის ქვეოლქის ეგრისის ქედის რაიონის, საკუთრივ ეგრისი ქედის ქვერაიონს და კოლხეთის ნოტიო სუბტროპიკული ოლქის, ვაკე-დაბლობისა და მთისწინა ბოეცვების რაიონის ქვეოლქის, ოდიში გორაკიან-ბორცვიან რაიონს.

მდინარის აუზის ნიადაგების დიდი სხვადასხვაობა გამოწვეულია რელიეფის ძლიერ დასერილობით ჰავის, მცენარეულობის, ქანებისა და სხვა პირობების მარავლფეროვნებით. ნიადაგების გეოგრაფიულ გავრცელებაში მკვეთრად იჩენს თავს ვერტიკალური ზონალურობა. გეოგრაფიული დარაიონების მიხედვით აუზი განეკუთვნება დასავლეთ საქართველოს ნიადაგურ ოლქს.

აუზის ზედა ზონაში, 1800-2000 მ სიმაღლეზე, განვითარებულია ალპური მდელო, ქვემოთ წიწვოვანი ტყე – სოჭი და ნაძვი, ხოლო 800-700მ სიმაღლიდან შესართავმდე აუზი დაფრულია ფოთლოვანი ტყით – მუხა, წაბლი, წიფელი, თხმელლა და წვრილი ბუჩქოვანი მცენარეულობით. ტყიანი ზონის მთლიანი ფართობი 35-40%.

მდინარის ზედა წელში – 101-104 კმ-ს შორის, ხეობის ფორმა ძრითადად არის V-ს მაგვარი, სიგანით ძირში 75-100მ. ფერდობები 40-45°-იანი დახრით სწორხაზოვანია, ძლიერ დანაწევრებული შენაკადებისა და ხრამების ხეობებით. ძირითადი ქანები დაფარულია თიხნარი და თიხოვანი გრუნტებით, ზოგ ადგილას მთის ხვინჭკებით, ხარობს ხშირი წიწვოვანი ტყე.

მდინარის სიგრძეზე გვხვდება ტერასები, რომლებიც გადადიან ერთი ნაპირიდან მეორეზე, სიგრძით 0,6 -1 კმ-მდე, სიგანით 0,5 კმ-მდე. ტერასების სიმაღლე დასაწყისში 5-6მ-დან ბოლოში იზრდება 8-12მ-მდე, მცირედ დაქანებულია მდინარისაკენ, გამოიყენება სათესად და საძოვრებად.

ჭალა გვხვდება იშვიათად, იგი გასდევს მდინარის ნაპირებს ცალკეული, წყვეტილი, 30მ-ის სიგანის ზოლების სახით. მისი ზედაპირი თანაბარია, ღია, აგებულია კენჭით, ხრეშით, სილით და ცალკეული კაჭარებით. წყალდიდობის დროს ჭალა იტბორება 1,2-1,4მ-ის სიღრმის წყლის ფენით.

მდინარის კალაპოტი ზომიერად დაკლაკნილია და ძირითადად განუშტოებელი. მხოლოდ უბნის ბოლოს მდინარე იყოფა 2-3 ტოტად,

წარმოიქმნება დაბალი, მცირე ზომის და არამუდმივი კუნძულები კენჭნარ-ქვიშნარი ზედაპირებით. მუხლები და ჩქერები გვხვდება მორიგეობით ყოველ 30-50 მეტრში. მდინარის სიგანე იცვლება 2მ-დან, სათავიდან 2,5 კმ-ზე, 20მ-მდე, უბნის ბოლოს, უმეტესად 5მ. სიღრმეები ჩქერებზე შეადგენს 0,4 – 0,5მ-ს, ხოლო მუხლებში 0,3-1,6 მ-ს. ნაკადის დინების სიჩქარე იცვლება 1,3მ/წმ-დან მუხლებში 2-დან 3,2 მ/წმ-მდე ფარგლებში – ჩქერებზე. კალაპოტის ფსკერი კენჭნარ-ქვიშნარიანია ცალკეული კაჭარებით – დიდი ლოდებით. მდინარის ნაპირები ღიაა, ფლატეებიანი, ფრიალო, ერწყმის ხეობის ფართობებს.

მეორე უბანზე, მდინარის სიგრძის 14-36 კმ-ის ფარგლებში, ხეობა ასიმეტრიულია, აქვს ტრაპეციული ფორმა, ფართო ფსკერით და ზომიერად ფრიალო ფერდობებით. უბნის დასაწყისში მარჯვენა ფერდის სიმაღლე იცვლება 60-100მ-ის, მარცხენას 120-160 მ-ის ფარგლებში. ზოგ ადგილზე აღწევს 700-800 მ-ს –სოფ. სანაჭხებო და 400მ-ს – სოფ. თორგამეული. ფერდობების დახრა, უმეტესად არის 20-30°, ხოლო ცალკეულ უბნებზე მარჯვენა ფერდობის დახრის კუთხეა 10-15°-ია.

ფედობები ძირითადად სწორია, იშვიათად ამობურცული, დაფრულია თიხნარი, სოგ ადგილზე –სოფ. თამაკონთან ხვინჭკიანი გრუნტით. ბეთლემსა და ნაქალაქევის სოფლებში შორის ფერდობები კლდოვანი.

ჭალა სოფ. დიდჭყონამდე მონაცვლეობს ნაპირების გასწვრივ, აქვს 80-100მ სიგანე. ქვემოთ, სოფ. ნოქალაქევამდის ვიწროვდება 20-25მ-მდე. მისი გრუნტი უბნის ზედა ნაწილში, თიხნარია კენჭნარ-ხრეშოვანი ფენებით, ხოლო უბნის ბოლოს ქვიშნარ-ხრეშოვანი.

მცენარეული საფარი ჭალაში, როგორც წესი, არ არსებობს, მხოლოდ ზოგ ადგილზე იშვიათად გვხვდება ბალახი წყალდიდობის დროს ჭალა იტბორება 0,5-2,0მ-ის სიღრმის წყლის ფენით.

კალაპოტი ზომიერად დაკლაკნილია, ზედა ნაწილში დატოტვილი. კუნძულები გვხვდება საკმაოდ ხშირად. ისინი დაბალია, არამუდმივი, აგებულია კენჭნარით, ხრეშით და ქვიშით.

მეორე უბნის ფარგლებში მდინარე, ხასიათდება უფრო მშვიდი დინებით. მუხლები მეორდება, თითქმის ერთნაირი სიგრძის ჩქერებით, ყოველ 50-100მ-ში. მდინარის საერთო ვარდნაა 320მ, საშუალო ქანობი

8,2°/∞, უბნის დასაწყისში მდინარის სიგანე იცვლება 16-20მ-ის ფარგლებში, შემდგომ იზრდება 50 მ-მდე. სოფ. ნაქალაქევი, უმეტესწილად 25მ. სიღრმე იცვლება 0,4 მ-დან 2მ-მდე. დინების სიჩქარე ზედა წელში 3,3-2,0 მ/წმ-ია ჩქერებზე 2-1მ/წმ მუხლებში. ფსკერი მუხლებში ქვიშა-ხრეშოვანია, ხოლო ჩქერებზე კენჭნარხრეშოვანია.

ბეთლამსა და ნაქალაქევის სოფლებს შორის ხეობის ფერდობები ებჯინებ უშუალოდ კალპოტს. ნაპირები კლდოვანია.

მესამე უბანი, ს. ნაქალაქევთან შესართვამდე სიგრძით 36კმ, ქ. სენაკამდე ტრაპეციული ფორმისაა, მკვეთრად გამოხატული მარჯვენა მთიანი ფერდობებით და მარცხენა, ბუნებრივ გარემოსთან შერწყმული ფორმებით. ტრაპეციული ხეობის სიგანე ფუძეში არის 4-4,5 კმ-ი. ქვემოთ შესართვამდე ხეობა მკაფიოდ არ არის გამოსახული(ნახ.).

ფერდობი სწორხაზოვანია და ამობურცული, აგებულია თიხოვანი გრუნტებით, გამოყენებულია სახნავე-სათესად და მებაღეობისათვის. ზოგ ადგილას დაფრაულია ბუჩქნარებით და ცალკეული ხეებით.

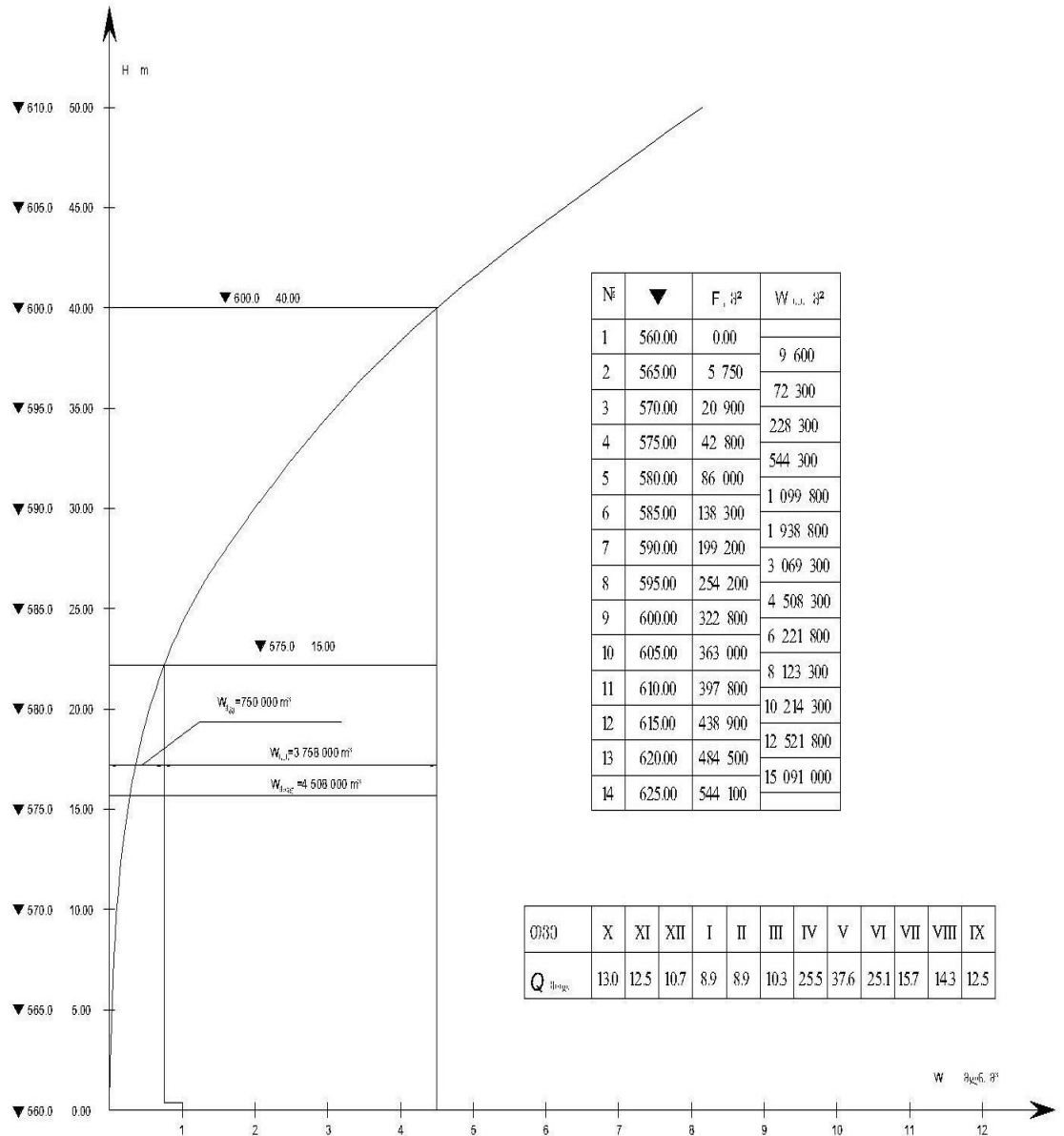
ჭალის უბნის ზედა ნაწილში მისი სიგანეა 100-200მ, უმეტესეად 120მ. აგებულია კენჭნარით, ხრეშით და ქვიშით. ჭალა გაშლილია. ზოგ ადგილზე გვხვდება მდელოვანი უბნები, რომლებიც გამოიყენება საძოვრებად. წყალდიდობისას ჭალები იტბორება 1-1,5 მ სისქის წყლის ფენით, ხოლო ქ. სენაკის ქვემოთ დატბორვის სისქე შეადგენს 2-2,5 მ-ს.

კალპოტი ქ. სენაკამდე ზომიერად დაკლაკნილია, ზოგ ადგილზე ძალზე დატოტვილია, ქვემოთ ძლიერ მეანდრირებად. მოხვეულობები და ჩქერები მონაცვლეობენ ყოველ 80-100მ-ზე. მდინარის სიგანე სოფ. ძველ სენაკთან 40 მ-ია, უმეტესწილად არის 45მ. სიღრმე მოხვეულობებში 1,5-2,0მ, ჩქერებზე 0,6–1მ. შესაბამისად სიჩქარეა 0,6 - 0,8მ/წმ და 1-1,4მ/წმ. ჩქერებზე ფსკერი აგებულია მსხვილი კენჭნარით და ქვებით, მოსახვევებში ქვიშით და ხრეშით.

გაანგარიშებების თანმიმდევრობა

რადგანაც წყალსაცავს გააჩნია თვიური რეგულირების საშუალება ჰესის დადგმული სიმძლავრის შესაძლო ვარიანტების განხილვის დროს მიზანშეწონილია საანგარიშო ხარჯი აღემატებოდეს საშუალო მრავალწლიურ ხარჯს. ე.ი. $Q_{საშ} = 16.25 \text{მ}^3/\text{წმ-ს}$. დაკვირვებაში

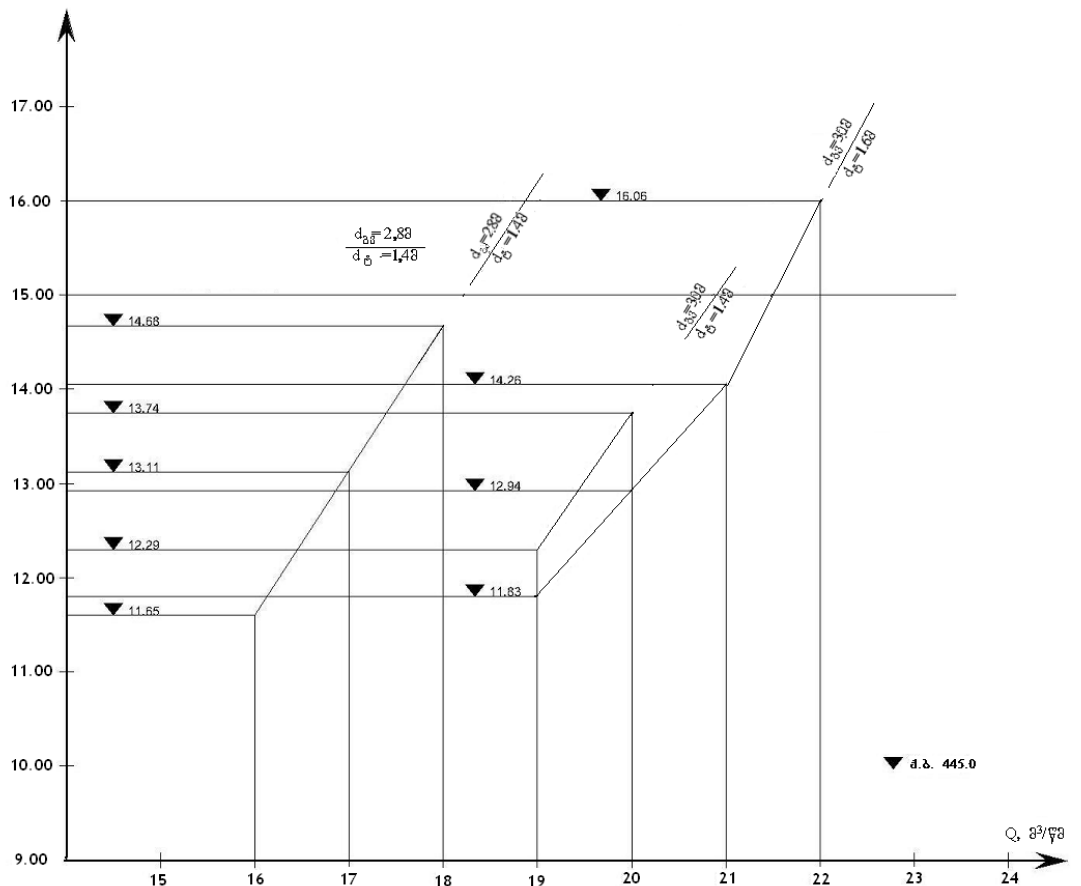
მოცემული საშუალო თეიური ხარჯების ცხრილი ნაჩვენებია წყალსაცავის მოცულობის გრაფიკის ნახაზზე 2.12.



