



## MİNĞEÇEVİR'DE RÜZGAR-GÜNEŞ ENERJİSİ İLE HİBRİT ÇALIŞAN PDHES KURULUM ANALİZİ

Fuad MAMMADOV<sup>1,a</sup>, Özlem ONAY<sup>2,b,\*</sup>

<sup>1</sup>Eskişehir Teknik Üniversitesi, Enerji Kaynakları ve Yönetimi, Eskişehir

<sup>2</sup>Eskişehir Teknik Üniversitesi, Makine, Resim ve Konstrüksiyonu, Eskişehir

<sup>a</sup>fuadmammadov@eskisehir.edu.tr, ORCID: 0000-0003-4004-2750

<sup>b</sup>oonay@eskisehir.edu.tr, ORCID: 0000-0001-6230-933

### ÖZET

Fosil yakıtların kullanılması ile oluşan kirlilik, Dünyanın şu anda karşı karşıya olduğu en temel sorunlardan biridir. Fosil yakıtlar, atmosferdeki sera gazı konsantrasyonunu artıran en büyük CO<sub>2</sub> emisyonu kaynaklarıdır ve oluşan bu durumun karşısında en uygun çözüm yenilenebilir enerjiye geçiş olarak görülmektedir. Yeşil enerji türlerinden biri de pompaj depolamalı hidroelektrik enerjidir. PDHES'ler puant güç ihtiyacının karşılanması, frekansın sabit tutulması ve şebekede yük dengesi yaratmak için kullanılmaktadır. Pik zamanlarda yukarı rezervuardan su aşağı rezervuara gönderilerek kısa bir sürede enerji üretilmektedir. Bu çalışmada dünyadaki mevcut PDHES-PV-RT hibrit sistemi araştırılmış ve Azerbaycan'da bu tür tesislerin kurulabileceği arazi alanları incelenmiş ve simülasyon programıyla hesaplama analizi yapılmıştır. Azerbaycan'da, şebekedeki frekansın sabit tutulmasında bu tez kapsamında kurulması önerilen tesislerin önemli rol oynayacağı düşünülmektedir. Çalışma sonunda hibrit sistemin Azerbaycan elektrik şebekesine aktardığı yıllık elektrik enerjisi, tesisin kurulum maliyeti, yıllık toplam karı ve amortisman süresi hesaplanmıştır.

**Anahtar Kelimeler:** PDHES, Hidroelektrik, RETScreen.

\*Sorumlu Yazar (Corresponding Author)

**Atıf (Citation):** Mammadov, F., Onay, Ö., "Mingeçevir'de Rüzgar-Güneş Enerjisi ile Hibrit Çalışan Pdhes Kurulum Analizi", UMÜFED Uluslararası Batı Karadeniz Mühendislik ve Fen Bilimleri Dergisi, 5(1): 11-31, 2023.

**Geliş (Received):** 09/03/2023

**Kabul (Accepted):** 11/05/2023

**Yayın (Published):** 16/07/2023

## ABSTRACT

Pollution caused by the use of fossil fuels is one of the most fundamental problems the world is currently facing. Fossil fuels are the biggest sources of CO<sub>2</sub> emissions that increase the greenhouse gas concentration in the atmosphere, and the most appropriate solution in the face of this situation is seen as a transition to renewable energy. One of the green energy types is pumped storage hydroelectric energy. PDHES are used to meet the peak power need, keep the frequency constant and create load balance in the network. At peak times, energy is produced in a short time by sending water from the upper reservoir to the lower reservoir. In this study, the existing PDHES-PV-RT hybrid system in the world was investigated and the land areas where such facilities could be established in Azerbaijan were examined and computational analysis was made with the simulation program. It is thought that the facilities proposed to be established within the scope of this thesis will play an important role in keeping the frequency in the network constant in Azerbaijan. At the end of the study, the annual electrical energy transferred by the hybrid system to the Azerbaijan electricity grid, the installation cost of the facility, the annual total profit and the amortization period were calculated.

**Keywords:** PDHES, Hydropower, RETScreen.

## 1. GİRİŞ

Küresel nüfusun yaklaşık yüzde 80'i net fosil yakıt ithalatçısı ülkelerde yaşamakta bu durum da yaklaşık 6 milyar insanı diğer ülkelerden fosil yakıtlara bağımlı olmaları nedeni ile jeopolitik şoklara ve krizlere karşı savunmasız hale getirmektedir. Buna karşılık, yenilenebilir enerji kaynakları tüm ülkelerde mevcut olmasına rağmen bu kaynakların potansiyellerinden henüz tam olarak yararlanılamamaktadır. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), 2050 yılına kadar dünya elektriğinin yüzde 90'ının yenilenebilir enerjiden karşılanabileceğini öngörmektedir. Yenilenebilir kaynaklar, ülkelerin ekonomilerini çeşitlendirmesine ve fosil yakıtların öngörülemeyen fiyat dalgalanmalarından korumalarına olanak tanırken, kapsayıcı ekonomik büyümeyi, yeni işleri ve yoksulluğun azaltılmasını sağlayarak ithalata bağımlılıktan kurtulmanın bir yolunu da sunmaktadır [8].

Yenilenebilir enerji, tüketildiğinden daha kısa sürede yenilenen doğal kaynaklardan elde edilen, kolaylıkla ulaşılabilen, bol, çevresel etki yaratmayan ve yaygın bir enerji kaynağıdır. Fosil yakıtların yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ile kirletici emisyonlar

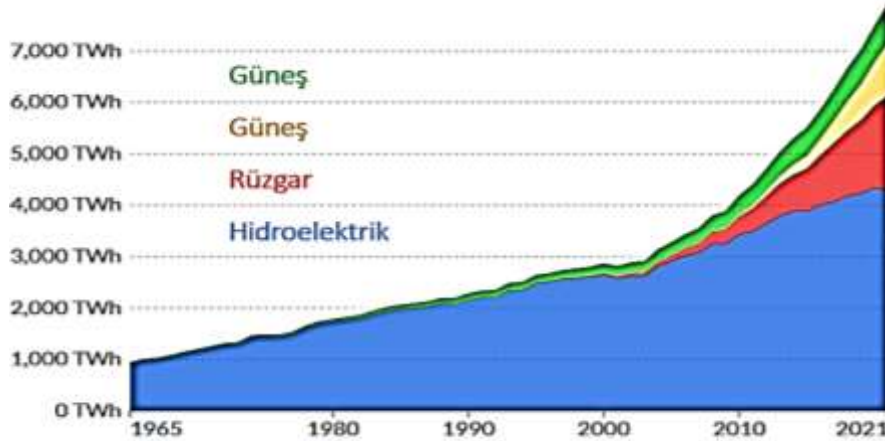
azalacak bununla birlikte daha ucuz ve fosil yakıtlara göre üç kat daha fazla iş fırsatı sağlanacaktır. Şekil 1'de, Dünyada 2021 yılına kadar yenilenebilir enerji üretim miktarları gösterilmiştir [9].

Hidroelektrik güç olarak adlandırılan hidroelektrik enerjisi, elektrik üretmek için hareket halindeki suyun gücünü kullanan ve insanlığın binlerce yıldır kullandığı bir enerji biçimidir. Hidroelektrik santrallerde enerji dönüşümü, barajın üstünde depolanan suyun sahip olduğu potansiyel enerjinin aşağıya doğru hareketi ile kinetik enerjiye dönüşmesi ve kinetik enerji kazanmış hareket halindeki suyun, barajın aşağı konumunda yer alan türbin kanatlarına baskı uygulayarak, suyun kinetik enerjisinin mekanik enerjiye dönüştürerek türbini döndürmesi temeline dayanmaktadır. Türbin ile aynı rotor üzerinde yer alan jeneratörde ise mekanik enerji elektrik enerjisine dönüşür ve iletim hatları ile şebekeye dağıtılır [1].