ნახაზი 2.12 წყალსაცავის მოცულობის გრაფიკი

ამიტომ საანგარიშო ხარჯი ერთ-ერთ ვარიანტში მიღებული იქნა $Q_{საანგ} = 21 \text{ მ}^3/\text{წმ}$ -ის ტოლად. ამასთან ერთად თუ მხედველობაში მივიღებთ იმას, რომ საქართველოს ენერგეტიკისა და ბუნებრივი რესურსების სამინისტროს მიერ შემუშავებული მემორანდუმის მიხედვით ჰესის მშენებლობის კერძო კაპიტალით დამფინანსებელმა, ე.ი. მესაკუთრემ

გენერირებული ენერჯია 3 თვის განმავლობაში: ნოემბერში, დეკემბერში და იანვარში უნდა მიაწოდოს საქართველოს გაერთიანებულ ელექტროენერგეტიკულ სისტემას, საანგარიშო დაწინააღმდეგებელი მიზანშეწონილია მივიჩნიოთ ის დაწინააღმდეგება, რომელიც შეესაბამება იანვრის თვის ბოლოს წყალსაცავში არსებულ დონეს. თუ დაგუშვებთ, რომ ასეთი დაშვება თვიური და უფრო ნაკლები პერიოდის რეგულირების მქონე წყალსაცავის პირობებში მიზანშეწონილია (მცირე მოცულობის მქონე წყალსაცავებისათვის დამუშავების და ავსების ოპტიმალური გრაფიკის პოვნას აზრი არ აქვს) განხორციელდეს, ზამთარში ჰესის სიმძლავრის გაზრდა ყოველთვიურად წყალსაცავიდან თანაბარი მოცულობის წყლის აღების გზით, მაშინ ეს მოცულობა ტოლი იქნება 500მ³. ასეთი მოცულობების 3 თვის განმავლობაში აღების შემთხვევაში იანვრის თვის ბოლოს წყალსაცავში დამყარდება დაახლოებით 590 მ დონე. მაშინ თუ გავითვალისწინებთ, რომ საანგარიშოდ მიღებული $Q_{საანგ} = 21\text{მ}^3/\text{წმ}$ ხარჯს შეესაბამება ჯამური დანაკარგი ნახაზი 2.13-ზე



ნახაზი 2.13 დერეგაციასა და მილსადენში დანაკარგების გრაფიკი
 ნაჩვენები გრაფიკის მიხედვით $\sum h=14$ მ-ია. საანგარიშო დაწნევა
 გამოითვლება $h_{საანგ} = \nabla 590 - \nabla 445 - 14 = 131$ მ;

აღნიშნულ პირობებში დადგმული სიმძლავრე იანგარიშება
 შემდეგნაირად:

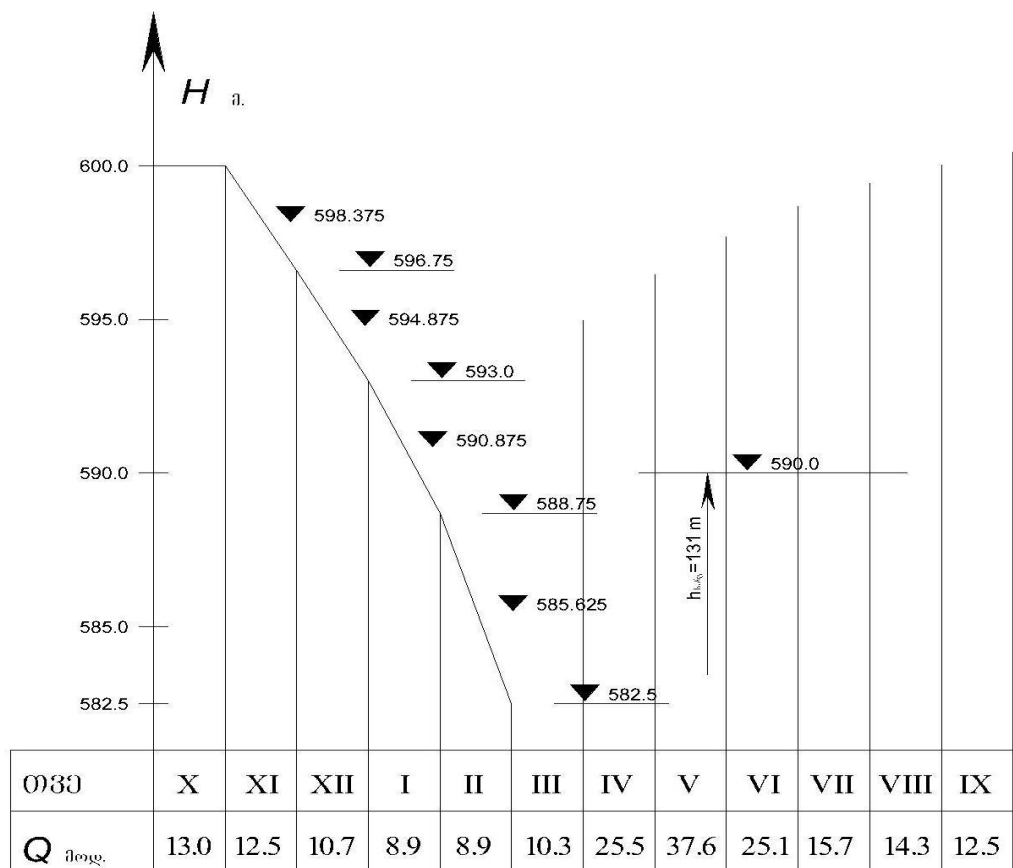
$$N_{დადგმ} = 9,8 \cdot Q_{საან} \cdot h_{საან} \cdot \eta_{ტ} \cdot \eta_{გენ} = 9,8 \cdot 21 \cdot 131 \cdot 0,98 \approx 24000 \text{ კვტ}; \quad (1)$$

აქ გათვალისწინებულია არსებული მონაცემები იმის შესახებ,
 რომ ფრენსის ტიპის ტურბინისათვის შეგვიძლია მივიღოთ პერიოდად

აქვე უნდა აღინიშნოს, რომ შესაძლებელია დადგმული
 სიმძლავრის ზრდა 25,5 მგვტ-მდე გვირახის დიამეტრის შეუცვლელად,
 რადგან მას შეუძლია გაატაროს 23მ³/წმ. მ შემთხვევაში დანაკარგი
 გვირახში ნახ.2-ის მიხედვით გაიზრდება $\sum h=18$ მ.დ მაშინ საანგარიშო
 დაწნევა ტოლი იქნება

$$H_{საანგ} = \nabla 590 - \nabla 445 - 18 = 127 \text{ მ};$$

იგი ნაჩვენებია წყალსაცავის დამუშავების გრაფიკზე ნახაზი 2.14



ნახაზი 2.14 წყალსაცავის დამუშავების გრაფიკი
დადგმული სიმძლავრე კი იანგარიშება ფორმულით

$$N_{\text{დადგმ}}=9,8 Q_{\text{საან}} \cdot h_{\text{საან}} \cdot \eta_{\text{ტ}} \cdot \eta_{\text{გენ}}=9,8 \cdot 23 \cdot 127 \cdot 0,91 \cdot 0,98 \approx 25,5 \text{ მგვტ};$$

განვიხილოთ ვარიანტი, როცა შესაძლებელია ზამთრის ყველაზე დაძაბული 3 თვის განმავლობაში სისტემას მიეწოდოს 24 მგვტ სიმძლავრე დღე-ღამის პიკურ ნაწილში. დღე-ღამის საანგარიშო დატვირთვის მიხედვით მიზანშეწონილია შეირჩეს პიკური დატვირთვის საანგარიშო პერიოდი. საქართველოს ელექტროენერგეტიკული სისტემისთვის იგი შეიძლება მერყეობდეს 9÷6 სთ-ის ფარგლებში. ჩვენ პიკური სიმძლავრის დასაფარავ პერიოდად მივიღებთ 7სთ-იან ზონას ასეთ ინტერვალში 24 მგვტ სიმძლავრით მუშაობისათვის საჭიროა ვიცოდეთ ტურბინებში გასული ხარჯი და შესაბამისი სასარგებლო დაწნევა. რადგანაც სასარგებლო $H_{\text{ნეტო}}$ დაწნევა დამოკიდებულია ტურბინებში გასულ ხარჯზე. დადგმული სიმძლავრის შესაბამის დაწნევისა და ხარჯის ერთდროულად განსაზღვრა ქმნის სირთულეებს. ამიტომ ჯერ პირველ მიახლოებაში უნდა დავუშვათ სასარგებლო დაწნევა გაანგარიშებული საანგარიშო დაწნევის შესაბამისი დანაკარგით, ე.ი. 14მ დანაკარგით

$$h_1 = 598,375 - 445 - 14 = 139,375 \text{ მ};$$

მიღებული დაწნევის შესაბამისი ჰესის ხარჯი იანგარიშება ფორმულით

$$Q_{\delta} = \frac{N}{h_1 \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გა}}} = \frac{240000}{139,375 \cdot 8,74} = 19,7 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

მიღებული ხარჯის შესაბამისი დაწნევის დანაკარგი ნახ.2-ის მიხედვით შეადგენს $\Sigma h = 12,6 \text{ მ}$. მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება:

$$h_1^1 = 598,375 - 445 - 12,6 = 14,775 \text{ მ}$$

შესაბამისად ჰესის ხარჯი

$$Q_{\delta} = \frac{N}{h_1^1 \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გა}}} = \frac{240000}{140,775 \cdot 8,74} = 19,5 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

როგორც ჩანს, დაწნევის დაზუსტების შემდეგ ჰესის ხარჯი უმნიშვნელოდ შეიცვალა და ამიტომ აღარ ვაგრძელებთ დაზუსტებას.

მიღებული ხარჯის გამოყენებით შეგვიძლია ვიანგარიშოთ წყლის ის მოცულობა, რომელიც საჭიროა 7 სთ-ის განმავლობაში 24 მგვტ სიმძლავრით მუშაობისათვის.

$$W_{\text{მოთ}}^{\text{XI}} = Q_{\text{ტ}} \cdot T_{\text{თვ}} = 19,5 \cdot 7 \cdot 30 \cdot 3600 = 14742000 \text{ მ}^3;$$

მოდინებული წყლის მოცულობას დამტებული წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობა ტოლია

$$W_{\text{მოღ}}^{\text{XI}} = (Q_{\text{XI}} - Q_{\text{სანიტ}}) \cdot T_{\text{თვ}} + \Delta W_{\text{წყალსაც}} = (12,5 - 0,5) \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600 + 939500 = 32043500 \text{ მ}^3$$

$Q_{\text{სანიტ}} = 0,5 \text{ მ}^3/\text{წმ}$ სანიტარული ხარჯია გადასაშვები ქვემო ბიუფში.

როგორც ჩანს, მოდინებული წყლის მოცულობას დამატებული წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობა მეტია, ვიდრე საჭირო წყლის მოცულობა, ე.ი. $W_{\text{მოღ}}^{\text{XI}} > W_{\text{მოთ}}^{\text{XI}}$, ამიტომ დარჩენილი წყლის მოცულობა გამოხატული სხავობით $W_{\text{მოღ}}^{\text{XI}} - W_{\text{მოთ}}^{\text{XI}}$ უნდა გამოვიყენოთ 7 სთ-იანი პიკური ზონის გარეთ. უპრიანი იქნება თუ მას გამოვიყენებთ ორი ტურბინის სრული სიმძლავრით დასატვირთად ე.ი. 16 მგვტ-ი სიმძლავრის მისაღებად. ცხადია, სიმძლავრის შემცირების გამო სატურბინო ხარჯი შემცირდება და შესაბამისად წნევის დანაკარგებიც შემცირდება. პირველ მიახლოებას ვანგარიშობთ შემცირებულ ხარჯს დანაკარგების შემცირების გარეშე.

$$Q_{\text{ტ}}^1 = \frac{N}{h_1^1 \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გა}}} = \frac{16000}{140,775 \cdot 8,74} = 13 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

ამ ხარჯის შესაბამისი დანაკარგი ნახ.2-ის მიხედვით ტოლია $h_1^2 = 5 \text{ m}$, მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$h_{\text{სას}} = 598.375 - 445.514 = 148.375 \text{ მ}$$

$$Q_{\text{ტ}}^2 = \frac{N}{h_1^2 \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გა}}} = \frac{16000}{148,775 \cdot 8,74} = 12,3 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

მიღებული ხარჯის გამოყენებით შეგვიძლია ვიანგარიშოთ წყლის ის მოცულობა, რომელიც საჭიროა 16 მგვტ-ი სიმძლავრით 1 სთ-ის განმავლობაში გამომუშავების მისაღებად.

$$W(t-1sT) = 12.3 \cdot 1.0 \cdot 30 \cdot 3600 = 1\ 328\ 400 \text{ მ}^3;$$

ნარჩენი მოცულობა კი ტოლია

$$\Delta W^{\text{XI}} = W_{\text{მოღ}}^{\text{XI}} - W_{\text{მოთ}}^{\text{XI}} = 32043500 - 14.742.000 = 17.301.500 \text{ მ}^3;$$

ჰესის 16 მგვტ სიმძლავრით მუშაობის ხანგრძლივობა კი ტოლი იქნება

$$T_x^{XI} = \frac{\Delta W^{XI}}{W(t=1\text{სთ})} = \frac{17301500}{1328400} = 13 \text{ სთ.}$$

ჰესის გამომუშავება XI თვეში 24 მგვტ სიმძლავრით–

$$\Theta_{\text{გარ}}^{XI} = 24000 \cdot 7.0 \cdot 30 = 5040000 \text{ კვტ.სთ};$$

ჰესის გამომუშავება 16 მგვტ სიმძლავრით –

$$\Theta^{XI} = 16000 \cdot 13 \cdot 30 = 6240000 \text{ კვტ.სთ};$$

ჯამური გამომუშავება XI თვეში –

$$\Theta_{\Sigma}^{XI} = \Theta_{\text{გარ}}^{XI} + \Theta^{XI} = 25040000 + 6240000 = 112800000 \text{ კვტ.სთ.}$$

XII თვე

XI თვეში წყალსაცავის დამუშავების შემდეგ, როგორც ჩანს საშუალო ნიშნული წყალსაცავში არის $\nabla 594,875\text{მ}$.

თუ პირველ მიახლოებაში სასარგებლო დაწნევად მივიჩნევთ წინა თვის დაწნევის დანაკარგს $h_1^1 = 12,6 \text{ მ}$, ტურბინებში გასული ხარჯი ტოლი იქნება

$$h_2^1 = \nabla 594,875 - \nabla 445 - 12.6 = 137.275 \text{ მ}$$

$$Q_{\delta} = \frac{N}{h_2^1 \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გა}}} = \frac{240000}{137,275 \cdot 8,74} = 20 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

მიღებული ხარჯის შესაბამისი დანაკარგი ტოლია 12,9მ. მაშინ დაზუსტებული სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$h_2^2 = \nabla 594,875 - \nabla 445 - 12.9 = 136.975\text{მ}$$

დაზუსტებული ტურბინის ხარჯი კი იქნება

$$Q_{\delta} = \frac{N}{h_2^2 \cdot 8,74} = \frac{240000}{136.975 \cdot 8,74} = 20,05 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

მოთხოვნილი წყლის მოცულობა 24 მგვტ-ის მისაღებად ტოლია

$$W_{\text{მოთ}}^{XII} = Q_{\delta} \cdot T_{\text{თვ}} = 20,05 \cdot 7 \cdot 31 \cdot 3600 = 15663060 \text{ მ}^3;$$

XII თვეში მოდინებული წყლის მოცულობას დამატებული წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობა ტოლია

$$W_{\text{მოღ}}^{XII} = (Q_{XII} - 0.5) \cdot T_{\text{თვ}} + \Delta W_{\text{წყალსაც}} = (10,7 - 0,5) \cdot 31 \cdot 24 \cdot 3600 + 939500 = 28259180 \text{ მ}^3$$

მოთხოვნილს ზევით წყლის მოცულობა ტოლია

$$\Delta W^{XII} = W_{\text{მოც}}^{XII} - W_{\text{მოთხ}}^{XII} = 28\,259\,180 - 15\,663\,060 = 12\,596\,120 \text{ მ}^3;$$

ეს მოცულობა უნდა გამოიყენებულ იქნას 16 მგვტ-ის მისაღებად. ენერჯის დანაკარგი წინა თვის შესაბამისად ისევ შეგვიძლია ავიღოთ 5მ-ის ტოლი. მაშინ სასარგებლო დაწნევა იქნება

$$H_{\text{სას}} = 7594.875 - 7445.5 = 144.875 \text{ მ.}$$

შესაბამისად სატურბინო ხარჯი შემცირდება და მივიღებთ

$$Q_{\delta} = \frac{16000}{144.875 \cdot 8.74} = 12.63 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

16 მგვტ სიმძლავრით 1 სთ-ის განმავლობაში მუშაობისათვის საჭირო წყლის მოცულობა ტოლია

$$W(\text{ტ-1სთ}) = 12.63 \cdot 1.0 \cdot 31 \cdot 3600 = 1\,409\,508 \text{ მ}^3.$$

16 მგვტ სიმძლავრით მუშაობის ხანგრძლივობა ტოლი იქნება

$$T_X^{XII} = \frac{\Delta W^{XII}}{W(t=1\text{სთ})} = \frac{12\,596\,120}{1\,409\,508} = 8.9 \text{ სთ}$$

ჰესის გამომუშავება 24 მგვტ სიმძლავრით

$$\Theta_{\text{გარ}}^{XII} = 24000 \cdot 7.0 \cdot 31 = 5\,208\,000 \text{ კვტ.სტ};$$

ჰესის გამომუშავება 16 მგვტ სიმძლავრით

$$\Theta^{XII} = 16000 \cdot 13 \cdot 31 = 4\,414\,400 \text{ კვტ.სთ};$$

ჯამური გამომუშავება XII თვეში

$$\Theta_{\Sigma}^{XII} = \Theta_{\text{გარ}}^{XII} + \Theta^{XII} = 5\,208\,000 + 4\,414\,400 = 9\,622\,400 \text{ კვტ.სთ.}$$

I თვე იანვარი

წინა 2 თვის განმავლობაში წყალსაცავის დამუშავების შემდეგ წყალსაცავში დამყარებული საშუალო ნიშნული არის 7590,875მ.

ამ თვის დაწნევის საანგარიშოდ პირველ მიახლოებაში გამოვიყენოთ წინა თვის დაწნევის დანაკარგი $h_1^1 = 12.9$ მ, მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$h_3^1 = 7590.875 - 7445 - 12.9 = 132.975 \text{ მ}$$

შესაბამისი ტურბინის ხარჯი ტოლია

$$Q_{\delta} = \frac{N}{h_3^1 \cdot 9.8 \cdot \eta_{\text{გა}}} = \frac{24000}{132.975 \cdot 8.74} = 20.65 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

შესაბამისი დაწნევის დანაკარგი ტოლია 13,55მ. მაშინ დაზუსტებული სასრგებლო დაწნევა ტოლია

$$h_3^2 = 1590,875 - 1445 - 13,55 = 132,325\text{მ};$$

დაზუსტებული ტურბინის ხარჯი ტოლი იქნება

$$Q_{\delta} = \frac{N}{h_3^2 \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{მ.}}}} = \frac{240000}{132,325 \cdot 8,74} = 20,75 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

მოთხოვნილი წყლის მოცულობა 24 მგვტ-ის მისაღებად გამოითვლება

$$W_{\text{მოთ.}}^I = Q_{\delta} \cdot T_{\text{თ.}} = 20,75 \cdot 7 \cdot 31 \cdot 3600 = 16\,209\,900 \text{ მ}^3;$$

I თვეში მოდინებული წყლის მოცულობას დამატებული წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობა ტოლია

$$W_{\text{მოღ.}}^I = (Q_I - Q_{\text{სან.}}) \cdot T_{\text{თ.}} + \Delta W_{\text{წყლსაც.}} = (8,9 - 0,5) \cdot 31 \cdot 24 \cdot 3600 + 939\,500 = 23\,438\,060 \text{ მ}^3;$$

მოთხოვნილს ზევით არსებული წყლის მოცულობა ტოლია

$$\Delta W^I = W_{\text{მოღ.}}^I - W_{\text{მოთ.}}^I = 23\,438\,060 - 16\,209\,900 = 7\,228\,160 \text{ მ}^3;$$

მიზანშეწონილია ეს მოცულობა გამოყენებული იქნას 16 მგვტ-ის მისაღებად. ენერჯის დანაკარგი საკმაო სიზუსტით შეგვიძლია ავიღოთ ისევე 5მ-ის ტოლი, მაშინ სასარგებლო დაწნევა გამოითვლება

$$H_{\text{სას.}} = 1590,875 - 1445 - 5 = 140,87\text{მ}.$$

შესაბამისად სატურბინო ხარჯი შემცირდება და მივიღებთ

$$Q_{\delta} = \frac{16000}{140,87 \cdot 8,74} = 12,99 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

16 მგვტ სიმძლავრით 1 სთ-ის განამგლობაში მუშაობისათვის საჭირო წყლის მოცულობა ტოლია

$$W(1-1\text{სთ}) = 12,99 \cdot 1,0 \cdot 31 \cdot 3600 = 1\,450\,288 \text{ მ}^3$$

16 მგვტ სიმძლავრით მუშაობის ხანგრძლივობა ტოლია

$$T_x^I = \frac{\Delta W^I}{W(t=1\text{სთ})} = \frac{7\,228\,160}{1\,450\,288} = 4,98 \text{ სთ};$$

ჰესის გამომუშავება 24 მგვტ სიმძლავრით

$$\Theta_{\text{გ.არ.}}^I = 24000 \cdot 7,0 \cdot 31 = 5\,208\,000 \text{ კვტ.სთ}$$

ჰესის გამომუშავება 16 მგვტ სიმძლავრით

$$\Theta^I = 16\,000 \cdot 4,98 \cdot 31 = 2\,470\,800 \text{ კვტ.სთ};$$

ჯამური გამომუშავება I თვეში

$$\mathcal{Q}_{\Sigma}^I = \mathcal{Q}_{\text{გარ}}^I + \mathcal{Q}^I = 5\,208\,000 + 2\,470\,080 = 7\,678\,080 \text{ კვტ.სთ};$$

II თვე თებერვალი

თებერვალში წყალსაცავის დამუშავება ხდება ბოლომდე ე.ი. მინიმალური შეტბორვის დონემდე მისი ნიშნულია $\#582,5\text{მ}$, საშაუალო ნიშნული კი ტოლია $\#585,625$ მ-ის.