Son yıllardan artan değişkenli yenilenebilir enerji üretiminin ortaya çıkması ve serbestleştirilmiş elektrik piyasalarının gelişmesiyle birlikte, pompalı hidro enerji depolamanın (PHES) yeni bir ticari ve teknik ilgi kaynağı olduğu ve önümüzdeki 8 yıl boyunca Avrupa elektrik gücüne 7 GW'ın üzerinde PHES kapasitesi ekleneceği öngörülmektedir [13]. Enerji üretiminde ve tüketiminde ani değişimlere karşı depolanması gerekliliğinde en uygun seçenek olarak pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri öngörülmektedir (PDHES).

Azerbaycan'ın enerji şebekesi, frekansın sabit tutulması ve enerji sisteminin daha güvenilir şekilde yürütülebilmesi için Rusya'nın enerji şebekesine Derbend hattı ile bağlanmıştır. Bu hat ile Azerbaycan ve Rusya arasında enerji satışı yapılmakta ancak bu hatta gerek bakım gerekse yaşanan farklı sorunlar karşısında, şebekede frekansı sabit tutmak için Mingeçevir hidroelektrik santrali (Mingeçevir HES) devreye sokularak sorun giderilmektedir. Hidroelektrik santrallerde, şebekeye yükün verilmesi veya şebekeden yükün çıkarılması çok kısa bir sürede (90 saniyede çevrimiçi, 120 saniyede maksimum güce ulaşılabilir) gerçekleştirilebilmektedir.

Mingeçevir HES’de frekansın otomatik ayarlanması sisteminin ve denge bacasının olması ve burada yükün şebekeden çıkarılması veya şebekeye verilmesi hızlı bir şekilde gerçekleştiğinden dolayı tercih edilmektedir. Fakat bazı aylarda santrale beslenen suyun azalması nedeni ile santralin gücü azalmakta veya hiç çalışmamaktadır. Mingeçevir HES nehir tipi santraldir ve Mingeçevir su rezervuarı üzerinde kurulmuştur. Rezervuarda suyun seviyesi azaldığı zamanlarda veya sulama ile ilgili bazı problemler yaşandığı zamanlarda santralin çalıştırılmasına izin verilmemekte, bu durumda da şebekeye gerekli yükü ya Rusya’dan ya da herhangi bir modül tipi santraldan sağlamak gerekmektedir. Böyle bir durumda gerek Rusya’dan enerji aldığına gerekse modül tipi santraller doğal gaz kullanılarak çalıştığından ekstra maliyet artışına neden olmaktadır. Bu çalışma kapsamında önerilen model ile bu maliyetin minimuma indirilmesi amaçlanmıştır ve bu amaçla bu çalışma kapsamında, hidroelektrik santral rezervuarının alt rezervuar olarak kullanıldığı örnek bir pompaj depolamalı hidroelektrik santral tasarımı yapılmıştır.



Şekil 1. Dünya yenilenebilir enerji üretimi [2]

## 2. YÖNTEM

Çalışma kapsamında yapılması planlanan pompaj depolamalı HES’in kapasitesi 100 MW ve 160 MW olacak şekilde parametreler belirlenmiş ve hesaplanmıştır.

Öncelikle pompaj depolamalı HES’in pompa rejiminde ve türbin rejiminde çalışma süres, boru belirlenmiş ve daha sonra debi hesaplanmıştır. Santralin pompaj rejiminde çalışacağı süre hergün 7 saat, türbin rejiminde 6 saat, boru çapı 5m olarak alınmıştır Yapılan çalışma 2 temel senaryo üzerinden yürütülmüştür. Bu kapsamda 1. senaryoda üst rezervuarın

hacmi  $2.000.000 m^3$ , 2. senaryoda  $3.000.000 m^3$  olarak seçilmiştir ve debi (1) formülü ile hesaplanmıştır.

$$Q = V_{havuz}/T_{pompa}; m^3/sn \quad (1)$$

Daha sonra harita üzerinden üst rezervuarın, santral binasının ve cebri borunun geçeceği hat, cebri borunun uzunluğu seçilmiş ve (2 ve 3) formülleri ile cebri borunun alanı ve boruda hareket eden suyun hızı hesaplanmıştır.

$$A = (\pi \cdot d^2)/4; m^2 \quad (2)$$

$$v = Q/A; m/sn \quad (3)$$

Üst rezervuarın konumuna bakacak olursak, rezervuar Azerbaycan'ın Mingeçevir şehrinde, Mingeçevir HES'in yakınında, Bozdağ üzerinde 270 m yükseklikte yer almaktadır. Havuzun derinliği 30 m, faydalı derinliği 20 m (su alma derinliği 250 m), havuzun alanı 1. Senaryo için  $100.000 m^2$ , 2. Senaryo için  $150.000 m^2$  olarak seçilmiştir. Bu veriler "Google Earth" Pro harita sistemi kullanılarak elde edilmiş ve Şekil 2'de gösterilmiştir.



Şekil 2. "Google Earth" Pro haritası

Cebri borunun üst rezervuardan su alma yüksekliği 250 m, türbinlerin yerleştiği yükseklik 80 m olarak haritadan belirlenmiştir. Bu yükseklikler arasındaki fark brüt yükseklik olarak hesaplanmıştır (4).

$$H_{brüt} = H_{üst} - H_{türbin}; m \quad (4)$$

Daha sonra borudaki yük kayıplarının hesaplanması (5) için DSİ'deki verilere göre boruda ortaya çıkan kayıplar ( $n_c$ ), boru katsayısı ( $c_k$ ) ve harita üzerinden borunun uzunluğu ( $L$ ) belirlenmiştir.

$$\Delta H = ((n_c \cdot v)^2 \cdot L \cdot c_k) / (d/4)^{4/3}; m \quad (5)$$

Borudaki yük kayıpları hesaplandıktan sonra her senaryo için net (6) ve manometrik yüksekliği de (7) hesaplanmıştır.

$$H_n = H_b - \Delta H; m \quad (6)$$

$$H_m = H_b + \Delta H; m \quad (7)$$

Pompanın talep ettiği güç, suyun özgül ağırlığı, yerçekimi ivmesi, debi ve manometrik yükseklik verileri kullanılarak hesaplanmıştır (8).

$$P_{pompa} = \frac{\rho_{su} \cdot g \cdot Q \cdot H_m}{10^6}; MW \quad (8)$$

Pompalama rejiminde aşağıdan yukarı rezervuara pompalanan suyun miktarı her senaryo için ayrı hesaplanmıştır (9). Çalışma kapsamında kullanılacak pompa bu veriler göz önüne alınarak seçilmiştir.

$$Q_{p(çıkış)} = \frac{P_{pompa} \cdot 1000 \cdot \eta_{pompa}}{g \cdot H_m}; m^3/sn \quad (9)$$

Türbin rejiminde üretilecek gücün, yani PDHES'in kurulu gücünün hesaplanması için toplam verim katsayısının belirlenmesi gerekmektedir. Toplam verim katsayısının hesaplanması (10) için türbin verimi, jeneratörün verimi ve trafonun veriminin bilinmesi gerekmektedir. Bu veriler DSİ'den elde edilmiştir ve üretilecek güç miktarı hesaplanmıştır (11).