თუ დაწნევის დანაკარგს პირველ მიახლოებაში ავიღებთ იგივეს, რაც წინა თვეში გვქონდა ანუ $13,55\text{მ}$, მაშინ სასარგებლო დაწნევა გამოითვლება ფორმულით

$$h_4^1 = \#585,625 - \#445 - 13,55 = 127,07\text{მ}$$

ეს დაწნევა ნაკლებია საანგარიშო დაწნევაზე $h_{\text{სან}} = 131 > h_4^1 = 127,07\text{მ}$. ამიტომ ჩვენ ვერ მივიღებთ გარანტირებულ სიმძლავრეს $q_{\text{გარ}} = 24$ მგვტ-ს. ფრენისის ტიპის ტურბინისათვის სიმძლავრე შეიძლება შევაფასოთ კოეფიციენტით $\eta_k = 0,92$. მაშინ ტურბინის ხარჯი იანგარიშება

$$Q_{\delta} = \frac{24000 \cdot 0,92}{127,07 \cdot 8,74} = 19,88 \approx 19,9 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

ტურბინების ამ ხარჯის შესაბამისი დანაკარგი ტოლია $13,6\text{მ}$. მაშინ სასარგებლო დაზუსტებული დაწნევა იანგარიშება

$$h_4^2 = \#585,625 - \#445 - 13,6 = 127\text{მ};$$

ამრიგად, პირველია და მეორე მიახლოება დაემთხვა ერთმანეთს. ამიტომ ჩვენ ამოვდივართ ნაანგარიშევი ხარჯის მნიშვნელობიდან. საჭირო წყლის მოცულობა $0,92 \cdot 24\,000$ სიმძლავრის მისაღებად

$$W_{\text{მოთხ}}^{\text{II}} = Q_{\delta} T_{\text{თვ}} = 19,9 \cdot 7 \cdot 28 \cdot 3600 = 14\,041\,440 \text{ მ}^3;$$

II თვეში მოდინებული წყლის მოცულობას დამტებული წყალსაცავიდან აღებული წყლის მოცულობა, ტოლია

$$W_{\text{მოდ}}^{\text{II}} = (Q_{\text{II}} - Q_{\text{სან}}) \cdot T_{\text{თვ}} + \Delta W_{\text{წყალსაც}} = (8,9 - 0,5) \cdot 28 \cdot 24 \cdot 3600 + 939\,500 = 20\,321\,280 \text{ მ}^3;$$

მოთხოვნილზე მეტი მოდინებული წყლის მოცულობა ტოლია

$$\Delta W^{\text{II}} = W_{\text{მოდ}}^{\text{II}} - W_{\text{მოთხ}}^{\text{II}} = 20\,321\,280 - 14\,041\,440 = 6\,279\,840 \text{ მ}^3;$$

ეს მოცულობა შესაძლებელია გამოყენებული იქნას ორი ტურბინის მაქსიმალური სიმძლავრით ასამუშავებლად. რადგანაც აქაც ხარჯი შემცირდება, წნევის დანაკარგი ისევ 5მ იქნება, ამიტომ სასარგებლო დაწნევა გამოითვლება

$$\Phi_{\text{სას}} = \text{₾}585,625 - \text{₾}445 - 5 = 135,625\text{მ};$$

შესაბამისად სატურბინო ხარჯი შემცირდება და მივიღებთ

$$Q_{\delta} = \frac{16000 \cdot 0,92}{135,625 \cdot 8,74} = 12,42 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

1 მგვტ სიმძლავრით 1 სთ-ის განმავლობაში მუშაობისათვის საჭირო წყლის მოცულობა ტოლია

$$W(\text{ტ-1სთ}) = 12,42 \cdot 1,0 \cdot 28 \cdot 3600 = 1\,251\,748 \text{ მ}^3;$$

16 000×0,92მგვტ სიმძლავრით მუშაობის ხანგრძლივობა ტოლია

$$T_x^{\text{II}} = \frac{\Delta W^{\text{II}}}{W(t = 1\text{სთ})} = \frac{6\,279\,840}{1\,251\,748} = 5 \text{ სთ};$$

ჰესის გამომუშავება 24 000×0,92 სიმძლავრით

$$\Theta^{\text{II}} = 24000 \cdot 0,92 \cdot 7,0 \cdot 28 = 4327680 \text{ კვტ.სთ};$$

ჰესის გამომუშავება 16 000×0,92 სიმძლავრით

$$\Theta = 16000 \cdot 0,92 \cdot 5 \cdot 28 = 2\,060\,800 \text{ კვტ.სთ};$$

ჯამური გამომუშავება II თვეში

$$\Theta_{\Sigma}^{\text{II}} = \Theta_{\Sigma}^{\text{I}} + \Theta^{\text{II}} = 4\,327\,680 + 2\,060\,800 = 6\,388\,480 \text{ კვტ.სთ}$$

III თვე მარტი

მარტის თვეში წყლის დონე დასულია მინიმალური შეტბორვის დონემდე. ამ თვეში მოდინებული ხარჯით წყალსაცავის ავსება რომ დაიწყოს ჰესის სიმძლავრე მნიშვნელოვნად შემცირდება. ამიტომ მიზანშეწონილია ჰესმა იმუშაოს მოდინებულ ხარჯზე ე.ი. $Q_{\text{III}} = 10,3\text{მ}^3/\text{წმ} - 0,5\text{მ}^3/\text{წმ} = 9,8 \text{ მ}^3/\text{წმ}$, ამ შემთხვევაში დანაკარგი ნახ.2-ის მიხედვით, როცა მოთხოვნილი სიმძლავრე ტოლია $16\,000 \times 0,92 = 14\,720$ კვტ-ის, წინა თვეების მსგავსად შეგვიძლია ავიღოთ 5მ-ის ტოლი, მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$\Phi_{\text{სას}} = \text{₾}582,5 - \text{₾}445 - 5 = 132,5\text{მ} > 131\text{მ}.$$

შესაბამისად ხარჯი იანგარიშება

$$Q_{\delta} = \frac{16000 \cdot 0,92}{132,5 \cdot 8,74} = 13,8 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

14 720 კვტ-ით მუშაობის დროს 1 სთ-ში საჭირო წყლის მოცულობა

$$W(\text{ტ-1სთ}) = 12,7 \cdot 1,0 \cdot 31 \cdot 3600 = 1\,541\,902 \text{ მ}^3;$$

მოდინებული ხარჯით მიღებული მოცულობა

$$W_{\text{მოდ}}^{\text{III}} = (Q_{\text{III}} - Q_{\text{საფ}}) \cdot T_{\text{თგ}} = (10,3 - 0,5) \cdot 20 \cdot 31 \cdot 3600 = 6248320 \text{ მ}^3$$

14720 კვტ სიმძლავრით მუშაობის ხანგრძლივობა

$$T_x = \frac{\Delta W_{\text{მოდ}}^{\text{II}}}{W(t=1\text{სთ})} = \frac{26\,248\,320}{1541902} = 17 \text{ სთ};$$

ამრიგად, III თვეში მიღებული გამომუშავება ტოლია

$$\Theta^{\text{III}} = 16000 \cdot 17 \cdot 31 = 8\,450\,902 \text{ კვტ.სთ}$$

IV თვე აპრილი

აპრილში სისტემის დატვირთვა მცირდება და ამიტომ შესაძლებელია მოდინებული ხარჯის ნაწილი გამოყენებულიქნეს წყალსაცავის ასაგსებად.

წყალსაცავის სასარგებლო მოცულობის შესაბამისი წყლის ხარჯი ტოლია

$$Q_{w_f} = \frac{W_{\text{საფ}}}{T} = \frac{3758000}{24 \cdot 30 \cdot 3600} = 1,45 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

მოდინებული ხარჯის დარჩენილი ნაწილი ტოლია

$$Q_{\text{დარჩ}}^{\text{IV}} = Q_{\text{მოდ}}^{\text{IV}} - Q_{w_f} = 25,50 - 1,45 = 24,05 \text{ მ}^3/\text{წმ};$$

დარჩენილ ხარჯს შეუძლია მოგვცეს ჰესის დადგმული სიმძლავრე 24 მგვტ-ს ოდენობით. გასარკვევია მხოლოდ რა დროში გაივსება წყალსაცავი და სასარგებლო დაწნევები როგორ შეიცვლება თვის შიგნით ავსების პროცესში. თუ ეს საკმაოდ სწრაფად მოხდება სიმძლავრის მაკორექტირებელ კოეფიციენტად შეგვიძლია ავიღოთ

$\eta_k = 0,95$ და ვიანგარიშოთ IV თვეში შესაძლო მისაღები გამომუშავება

$$\Theta^{\text{IV}} = 24000 \cdot 0,95 \cdot 24 \cdot 30 = 16\,416\,000 \text{ კვტ.სთ.}$$

V თვე მაისი

მოდინებული ხარჯი მეტია გარანტირებული სიმძლავრის მისაღებად საჭირო ხარჯზე და ამიტომ გამომუშავება იანგარიშება მარტივად

$$\Theta^{\text{V}} = 24000 \cdot 24 \cdot 31 = 17\,856\,000 \text{ კვტ.სთ.}$$

VI თვე

მოდინებული ხარჯი ისევ მეტია გარანტირებული სიმძლავრის მისაღებად საჭირო ხარჯზე და ამიტომ გამომუშავება იანგარიშება მარტივად

$$\Theta^{\text{VI}} = 24000 \cdot 24 \cdot 30 = 17\,280\,000 \text{ კვტ.სთ}$$

VII თვე

მოდინებული ხარჯი $Q_{\text{VII}} = 15,7$ მ³/წმ ნაკლებია გარანტირებული სიმძლავრის მისაღებად საჭირო ხარჯზე. ამიტომ ვადგენთ ამ ხარჯის შესაბამის დანაკარგს, რომელიც ტოლია 7,3 მ-ის.

მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$H_{\text{სას}} = \#600 - \#445 - 7,3 = 147,7 \text{ მ.}$$

ჰესის მიერ განვითარებული სიმძლავრე კი იანგარიშება

$$N_{\text{VII}} = (Q_{\text{მოლ}} - Q_{\text{სანიტ}}) \cdot h_{\text{სას}} \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გმ}} = (15,7 - 0,5) \cdot 147,7 \cdot 8,74 = 19\,622 \text{ კვტ.}$$

შესაბამისად თვიური გამომუშავება ტოლი იქნება

$$\Theta^{\text{VII}} = 19622 \cdot 24 \cdot 31 = 14\,598\,768 \text{ კვტ.სთ}$$

VIII თვე

მოდინებული ხარჯი $Q_{\text{VIII}} = 14,30$ მ³/წმ ნაკლებია გარანტირებული სიმძლავრის მისაღებად საჭირო ხარჯზე. ამიტომ გრაფიკის მიხედვით ვადგენთ ამ ხარჯის შესაბამის დანაკარგს, რომელიც ტოლია 6,0 მ-ის.

მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$H_{\text{სას}} = \#600 - \#445 - 6 = 149 \text{ მ.}$$

ჰესის მიერ განვითარებული სიმძლავრე კი იანგარიშება

$$N_{\text{VIII}} = (Q_{\text{მოლ}} - Q_{\text{სანიტ}}) \cdot h_{\text{სას}} \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გმ}} = (14,3 - 0,5) \cdot 149 \cdot 8,74 = 17\,971,188 \text{ კვტ.}$$

შესაბამისი თვიური გამომუშავება ტოლი იქნება

$$\Theta_{\text{VIII}} = 17\,971,188 \cdot 24 \cdot 31 = 13\,370\,563 \text{ კვტ.სთ}$$

IX თვე

მოდინებული ხარჯი იქნება $Q_{\text{IX}} = 12,5$ მ³/წმ შესაბამისი გრაფიკიდან აღებული დანაკარგის მნიშვნელობა 4,5მ.

მაშინ სასარგებლო დაწნევა ტოლი იქნება

$$H_{\text{სას}} = \#600 - \#445 - 4,5 = 150,5 \text{ მ.}$$

ჰესის მიერ განვითარებული სიმძლავრე კი იანგარიშება

$$N_{\text{IX}} = (Q_{\text{მოლ}} - Q_{\text{სანიტ}}) \cdot h_{\text{სას}} \cdot 9,8 \cdot \eta_{\text{გმ}} = (12,5 - 0,5) \cdot 150,5 \cdot 8,74 = 15\,784 \text{ კვტ.}$$

შესაბამისი თვიური გამომუშავება ტოლი იქნება

$$Q_{IX} = 17784 \cdot 24 \cdot 30 = 11364796 \text{ კვტ.სთ.}$$

X თვე

მოდინებული ხარჯი 13,0მ³/ წმ. შესაბამისი გრაფიკიდან აღებული დანაკარგის მნიშვნელობა 4,6მ.

სასარგებლო დაწნევა

$$h_{სსს} = 1600 - 1445 - 4,6 = 150,4\text{მ}$$

ჰესის მიერ განვითარებული სიმძლავრე

$$N_{IX} = (Q_{მოდ} - Q_{სანობ}) \cdot h_{სსს} \cdot 9,8 \cdot \eta_{გა} = (13 - 0,5) \cdot 150,5 \cdot 8,74 = 16431 \text{ კვტ.}$$

შესაბამისი გამომუშავება

$$Q_{IX} = 16431 \cdot 24 \cdot 31 = 12224812 \text{ კვტ.სთ.}$$

ჰესის წლიური გამომუშავება

$$\begin{aligned} Q_{წლ} &= 11280000 + 9622400 + 7678080 + 6388480 + 8450902 + 1641600 + 17856000 + \\ &+ 17280000 + 14598768 + 13370563 + 11364796 + 12224812 = \\ &= 59835862 + 86694939 = 146530801 \text{ კვტ.სთ.} \end{aligned}$$

ანალოგიური თანმიმდევრობით გაანგარიშებული იქნა ტექური ჰესის წლიური გამომუშავება, როცა დადგმულ სიმძლავრედ მიჩნეული იქნა 20,7 მგვტ, 22,0 მგვტ, 24,0 მგვტ, 25,5 მგვტ და 27,0 მგვტ.

შედეგები შეტანილია ცხრილი 2.1-ში.

ცხრილი 2.1 განსახილველ ვარიანტთა ენერგეტიკული მაჩვენებლები

№	სიმძლავრე კვტ.სთ	წლიური გამომუშავება კვტ.სთ	გამომუშავება პიკში კვტ.სთ	გამომუშავება ბაზისში კვტ.სთ	გამომუშავება პიკში გაორმა- გებული ფასის შემთხვევაში
1	20 700	138 553 543	13 330 800	125 222 743	
2	22 000	142 133 372	14 168 000	127 965 372	156 301 372
3	24 000	146 530 801	15 456 000	131 074 801	161 986 801
4	25 500	150 377 159	16 422 000	133 955 159	166 766 159
5	27 000	151 712 210	17 112 000	134 600 210	

როგორც ზემოთ მოყვანილ გაანგარიშებათა შედეგებიდან ჩანს შემოდგომა-ზამთრის სეზონში ჰესს შეუძლია იმუშაოს დადგმული სიმძლავრით არა 7 საათიან, არამედ 8 და 9 საათიან ზონაშიც, მაგრამ ასეთ გადაწყვეტილების მისაღებად საჭიროა გვექონდეს ზამთრის დაძაბულ დღეებში პიკური დატვირთვების გრაფიკი დამუშავებული და დაგეგმილი ენერგეტიკის სამინისტროს მიერ. ასეთი გრაფიკის გამოყენებით დეფიციტის ზონის დაფარვა ეკონომიკურად გამართლებული იქნება, როცა მომხმარებელი იხდის დიფერენცირებული ტარიფის მიხედვით. მაგრამ როცა საქართველოში ამჟამად ასეთი ტარიფი შემოღებული არარაის, ჩვენ მაინც ახალი ჰესის მშენებლობის პროექტირების დროს ვაღიარებთ ვართ, გავითავალისწინოთ ჰესის მუშაობა დეფიციტურ პიკურ ზონებში დადგმული სიმძლავრით. ზოგჯერ წყალსაცავის მცირე მოცულობისა და ზამთარში გაზაფხულ-ზაფხულის პერიოდთან შედარებით მდინარეში მოდინებული ხარჯის მნიშვნელოვნად შემცირების პირობებში, თუ იგი იმუშავებს პიკური დატვირთვის შესაბამისი ხანგრძლივობით, ვერ მოხერხდება დადგმული სიმძლავრის შენარჩუნება. ასეთ შემთხვევაში გაუმართლებელი იქნება დადგმული სიმძლავრის გაზრდა გაზაფხულ-ზაფხულის წყალუხვი ჩამონადენის ასათვისებლად.