$$\eta_{toplam} = \eta_{türbin} \cdot \eta_{jeneratör} \cdot \eta_{trafo}; \quad (10)$$

$$P_{türbin} = \frac{\rho_{su} \cdot \eta_{toplam} \cdot g \cdot Q \cdot H_n}{10^6}; MW \quad (11)$$

Son olarak bir yılda pompa rejiminde pompanın talep ettiği enerji miktarı (12) ve türbin rejiminde üretilecek enerji miktarı (13) hesaplanmıştır.

$$E_{pompa} = \frac{P_{pompa} \cdot T_{pompa} \cdot 365}{1000}; Wh/yıl \quad (12)$$

$$E_{türbin} = \frac{P_{türbin} \cdot T_{türbin} \cdot 365}{1000}; Wh/yıl \quad (13)$$

### 3. BULGULAR

Hesaplardan görüldüğü gibi her iki senaryoda da tüketilecek enerji miktarı üretilecek enerji miktarından fazladır. Pik zamanlarda, yani enerji fiyatının fazla olduğu zamanlarda Türkiye ve diğer ülkeler bu tür santrallerden enerji üretmektedirler. Aşağı rezervuardaki suyu yukarı rezervuara pompalamak için gereken enerji, enerji fiyatının düşük olduğu saatlerde ve/veya yük fazlası olduğu durumlarda sağlanmaktadır. Böylece fiyat farkından dolayı santral kar elde etmektedir.

Azerbaycan'da enerji fiyatı sabit olduğu için PDHES'in kurulması avantajlı görülmeyebilir ancak diğer ülkelerde olduğu gibi enerjide farklı fiyat uygulaması yürürlüğe girdiğinde önemli bir avantaj oluşturacaktır. Çalışmanın asıl amacı, Azerbaycan'da kurulacak olan bu santral ile enerji şebekesinde yaşanan kazalar sonucu oluşan güç kaybının ve buna bağlı olarak oluşan kesintilerin bertarafı, akım geriliminin düzenlenmesi ve frekansın artması ve/veya azalması sonucu frekansın sabit tutulmasıdır. Tüketilecek enerji miktarının fazla olması



durumunda fazla enerjiyi karşılamak için santralin yüzer güneş panelleri ve rüzgar türbinleri ile hibrit olarak çalışması düşünülmüştür. Kurulacak rüzgar türbinleri daima enerji ürettiği için aşağıdaki suyu yukarıdaki rezervuara depolayan pompalara gerekli gücü sağlayacaktır. PDHES'in çalışmadığı durumlarda kullanılan güneş panellerden ve rüzgar türbinlerden elde edilen enerji doğrudan şebekeye beslenir ve ilave enerji sağlar. Tablo 1'de hesaplama özeti verilmiştir.

Tablo 1. Hesaplama özeti

Parametreler	Senaryo 1	Senaryo 2
Üst rezervuarın hacmi	2.000.000	3.000.000
Debi	79,365	119,048
Hız	4,042	6,063
Yük kaybı	2,49	5,602
Net düşü	167,51	164,398
Manometrik düşü,	172,49	175,602
Pompanı talep ettiği güç	134,296	205,078
Pompanın çıkış debisi	72,579	108,869
Türbinin gücü,	111,706	164,446
Pompaya yıllık gerekli olan enerji	343,125	523,975
Türbinin ürettiği yıllık enerji	244,637	360,137

### 3.1. Hesaplama ve Analiz

Hesaplamaya ilk olarak tesisin kurulacak yerinin harita üzerinden belirlenmesi ile başlanmış ve tesisin konumunu seçtikten sonra RETScreen otomatik olarak NASA'nın kaynak verilerini kullanarak seçilmiş arazinin yıllık hava durumu hakkında bilgileri kullanılmıştır. Hava durum bilgilerine iklim verisi yerinin enlem, boylam, iklim bölgesi, rakım, ısıtma tasarım sıcaklığı, soğutma tasarım sıcaklığı, yer sıcaklığı amplitüdü parametreleri ve yıllık aylar bazında hava sıcaklığı, bağıl nem, yağış miktarı, günlük güneş radyasyonu (yatay olarak), atmosferik basınç, rüzgar hızı, yer sıcaklığı, ısıtma derecesi (günlük), soğutma derecesi (günlük) parametreleri dahildir.



Tesis kısmında tesis türü, tesisin tipi, tesisin gücü, hazırlayan ve hazırlatan şirketlerin ismi, tesisin adı, adres bilgisi, yerleştiği şehir, il, ülke gibi bilgiler yer almaktadır. Daha sonra kıyaslama bölümünde farklı teknolojilerin enerji üretim maliyetleri 1 kWh için minimum ve maksimum olarak gösterilir.

### 3.1.1. Enerji Modeli

Enerji hesaplamalarının daha detaylı olması için seviye 2 modeli kullanılmıştır. Seviye 2 hesaplama modeli kaynak değerlendirme, su türbini, akış-süre ve türbin verimliliği eğrisi verileri, kayıplar ve özet olmak üzere beş bölümden oluşmaktadır.

Kaynak değerlendirmesinde önerilen proje rezervuar olarak seçilmiş, brüt düşü 170 m, maksimum kuyruk suyu etkisi 0 m, artık akış  $0 m^3/s$ , kararlı akışın mevcut olduğu zaman yüzdesi %95 (%90 ila %100 arasında girilmeli) olarak girilmiştir.