ასეთი მოთხოვნა გამომდინარეობს იმ პრინციპებიდან, რომ აუცილებელია ჰესის სიმძლავრე სრული სიდიდით გამოყენებულ იქნეს ზამთრის პიკური დატვირთვის დასაფარავად იმ ხანგრძლივობით, რომელთაც დილის ან საღამოს პიკები ხასიათდებიან. ეს მოთხოვნა ავტომატურად კმაყოფილდება მაშინ, როცა მოქმედებს დიფერენცირებული ტარიფები, რომლის მიხედვით მომხმარებლების მიერ გაზრდილი მოთხოვნის პიკურ ზონებში ელექტროენერჯის ღირებულება გაცილებით მეტია, ვიდრე არაპიკურ ზონებში. ჩვენთან ჯერჯერობით არ არის შემოღებული ასეთი ტარიფები, მაგრამ მომხმარებელთა უპირატესი მოთხოვნები დაკმაყოფილებაზე უარის თქმა ცხადია ჰიდრორესურსების არარაციონალურ ათვისებას გამოიწვევს. შეიძლება გამონაკლისის სახით აღნიშნული მოთხოვნა დაირღვეს თუ გადაწყვეტილი იქნება გაზაფხულ-ზაფხულის

გამომუშაების გარანტირებულად მრავალწლიანი პერიოდით ექსპორტირება მომგებიანი მაღალი სატარიფო განაკვეთით. მაგალითად, ენერჯექტივის მინისტრის განცხადების საფუძველზე ჩვენთვის ცნობილი გახდა, რომ თურქეთი საზღვარზე 1 კვტს-ს ტრანსპორტირებისათვის იხდის 10ცენტ/კვტს-ში, მაგრამ უცნობია ამ ტარიფში რა წილს შეადგენს გენერაციის ტარიფი. ასევე უცნობია ეს ტარიფი ზამთარ-ზაფხულის სეზონის და პიკური და არაპიკური საათების მიხედვით იცვლება თუ არა. ჩვენი აზრით თუნდაც ზაფხულის სეზონში სადამოს პიკურ საათებში ტარიფი მეტი უნდა იყოს და იმპორტიორმა ქვეყანამ აუცილებლად უნდა გადაიხადოს გაზრდილი ტარიფი. უცხოელი ინვესტორისათვის ეს საკითხი ექსპორტიორი ქვეყნის სათანადო უფლებამოსილ დისტრიბუტორთან მოლაპარაკების და შეთანხმების გზით უნდა გადაწყდეს. ჩვენს მიერ წარმოდგენილ საინვესტიციო პროექტში ცხადია ამ საკითხის განხილვას აზრი არა აქვს.

2.8. ჰესის მშენებლობის საინვესტიციო პროექტების დაფინანსების საკითხები

საინვესტიციო პროექტის დაფინანსების რამდენიმე სქემა არსებობს, მაგრამ მათ შორის საუკეთესო ვარიანტის ამორჩევა უნდა მოხერხდეს იმ სპეციფიკის გათვალისწინებით, რომელიც გააჩნია კაპიტალტევად ჰიდროენერჯექტიკულ მშენებლობას. უპირველეს ყოვლისა ეს სპეციფიკა მდგომარეობს იმაში, რომ საშუალო და შედარებით მძლავრი ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობა მოითხოვს დიდი რაოდენობის კაპიტალდაბანდებას, რომლის უკუგების პერიოდიც საკმაოდ ხანგრძლივია. ამავე დროს ცნობილია, რომ სამშენებლო ობიექტზე ინვესტორი მხოლოდ მაშინ გააკეთებს ინვესტირებას, როცა იგი დარწმუნებული იქნება იმაში, რომ ამ ობიექტზე ნაწარმოები საქონლის ღირებულება არ აღემატება მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობას. ეს იმას ნიშნავს, რომ ასამშენებელ ჰესზე ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულება ტოლი ან ნაკლები უნდა იყოს, გრძელვადიანი პერიოდით განსაზღვრულ, ელექტროენერჯექტიკულ სისტემაში გაერთიანებულ იმ ელექტროსადგურზე ნაწარმოები

ელექტროენერჯის ღირებულებაზე, რომელზეც გენერირებული ელექტროენერჯის ტარიფი ყველაზე ძვირია.

ზემოთ აღნიშნულიდან გამომდინარე საჭიროა საშუალო და ასევე დიდი სიმძლავრის ჰესის საინვესტიციო პროექტის დაფინანსება განხორციელდეს ისეთი სქემით, რომელიც უზრუნველყოფს ნაწარმოები ელექტროენერჯის ღირებულების მინიმიზაციას.

ასეთი სქემის შესარჩევად მიზანშეწონილად მიგვაჩნია განვიხილოთ ის სქემები, რომლითაც ხერხდება დიდი ოდენობის კაპიტალის მობილიზება ხანგრძლივი პერიოდით ინვესტირებისათვის.

ყველაზე მარტივი სახის დაფინანსებას წარმოადგენს საკუთარი კაპიტალით საინვესტიციო პროექტის დაფინანსება. საშუალო და დიდი მასშტაბის პროექტირებისათვის ასეთი სახით დაფინანსება ვერ ხერხდება, რადგანაც დიდი ოდენობის კერძო თანხის გაღების შესაძლებლობა შესაბამისი დივიდენდის მიღებით შეუძლებელი ხდება. ამიტომ ასეთ დაფინანსება „ლევერიჯის გარეშე“ დაფინანსებად იწოდება და ჰიდროენერგეტიკულ მშენებლობებში შეიძლება გამოყენებულიქნეს მცირე ჰესების ე.ი. 13 მგვტ-მდე სიმძლავრის საინვესტიციო პროექტების დასაფინანსებლად.

საშუალო და მძლავრი ჰესების დასაფინანსებლად განვითარებული კაპიტალისურ ქვეყნებში გამოიყენება აქციონერული დაფინანსება. მაგრამ საქართველოს პირობებში ასეთი დაფინანსების გამოყენება ჯერჯერობით და უახლეს მომავალშიც შეუძლებლად მიგვაჩნია.

არსებობს ვენჩურული დაფინანსებაც, რომელსაც განახორციელებს ვენჩურული კომპანია. იგი წარმოადგენს შუამავალ კომპანიას კოლექტიურ ინვესტორსა და დასაფინანსებელ საწარმოს შორის, როცა პროექტის განხორციელების რისკის ფაქტორი დიდია. შესაბამისად, ვენჩურული კომპანია მიიღებს რაღაც ნაწილს ინვესტიციით მიღებული მოგებისა, ხოლო ძირითადი თანხა მოგებისა ნაწილდება საინვესტიციო პროექტის ინიციატორსა და ინვესტორებს შორის. ასეთი მიდგომის გამოყენება შეიძლება საშუალო სიმძლავრის ჰესის მშენებლობის პროექტის დაფინანსების პირობებში თუ რისკფაქტორის გამო მშენებლობის გაძვირება არ გაზრდის

ელექტროენერჯის ტარიფს უფრო მეტად, ვიდრე ელექტროენერჯეტიკულ სისტემაში მისი ზღვრული ღირებულებაა. სამწუხაროდ, საქართველოში ჯერჯერობით ვენჩურული კომპანიების შექმნისა და გამოყენების პრაქტიკა არ არსებობს.

მშენებლობის დაფინანსების ერთ-ერთ სახეს წარმოადგენს აგრეთვე დაკრედიტებით დაფინანსება. ეს იგივეა, რაც სესხით დაფინანსება, როცა ხდება გაღებული თანხის პროცენტთან ერთად მთლიანად დაბრუნება. მაგრამ სესხის გაცემა ხდება რაიმე ფასეულის დაკრედიტების საფუძველზე. დაფინანსების აღნიშნულ ხერხს განეკუთვნება ჰიპოთეკა, როცა ჩაიდება უძრავი ქონება, ნაგებობა, მიწა და სხვა ფასეული საქონელი. ასევე ხშირად გამოიყენება ლიზინგით დაფინანსება, რომელიც დაკრედიტების ერთ-ერთი სახეა საწარმოს ძირითადი ფონდების გასაზრდელად, მაგრამ ასეთ დაფინანსებას ჰიდროტექნიკურ მშენებლობაში აზრი აქვს მაშინ, როცა ელექტროენერჯის ტარიფის შემცირებაზე არ არის ორიენტაცია აღებული და ინვესტიციის ხანგრძლივობა მოკლევადიანია. ასეთი მიდგომა შეიძლება გამოყენებულიქნეს მცირე სიმძლავრის ჰესების მშენებლობის დროს.

მცირე და საშუალო სიმძლავრის ჰესების მშენებლობის დაფინანსებისათვის ყველაზე მიზანშეწონილად მიგვაჩნია წილობრივი დაფინანსება, როცა ნაწილი საინვესტიციო თანხისა გაღებული იქნება კერძო კაპიტალის სახით, ნაწილი ბანკის ან სხვა გამსესხებელი ორგანიზაციის მიერ.

ამ შემთხვევაში პრობლემას წარმოადგენს წილობრივი ისეთი თანაფარდობის მოძებნა, როცა ფინანსური რენტაბელობა მაქსიმუმს მიაღწევს. ყოველ შემთხვევისათვის აუცილებელია ისეთი თანაფარდობის მოძებნა კერძო და სესხით მიღებულ კაპიტალებს შორის, როცა ლევერიჯის ეფექტი ნულის ტოლი მაინც იქნება.

ეს იმას ნიშნავს, რომ სესხის მოზიდვით შექმნილი აქტივის ღირებულება არ მოახდენს იმდენად ძლიერ გავლენას მთლიანი აქტივის ღირებულებაზე რომ საწარმოს შემოსავლით ვერ მოხერხდეს ინვესტორისათვის ე.ი. საწარმოს მესაკუთრესათვის მოთხოვნილი დივიდენდის გაცემა. ზოგ შემთხვევაში შესაძლებელი ხდება ამ

დივიდენდის გაზრდა, რაც ფინანსურ რენტაბელობას გაზრდის, მაგრამ რადგანაც ელექტროენერგია წარმოადგენს აუცილებელი მოხმარების საქონელს. ინვესტორის მიერ მოთხოვნილი დივიდენდის გაზრდა ტარიფის დამატებით გაზრდის საფუძველზე დაუშვებლად მიგვაჩნია.

ჩვენ ქვემოთ განვიხილავთ სწორედ წილობრივი დაფინანსების შემთხვევას, მაგრამ არა განვიხილავთ კერძო და სასაესხო კაპიტალის ოპტიმალური თანაფარდობის ძიების პროცესს, რადგან მიგვაჩნია, რომ უმჯობესია ტურბინა-გენერატორის შექმნა და დამონტაჟება მოხდეს ბანკის კრედიტის გამოყენებით მიუხედავად იმისა, ეს თანხა საერთო კაპიტალდაბანდების რა ნაწილს წარმოადგენს.

ბოლო ხანებში ასევე წარმატებით იყენებენ აგრეთვე საინვესტიციო პროექტირების პროექტისმიერი დაფინანსების მეთოდს (ხერხს). ამ შემთხვევაში მსესხებელის მიერ მიღებული თანხის ანაზღაურება ხდება პროექტის განხორციელებით მიღებული შემოსავლით, მაგრამ პასუხისმგებლობას ანაზღაურებაზე იღებს ზოგჯერ თვით გამსესხებელი. ასეთი დაფინანსება იწოდება ფინანსირებად მსესხებელზე რეგრესის უფლების გარეშე. ცხადია, ამ შემთხვევაში რისკის ფაქტორი დიდია და გამსესხებელი საპროცენტო განაკვეთს ზრდის. რამაც ჩვენს შემთხვევაში შეიძლება ტარიფის გაუმართლებელი გაზრდა გამოიწვიოს. არის აგრეთვე ფინანსირება სრული რეგრესით, როცა მოთხოვნა თანხის ანაზღაურებაზე წაეყენება მსესხებელს, მაგრამ ასეთ შემთხვევაში თანხის ოდენობა შეზღუდულია, რის გამოც შესაძლებელი იქნება მხოლოდ მცირე სიმძლავრის ჰესების მშენებლობის დაფინანსება.

გამოიყენება აგრეთვე დაფინანსება შეზღუდული რეგრესით. როცა პროექტის განხორციელების ყველა მონაწილეს მათ მიერ გაწეული რისკის შესაბამისად წაეყენება მოთხოვნები ინვესტირებული თანხის დასაფარავად. ამ შემთხვევაში ყოველი მონაწილე თავის თავზე იღებს კომერციულ ვალდებულებებს და დაინტერესებულნი არიან მათ შესრულებაში. ასეთი მიდგომა შეიძლება წარმატებით გამოყენებული იქნეს საშუალო სიმძლავრის ჰესების მშენებლობის დასაფინანსებლად. მის გამოყენებას ბევრ ქვეყანაში, მაგალითად, რუსეთში, ხელს უწყობს

სახელმწიფოს მიერ მიღებული კანონი, ნაწარმოები საქონლის (პროდუქციის) გაყოფის შესახებ.

შეთანხმება პროდუქციის გაყოფის შესახებ წარმოადგენს ხელშეკრულებას, რომლის მიხედვით ინვესტორს გარკვეული პერიოდის განმავლობაში სრული უფლება ეძლევა შეისწავლოს ქვეყანაში არსებული სასარგებლო რესურსები ჩვენს შემთხვევაში ჰიდრორესურსები, საკუთარი ხარჯებით აწარმოოს საძიებო-საკვლევი სამუშაოები და განსაზღვროს ის შემოსავალი, რომელიც ამ რესურსის ათვისების შემდეგ მხარეებს შორის გაყოფას დაექვემდებარება.

როგორც წესი, აღნიშნულ შემთხვევაში შეთანხმების ერთ მხარეს წარმოადგენს სახელმწიფო თავის აღმასრულებელი ხელისუფლების (მთავრობის) რომელიმე ორგანოს სახით. მეორე მხარეს კი ინვესტორი, იურიდიული პირი, რომელიც შეიძლება იყოს საქართველოს ან უცხო ქვეყნის მოქალაქე და რომელსაც უნდა გააჩნდეს სათანადო გამოცდილება აღნიშნული სახის სამუშაოთა შესასრულებლად.

ჩვენ ტეხური ჰეის მშენებლობის საინვესტიციო პროექტის დაფინანსებას განვიხილავთ წილობრივი დაფინანსების სქემის გამოყენებით და მიგვაჩნია, რომ კერძო კაპიტალი საერთო დაფინანსების 30-35%-ის ფარგლებში მიზანშეწონილია გაღებულიქნეს ტურბინა-გენერატორის შესაძენად და მის დასამონტაჟებლად.

2.4 ტეხური ჰეის განხორციელების ვარიანტების ეკონომიკური შეფასებები

განსახილველ ვარიანტთა ენერგეტიკული მაჩვენებლები

ცხრილ 2.1-ში მოცემული განსახილველი სიმძლავრეების მიხედვით ვანგარიშობთ ტურბინა-გენერატორის ღირებულებებს იმ მდგომარეობის გათვალისწინებით, რომ დღევანდელ პირობებში 1კვტ-ის ღირებულება შემოტანა-დამონტაჟების გათვალისწინებით ტოლია 500\$-ის.

პირველი, მე-2, მე-3, მე-4 და მე-5 ვარიანტებისათვის ტურბინა-გენერატორის ღირებულება შესაბამისად ტოლია:

$$C_T^1 = 20\,700 \times 500 = 10\,350\,000 \$;$$

$$C_T^2 = 22\,000 \times 500 = 11\,000\,000 \$;$$

$$C_T^3 = 24\,000 \times 500 = 12\,000\,000 \$;$$

$$C_T^4 = 25\,500 \times 500 = 12\,750\,000\$;$$

$$C_T^5 = 27\,000 \times 500 = 13\,500\,000\$;$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობების ღირებულება პირველი ვარიანტისათვის, როცა დერევაციული გვირახის დიამეტრი $d=2,8$ მ-ია, წინა თაგში გაკეთებული ხარჯთაღრიცხვის მიხედვით

$$C_T^{\text{პბ}} = 20\,500\,000\$, \text{ მაშინ მთლიანი ღირებულება ტოლი იქნება}$$

$$C_T^1 + C_T^{\text{პბ}} = 30\,850\,000\$;$$

როცა გვირახის დიამეტრი $D_{\text{გვ}}=3,0$ მ, ჰიდროტექნიკური ნაწილის ღირებულება იზრდება და ტოლია $C_T^{\text{პბ}} = 21\,500\,000\$, \text{ მაშინ ჰესის მშენებლობის მთლიანი ღირებულება მე-2, მე-3 და მე-4 ვარიანტებისათვის ტოლი იქნება}$

$$\sum C_{\text{ჰეს}}^2 = 21\,500\,000 + 11\,000\,000\$ = 32\,500\,000\$,;$$

$$\sum C_{\text{ჰეს}}^3 = 21\,500\,000 + 12\,000\,000\$ = 33\,500\,000\$,;$$

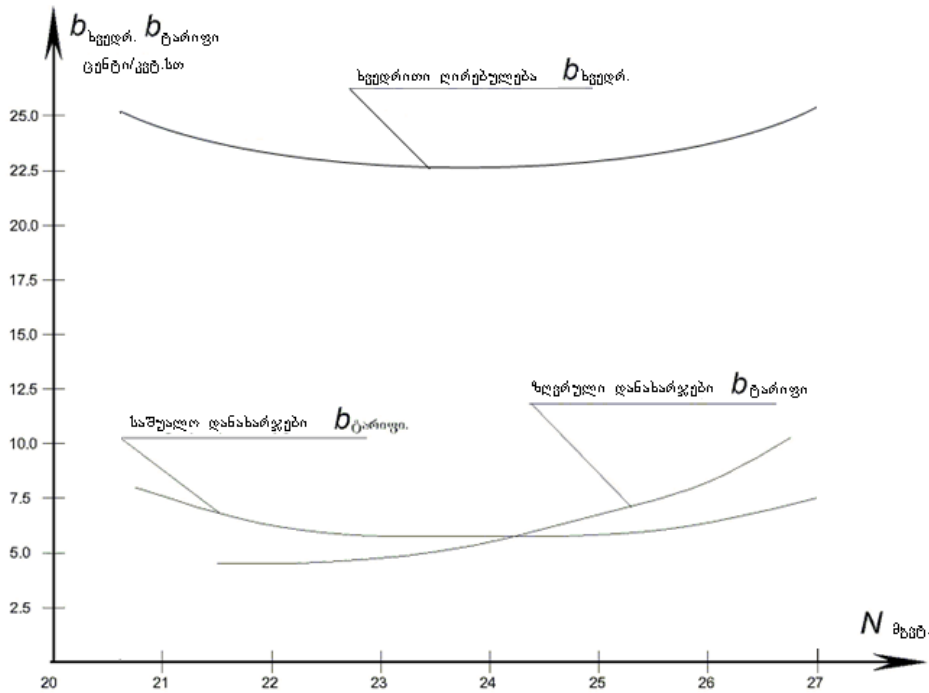
$$\sum C_{\text{ჰეს}}^4 = 21\,500\,000 + 12\,750\,000\$ = 34\,250\,000\$;$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობების ღირებულება მე-5 ვარიანტისთვის $C_T^{\text{პ}} = 22\,900\,000\$, \text{ ჰესის მშენებლობის მთლიანი ღირებულება მე-5 ვარიანტისათვის}$

$$\sum C_{\text{ჰეს}}^5 = C_T^5 + C_T^{\text{პბ}} = 13\,500\,000 + 22\,900\,000\$ = 36\,400\,000\$;$$

1 მგვტ დადგმული სიმძლავრის ღირებულება 1,348 მლნ\$/მგვტ.

იმის გამო, რომ პირველი და მეხუთე ვარიანტის შემთხვევაში, ე.ი. როცა ჰესზე დადგმული სიმძლავრე შეადგენს შესაბამისად 20,7 და 27,0 მგვტ-გამომუშავებული 1 კვტ.სთ ელექტროენერჯიის ღირებულება აღემატება მე-2, მე-3 და მე-4 ვარიანტების შემთხვევაში გამომუშავებული ელექტროენერჯიის ღირებულებას ნახაზი 2.15



ნახაზი 2.15 ხვედრითი ღირებულებისა და საშუალო დანახარჯების სიმპლავრეზე დამოკიდებულების მრუდები

ეს ვარიანტები ქვემოთ მოყვანილ გაანგარიშებებში არ იქნა განხილული.