**Su türbini**

Açıklama: Mingecevir PDHES 110 MW (55%)  
Not: 2 ünite her biri 55 MW

**Seviye**

Seviye 1 Seviye 2

**Su türbini - Seviye 2**

**Kaynak değerlendirme**

Önerilen proje: Rezervuar

Brüt düşü: M 170

Maksimum kuyruk suyu etkisi: M 0

Artık akış:  $m^3/s$  0

Kararlı akışın mevcut olduğu zaman yüzdesi: % 95

Kararlı akış:  $m^3/s$  0

**Su türbini**

Dizayn akışı:  $m^3/s$  80

Tip: Francis

Türbin verimliliği: Standart

Türbin sayısı: 2

İmalatçı: Alstom

Model: Francis

Dizayn katsayısı: 5

Verimlilik düzeltme: % 0

Türbin maksimum verimliliği: % 94,4

Maksimum verimlilikte akış:  $m^3/s$  63,2

Dizayn akışında türbin verimliliği: % 91,1

**Kayıplar**

Maksimum hidrolik kayıp: % 1,4

Çeşitli kayıplar: % 2

Jeneratör verimliliği: % 95

Kullanılabilirlik: % 97

**Özet**

Güç kapasitesi: kW 111.593

Emreamide akış düzeltme faktörü: 1

Kapasite faktörü: % 87,2

İlk maliyetler: \$/kW 600

İşletme ve bakım maliyetleri (tasarrufları): \$/kW-yıl 10

Elektrik ihracat fiyatı: \$/kWh 0,04

Şebekeye verilen elektrik: MWh 852.771

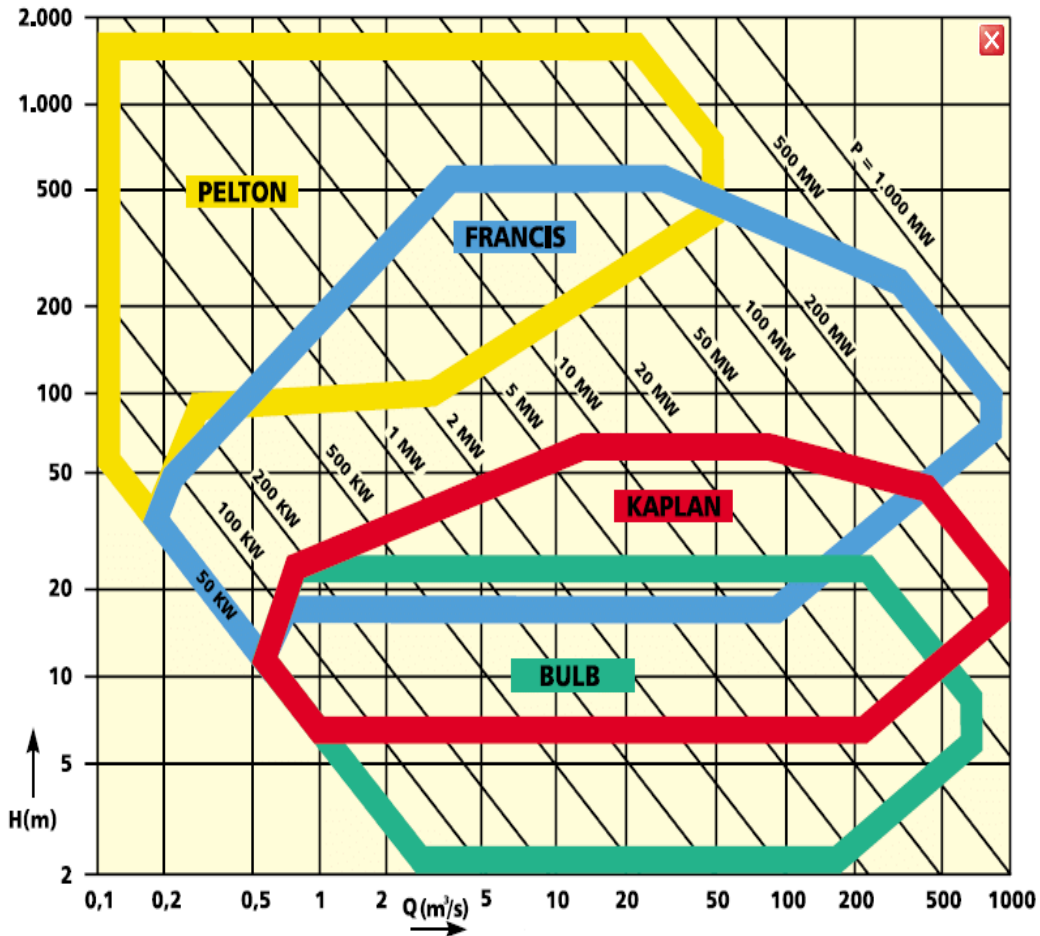
Elektrik ihracat geliri: \$ 34.110.835

Kararlı: 0

Şekil 3. Seviye 2 hesaplama modeli arayüzü (RETScreen)

Bir kanal içeren projeler için, brüt yük, kanalın sonundan kuyruğa kadar ölçülen yükseklikteki düşüştür. Kanalın uzunluğu boyunca yükseklik düşüşü, kanalın her 1000 m'de yaklaşık 1 m düştüğü (yani 0.001 eğime sahip olduğu) varsayılarak yaklaşık olarak hesaplanabilir. Brüt yüksekliği manuel olarak belirlemek için, çok büyük ölçekli ve doğru bir haritalama mevcut değilse, bir saha araştırması gereklidir. Bu, yükseklik düşüşünün 10 m veya daha az olabildiği küçük yükseklik farkları nedeniyle özellikle alçak tepeli küçük hidro için önemlidir. Böyle bir düşüşü belirlemek için gereken haritalama ölçeği en az 1:5000 olmalıdır. Rezervuar projeleri için, projenin brüt düşü için bir değer belirlenirken, beklenen rezervuar tüketiminin dikkate alınması gerekir.

Farklı saha koşullarına (yani yük ve akış tarafından tanımlanan şekilde) uyacak şekilde bir dizi türbin tipi geliştirilmiştir (Şekil 4). Kullanıcı tip kısmında görünen "Kaplan", "Francis", "Pervane", "Pelton", "Turgo", "Çapraz akış" ve "Diğer" türbinlerden bir seçilir [3, 4].



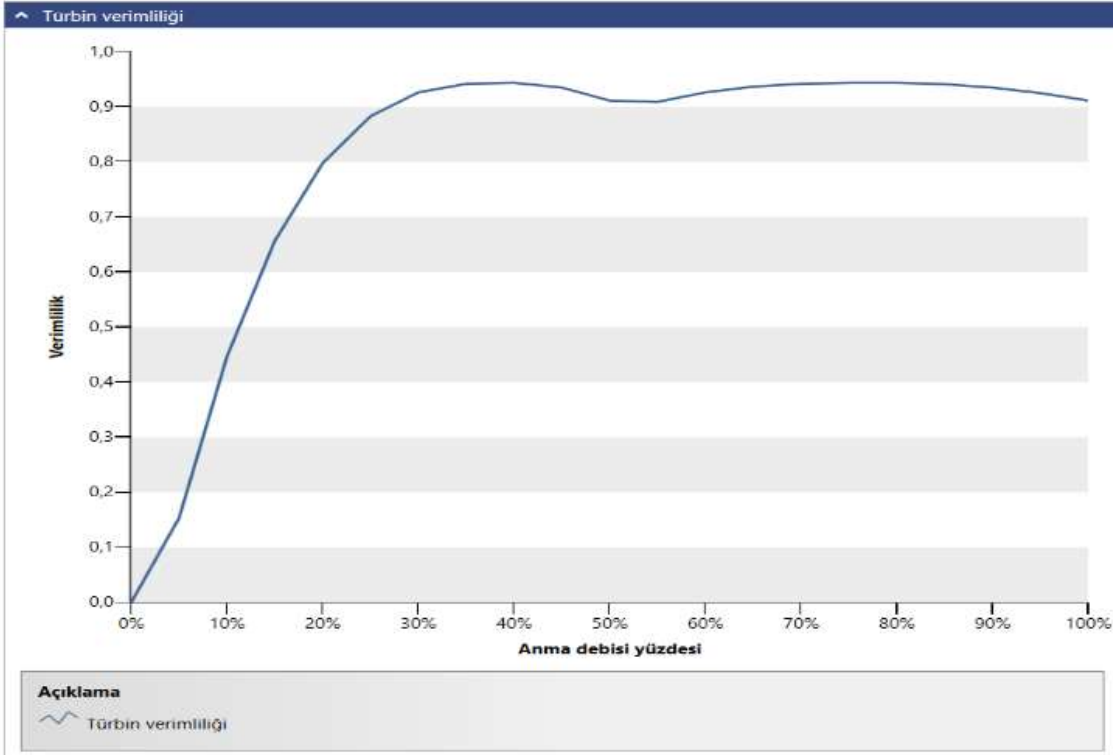
Şekil 4. Hidro türbin seçim tablosu

Su türbini bölümünde dizayn akışı  $80 \text{ m}^3/\text{s}$ , türbin verimliliği standart, türbin sayısı 2 (imalatçı Alstom), dizayn katsayısı 5, türbinin tipi Şekil 4'ten francis olarak seçilmiştir. Program, türbinin maksimum verimliliğini % 94,4, maksimum verimlilikteki akışı  $63,2 \text{ m}^3/\text{s}$ , dizayn akışında türbin verimliliğini ise % 91,1 olarak hesaplanmıştır.