კაპიტალდაბანდება ჰიდროტექნიკური ნაგებობების მშენებლობებისათვის მე-2, მე-3 და მე-4 ვარიანტების შემთხვევაში ერთმანეთის ტოლია და შეადგენს 21 500 000 აშშ დოლარს.

მშენებლობის წარმოება შესაძლებელია განხორციელდეს 3 წლის განმავლობაში. წლების მიხედვით თანხის გახარჯვა მოხდება შემდეგი პროპორციებით:

$$1 \text{ წელი} - 21\,500\,000 \times 0,25 = 5\,375\,000\$;$$

$$2 \text{ წელი} - 21\,500\,000 \times 0,45 = 9\,675\,000\$;$$

$$3 \text{ წელი} - 21\,500\,000 \times 0,3 = 6\,450\,000\$;$$

მთლიანი დანახარჯი ექსპლუატაციის დაწყების წლისთვის, საჭიროა დავადგინოთ დისკონტირების კოეფიციენტის გამოყენებით.

თუ გამოყენებული იქნება ბანკის კრედიტი 11%-იანი განაკვეთით, დანახარჯი მშენებლობაში გამოითვლება

$$3\pi = 5\,375\,000(1 + 0,11)^3 + 9\,675\,000(1 + 0,11)^2 + 6\,450\,000(1 + 0,11) = 73510166 +$$

$$+ 11\,920\,567 + 7\,159\,500 = 26\,431\,083 \$;$$

თუ გამოყენებული იქნება ბანკის კრედიტი 13%-იანი განაკვეთით დანახარჯები მშენებლობაში გამოითვლება ანალოგიურად და ტოლი იქნება $27,4 \cdot 10^6 \$$.

ტურბინა-გენერატორის მოწყობილობების ღირებულება გადახდილი უნდა იქნეს პირდაპირი შესყიდვის წესით ანდა შემოტანილი უნდა იქნეს ლიზინგის წესით. ელექტროენერჯიაზე ტარიფების შესამცირებლად უკეთესი იქნება თუ გამოყენებული იქნება კერძო კაპიტალი ტურბინა-გენერატორის შესასყიდად და დასამონტაჟებლად. მაშინ თუ გავითვალისწინებთ, რომ შემოტანა და დამონტაჟება უნდა მოხდეს მშენებლობის ბოლო წელიწადს კაპიტალდაბანდების ოდენობა სიმძლავრეების მიხედვით გამოითვლება შემდეგნაირად:

$$1) N_{\text{დადგმ}} = 22 \text{ მგვტ};$$

$$C_T^1 = 11\,000\,000 \cdot (1 + 0,2) = 13\,200\,000 \$;$$

$$2) N_{\text{დადგმ}} = 24 \text{ მგვტ};$$

$$C_T^2 = 12\,000\,000 \cdot (1 + 0,2) = 14\,400\,000 \$;$$

$$3) N_{\text{დადგმ}} = 25,5 \text{ მგვტ}$$

$$C_T^3 = 12\,750\,000 \cdot (1 + 0,2) = 15\,300\,000 \$;$$

ჯამური დანახარჯები სიმძლავრეების მიხედვით ტოლი იქნება

$$1) N_{\text{დადგმ}} = 22 \text{ მგვტ};$$

$$3^{(1)} = 26\,431\,083 + 13\,200\,000 = 39\,631\,083 \$;$$

$$2) N_{\text{დადგმ}} = 24 \text{ მგვტ};$$

$$3^{(2)} = 26\,431\,083 + 14\,400\,000 = 40\,831\,083 \$;$$

$$3) N_{\text{დადგმ}} = 25,5 \text{ მგვტ}$$

$$3^{(3)} = 26\,431\,083 + 15\,300\,000 = 41\,731\,083 \$;$$

ვანგარიშობთ, თუ რამდენ პროცენტს შეადგენს კერძო კაპიტალი მთლიან დაფინანსებაში

როცა დადგმული სიმძლავრე შედგენს $N_{\text{დადგმ}} = 22$ მგვტ, კერძო კაპიტალის წილი ტოლია $\frac{13\,200\,000}{39\,631\,083} \cdot 100\% = 33,3\%$, სესხით

მიღებული კაპიტალის წილი კი 66,7%-ს.

როცა დადგმული სიმძლავრე შედგენს $N_{დადგმ}=24$ მგვტ, კერძო კაპიტალის წილი ტოლია $\frac{14\,400\,000}{40\,831\,083} \cdot 100\% = 35,26\%$, სესხით მიღებული კაპიტალის წილი კი 64,7%-ს.

როცა დადგმული სიმძლავრე შედგენს $N_{დადგმ}=25,5$ მგვტ, კერძო კაპიტალის წილი ტოლია $\frac{15\,300\,000}{41\,731\,083} \cdot 100\% = 36,66\%$, სესხით მიღებული კაპიტალის წილი კი 63,7%-ს.

მიღებული თანაფარდობების მიხედვით დისკონტირების კოეფიციენტის საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა გამოითვლება იმის გათვალისწინებით, რომ კაპიტალდაბანდების ხანგრძლივობა შეზღუდულია. ბანკის კრედიტისათვის არის $T_{სეს}=10$ წ. ხოლო კერძო კაპიტალის შემთხვევაში ვარიანტების მიხედვით არის $T_1=10$ წ და $T_2=20$ წ.

დისკონტირების კოეფიციენტის საშუალო შეწონილი მნიშვნელობა გამოიყენება კაპიტალდაბანდების ეკონომიკური ეფექტიანობის დასადგენად მისი მიმდინარე ღირებულების მიხედვით. ასეთი ეკონომიკური კრიტერიუმის საანგარიშო პროგრამა მოცემულია სემეკის მიერ სახელმძღვანელოდ მიხნეულ მეთოდოლოგიაში: „ელექტროენერჯის გრძელვადიანი ტარიფების დადგენის პრინციპები და მეთოდოლოგია საბაზრო ეკონომიკისა და მარეგულირებელი ორგანოს მოქმედების პირობებში“. ჩვენ ქვემოთ ვისარგებლებთ ამ მეთოდოლოგიაში მოყვანილი ფორმულით გამოთვლილი დისკონტირების საშუალო შეწონილი მნიშვნელობებით და დავდგენთ კაპიტალდაბანდების ეკონომიკურ ეფექტიანობას კრიტერიუმით, რომელიც იწოდება NPV (Net present value) ე.ი. სუფთა მიმდინარე ღირებულებად.

განსახილველ ვარიანტთა ენერგო-ეკონომიკური მაჩვენებლები, როცა ბანკის სესხის განაკვეთი შეადგენს 11% და 13%-ს, დაანგარიშებულია ფორმულებით რომლებიც განხილულია ანგარიშებში.

სუფთა მიმდინარე ღირებულებები აქტივების ნარჩენი ღირებულებების გათვალისწინების გარეშე მოცემულია ამოსავალი მონაცემების გამოყენებით.

ამ და შემდგომში ნახსენებ ანგარიშში, გამოყენებულია საავტორო უფლებით დაცული საანგარიშო ალგორითმი, რის გამოც ისინი წარმოდგენილ ანგარიშს თანდართული არა აქვს.

ცხადია, საჭიროა აქტივების ნარჩენი ღირებულებების გათვალისწინებაც, ამიტომ ყველა განსახილველი დადგმული სიმძლავრეებისათვის და შესაძლო ექსპლუატაციის პერიოდისათვის განგარიშობთ დაბანდებული კაპიტალის სუფთა მიმდინარე ღირებულებას.

1) როცა დადგმული სიმძლავრე ტოლია 22 მგვტ, კერძო კაპიტალის დისკონტირებული მნიშვნელობა $K_{\text{დ}}^{\text{კ}}=13,2\text{მლნ } \$$, დისკონტირების კოეფიციენტი სესხის $T_{\text{ს}}=10$ წლით გაცემისა და ჰესის $T_{\text{ჰეს}}=20$ წლის განმავლობაში ექსპლუატაციის პირობებში $E_0 \approx 0,092 \approx 0,09$. მაშინ ტურბინა-გენერატორის ნარჩენი ღირებულება თუ მხედველობაში მივიღებთ, რომ მათი ფიზიკური ცვეთის ხანგრძლივობა $\approx T_{\text{ფ}}^{\text{ფ}} \approx 20$ წ. გამოითვლება

$$O^{\text{ფ}} = \frac{T_{\text{ფ}}^{\text{ფ}} - T_{\text{ჰეს}}}{T_{\text{ფ}}^{\text{ფ}}} \cdot K_{\text{დ}}^{\text{კ}} \cdot \frac{1}{(1 + E_0)^{T_{\text{ჰეს}}}} = \frac{20 - 20}{20} \cdot 13,2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 + 0,09)^{20}} = 0,0$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობის ნარჩენი ღირებულება, როცა მათი ფიზიკური ცვეთის ხანგრძლივობა $T_{\text{ფ}}^{\text{ჰ}} = 60$ წ, გამოითვლება

$$O^{\text{ჰ}} = \frac{T_{\text{ფ}}^{\text{ჰ}} - T_{\text{ჰეს}}}{T_{\text{ფ}}^{\text{ჰ}}} \cdot K_{\text{დ}}^{\text{ს}} \cdot \frac{1}{(1 + E_0)^{T_{\text{ჰეს}}}} = \frac{60 - 20}{60} \cdot 26,43 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 + 0,09)^{20}} = 3,15 \text{ მლნ } \$;$$

ამგვარად, გამოყენებული კაპიტალის სუფთა მიმდინარე ღირებულება ტოლია

$$V = 36,43 + 3,15 - 39,63 = 0,28 \text{ მლნ } \$ > 0,$$

რაც იმას ნიშნავს, რომ გაღებული კაპიტალდაბანდება ეკონომიკურად ეფექტურია.

2) იგივე 22მგვტ – სიმძლავრისა და 10 წლის განმავლობაში ჰესის ინვესტორის მიერ ექსპლუატაციის პირობებში.

ტურბინა-გენერატორის ნარჩენი ღირებულება ტოლია

$$O^{\text{ფ}} = \frac{T_{\text{ფ}}^{\text{ფ}} - T_{\text{ჰეს}}}{T_{\text{ფ}}^{\text{ფ}}} \cdot K_{\text{დ}}^{\text{კ}} \cdot \frac{1}{(1 + E_0)^{T_{\text{ჰეს}}}} = \frac{20 - 10}{20} \cdot 13,2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 - 0,05)^{10}} = 4,05 \text{ მლნ } \$;$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობის ნარჩენი ღირებულება

$$O^3 = \frac{T_3^3 - T_{3\text{მს}}}{T_3^3} \cdot K^3 \cdot \frac{1}{(1 + E_0)^{T_{3\text{მს}}}} = \frac{60 - 10}{60} \cdot 26,43 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 + 0,05)^{10}} = 13,51 \text{ მლნ \$};$$

ფორმულაში შემავალ კოეფიციენტებში ჩასმული იყო მოცემული გაანგარიშებით მიღებული შედეგები.

კაპიტალდაბანდების მიმდინარე ღირებულება აღნიშნულ შემთხვევაში ტოლია

$$NPV = 29,46 + 4,105 + 13,51 - 39,63 = 6,39 \text{ მლნ \$} > 0,$$

უტოლობა გვიჩვენებს, რომ ამ შემთხვევაშიც კაპიტალდაბანდება ეკონომიკურად ეფექტურია.

3) ჰესის 24 მგვტ სიმძლავრით მუშაობის პირობებში ვაწარმოებთ გაანგარიშებებს ანალოგიურად მოცემულ გაანგარიშებათა შედეგების გამოყენებით, როცა ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა ტოლია 20 წლის.

$$O^3 = \frac{2}{3} \cdot 26,43 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 + 0,096)^{20}} = 2,82 \text{ მლნ \$};$$

კაპიტალდაბანდების მიმდინარე ღირებულება

$$NPV = 36,8 + 2,82 - 40,93 = -1,21 \text{ მლნ \$} < 0,$$

ამ შემთხვევაში კაპიტალდაბანდება ეკონომიკურად არაეფექტურია.

4) იგივე სიმძლავრის დროს და 10 წელი ექსპლუატაციის პირობებში მონაცემების გამოყენებით ტურბინა-გენერატორის ნარჩენი ღირებულება ტოლია

$$O^6 = \frac{1}{2} \cdot 14,4 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 - 0,05)^{10}} = 4,29 \text{ მლნ \$};$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობის ნარჩენი ღირებულება

$$O^3 = \frac{5}{6} \cdot 26,43 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1 + 0,05)^{10}} = 13,14 \text{ მლნ \$};$$

კაპიტალდაბანდების მიმდინარე ღირებულება

$$NPV = 29,38 + 4,29 + 13,14 - 40,83 = 5,98 \text{ მლნ \$} > 0,$$

დადებითი მნიშვნელობა მეტყველებს იმაზე, რომ კაპიტალდაბანდება ეკონომიკურად ეფექტურია.

5) ჰესის 25,5 მგვტ სიმძლავრით მუშაობის პირობებში, როცა ექსპლუატაციის ხანგრძლივობა ტოლია 20 წლის ცხრ.6-ში მოცემული

მნიშვნელობების გამოყენებით ჰიდროტექნიკური ნაგებობების ნარჩენი ღირებულება

$$O_{cr}^3 = \frac{2}{3} \cdot 26,43 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1+0,098)^{20}} = \frac{17,62}{6,487} = 2,72 \text{ მლნ } \$;$$

კაპიტალდაბანდების მიმდინარე ღირებულება

$$NPV = 37,58 + 2,72 - 41,73 = -1,41 \text{ მლნ } \$ < 0,$$

მცირე უარყოფითი მნიშვნელობა მიუთითებს, რომ კაპიტალდაბანდება ეკონომიკური ეფექტიანობის ზღვარზეა. ეს იმას ნიშნავს, რომ თუ მოვითხოვდით NPV ყოფილიყო ნულის ტოლი, მაშინ მიზანშეწონილი იქნებოდა სესხის საპროცენტო განაკვეთი გეანგარიშა IRR –ის კრიტერიუმის (შესაძლო ნორმის) პრინციპით და მივიღებდით სასესხო კაპიტალის საპროცენტო განაკვეთის შედარებით მცირე მნიშვნელობას, $\approx 10,5\%$ -ის ფარგლებში.

6) იგივე სიმძლავრის პირობებში, როცა ჰესის ექსპლუატაცია 10 წელია, ცხრ.7-ის მონაცემებზე დაყრდნობით გაანგარიშებისას ტურბინა-გენერატორის ნარჩენი ღირებულება ტოლია

$$O^6 = \frac{1}{2} \cdot 15,3 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1-0,055)^{10}} = 4,48 \text{ მლნ } \$;$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობის ნარჩენი ღირებულება

$$O^3 = \frac{5}{6} \cdot 26,43 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{(1+0,055)^{10}} = 12,89 \text{ მლნ } \$;$$

კაპიტალდაბანდების სუფთა მიმდინარე ღირებულება

$$NPV = 30,26 + 4,48 + 12,89 - 41,73 = 5,9 \text{ მლნ } \$ > 0,$$

გამოდის, რომ კაპიტალდაბანდება ეკონომიკურად ეფექტურია.

ყველა ეკონომიკური და ენერგეტიკული მაჩვენებლები მიღებული ზემოთ მოყვანილი გაანგარიშებებით და აგრეთვე მიღებული ტარიფების საანგარიშო ფორმულებით მოცემულ რეალიზაციებში მოყვანილი შედეგების ანალიზიდან გამომდინარეობს, რომ თუ დასკვნებს გავაკეთებთ სუფთა მიმდინარე ღირებულების კრიტერიუმების მიხედვით, გამოდის, რომ უმჯობესია ინვესტორის მიერ ჰესის ექსპლუატაცია განხორციელდეს 10 წლის განმავლობაში, რადგან ეკონომიკური ეფექტურობა ამ შემთხვევაში მიიღწევა აქტივების ნარჩენი ღირებულების რეალიზაციის გზით, მაგრამ აქ

ისიც გასათვალისწინებელია, რომ ანგარიშები ჩატარებულია საშუალო წელიწადი წლის ხარჯების მიხედვით, რომელთა სიდიდების განმეორებადობის სტატისტიკური საიმედოობა 10 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში გაცილებით ნაკლებია 20 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებთან შედარებით. ეს ფაქტი გარკვეულ უპირატესობას ანიჭებს შემოსავლების გაანგარიშებათა საიმედოობის თვალსაზრისით ობიექტის 20 წლის პერიოდით ექსპლუატაციის ვარიანტს.

მაგრამ ვარიანტების ალტერნატივებად განხილვის შემთხვევაში ცხადია ინვესტორი უპირატესობას მიანიჭებს არა იმდენად იმ ვარიანტს, რომლის დროსაც NPV-ს მნიშვნელობა მეტია, არამედ იმ ვარიანტს, რომლის პირობებში მას გარანტირებული ექნება დივიდენდების მიღება, ე.ი. ჩადებულია კერძო კაპიტალზე ყოველწლიურად 20% ამონაგების მიღება. ამ თვალსაზრისით 22 მგვტ დადგმული სიმძლავრის 10 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში ინვესტორისათვის მიუღებელი გამოდის, რადგან ყოველწლიურად მისაღები დივიდენდების ჯამი ტოლია 26,4 მლნ\$-სა, მაშინ როცა მეწარმის წმინდა ჯამური შემოსავალი არ აღემატება 11,418 მლნ\$-გამოდის, რომ შემოსავლებით ვერ იფარება მოთხოვნილი დივიდენდი.

მართალია მას აქტივი გააჩნია, რომლის საბაზრო პირობებში გაყიდვით შეუძლია დაფაროს არსებული სხვაობა, მაგრამ არ გვეგონია, რომ ასეთი სიტუაცია ინვესტორისათვის მიმზიდველი იყოს. აქ აუცილებლად გასათვალისწინებელია ის ფაქტი, რომ სახელმწიფოს შესაბამისი უფლებამოსილი ორგანოები არ დაუშვებენ, რომ ინვესტორი ახორციელებდეს ინვესტირებული თანხით შექმნილი საწარმოს ხელსაყრელ ფასად ნაადრევად გაყიდვით ინვესტირებული თანხის დაფარვას. გაყიდვა დასაშვებია მხოლოდ პროექტირების კორიზონტის დამთავრების შემდეგ.

24 მგვტ დადგმული სიმძლავრით და 10 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში მოთხოვნილი წლიური დივიდენდების ჯამი ტოლია 28,8მლნ \$. მეწარმის წმინდა შემოსავალი კი 13,2 მლნ \$.

გამოდის, რომ ამ შემთხვევაშიც მეწარმეს მოთხოვნილი დივიდენდის მიღება ექსპლუატაციის პერიოდში არ შეუძლია, თუმცა

NPV-ს კრიტერიუმის მიხედვით ეს ვარიანტი ეკონომიკურად ეფექტური იყო.