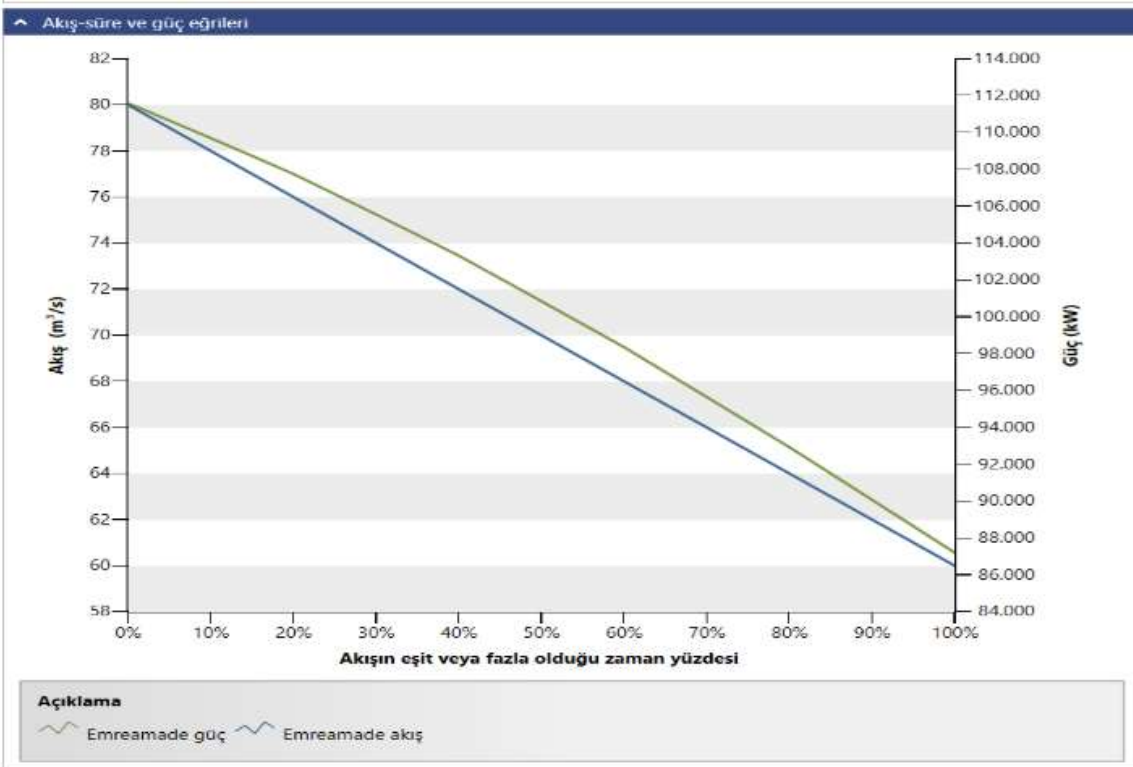
Dizayn akışı, türbinler tarafından kullanılabilir maksimum akış olarak tanımlanan tasarım akışıdır. Tasarım akışının seçimi, öncelikle sahadaki mevcut akışa (hidroloji) bağlıdır.

Türbin verimliliği net olarak bilinmediğinden dolayı standart olarak seçilmiştir. Francis türbinleri için model tarafından hesaplanan "Standart" verimlilik eğrisi, net yükseklikleri (brüt yük eksi maksimum hidrolik kayıplar) 30 m ile 1.000 m arasında olan projeler için geçerlidir. Bizim projemizde net yükseklik 170 m olduğundan program türbin verimliliğini doğru hesaplamaktadır."Kaplan", "Francis" ve "Pervane" türbinleri için türbin imalat/tasarım katsayısı programa dahil edilir. Diğer türbinler için bu parametreye ihtiyaç yoktur. Bu katsayı, değişen üretim tekniklerini hesaba katmak için türbin verimliliğini ayarlar. Katsayı, türbinlerin tahmini tepe verimini hesaplamak için formüllerde kullanılan boyutsuz bir faktördür. Tipik olarak, türbinin üretimi / tasarımı ne kadar karmaşıkça, türbinin verimliliği de o kadar yüksek olur. Türbin verimlilik eğrisi verileri tablo formatında sağlanır ve tüm akış aralığında (tasarım akışının % 0 ile % 100'ü) seçilen türbin sayısının birleşik verimliliğini gösterir (Şekil 5).

Bir akış-süresi eğrisi (FDC, Flow Duration Curve), maksimumdan minimuma doğru sıralanmış bir sahadaki akışın geçmiş verilerinin bir grafiğidir. Akış-süre eğrisi, bir sahada zaman içinde akışın beklenen kullanılabilirliğini belirlemekte ve bu, güç ve enerji verimini değerlendirmek için kullanılır. Akış-süre eğrileri Şekil 6'dan görüldüğü gibi akışın eşit veya fazla olduğu zaman yüzdesinin akışın birim zamandaki hızına karşılık çizilir.



Şekil 5. Türbin verimlilik eğrisi



Şekil 6. Akış süresi ve güç eğrileri

Kayıplar hesaplanırken maksimum hidrolik kayıplar, çeşitli kayıplar, jeneratör verimliliğine etki gösteren kayıplar ve kullanılabilirlik (availability) olmak üzere 4 tür kayıp göz önüne alınır.

Maksimum hidrolik kayıplar, hidro santralde suyun geçitlerden akarken oluşan enerji kaybıdır. Çoğu hidro santral için bu değer %5'e kadar uygun kabul edilmiştir. Su geçişleri çok kısa olan santraller için %2'lik bir değer uygundur. Uzun su geçişlerine sahip düşük başlıklı hidro santraller için bu değer %7'ye çıkarılabilir. Trafo kayıpları, parazit elektrik kayıpları vb. çeşitli kayıplar adı altında hesaba katılır. Jeneratörün voltajını, bağlı olduğu iletim hattının veya dağıtım sisteminin voltajıyla eşleştirmek için genellikle bir transformatör gerekir. Trafo kayıpları tipik olarak küçüktür. Transformatör kayıpları tahmini olarak %1'lik bir değerdedir. Bir hidroelektrik santral tarafından üretilen enerjinin bir kısmı, sistemin kendisi tarafından yardımcı ekipman (örn. kapama vanaları, baypas kapıları, koruma ve kontrol sistemleri vb.) aydınlatma, ısıtma vb. için kullanılır. Küçük hidro santraller için, parazitik elektrik kayıpları genellikle minimumdur. Parazitik elektrik kayıpları %1 ile %3 arasında değişebilir, ve bu değer çoğu hidro santral için % 2'lik bir değer civarındadır.

Jeneratör verimleri %93 ile %97 arasında değişebilir. Birçok hidro santralde, her birinin ideal dönüş hızlarına uyması için türbin ve jeneratör arasında bir dişli kutusu veya hız arttırıcı gereklidir. Bir dişli kutusu yüksek hızlı, daha düşük maliyetli jeneratörlerin kullanımına izin verir, bu durumda sistemin genel verimliliği %98 civarındadır. Hidro sistemler için kullanılan çoğu jeneratörün verimliliği %95 civarında iken dişli kutusu gerektiren sistemler için bu değer %93 olmaktadır.

Kullanılabilirlik, arıza süresi kayıpları, planlı bakım, hidro türbin arızaları, istasyon kesintisi ve şebeke kesintisinin bir sonucudur. Kullanılabilirliğin %96 olduğu durum için, yılda 15 gün genel bakım süreci birçok hidroelektrik santral için uygun bir süre olarak kabul edilir. Artan bakım gereksinimlerinin beklendiği (ör. buz sorunları nedeniyle) bölgelerde bulunan hidro sistemler için kullanılabilirlik değeri daha azdır ve bu değer yaklaşık %94 alınabilir. Programın çalıştırılması ile elde edilen güç kapasitesi, anlık akış düzeltme faktörü, kapasite faktörü, ilk maliyetler, işletme ve bakım maliyetleri (tasarrufları), elektrik ihracat fiyatı, şebekeye verilen elektrik enerji miktarı ve elektrik ihraç geliri maliyet hesaplaması öncesi özet olarak (Şekil 3) programda verilmiştir.