24 მგვტ დადგმული სიმძლავრით და 20 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში მიღებული ჯამური დივიდენდი ტოლია 57,6 მლნ \$, მოგებით ამოღებულ თანხა 64,8 მლნ\$. მეწარმის წმინდა შემოსავალი კი 20 წლის განმავლობაში 67,0 მლნ \$. ეს იმას ნიშნავს, რომ ინვესტორი ნამატით მიიღებს მოთხოვნილ დივიდენდს. ნამატი ტოლია 9,4 მლნ \$. თუმცა ამ შემთხვევაში ფულის დისკონტირება არარის გაკეთებული, რის გამოც ნამატი თანხა ინვესტიციის ეფექტიანობაზე სარწმუნო ინფორმაციას არ იძლევა.

25,5 მგვტ დადგმული სიმძლავრის და 10 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში მიღებული ჯამური დივიდენდი ტოლია 30,6 მლნ \$ მოგებით მიღებული შემოსავალი 21,9 მლნ \$, მეწარმის წმინდ შემოსავალი 14,8 მლნ \$. ეს იმას ნიშნავს, რომ დივიდენდი ვერ იფარება ვერც მოგებით და ვერც მეწარმის წმინდა შემოსავლით. NPV-ს ეკონომიკური კრიტერიუმის მიხედვით ეს ვარიანტი ეკონომიკურად ეფექტური იყო, მაგრამ მხოლოდ აქტივების ნარჩენი ღირებულების რეალიზაციის შედეგად.

25,5 მგვტ დადგმული სიმძლავრის და 20 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში მიღებული ჯამური დივიდენდი ტოლია 61,2 მლნ \$. მოგებით მიღებული შემოსავალი 67,2 მლნ \$. მეწარმის წმინდა შემოსავალი 70,25 მლნ \$. ე.ი. დივიდენდის ზევით შემოსული თანხა ტოლია 9,0 მლნ \$. სარწმუნო შეფასების გასაკეთებლად აქაც მომავალი შემოსავლების დისკონტირებაა გასაკეთებელი.

მიგვაჩნია, რომ ინვესტორისათვის ყველაზე უფრო სარწმუნო ეკონომიკურ კრიტერიუმს წარმოადგენს დივიდენდების დისკონტირებული მნიშვნელობების ჯამი. მაგრამ აქ ისმის კითხვა, როგორ უნდა გამოითვალოს დივიდენდი? ინვესტორმა დივიდენდი შეიძლება მიიღოს სუფთა მოგებიდან, წმინდა შემოსავლიდან ან საწარმოში არსებული ფულის ნაკადისაგან. თუ გავითვალისწინებთ, რომ მესაკუთრე დივიდენდს მიიღებს აღებული სესხის ძირითადი თანხის გასტუმრების შემდეგ. უმჯობესია, დივიდენდი პირველი ათი

წლის განმავლობაში განისაზღვროს, როგორც სხვაობა ფულის ნაკადსა და სესხის ძირითად თანხას შორის. მას შემდეგ კი, რაც სესხის ძირითადი თანხა გასტუმრებული იქნება, დივიდენდი შეიძლება მიღებულიქნას სუფთა მოგებიდან, ან მეწარმის წმინდა შემოსავლიდან.

დივიდენდის დისკონტირებული მნიშვნელობის განსასაზღვრავად გაანგარიშებები ჩატარებულიქნა 11%-იანი განაკვეთით სესხის აღების პირობებში. ცხადია, ამ შემთხვევაში განხილული იყო ობიექტის ექსპლუატაცია 20 წლიანი პერიოდით. შედეგები მიღებულია კომპიუტერული პროგრამის რეალიზაციით. ჰესზე დადგმული სიმძლავრის გაზრდა 25,5 მგვტ-ს ზემოთ დაკავშირებულია სადერევაციო გვირაბის დიამეტრის გაზრდასთან.

რაც ტურბინა-გენერატორის ღირებულების გაზრდასთან ერთად იწვევს ელექტროენერჯიაზე ტარიფის მნიშვნელოვან გაზრდას $b_0=7$ ცენტ/კვტსთ-მდე. ეს კი აღემატება ამჟამად მოქმედ ყველაზე ძვირად ღირებულ ჰესზე წარმოებული ელექტროენერჯიის ღირებულებას, ამიტომ ზღვრულ სიმძლავრედ მიჩნეულიქნა 25,5 მგვტ. პერსპექტივაში კი ელექტროენერჯიის ღირებულების ზრდის გათვალისწინებით და იმის გათვალისწინებითაც, რომ შემეკმა შეიძლება დიფერენცირებული ტარიფი შემოიღოს, შესაძლებელია ეკონომიკურად მიზანშეწონილი დადგმული სიმძლავრის მნიშვნელობა აღემატებოდეს 25,5 მგვტ-ს.

მოსინჯული იქნა აგრეთვე იგივე სიმძლავრეების პირობებში სესხის საპროცენტო განაკვეთის 13%-მდე გაზრდის შესაძლებლობა. ტარიფის საანგარიშო კომპიუტერული პროგრამის რეალიზაციის გაანგარიშებათა შედეგები შეტანილია ცხრ.2.2-ში. აქ მოყვანილი შედეგებიდან ჩანს, რომ ჰესის 25,5 მგვტ სიმძლავრით მუშაობისა და 20 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში ეკონომიკური ეფექტიანობის მაჩვენებლები მეტ-ნაკლებად მისაღებია ინვესტორისათვის.

ინვესტორისათვის ეკონომიკური ეფექტიანობის მაჩვენებელი მისაღებ კრიტერიუმს შეიძლება წარმოადგენდეს აგრეთვე საწარმოში ფულის ნაკადსა და სესხის ძირითად ნაწილს შორის არსებული სხვაობების დისკონტირებულ მნიშვნელობათა ჯამი, ე.ი. მეწარმის წმინდა შემოსავლის დისკონტირებული მნიშვნელობების ჯამი. იგი

უზენებს, მიიღებს თუ არა ინვესტორი სათანადო შემოსავალს დივიდენდის სახით მის მიერ გადახდილ კერძო კაპიტალზე ჰესის ექსპლუატაციის პერიოდში. ეს მონაცემები ჰესის 20 წლიანი ექსპლუატაციის დროს 11%-იანი და 13%-იანი წლიური სასესხო განაკვეთისათვის მოცემულია ცხრ.2.2-ში.

მაგრამ ისიც აღსანიშნავია, რომ უმჯობესი იქნებოდა ინვესტორს დივიდენდი მიეღო სუფთა მოგებიდან ექსპლუატაციის პირველივე წლებიდან დაწყებული ასეთი მიდგომა, როგორც წესი ჰესების მშენებლობის პირობებში ვერ იქნება გამართლებული, რადგან ექსპლუატაციის საწყის პერიოდში მოგება შედარებით მცირე გამოდის, მაშინ როდესაც მომდევნო წლებში იგი სწრაფად იზრდება. თუ ტარიფს იმდენად ვზრდით, რომ ექსპლუატაციის პირველ წლებშიც შესაძლებელი იყოს დივიდენდების გაცემა სრული მოცულობით, მაშინ ჯამური მოგება ექსპლუატაციის მთლიან პერიოდში მისაღებ დივიდენდს გადააჭარბებს და ამის გამო მივიღებთ ისეთ უარყოფით ეფექტს, როგორცაა ელექტროენერგიაზე უსაფუძვლოდ ტარიფის გაზრდა, სემეკი კი ასეთ ტარიფს ვერ დაუმტკიცებს მეწარმეს.

იმაში გასარკვევად, თუ რამდენად ზრდის გენერირებულ ელექტროენერგიაზე ტარიფებს, მოთხოვნილება მესაკუთრის (აქციონერის) მიერ დივიდენდების აუცილებლად სათანადო საპროცენტო განაკვეთით მიღების შესახებ გაკეთებულიქნა გაანგარიშებები 24 და 25,5 მგვტ სიმძლავრის პირობებში, როგორც 11%-იანი, ასევე 13%-იანი განაკვეთით სესხის გამოყენების გათვალისწინებით. შედეგები მოცემულია ცხრ.2.2-ში. ჰესის ექსპლუატაციის ხანგრძლივობად ყველგან მიღებულია 20 წელი, ამიტომ

ინვესტორის მიერ 20 წლის განმავლობაში მისაღები ცხრილი 10.

დივიდენდის დისკონტირებული მნიშვნელობა, როცა 24 მგვტ სიმძლავრის სადგური ფინანსდება და კერძო კაპიტალის წილი შეადგენს 14,4 მლნ \$, ხოლო სარგებელი 20%-ის ტოლი იქნება

$$\sum_{t=1}^{t=20} D_t = 14.4 \cdot \frac{(1+0.2)^{20} - 1}{(1+0.2)^{20}} = 14.024 \text{ მლნ } \$,$$

როცა 24 მგვეტ-იანი სიმძლავრის სადგური ფინანსდება და კერძო კაპიტალის წილი შეადგენს 15.3 მლნ \$, სარეგებელი კი 20% ოცი წლის განმავლობაში მისაღები დივიდენდის ეს დისკონტირებული მნიშვნელობა ტოლი იქნება:

$$\sum_{t=1}^{t=20} D_t = 15.3 \cdot \frac{(1+0.2)^{20} - 1}{(1+0.2)^{20}} = 14.9 \text{ მლნ \$};$$

ყოველწლიურად მისაღები დივიდენდი კი 24 მგვეტ-ის შემთხვევაში ტოლია

$$D_8 (\text{ტ} = 1,2,3 \text{ } 20) = 14,4 \cdot 10^6 \cdot 0,2 = 2,88 \text{ მლნ \$};$$

$$25,5 \text{ მგვეტ-ის შემთხვევაში } D_8 (\text{ტ} = 1,2,3 \text{ } 20) = 15,3 \cdot 10^6 \cdot 0,2 = 3,06 \text{ მლნ \$};$$

როგორც ჩანს, 20 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში ინვესტორი

№№	ჰესის დადგმული სიმძლავრე მგვეტ-ში და შესასაბამისი სესხის საპროცენტო განაკვეთი	24.0 11%	24.0 13%	25.5 11%	25.5 13%	
1	ყოველწლიურად მოთხოვნილი დივიდენდი მლნ \$	2.88	2.88	3.06	3.06	
2	კერძო კაპიტალის წილი	მლნ \$	14.4	14.4	15.3	15.3
		პროცენტებში	35.26	34.45	36.7	35.86
3	მეწარმის წმინდა შემოსავლით უზრუნველყოფილი საშუალო წლიური დივიდენდი მლნ \$;	როცა მოთხ. დივიდენდი კმაყოფილდება 20 წელიწადში	2.05	1.959	2.207	2.133
		როცა მოთხ. დივიდენდი კმაყოფილდება ექსპლ. I-ივე წლიდან	2.937		3.016	
4	დივიდენდების დისკონტირებული მნიშვნელობათა რეალური ჯამი ექსპლუატაციის 20 წლის განმავლობაში	როცა მოთხ. დივიდენდი კმაყოფილდება 20 წელიწადში	14.263	13.976	15.172	14.932
		როცა მოთხ. დივიდენდი კმაყოფილდება ექსპლ. I-ივე წლიდან	19.447		19.903	
5	დივიდენდების დისკონტირებული მნიშვნელობათა ჯამი მოთხოვნილი ექსპლუატაციის 20 წლის განმავლობაში მლნ. \$	14.024	14.024	14.9	14.9	
6	ტარიფი ელექტროენერგიაზე I-ივე წლიდან მოთხ. დივიდენდის უზრუნველყოფის პირობებში ცენტრ/კვტ.სთ	6.8	–	6.7	–	
7	ტარიფი ელექტროენერგიაზე 20 წლის ექსპლუატაციის განმავლობაში მოთხ. დივიდენდის უზრუნველყოფის პირობებში ცენტრ/კვტ.სთ	5.9	6.2	5.9	6.2	
8	საშუალო შეწონილი ტარიფი ელ.ენერგიაზე შემოდგომა-ზამთრის 3 თვის განმავლობაში ტარიფის 2-ჯერ გაზრდისა და 20 წლიანი ექსპლუატაციის პირობებში, როცა მოთხოვნილი დივიდენდის გაცემა უზრუნველყოფილია, ცენტრ/კვტ.სთ			5.3	5.6	

ინვესტორისათვის. რეალურად ეკონომიკური ეფექტიანობის დასაბუთებაში გამოყენებული უნდა იქნეს გრძელვადიანი პერიოდისათვის განსაზღვრული ტარიფი, რაც წინა საინვესტიციო პროექტში დასადგენი საკითხი არ არის. მის მნიშვნელობას ენერგეტიკის სამინისტრო ადგენს, რადგან ელექტროენერგეტიკის განვითარების საკითხებს სწავლობს ფუნქციონალური სტატუსის მქონე სამინისტრო. ისიც აღსანიშნავია, რომ თუ შემოდგომა-ზამთრის პერიოდში პიკურ ზონაში მოხმარებული ელექტროენერჯის ტარიფი გაიზრდება 2-ჯერ, მაშინ საშუალო-წლიური ტარიფი შემცირდება მნიშვნელოვნად და 25,5 მგვტ-ისა და 11%-იანი სესხის პირობებში დაეცემა 5,3 ცენტ/კვტ.სთ-მდე (ცხრ.10).

მიღებული შედეგების ანალიზის საფუძველზე შეგვიძლია დაგვასკვნათ, რომ ინვესტორისათვის შედარებით უფრო მისაღებ ვარიანტს წარმოადგენს 11%-იანი სესხის ადებით განახორციელოს 25,5მგვტ სიმძლავრის ჰესის მშენებლობა და 20 წლის ექსპლუატაციის პერიოდში მიიღოს დივიდენდი 15,172 მლნ \$-ს ოდენობით

(ცხრ.2.2), რაც აღემატება მოთხოვნილი დივიდენდების დისკონტირებული მნიშვნელობების ჯამს, რომელიც შეადგენს 14,9 მლნ\$. ისიც აღსანიშნავია, რომ ამ ვარიანტისთვის მიმდინარე ღირებულების ეკონომიკური კრიტერიუმი გადაჭარბებით დაკმაყოფილებული, რადგან მისი მნიშვნელობა ტოლია

$$NPV=55,4 \cdot 10^6 - 42,7 \cdot 10^6 = 12,7 \cdot 10^6 > 0.$$

ახალ ელექტროსადგურზე გენერირებული ელექტროენერჯის დასაშვები ტარიფი უნდა განისაზღვროს ან გრძელვადიანი ზღვრული დანახარჯების მრუდით

ან საშუალო დანახარჯებით (SRAC). ცნობილია, რომ ზღვრული დანახარჯების მრუდი საშუალო დანახარჯების მრუდს კვეთს მისი მინიმუმის წერტილში და მერე სწრაფად იზრდება. ჩვენს შემთხვევაში საშუალო დანახარჯების მრუდს აქვს თითქმის თანაბარი მნიშვნელობის მქონე გაწეილი მინიმუმი და ამიტომ ამ მრუდზე გაწეული მნიშვნელობების კიდურა დანახარჯით გამოთვლილი ტარიფი ყოველთვის ნაკლები გამოვა, ვიდრე შესაბამისი ზღვრული დანახარჯებით გამოთვლილი ტარიფი (იხ. ნახ.6), რის გამოც ჩვენ

ტარიფის გამოსათვლელად გამოვიყენეთ საშუალო დანახარჯები ე.ი. SRAC-ის მეთოდი. ასეთი მიდგომით გამოთვლილი ტარიფი მისაღებია თუ არა ე.ი. მას დაამტკიცებს თუ არა სემეკი, უნდა გაირკვეს მისი შედარებით იმ ტარიფთან, რომელიც მიიღება გრძელვადიანი მიწოდება-მოსმარების მრუდების კვეთით. ასეთი მრუდების აგება კვეთის წერტილის შესაბამის მნიშვნელობის სარეკომენდაციოდ გაცემა ევალება საქართველოს ენერგეტიკის სამინისტროს. ვერ მოვიპოვეთ რა ასეთი მნიშვნელობა ტარიფისა, ჩვენ ენერგეტიკის სამინისტროსა და სემეკის სათანადო მონაცემებზე დაყრდნობით ამჟამად არსებული მდგომარეობის მიხედვით შესაძლოს ავაგეთ მიწოდებისა და მოსმარების მრუდი. ამ მრუდების კვეთის წერტილის შესაბამისი მნიშვნელობა $b=9,8$ თეთრ/კვტ.სთ წარმოადგენს მოკლევადიან ზღვრულ ტარიფს, რომელიც ყველა შემთხვევაში ნაკლები უნდა იყოს ახალ ასაშენებელ ელექტროსადგურზე მიღებული ელექტროენერჯის ტარიფისა. მაგრამ რეალურად შესადარებელი ტარიფი კი უნდა დადგინდეს ელექტროენერჯის მომავალში წარმოება-მიწოდების ზრდის და მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობის ზრდის გათვალისწინებით აგებული მრუდების კვეთის წერტილის მიხედვით. თუ გავითვალისწინებთ ამ სიდიდეების დაკვირვებით მიღებულ საშუალო სტატისტიკურ მნიშვნელობებს, რომლებიც სხვადასხვა ქვეყნებისათვის სხვადასხვაა და იცვლება 1-4%-ის ფარგლებში, მიგვაჩნია, რომ სამართლიანი იქნება თუ წლიური ზრდის ტემპად მივიჩნევთ 3%-იან ზრდას. რეალურად ის მაჩვენებელი სერიოზული შესწავლის საკითხია და მას ენერგეტიკის სამინისტრო უნდა აწარმოებდეს. მოყვანილ გრაფიკზე ზრდის გამომხატველი მრუდები დატანილი არ არის, მაგრამ ამის გაკეთება სტატისტიკური მეთოდის გამოყენებით სირთულეს არ წარმოადგენს. მეთოდის არჩევა სამინისტროს კომპეტენციაა და ჩვენ მიზანშეწონილად ჩავთვალეთ დაველოდოთ მათი ნების გამოხატულებას.

ჩვენს მიერ გაკეთებული ანალიზების მიხედვით ინვესტორისათვის სარწმუნოდ მიჩნეული უნდა იქნეს, რომ ნაწარმოები საქონლის გასაღება დაუბრკოლებლად განხორციელდება თუ 1კვტ.სთ-ის ფასი იქნება ბგ 10თეთრ/კვტსთ-ის ფარგლებში. გამომდინარე აქედან

ინვესტირება 24 ან 25,5 მგვტ სიმძლავრის ტექსური ჰესი განსახორციელებლად თითქმის თანაბრად ეკონომიკურად ეფექტური გამოდის, ეს ეფექტი კიდევ უფრო გაიზრდება თუ განხორციელდება სამართლდანი ტარიფების შემოღება, რომლის დროსაც პიკურ ზონაში გაცემული ელექტროენერჯის ღირებულება უფრო მეტი იქნება, ბაზისურ ზონაში გაცემულ ელექტროენერჯიასთან შედარებით.