Toplam model, hidro sistem güç kapasitesini veya sistemin maksimum güç çıkışını hesaplar. Burada hesaplanan güç kapasitesinin, kurulu kapasite değil, şebekeye (merkezi şebeke veya izole şebeke) ihraç edildiği şekliyle sahanın çıktısı olarak alınmıştır. Model ayrıca sahadaki firma kapasitesini firma akışı, brüt yük, tasarım akışı ve verimlilikler / kayıplar temelinde hesaplar. Bu değeri güç kapasitesi ile karşılaştırır ve iki değerden düşük olanı firma kapasitesi olarak gösterir. Mevcut akış ayar faktörü, kapasite faktörünü, şebekeye verilen elektriği ayarlamak için bir araç sağlayan ve öncelikli olarak hassasiyet analizleri yapmak amacıyla sağlamak için kullanılır. Bu ayarlama faktörünü kullanarak kullanıcı, bu değerlerdeki değişikliklerin projenin finansal uygulanabilirliği üzerindeki etkisini kolayca kontrol edebilir. Mevcut akış ayarlama faktörü, kapasite faktörünün hesaplanması sırasında programda yer alan akış-süresi eğrisi tablosundaki her bir değere uygulanır [3].

Kapasite faktörü, hidro santral tarafından bir yılda üretilen ortalama gücün, nominal güç kapasitesine oranını temsil eder. Hidro santral kapasite faktörü için tipik değerler %40 ile %95 arasında değişmektedir. Belirli bir hidro sistem tasarımına sahip seçilen bir nehir için, tasarım akışı ne kadar yüksek olursa, kapasite faktörü o kadar düşük olur. Bir hidroelektrik santralinin maksimum çıktısı üzerinde herhangi bir kısıtlama olmaması şartıyla, tesisin optimum büyüklüğü öncelikle suyun kapasitesine bağlı olacaktır (akış-süresi eğrisi ile gösterilmiştir). Daha büyük bir tesis inşa etmenin maliyeti belli bir büyüklükten sonra enerji üretiminde ortaya çıkan artış göz önüne alındığında avantajını kaybedecektir. Tipik olarak, nehir tipi bir hidro santral için bu nokta genellikle sahadaki ortalama akışa yakındır.

### 3.1.2. İlk Maliyet Analizi

RETSscreen programının simüle ettiği maliyet analizi Şekil 6'da gösterilmiştir. Bu çalışma kapsamında enerji hesabı yapılan PDHES, gün boyunca 6 saat türbin modunda enerji üretecek şekilde, geceleri ise 7 saat pompa modunda enerji tüketecek şekilde tasarlanmıştır. RETScreen programı yapılan hesaplamalarda zaman dilimi 24 saat olarak alınmış, ancak çalışmada kullanılan saatler göz önüne alınarak değerler düzenlenmiştir. RETScreen ile yaptığımız analiz senaryo 1'de 2.000.000 m<sup>3</sup> rezervuar hacmi alınmıştır. Senaryo 2'de 3.000.000 m<sup>3</sup> rezervuar hacmi için analiz yapılmaya gerek duyulmamıştır.

Yüksek performanslı sahalardaki büyük ölçekli hidro projelerin LCOE(Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti) 0,020 USD/kWh iken, 2019 yılında eklenen yeni yenilenebilir tüketim ile kapasitenin ortalama maliyetleri 0,050 USD/kWh'a kadar artmıştır.

Büyük hidroelektrik projeleri için son on yılda Çin ve Brezilya'da eklenen yeni projelerin ağırlıklı ortalama LCOE'si 0,040 USD / kWh, Kuzey Amerika'da yaklaşık 0,080 USD / kWh ve Avrupa'da 0,120 USD / kWh olmuştur. Küçük hidroelektrik projeleri (1-10 MW) için yeni projeler için ağırlıklı ortalama LCOE, Çin'de 0.040 USD/kWh, Hindistan ve Brezilya'da 0.060 / kWh ve Avrupa'da 0.130 USD / kWh arasında değişmektedir. Hidroelektrik teknolojileri ilerlemeyi büyük ölçüde tamamladığı için maliyet düşürme potansiyelleri azdır ve genellikle inşaat mühendisliği teknikleri ve bu süreçlerdeki iyileştirmelerle sınırlıdır. Bununla birlikte, düşük maliyeti, değişken yenilenebilir kaynakların yüksek penetrasyonunun kolaylaştırılmasında artan önemi ve şebeke esnekliği sağlamadaki rakipsiz yeteneği, hidroelektrik enerjiyi enerji geçişinin giderek daha değerli bir bileşeni haline getirmektedir. 2010 ve 2019 yılları arasında devreye alınan hidroelektrik projelerinin çoğu için toplam kurulum maliyetler, 600 USD / kW gibi düşük bir değerden yaklaşık 4500 USD / kW yüksek bir değere kadar değişmektedir. Bununla birlikte, hidroelektriğin oldukça sahaya özgü doğası göz önüne alındığında, bu aralığın dışındaki proje maliyetleri karşılanası bir durumdur. Örneğin, başka amaçlarla inşa edilmiş mevcut bir barajda hidroelektrik kurulumunun maliyeti 450 USD / kW kadar düşebilir. Diğer yandan, uzak bölgelerdeki projeler, alternatif üretim veya şebeke bağlantısı maliyetleri göz önüne alındığında, yerel altyapı eksikliğinden kaynaklanan ek maliyetlere rağmen ekonomik olabilir [5].

Bu çalışma kapsamında ilk maliyeti hesaplamak için programa kW başına 1020 manat (600 USD) harcandığı verisi girildiğinde tesisin kurulumu için 113.824.506 manat (66.957.950 USD) gerekli olduğu programdan hesaplanmıştır. Ayrıca rüzgar türbinleri için toplam maliyetin 51 milyon manat (30 milyon dolar) olduğu kabul edilmiş ve toplam maliyet 165 milyon manat (97.063.240 USD) olarak belirlenmiştir. Bu rakam AcwaPower şirketinin Azerbaycan için kuracağı santral verilerinden elde edilmiştir [6].

İşletme ve bakım maliyetleri ise Azerbaycan için kW başına yılda 17 manat (10 USD) olarak belirlenmiştir. Bu ise yıllık 1.897.075 manat (1.115.962 USD) etmektedir.



### 3.1.3. Elektrik İhraç Gelirinden Elde Edilen Maliyet

Maliyet analizi de iki senaryoda yapılmıştır:

1. PDHES'in tek olarak çalıştırılması;
2. PDHES'in güneş ve rüzgar enerjisi ile hibrit olarak çalıştırılması.

#### Senaryo 1.

Azərbaycan'da 1 kWh enerjinin toptan satış fiyatı 0,066 manat'tır [7]. Enerji hesabı yapılan PDHES'in her gün saat 07:00- 10:00 ve akşam 19:00-22:00 saatleri arasında yukarıdaki rezervuardan suyu aşağıdaki rezervuara göndererek üretim yapması düşünülmüştür. Tesis 1 saatte 111,706 MWh enerji üretecek ve fiyatı 7372,60 manat olacaktır. Tesis gün boyunca 6 saat çalıştığında üretileceği enerjiden (670,236 MWh) elde edilecek gelir 4ak belirlenmiştir. Bu durumda tesisin yılda 16.145.985 manat gelir elde etmesi planlanmaktadır.

Tesisin pompa modunda tüketeceği enerjiyi gece boyunca 1 kWh enerji fiyatını 0,031 manat kabul ederek hesaplamalar yapıldığında, aşağıdaki suyu yukarıdaki rezervuara pompalamak için pompaya 134,296 MWh enerji gereklidir. Tesis pompa modunda her gece 23:00 -06:00 zaman aralığında 7 saat çalışacaktır. Bu durumda tesis gideri yılda 10.636.917 manat olacaktır. Ayrıca iç sarfiyatın 1 MWh olduğu göz önüne alındığında, yılda iç sarfiyat için 578.160 manat ilave gider olmaktadır. Tesisin yıllık işletme ve bakım maliyeti olan 1.897.075 manat hesaba katıldığında, tesisin net karı yılda 3.033.833 manat olarak hesaplanmaktadır.

#### Senaryo 2.

18 adet rüzgar türbini de sisteme ilave edilerek oluşturulan PDHES-PV-RT üçlü hibrit sistemde, tesisin kurulu gücünün 148 MW olacaktır. Tesis her gün 6 saat türbin modunda hibrit olarak çalıştığı ve buna ilaveten gün boyunca rüzgar türbinlerinin sadece 12 saat çalışarak şebekeye ek enerji verdiği kabul edildiğinde ve bununla birlikte 1 MW'lık iç enerjinin güneş panellerinden karşılandığını da hesaba katıldığında, tesisin yıllık net karı 16.084.928 manat olarak hesaplanmaktadır. Bu durumda güneş panellerinin rezervuarın yüzeyine montaj edilerek; gerek suyun buharlaşması engellenecek gerekse ilave araziye ihtiyacı otadan kaldırılacaktır. Bununla birlikte güneş panellerinin su yüzeyine döşenmesi, panellerin yüksek sıcaklıklara çıkmasını engellediğinden panel verimlilikleri korunacaktır. Geceleri ise güneşin olmadığı zamanlarda gereken iç enerji şebekeden veya rüzgar türbinlerinden sağlanacaktır.

### 3.1.4. Emisyon Analizi

RETSscreen Temiz Enerji Yönetim Yazılımının bir parçası olarak, kullanıcının önerilen tesisin sera gazı emisyonu azaltma potansiyelini tahmin etmesine yardımcı olmak için bir Emisyon Analizi yapma fırsatı sağlanmıştır.

İlk adım, tercih edilen analiz türünü seçmektir. Bu arazide sera gazı küresel ısınma potansiyel faktörleri de bulunmaktadır. Seviye 1 için, bu emisyon azaltım analizi çalışma sayfası temel durum elektrik sistemi (Temel), GHG (Sera Gazı) emisyonu ve GHG azaltım geliri olmak üzere üç ana bölümden oluşur. Seviyeye 2 ve 3 için temel durum elektrik sistemi (Temel), Temel durum sistemi GHG özeti (Temel), Önerilen durum sistemi GHG özeti (Plan), GHG emisyon azaltım özeti ve GHG azaltım geliri olarak beş ana bölümden oluşur. Temel durum elektrik sistemi ve Temel durum sistemi GHG özet bölümleri, temel sistemin emisyon profilinin bir tanımını sağlar. Önerilen durum sistemi GHG özeti bölümü, önerilen tesisin emisyon profilinin bir tanımını sağlar.

GHG emisyon azaltımı özeti bölümü, önceki bölümlerde kullanıcı tarafından girilen verilere dayalı olarak tahmini GHG emisyon azaltımının bir özetini sunar. Sonuçlar, yılda kaçınılan eşdeğer ton  $CO_2$  olarak hesaplanır. Bu çalışma sayfasına girilen girdiler, Mali Analiz ve Risk Analizi çalışma sayfalarında görünen GHG ile ilgili maddeler dışında, diğer çalışma sayfalarında rapor edilen sonuçları etkilemeyecektir. Model, önerilen durumun uygulanması halinde gerçekleşmesi tahmin edilen sera gazı emisyonlarında yıllık brüt azalmayı hesaplar. Hesaplama, hem temel durumun hem de önerilen durum sistemlerinin yıllık bazda emisyonlarına dayanmaktadır. Birimler, yılda eşdeğer ton  $CO_2$  emisyonu ( $tCO_2/yıl$ ) olarak verilmiştir.

Hesaplama sonucunda program yılda 387.756,4 ton  $CO_2$  emisyonu azalacağını göstermektedir. Bu da, kullanılmayan 71.017 otomobil ve hafif kamyon eşdeğer veya emisyonlar açısından 166.608.116 litre tüketilmeyen benzine, 901.759 varil tüketilmeyen petrole, enerji kullanımını %20 azaltan 387.756 adet insana, 88.128 dönüm ve 35.663 hektar karbon emen orman arazisine, 133.709 ton geri kazanılan atık miktarına eşdeğer miktarda (yılda 387.756,4 ton) sera gazı emisyonunun azaltılması sağlanacaktır.

### 3.1.5. Finansal Analiz

Finansal analiz bölümü enflasyon oranı, proje ömrü, borç oranı, borç faiz oranı, borç vadesi olmak üzere beş esas parametreyi içermektedir. Enflasyon, farklı mallar için ağırlıklı bir ortalama fiyat olan Tüketici Fiyat Endeksi'ndeki (TÜFE) genel bir artışı ifade eder. Endeksi oluşturan mal grubu, hangilerinin ortak bir tüketim sepetini temsil ettiğine bağlıdır. Bu nedenle, ülkeye ve nüfusun çoğunluğunun tüketim alışkanlıklarına bağlı olarak endeks farklı malları içerecektir. Bazı mallar fiyatlarında düşüş kaydederken, diğerleri artabilir, bu nedenle TÜFE'nin toplam değeri, tüm sepete göre her bir malın ağırlığına bağlı olacaktır. Yıllık enflasyon, TÜFE'nin bir önceki yılın aynı ayına göre yüzde değişimini ifade etmektedir. Azerbaycan için 2022 yılına uygun enflasyon oranı ortalama %12 oranındadır [3, 4].

Proje ömrü, projenin finansal uygulanabilirliğinin değerlendirildiği süredir. Koşullara bağlı olarak, enerji ile ilgili ekipmanın beklenen ömrüne, borcun süresine veya bir elektrik satın alma sözleşmesinin süresine karşılık gelebilir.

Borç oranı, bir proje için yaratılan finansal kaldıraç yansıtır; Borç oranı ne kadar yüksek olursa, finansal kaldıraç o kadar büyük olur. Model, projeyi finanse etmek için gereken öz sermaye yatırımını hesaplamak için borç oranını kullanır. Örneğin, borç oranları tipik olarak %0 ila %90 arasında değişir ve en yaygın olanı %50 ila %90'dır. Hesaplamalar sonucunda basit geri ödeme süresinin 10 yıl, proje ömrü ise 50 yıl olarak hesaplanmıştır. Tesis daha çok çalışırsa bu süre daha da aşağı olacaktır.

## 4. TARTIŞMA

Yapılan bu çalışma kapsamında, Azerbaycan'da elektrik şebekesinde sürekliliği sağlamak için bağlı olunan Rusya Kuzey şebeke sistemine olan bağımlılığı azaltmak ve bu hatlarda kaza/bakım sebebiyle yaşanan kesintileri bertaraf etmek için PDHES santrali kurmak üzere gereken analizler yapılmıştır.