დამატებით ინვესტორისათვის საყურადღებოდ გვინდა აღვნიშნოთ, რომ სესხის საპროცენტო განაკვეთი 11%-ის და დივიდენდი 20%-ის ოდენობით მსოფლიო პრაქტიკის მიხედვით განხილული სახის საინვესტიციო პროექტებისათვის საკმაოდ დიდი საპროცენტო განაკვეთებია. არსებობენ კომერციული ბანკები, ფინანსირების საერთაშორისო ცენტრი და სხვა, რომლებიც 8%-იანი განაკვეთით იძლევიან სესხს. დივიდენდებზე მოთხოვნილი საპროცენტო განაკვეთით ჩვეულებრივად 20%-ზე ნაკლებია ხოლმე. ზღვრული ტარიფიც იანგარიშება გრძელვადიანი პერიოდისათვის, რაც გაცილებით ნაკლები გამოდის ჩვენს მიერ გამოყენებულ მოკლევადიან ტარიფზე. აღნიშნულ საშუალო სტანდარტულ მოთხოვნებთან შედარებით ჩვენს მიერ შემცირებული, შეღავათიანი მოთხოვნის პირობებში ტექსური ჰესის მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის გაანგარიშებებით მიღებული შედეგები, ვფიქრობთ, ინვესტორისთვის იქნება იმდენად საიმედო და დამაჯერებელი, რომ იგი აუცილებლად მიიღებს გადაწყვეტილებას მისი მშენებლობის დაფინანსების შესახებ.

თავი III. ჰესის მშენებლობის ინტენსიური განვითარებისათვის საჭირო ეკონომიკური საფუძვლების მოდერნიზაცია და მოსალოდნელი შედეგები

3.1 გრადიენტული მეთოდით ტარიფის დარეგულირების მნიშვნელობა ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირების სტადიაზე.

ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობის პროექტირების სტადიაზე, ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის მიზნით შესაძლებელია განხილულ იქნას ტარიფის დადგენის გრადიენტული მეთოდი. აღნიშნული მიდგომა შესაძლებელია გამოყენებული იქნას მაშინ, როდესაც პროექტის მიხედვით დადგენილი ტარიფი აღემატება სემეკის მიერ რეკომენდებულ ზღვრულ ტარიფს. ელექტროენერჯის ტარიფის გრადიენტული მეთოდის მიხედვით დადგენით შესაძლებელია მრავალი ასაშენებელი ჰიდროელექტროსადგურის ეკონომიკური ეფექტიანობის კატეგორიაში გადაყვანა ისე, რომ ფინანსური ცვეთის ხანგრძლივობის განმავლობაში არ დაზარალდეს ინვესტორი და ასევე გათვალისწინებული იქნეს მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობა. ამ მეთოდოლოგიის მიხედვით შესაძლებლობა გვეძლევა ეკონომიკურად-ეფექტური გაგხადოთ ჰიდროელექტროსადგური პროექტირების სტადიაზე და ასევე იმ შემთხვევაში თუ მშენებლობის დროს განხორციელდება პროექტის გადახედვა, რომლის მიხედვითაც გაიზრდება ხარჯთაღრიცხვა და შესაბამისად გაიზრდება პროექტირებით დადგენილი ტარიფი. აღნიშნულთან დაკავშირებით საჭიროა ჩატარდეს გაანგარიშებათა სერიები სხვადასხვა ახალი ჰიდრო ელექტროსადგურის მშენებლობის მიხედვით, რომელიც ერთდროულად დააკმაყოფილებს ინვესტორსაც და გაითვალისწინებს მომხმარებელთა და სახელმწიფო ინტერესებსაც.

ვინაიდან ელექტროენერჯია განიხილება, როგორც აუცილებელი მოხმარების საქონლი, საჭიროა საქართველოში ელექტროენერჯის მოქმედი ტარიფები იყოს დიფერენციალური, რადგანაც დიფერენციალური ტარიფის დადგენის პირობებში მომხმარებელს შეუძლია ისარგებლოს იაფად ღირებული ელექტროენერჯით და

გააკეთოს ეკონომია მის მიერ მოხმარებული ელექტროენერჯის საფასურის ოდენობის შემცირების თვალსაზრისით.

ჩვენს ქვემოთ მოყვანილ ელექტროენერჯის ტარიფების გაანგარიშებებში გამოყენებული იქნება გასაშუალოებული ტარიფების დადგენის გრადიენტული მეთოდი ინვესტირებული კაპიტალის დასაფარავად. აღნიშნული მეთოდის გამოყენება შესაძლებელია მაშინ როდესაც ჰიდროელექტროსადგურის პროექტირების და ასევე მშენებლობის სტადიაზე ზღვრული დანახარჯების გაზრდის პირობებში იზრდება ელექტროენერჯის გენერაციის ტარიფი და ეს ტარიფი აღემატება სემეკის მიერ დადგენილ ზღვრულ ტარიფს.

ჩვენი კვლევის მიზანს წარმოადგენს ვაჩვენოთ, რომ გრადიენტული მეთოდის გამოყენებით შესაძლებელია მოხერხდეს წლების მიხედვით ზრდადი ისეთი ტარიფების შერჩევა რომელიც შესაძლებლობას მისცემს ინვესტორს დააბალანსოს თავისი დანახარჯები ფინანსური ცვეთის ხანგრძლივობის განმავლობაში და ამავე დროს დადგენილი ტარიფები იქნება მისაღები მომხმარებელთათვის წლების განმავლობაში მზარდი მსყიდველობითუნარიანობის გათვალისწინებით. ჩვენს მიერ სტატიაში წარმოდგენილი იქნება მაგალითი ტესური ჰესის მშენებლობის მიხედვით.

ტესური ჰესი წარმოადგენს კაშხლურ-დერევაციული სქემით განსახორციელებელ სეზონური რეგულირების მქონე ელექტროსადგურს, რომლის კაშხლის სიმაღლე 40მ-ია და დერევაციის სიგრძე 3,6კმ. მთლიანი დანახარჯი მშენებლობაზე ე.ი. კაპიტალდაბანდება შეადგენს 34 766 720 \$-ს, სარეალიზაციო ელექტროენერჯის რაოდენობა 139.2 მლნ კვტს-ს. როგორც წესი ტარიფით ამოსაღები კაპიტალის ოდენობა არ ემთხვევა კაპიტალდაბანდების სიდიდეს, რადგანაც მსესხებელო ორგანიზაცია ხშირად არ თანხმდება შეღავათიანი პერიოდით ე.ი. შემოსავლების მიღების დაწყებამდე პროცენტების არგადახდას. ამიტომ მიზანშეწონილია მშენებლობა დაიწყოს კერძო კაპიტალის გამოყენებით და მხოლოდ მშენებლობის ბოლო წლებში გამოყენებული იქნეს სესხის სახით მიღებული კაპიტალი. ტარიფი ცენტი/კვტს-ში როცა ამოგება

იანგარიშება სუფთა მიმდინარე ღირებულების ნულთან ტოლობის პირობებში ($NPV = 0$), ამ ანგარიშებში გათვალისწინებულია ინვესტორის მიერ 20 წლის განმავლობაში მისაღები ჯამური დივიდენდი. განხილულ იქნა შემთხვევა როცა კერძო კაპიტალის პროცენტული წილი შეადგენს 30% ხოლო ბანკის სესხის პროცენტული წილი შეადგენს 70 %. ფინანსური ცვეთის (მომსახურების) ხანგრძლივობად მიღებულ იქნა 20 წელიწადი.

აღნიშნულ შემთხვევაში, პროფ. ნ კოდუას მიერ შემუშავებული ტარიფის დადგენის მეთოდოლოგიის გათვალისწინებით, რომელიც მუშავდება სპეციალურად შედგენილი კომპიუტერული პროგრამის მიხედვით მიღებულ იქნა ტარიფი 5.27 ცენტ/კვტსთ, რომელიც აღემატება სემეკის მიერ რეკომენდირებულ ზღვრულ ტარიფს (შემდგომში აღნიშნული მეთოდოლოგია და პროგრამა მიღებული და დამტკიცებული იქნა სემეკის მიერ, რომლის მიხედვითაც შესაძლებელია დადგენილ იქნას ელექტროენერჯის ტარიფი ჰიდროელექტროსადგურის მშენებლობის პირობებში).

გრადიენტული მეთოდის მიხედვით შესაძლებელია დავადგინოთ აღნიშნული ტარიფის ცვლილება 20 წლის განმავლობაში. საიდანაც ნათლად სჩანს, რომ ექსპლუატაციის პირველ წლებში ტარიფი სემეკის მიერ დადგენილი ზღვრული ტარიფის ფარგლებშია. შემდეგ კი იზრდება და შეიძლება აღემატებოდეს საწყისი პერიოდის ტარიფს. საშუალო მრავალწლიური ტარიფიც მეტი აღმოჩნდება ჰესის დანახარჯებით გამოთვლილი 5,27 ცენტ/კვტ სთ-ზე, მაგრამ ეს მისაღებია რადგანაც ექსპლუატაციის ხანგრძლივ პერიოდში ე.ი. 20 წლის განმავლობაში მომხმარებელთა მსყიდველობით უნარიანობაც იზრდება, რომელიც როგორც წესი სათანადო საპროგნოზო მეთოდების გამოყენებით აიგება სემეკის მიერ. გადაანგარიშებათა სერიების მიხედვით, რომელიც ჩვენს მიერ ჩატარებულ იქნა კომპიუტერული პროგრამირების საშუალებით, შერჩეულ იქნა 20 წლის განმავლობაში ყველაზე საუკეთესო ტარიფების ვარიანტები, რომელიც მოცემულია ცხრილში 3.1. როგორც ცხრილი 3.1-ის მონაცემებიდან სჩანს ბოლო 5 წლის განმავლობაში ტარიფი აღემატება მიმდინარე პერიოდისათვის

ზღვრულ ტარიფს **5,27 ცენტი/კვტსთ** (ბოლო ხუთი წლის განმავლობაში მიღებული ტარიფი შეფერულია მუქად).

\$/კვტსთ					წლები
0.030001	0.031582	0.033163	0.034744	0.036325	Σ 5 წ
0.037906	0.039487	0.041068	0.042649	0.044230	Σ 10 წ
0.045811	0.047392	0.048973	0.050554	0.052135	Σ 15 წ
0.053716	0.055297	0.056878	0.058459	0.060040	Σ 20 წ

ცხრილი 3.1 ტარიფის ცვლილება გრადიენტული მეთოდით

აღნიშნული მიდგომით ისეთი ჰესის მშენებლობაც შესაძლებელია გახდეს ეკონომიკურად ეფექტური და ინვესტორმა დააფინანსოს მისი მშენებლობა, რომელზეც ნაწარმოები ტარიფი ელექტროენერგეტიკული სისტემისათვის დადგენილ ზღვრულ ტარიფზე მეტია.

აღნიშნულიდან გამომდინარეობს, რომ ტარიფის დადგენის გრადიენტული მეთოდი საშუალებას იძლევა ისეთი ჰესების მშენებლობაც გახდეს ეფექტური და ინვესტორმა განახორციელოს მისი მშენებლობის ინვესტირება, რომელზეც ეკონომიკური ეფექტიანობის გაანგარიშების მეთოდით ტარიფი გამოდის ელექტროენერგეტიკული სისტემისათვის ზღვრულ ტარიფზე მეტი.

3.2 ხუდონჰესის მაგალითის განხილვა

განვიხილოთ ასევე ხუდონჰესის მშენებლობის მაგალითზე ტარიფის დადგენის გრადიენტული მეთოდის საშუალებით მისი ეკონომიკური ეფექტურობის სტადიაში გადაყვანის პირობები:

ჰუდონის მშენებლობის რაიონში ჰაერის წლიური ტემპერატურა შეადგენს 1-6 გრადუსს. მაქსიმალური და მინიმალური ტემპერატურის ნიშნულებებია +41 და -22 გრადუსი. ატმოსფერული ნალექების წლიური სიდიდე 1221 მმ, წვიმიანი დღეების რაოდენობა წელიწადში დაახლოებით 175 დღეა.

ხუდონ ჰესის კაშხლის გასწვრივ მდიანრის საშუალო წლიური ხარჯი 130.80 მ³/წმ. მაქსიმალური ხარჯებია: 0,01%.

ხუდონჰესის მშენებლობის რაიონის გეოლოგიური პირობები წარმოდგენილია შემდეგნაირად: ჰიდროკვანძის ნაგებობები განთავსებულია დიდი კავკასიონის სამხრეთ ფერდზე პორფირიტული იურის გაგრა-ჯავის ზონის დანაოჭებული სისტემის ჩრდილოეთ ქვეზონაში, კაშხლის გასწვრივ და სათავ ნაგებობები მდებარეობენ ხაიშის ანტიკლინარული ნაოჭის სამხრეთ ფრთაში და შედგება ძირითადად ვულკანურ-ტუფოგენური ქანობებისგან.

თაღოვანი კაშხლის სიმაღლით 170 მ ქმნის სეზონური რეგულირების წყალსაცავს, რომლის მოცულობა ნშნ-ზე შეადგენს 230 მლნ.მ3.კასტროფული ხარჯის გადაგდება ხორციელდება საი სიღრმითი წყლსაგდებით, რომლებიც უზრუნველჰყოფენ 1924 მ3/წმ ხარჯის გატარებას. ჰესის საანგარიშო ხარჯია 490მ3/წმ. წყალსაცავში671.96 მეტრ ნიშნულზე ხდება 186 მ3/წმ ხარჯის აკუმულირება. ჰესის საანგარისჰო ხარჯი სამი სადაწნეო წყალსატარით მიეწოდება სადგურში განლაგებულ სამ ჰიდროსტატს, რომელთა საერთო სიმზლავრეა 638 მეტ, ხოლო მრავაწლიური გამომუშავება 1444,0 მილ.კვტ.საათი.

მდინარე ენგური არის შავი ზღვის აუზის ერთ-ერთი უდიდესი მდინარე. მდინარის სიგრძეა 221 კილომეტრი, წყალშემკრები აუზის ფართოვი 4062 კმ2. აუზის საშუალო სიმაღლეა 1840 მ. მდინარის საერთო ვარდნაა 2600მ.

მდ. ენგური სათავეს იღებს მთავარი კავკასიონის ქედის სამხრეთ ფერდზე. მისი ყველაზე მნიშვნელოვანი შენაკადებია: მულხა დოღრა ხუმიკერი, ნაკრა.. წყლიანობით მიეკუთვნება უხვეწყლიან მდინარეებს. ხოლო საზრდობით შერეულს, რომელშიც წარბობს მყინვარული და თოვლის დნობით საზრდობა. მდ. ენგურის ქედა წლისათვის დამახასიათებელია წვიმის წყლით საზრდობა. ძამოდენის რეჟიმით გამოიყოფა ორი დამახასიათებელი ფაზა: ზამთრის წყალმცირობა და გაზაფხულ-ზაფხულის წყალდიდობა. შემოდგომის ჩამონადენს უჭირავს საშუალო მდგომარეობა ზაფხულის დ ზამთრის ჩამონადენს შორის.

ხუდონჰესის მშენებლობა ხორციელდება ენგურის ჰიდროელექტროსადგურიდან 32 კილომეტრის მოშორებით, მოკლე ხეობაში დიდი დაქანების კლდოვან ფერდებში. ხუდონჰესის

მშენებლობის სემადგენლობაში შედის: თაღოვანი კაშხალი, სამშენებლო გვირაბი, წყალმიმღები, სატურბინო მილსადენები, ჰეის შენობა, გადამგდები გვირაბი, საექსპლუატაციო სიღრმული ყალსაგდები, მაღალი ძაბვის გადამცემი ხაზი. თაღოვანი კაშხალი 200.5მ. შეადგენს , კაშხლის სიგრძით 545მ, ორ გრავიტაციულ კაშხალთან ერთად. კაშხლის სიგანე შეადგენს 6მ დან 25მ-მდე. თაღის სიმაღლე შეადგენს 171.5 მეტრს.

თაღოვან კაშხალს აქვს ორი წყალგადამგდები, რომლების 7 მეტრი სიგანის და კაშხლის ნაგებობაში სიღრმული წყალსაგდები დიამეტრით 3.9მ. მახიმალური წყლის გტარების შესაძლებლობით 1295 მ³/წ.

სამშენებლო გვირაბი დიამეტრით 438მ – უდაწნევია, ტრაპეციული ჭრილით, ბეტონის მოპირკეთებით, რომლის სავარაუდო გატარება შეადგენს 1030 მ³/წ კანიონის მარჯვენა ფერდზე მდებარეობს სამი საექცია სანაპირო სიღრმული წყალსაგდები, რომლებიდანაც იწყებენ სათავეს გვირაბის წყალსაგდებები დიამეტრით 6.0 მ საერთო სიგრძით 1350მ და წყლგამშვები შესაძლებლობით 510მ³/წ.

წყალმიმღები მოწყობილია რკინის ფირფიტის ხუფით თავისი ამწეებით. ჰიდროელექტროსადგურის მიწისქვეშა ნაგებობაში დმონტაჟებულ იქნება სამი ჰიდროაგრეგატი საერთო სიმძლავრით 700მგვ საშუალო მრავალწლიური ელექტროენერჯის გამომუშავებით 1660 მილიონი კილოვატ საათი. დენის გადაცემა ხდება 500კილოვატიანი სადენებით.

მდინარე ენგურის ხეობაში ხუდონ ჰესის გასწვრივ მაგლა ასევე უნდა აშენდეს ტობორი ჰესი შემდეგი რიგი მონაცემებით.

ელექტროენერჯიაზე ტარიფები რომ ვიანგარიშით ყველა განსახილველი სიმძლავრის შესაბამისი გამომუშავების მიხედვით, აუცილებელია ვიცოდეთ გაწეული კაპიტალის რა ნაწილი მოხმარდა ჰიდროტექნიკური ნაგებობების მშენებლობას და რა ნაწილი ტურბინა-გენერატორისა და ელექტრომოწყობილობების შექმნა-დამონტაჟებას, რადგანაც საქართველოს საგადასახადო კოდექსით მათ ამორტიზაციაზე სხვადასხვა პროცენტული განაკვეთებია გათვალისწინებული. ასეთი მონაცემები (ცხრ. 3.2-ში) მოცემულ მნიშვნელობათა გამოყენებით მოცემულია (ცხრ. 3.3-ში).

გრადიანტული მეთოდის გამოყენება ხუდონიჰესის დროში ცვალებადი ტარიფის დასადგენად

ელექტროენერჯიაზე ტარიფის დასადგენათ გაანგარიშებებში, როდესაც ეკონომიკური ეფექტურობის კრიტერიუმად ვიყენებთ საბაზრო ეკონომიკის პირობებში მიზანშეწონილი სუფთა მიმდინარე ღირებულებისა (NPV) და რენტაბელობის შიდა ნორმის (IRR) მისაღებ კრიტერიუმებს.