## 5. SONUÇLAR

Hidroelektrik santraller, kömür veya petrol bazlı santrallere göre oldukça düşük bir çevresel ayak izine sahiptir. Bazı istisnai durumlar dışında tüm dünyada yaygın olarak bulunan hidroelektrik aynı zamanda enerjide kendi kendine yeterliliğe giden en önemli yollardan biridir.

Hidroelektriğin bahsedilen avantajlarının yanında, çevre, peyzaj, yaşam döngüsü ve ekosistem değeri açısından var olan dezavantajlar göz önüne alındığında, avantaj ve dezavantaj arasında bir denge kurmak ve sürdürülebilirliği sağlamak oldukça önemlidir.

Son zamanlarda, gelişmiş ülkelerde elektrik yükü çizelgesinin düzensizliğini dengelemek ve yük faktörünü artırmak amacıyla PDHES uygulaması yaygınlaşmıştır.

***Yapılan çalışma kapsamında:***

1. Tesisin, Azerbaycan'ın Mingeçevir şehrinde kurulması uygun görülmüştür.
2. Tesis 2 senaryoda 110 ve 160 MW gücünde yapılması planlanmıştır.
3. Tesisde kullanılmak üzere 2 adet 55 MW gücünde Francis tipi su türbinini, 1 MW gücünde iç enerjiyi sağlamak için güneş panelleri ve 36 MW gücünde 18 adet VESTAS V90 tipi rüzgar türbinini seçilmiştir.
4. Tesise bağlı olan rüzgar türbinleri her gün 12 saat çalışarak enerji üretileceği düşünülmüştür. Böylece tesisin yıllık gelirine de katkı sağlanacaktır.
5. Tesis pompa modunda her gece 23:00 - 06:00 zaman aralığında 7 saat çalışarak yukarıdaki rezervuara su pompalayacaktır.
6. Hibrit olarak tesis her gün sabah saat 07:00 - 10:00 ve akşam 19:00 - 22:00 saatleri arasında toplamda 6 saat çalışarak üretim yapacaktır.
7. Tesisin kurulumu için toplam maliyet 165 milyon manat (97 milyon USD) olarak belirlenmiştir.
8. Türbinlerin pompa modunda tersinir olarak kullanılmasının daha uygun olduğu belirlenmiştir.
9. Tesisin yıllık toplam net karı 16.084.928 manat (9.448.163 USD) olarak hesaplanmıştır.
10. Tesisin basit geri ödeme süresi, yani amortisman süresi 10 yıl olarak hesaplanmıştır.
11. Bu projede gücü 110 ve 160 MW planlanan ancak senaryo 1 için 112 ve 148 (RT ile birlikte) MW olarak hesaplanan pompaj depolamalı hidroelektrik tesisin enerji ve maliyet analizleri iki farklı senaryo için yapılmıştır ve gücü birlikte 148 MW olan PDHES-PV-RT hibrit tesisin analizler sonucunda daha uygun model olduğu tesbit edilmiştir.

## KAYNAKÇA

- [1] T. Hino and A. Lejeune, "Pumped Storage Hydropower Developments," *Comprehensive Renewable Energy*, pp. 6, 405-434. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00616-8>, 2012.
- [2] P. Rosado, R. Hannah and R. Max , "Renewable Energy," *Our World in Data*, 2020.
- [3] RETScreen, "Small hydro project analysis," Minister of Natural Resources Canada, Canada, 2004.
- [4] RETScreen®, "www.nrcan.gc.ca," 01 08 2022. [Online]. Available: <https://web.archive.org/web/20160112221923/http://www.retscreen.net/ang/news.php>.
- [5] IRENA, "Hydropower," International Renewable Energy Agency, <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Hydropower>, 2019.
- [6] G. Hacıyeva, "Caspian News," 9 5 2021. [Online]. Available: <https://caspiannews.com/news-detail/azerbaijan-reveals-prices-for-electricity-to-be-produced-by-new-solar-and-wind-power-plants-2021-5-9-0/>.
- [7] [tariffcouncil.gov.az](http://www.tariffcouncil.gov.az), "Elektrik enerjisinin ölkədaxili tarifləri," Azərbaycan Cumhuriyeti Tarife (fiyat) Konseyi, Bakü, <http://www.tariffcouncil.gov.az/?/az/content/70/>, 2021.
- [8] S. Souvik and G. Sourav, "Opportunities, barriers and issues with renewable energy development – A discussion," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 69, 1170-1181, 2017.
- [9] H. Ritchie and M. Roser, "Renewable Energy," *Our World in Data*, <https://ourworldindata.org/renewable-energy>, 2021.
- [10] W. Sue, "Application of Pumped Hydroelectric Energy Storage for Photovoltaic based Rural Electrification," *International Journal For Innovative Research In Multidisciplinary Field*, pp. 4, 35-39. <http://www.ijirmf.com/wp-content/uploads/201803007.pdf>, 2018.
- [11] G. Notton, V. Lazarov and L. Stoyanov, "Analysis of Pumped Hydroelectric S for Grtorage for A Wind/PV Systemid Integration," *Экологично инженерство и опазване на околната среда*, pp. 1, 63-74. <http://ecoleng.org/2011/64-74.pdf>, 2010.
- [12] C. Cristofari, G. Notton, L. Stoyanov, M. Ezzat, J. Canaletti and V. Lazarov, "Pumped Hydroelectric Storage Coupling Wind-Solar Resources: A Solution for Increase Ren on Islands Electrical Grid," *IEEE Xplore*, p. 11579529. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5598788>, 2010.
- [13] J. Deane, O. Gallachoir and E. McKeogh, "Techno-economicreview of existing and new pumped hydro energy storage plant," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 14(4), 1293-1302. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015>, 2010.

- [14] Ç. Önder, "Design of hydroelectric plant with pumping storage, [Eskişehir Teknik Üniversitesi]," *Ulusal Tez Merkezi*, p. tez numarası 702946. <https://tez.yok.gov.tr/UlusalTezMerkezi/>, 2021.
- [15] M. Bozdemir, "Hazneli pompalı hidroelektrik santrallerin Türkiye açısından değerlendirilmesi ve analizi, [Eskişehir Teknik Üniversitesi]," *Ulusal Tez Merkezi*, pp. tez numarası 348449, <https://tez.yok.gov.tr/UlusalTezMerkezi/>, 2013.
- [16] A. T. Abdulsalam, "Feasibility study of hydropower system in Oman E, [Murdoch University]," *ENG-470 Engineering Honours Thesis*, pp. 1-66. <https://researchrepository.murdoch.edu.au/id/eprint/44794/1/AI%20Tamimi2018.pdf>, 2018.
- [17] M. Kaya, "Rüzgâr enerjisi- pompaj depolamalı hidrolik hibrit güç sisteminin tasarımı ve optimizasyonu, [Selçuk Üniversitesi]," *yüksek lisans tezi*, pp. 8-93. <http://acikerisimarsiv.selcuk.edu.tr:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/5677/327086.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, 2012.
- [18] J. Anagnostopoulos and D. Papantonis, "Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant," *Energy Conversion and Management*, pp. 48(11), 3009-3017. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890407002063>, 2007.
- [19] H. Göktaş, "Pumped storage hydroelectric power plant importance and analysis of state for Turkey, [Eskişehir Teknik Üniversitesi]," *Ulusal Tez Merkezi*, p. tez numarası 520820. <https://tez.yok.gov.tr/UlusalTezMerkezi/>, 2018.