საჭიროა ვიცოდეთ ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდი. მისი მნიშვნელობა დამოკიდებულია კაპიტალდაბანდების ოდენობაზე და ინვესტორის სურვილზე იმის შესახებ, თუ რა პერიოდს მიიჩნევს იგი მიზანშეწონილად ინვესტირებული თანხის ამოსადგებად. ეს პერიოდი, როდესაც საქმე გვაქვს კაპიტალტევად ობიექტის განხორციელებასთან, შესაძლებელია იცვლებოდეს 20-30 წლის ფარგლებში. გარდა ამისა, ტარიფის სიდიდეზე გავლენას ახდენს მშენებლობის დაფინანსების სქემა.

განვითარებული კაპიტალისტური ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში კაპიტალტევადი ობიექტების მშენებლობის დაფინანსება მეტწილად ხორციელდება აქციონერული კაპიტალით. გარდამავალი ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში კი ხშირად იყენებენ პროექტის მიერ დაფინანსებისას. საქართველოში ასეთი სქემით დაფინანსების განხორციელებისათვის ხელშემწყობი კანონები არ არსებობს და ამიტომ მიზანშეწონილია ვისარგებლოთ წილობრივი კაპიტალით დაფინანსების სქემით, როდესაც მშენებლობის განხორციელებისათვის საჭირო კაპიტალი შედგება კერძო კაპიტალისა და ბანკის სესხისაგან.

კერძო კაპიტალის წილი ჯამურ კაპიტალდაბანდებაში შეიძლება იცვლებოდეს 20-50%-ის ფარგლებში. რაც მეტია კერძო კაპიტალის წილი, ბანკს შეუძლია მით უფრო დაბალი საპროცენტო განაკვეთით გასცეს სესხი, რადგანაც ბანკისთვის თანხის დაბრუნების რისკ-ფაქტორი მცირდება. მსოფლიო პრაქტიკა უჩვენებს, რომ უფრო ხშირად კერძო კაპიტალის მიზანშეწონილი წილი 30%-ია. ასეთ შემთხვევაში ბანკის სასესხო თანხის საპროცენტო განაკვეთი შეიძლება იცვლებოდეს (7-9)%-ის ფარგლებში, ხოლო კერძო კაპიტალის საპროცენტო განაკვეთი 12-15%-ის ფარგლებში. ჩვენს ანგარიშებში

ბანკის სესხის საპროცენტო განაკვეთად მიხნეული იქნა 8%, ხოლო კერძო კაპიტალის მიზანშეწონილ საპროცენტო განაკვეთად 13%.

(ცხრ. 3.4-ში) მოყვანილი ტარიფები წარმოადგენს 50%-იანი უზრუნველყოფის ჰიდროლოგიური რიგის მიხედვით გაანგარიშებული წლიური გამომუშავების შესაბამის ტარიფებს, რომლებიც უზრუნველყოფენ ჩადებული კაპიტალის ნამატით ამოღებას 30 წლის განმავლობაში. საშუალო შეწონილი ტარიფის მიხედვით ყოველთვის შეგვიძლია დავადგინოთ შემოდგომა-ზამთარში გამომუშავების ელექტროენერჯის ტარიფი, როდესაც ცნობილია წლიურ გამომუშავებაში შემოდგომა-ზამთრის წილი და თანაფარდობა პიკური და ბაზისური ენერჯის ტარიფებს შორის, შემდეგი ფორმულით:

$$\Delta K = \frac{K_6}{(1 + K_0)^n} = \frac{168,05 \cdot 10^6}{(1 + 0,086)^n} \approx 14 \cdot 10^6 \$$$

სადაც K_6 ჰიდროტექნიკური ნაგებობების ნარჩენი ღირებულებაა 30 წლის ექსპლუატაციის შემდეგ. 450 მგვტ დადგმული სიმძლავრის

პირობებში
$$K_6 = \frac{T}{T_0} \cdot K = \frac{30}{60} \cdot 336,1 \cdot 10^6 = \$168 \cdot 10^6; \quad T_0 - 60 \quad \text{წ}$$

ჰიდროტექნიკური ნაგებობის ფიზიკური ცვეთის ხანგრძლივობა; $K = \$336,1 \cdot 10^6$ აქტივების ღირებულებაა; $T = 30$ ფინანსური ამორტიზაციის პერიოდია. შევნიშნავთ, რომ კაპიტალდაბანდება და მშენებლობის დაფინანსება გატოლებულია ერთმანეთთან, მათ შორის მცირე სხვაობისა და გაანგარიშებათა შედეგების საიმედოობის გაზრდის მიზნით.

ტარიფის დასადგენად გაანგარიშებები შესრულდა ჩვენს მიერ შედგენილი საანგარიშო პროგრამით, რომელზეც ჩვენ ვფლობთ საავტორო უფლებას. როგორც მშენებლობისათვის საჭირო ჯამური კაპიტალდაბანდების, ასევე ამჟამად გასაწევ სამშენებლო სამუშაოთა ღირებულების გათვალისწინებით, შესრულებულ გაანგარიშებათა შედეგები მოცემულია (ცხრ.3.4-ში) როგორც ცხრილის მონაცემებიდან ჩანს, ელექტროენერჯიაზე ყველაზე დაბალ ტარიფს ვღებულობთ, როდესაც დადგმული სიმძლავრე 450 მგვტ-ის ტოლია. სრული დანახარჯების

მიხედვით, ტოლია 7,9 და 6.0 (გაწეული დანახარჯის მიხედვით) ცენტ/კვტ.ს.

როგორც ჩანს (ცხრ. №3.4). მიღებული უმცირესი ტარიფი (450 მგვტ).

ტარიფი აღმოჩნდა უფრო მეტი ვიდრე სემეკის მიერ ამჟამად დადგენილი ზღვრული ტარიფი. შესაბამისად ეს ტარიფი არ გვაძლევს საშუალებას მოვიზიდოთ ინვესტორი რადგან იგი არ შეესაბამება დადგენილ ნორმებს.

ამ სიტუაციიდან გამოსასვლელად გამოვიყენეთ გრადიანტული მეთოდი, რომელმაც მოგვცა ძალზედ დამაიმედებელი მონაცემები. გრადიანტული მეთოდის გამოსანგარიშებლად ვიყენებთ კომპიუტერულ პროგრამას (tarif-2) რომელიც დაპატენტებულია ჰიდროსაინჟინრო ნაგებობების კათედრაზე.

ზემოაღნიშნული პროგრამაში უნდა იქნა შეყვანილი მონაცემები (ცხ. №3.2 და 3.3) რომლის საშუალებითაც განისაზღვრება გრადიანტული ტარიფი. რომელიც ჩვენს მიერ განსაზღვრულ დროის განმავლობაში გაიჭიმება:

კერძო კაპიტალი და მისი პროცენტული მაჩვენებელი: 30%, 253.83

საბანკო კაპიტალი და მისი საპროცენტო მონაცემები: 70% 592.27

ნაგებობის ღირებულება ექსპლუატაციის 1 წელს: 336.1

მოწყობილობის ღირებულება ექსპლუატაციის 1 წელს: 292.68

პროგრამა (tarif-1) მიერ გამოთვლილი იქნა ტარიფი 7.9 და 6.0 რომელიც გაიჭიმა დროში პროგრამა (tarif-2) – ით 15 წლის განმავლობაში. მიღებული მონაცემები იხილეთ ცხ №3.5. როგორც ვხედავთ გრადიანტულმა მეთოდმა მოგვცა საშუალება ჩავმჯდარიყავით სემეკის მიერ დადგენილ ზღვრულ ტარიფში.

(გრადიანტის მწკრივეს თვითვეული წევრი აკმაყოფილებს კრიტერიუმს (NPV = 0), ანუ როცა ამოგება იანგარიშება სუფთა მიმდინარე ღირებულების ნულთან ტოლობის პირობებში)

დაწვრილებითი ინფორმაცია იხილეთ ანგარიშების კომპიუტერული რეალიზაციების საშუალებით.

**შესასრულებელ ძირითად სამუშაოთა
ღირებულება, \$ მლნ. (ხუდონჰესი)**

ცხრილი №3.2

№	შესასრულებელ ძირითად სამუშაოთა სახეობა	დადგმულ სიმძლავრეთა ვარიანტი, მგვტ					
		240	300	375	450	600	750
1	მისასვლელი გზების აღდგენა	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
2	წყალმიმღები ნაგებობა კაშხლის მარჯვენა გვერდზე	2.0	2.06	2.13	2.21	2.36	2.5
3	ზღუდარის და მომვლელი გვირაბის აღდგენა	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
4	გრუნტის გათხრითი სამუშაოები	12	12	12	12	12	12
5	ტურბინისა და გენერატორის შესყიდვა	120	144	168.7	189	240	285
6	ტურბინა-გენერატორის ტრანსპორტირება და მონტაჟი	60	61.74	63.9	66.09	70.4	75
7	სამშენებლო სამონტაჟო მოწყობილობათა შექმენა- გამოყენება	40	41.2	42.6	44.1	47	50
8	სატურბინო მილსადენი და მისი საკეტები	10	10.6	11.3	12.1	13.6	15
9	ჰესის შენობა; მისი მექანიკური და სატრანსფორმატორო მოწყობილობებით აღჭურვა	10	10.2	10.5	10.8	11.4	12
10	კაშხლის ბეტონი და მისი ჩაწყობა ტანში	200	200	200	200	200	200
11	გადასახლება და ბუნების დაცვითი ღონისძიებები Σ	50	50	50	50	50	50
12	ჩამოთვლილ სამუშაოთა ღირებულებების ჯამი	508	535.8	565.1	590.3	650.8	705.5
13	გაუთვალისწინებელი ხარჯები 20%	101.6	107.2	113	118.1	130.1	141.1
14	ტექნიკური დაპროექტება და მშენებლობაზე ზედამხედველობა 3%	15.2	16.1	16.9	17.7	19.5	21.2
15	გასაწევ სამშენებლო სამუშაოთა ჯამური ღირებულება	624.8	659.2	695	726.1	800.4	867.8
16	უკვე გაწეული დანახარჯების სავარაუდო ღირებულება	120	120	120	120	120	120
17	ჰესის მშენებლობის ჯამური ღირებულება	744.8	779.1	815.1	846.1	920.4	987.8

**სამშენებლო და სამონტაჟო სამუშაოთა
ღირებულება \$ მლნ. (ხუდონჰესი)**

ცხრილი № 3.3

№	შესასრულებელი სამუშაოთა დასახელება	დადგმული სიმბლავრების ვარიანი, მგვტ					
		240	300	375	450	600	750
1	ელექტრული და მექანიკური მოწყობილებები	170	195.4	221.8	243.9	298.4	347.4
2	გაუთვალისწინებელი ხარჯები 20%	34	39.08	44.36	48.78	59.68	69.4
3	ჯამური ხარჯები	204	234.5	266.16	292.68	358.08	416.4
4	ჰიდროტექნიკური ნაგებობები	274	275.8	278.03	280.3	284.7	289.5
5	გაუთვალისწინებელი ხარჯები 20%	54.8	55.16	55.06	56.06	56.94	57.9
6	ჯამური ხარჯი	328.8	330.96	333.1	336.1	341.64	347.4
7	$\Sigma(6 + 3)$	532.8	565.4	599.2	628.8	699.7	763.8
8	30%	159.8	169.6	179.8	188.6	210.0	299.1
9	70%	372.9	359.8	419.5	440.1	489.8	534.7

ტარიფები ცენტ /კვტ.სთ განსახილველი დადგმული
სიმძლავრეების მიხედვით (ხუდონჰესი)

ცხრილი № 3.4

№	სიმძლავრე მგვტ-ებში	50% -იანი უზრუნველყოფის პირობებში	
		სრული დანახარჯის მიხედვით, ცენტ /კვტ.სთ	გაწეული დანახარჯის მიხედვით, ცენტ /კვტ.სთ
1	300	8.8	6.7
2	375	8.3	6.3
3	450	7.9	6.0
4	600	8.4	6.5
5	750	9.2	7.0

გრადიანტული მეთოდით მიღებული

ტარიფების მწკრივი (ხულონჰესი)

ცხრილი №3.5

გრადიენტის ვექტორის სიდიდე	დადგენილი სიმლაგრე. (ხულონჰესი) 450 მგგბ	
	სრული დანახარჯების მიხედვით ც/კგტ.სთ	გაწეული დანახარჯის მიხედვით ც/კგტ.სთ
	0.079\$	0.06\$
	NPV = 0.0	NPV = 0.0
1	0.053519	0.039418
2	0.065369	0.052618
3	0.077219	0.065818
4	0.089069	0.079018
5	0.100919	0.092218
<i>საშუალო</i>	0.07722	0.06582
6	0.112769	0.105418
7	0.124619	0.118618
<i>საშუალო</i>	0.08907	0.07902
8	0.136469	0.131818

9	0.148319	0.145018
10	0.160169	0.158218
<i>საშუალო</i>	0.10684	0.09882
11	0.172019	0.171418
12	0.183869	0.184618
13	0.195719	0.197818
14	0.207569	0.211018
15	0.219419	0.224218
<i>საშუალო</i>	0.13647	0.13182

დასკვნა

ბოლოს აუცილებელია გავაკეთოთ დასკვნა ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის ეკონომიკური ეფექტიანობის დადგენის აუცილებლობასთან დაკავშირებით და ჩამოვყალიბოთ რამოდენიმე აუცილებელი პირობა რომელიც აუცილებელია ინვესტიციის მოზიდვისთვის და მშენებლობის დაფინანსებისათვის:

1. დიფერენცირებული ტარიფის შემოღება;
2. მოსახლეობის მსყიდველობითუნარუნიდან გამომდინარე ზღვრული ტარიფის დადგენა სემეკის მიერ;
3. ჰესის პროექტირების ეტაპზე ისეთი ჰიდროელექტროსადგურების შერჩევა რომელიც უზრუნველყოფს უფრო ნაკლები დანახარჯებით მცირე ტარიფის მიღებას;
4. შერჩეული ჰიდროელექტროსადგურიდან პროექტირების სტადიაზე ჰიდროელექტროსადგურის სიმძლავრის შერჩევა, რომელიც უზრუნველყოფს დაბალი ტარიფის მიღებას, ნაკლები სამშენებლო დანახარჯებიდან გამომდინარე;
5. პროექტების შედგენა თანამედროვე, განვითარებული ეკონომიკის მქონე ქვეყნებში არსებული მეთოდებით და მიდგომებით NPV (Net present value-ს) მეთოდით;
6. მშენებლობის დაფინანსების ისეთი მიდგომების განსაზღვრა, რომელიც უზრუნველყოფს დაბალი საპროცენტო განაკვეთით შედარებით მცირე ტარიფის დადგენას;
7. კერძო კაპიტალით და ბანკის დაფინანსების ისეთი წილობრივი განსაზღვრა რომელიც უზრუნველყოფს ტარიფის შემცირებას;
8. ტარიფის შემცირების მეთოდების შემუშავება, დროის ფაქტორების გათვალისწინებით. გრადიენტული მეთოდით ტარიფის შემცირების უზრუნველყოფა;
9. ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის განვითარების გეგმის და სტრატეგიის შექმნა, რომელიც უზრუნველყოფს მზარდი ეკონომიკის პირობებში ისეთი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობის დაფინანსებას რომლებიც უზრუნველყოფენ მომხმარებელს ელექტროენერჯით სრულად და ამავე დროს გათვალისწინებული იქნება მომხმარებელთა მსყიდველობითუნარიანობა.

10. ინვესტორებისთვის მიმზიდველი და ეკონომიკურად ეფექტიანი პროექტების შექმნა.

აღნიშნული მიდგომა აუცილებელია მძლავრი ჰიდროელექტროსადგურების მშენებლობისათვის, ინვესტიციების მოზიდვის გზით. სევე აღნიშნული მიდგომა უზრუნველყოფს მომხმარებელთათვის მსყიდველობითუნარიანი ტარიფის მიღებას გრძელვადიან პერიოდში. ხელს შეუწყობს ქვეყნის ენერგეტიკული განვითარების გრძელვადიანი განვითარების დაგეგმვას და ხანგრძლივი პერიოდით უზრუნველყოფს ქვეყანას განვითარებისათვის საჭირო ელექტროენერგეტიკული რესურსით.

გამოკვეყნებული ლიტერატურა

1. კოდუა ნ., მირცხულავა დ., ნიკოლაიშვილი მ. საინვესტიციო პროექტის ეკონომიკური ეფექტიანობის შეფასების კრიტერიუმები ენერგეტიკული ობიექტებისათვის.
ენერგია. №2-3. 2002. თბილისი;
ენერგია. №4-(52)-1. 2009. თბილისი;
2. კოდუა ნ., ა. ახვლედიანი, ი. წურწუშია.; დადგმული სიმძლავრის დადგენა ჰიდროელექტროსადგურებისთვის ს აბაზრო ეკონომიკის პირობებში ხულონჰესის მაგალითზე.
ენერგია. №4-(52)-1. 2009. თბილისი;
3. энерго-экономические расчоты на основе моделирование речного стока стохастическими дифференциальными уравнениями (сдУ), ნ. კოდუა გამომცემლობა „საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2004 წელი.
4. საქართველოს ენერგეტიკული ბალანსი, დემურ ჩომახიძე, გამომცემლობა „საქართველოს ტექნიკური უნივერსიტეტი“, 2006 წელი;
5. Bogman L.E. Amorocho I. Some statistical problems in hedrologe. Intern. Statist. Inst. Rev. 1970, vol 38, N. 1, p. 82-96.
6. Berd L.R. Stochastic generation of monthly quantities. Bratislava, 1975, 14 p.
7. Bamberg G., Coenenberg A.G Betriebswitsch-aftliche Entshcheidung-slehre. 9Auf. Munchen. 1996.
8. Gomide P.L. Range and deficit analysis using Marrov chains. [Hedrologe papers, Colorado state universite], 1975, N79, Fort Collins, Colo USA, 76 p.
9. Dooge I.C.I Mathematical models of hydrologic systems,-in: Pro-ceedinge of the International Symposium on Modeling Technique in Wa-ter Resourses Systems N1, 1971, p. 171-189 (Warsaw)
10. Dych S. Scharamn M. Application of Monte Carlo method to reservoir design. In: Proceedings of the international Hydrology Symposium, vol. 1, Fort Collins, Colo, USA, 1967, p. 406-417.

11. Kodua n.d., hazalia k.r., nadaraia n.o. hidroeletrosadguris ekonomikuri efeqturobis dafuZnebis sakiTxebi sabazro ekonomikis pirobebSi. J. energia, N3 Tbilisi 2004.
12. Кодуа Н. Д. Определяющие условия перехода от социалистических методов установления экономической эффективности строительства реабилитации энергических объектов к рыночным // Энергия, №4. Тбилиси, 1997.
13. Колтынюк Б. А. Инвестиционные расчеты. Санкт-Петербург, 2000.
14. Tools and methods of integrated resource planning. United Nations Enviroment Programm, 1997.
15. Пугачев В. С. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Наука, 1979, с. 496.
16. Режимы работы и проблемы планирования энергических систем (переводы докладов на сесии СИГРЕ 1964г. Под ред. Веникова Г. В.). М: Энергтя, 1965.
17. Цветков Е.В., Алябышева Т. М., Пафенев Л.Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1987, с. 302.