



T.C. SANAYİ VE
TEKNOLOJİ BAKANLIĞI



Doğanhisar HES Kurulum Ön Fizibilite Raporu





T.C. SANAYİ VE
TEKNOLOJİ BAKANLIĞI



Doğanhisar HES Kurulum

Ön Fizibilite Raporu



2026
OCAK

"Bu rapor T.C. Mevlana Kalkınma Ajansı'nın desteklediği TR52/25/TDKIRSAL/0011 referans numaralı "Doğanhisar Hes Kurulum Ön Fizibilitesi" Projesi kapsamında Proges Enerji Proje Mühendislik ve Danışmanlık tarafından hazırlanmıştır. İçerik ile ilgili tek sorumluluk yazar/yazarlara aittir ve Sanayi ve Teknoloji Bakanlığının ve T.C. Mevlana Kalkınma Ajansının görüşlerini yansıtmaz."

RAPORUN KAPSAMI

Bu ön fizibilite raporu, yatırımcılara yol göstermek amacıyla Konya ili , Doğanhisar ilçesinde Doğanhisar Belediyesi Başkanlığı'na ait Hidro Elektrik Santrali Tesisi kurulmasının uygunluğunu tespit etmek, yatırımcılarda yatırım fikri oluşturmak ve detaylı fizibilite çalışmalarına altlık oluşturmak üzere Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı koordinasyonunda faaliyet gösteren Mevlana Kalkınma Ajansı tarafından hazırlanmıştır.

HAKLAR BEYANI

Bu rapor, yalnızca ilgililere genel rehberlik etmesi amacıyla hazırlanmıştır. Raporda yer alan bilgi ve analizler raporun hazırlandığı zaman diliminde doğru ve güvenilir olduğuna inanılan kaynaklar ve bilgiler kullanılarak, yatırımcıları yönlendirme ve bilgilendirme amaçlı olarak yazılmıştır. Rapordaki bilgilerin değerlendirilmesi ve kullanılması sorumluluğu, doğrudan veya dolaylı olarak, bu rapora dayanarak yatırım kararı veren ya da finansman sağlayan şahıs ve kurumlara aittir. Bu rapordaki bilgilere dayanarak bir eylemde bulunan, eylemde bulunmayan veya karar alan kimselere karşı Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı ile Mevlana Kalkınma Ajansı sorumlu tutulamaz.

Bu raporun tüm hakları Mevlana Kalkınma Ajansına aittir. Raporda yer alan görseller ile bilgiler telif hakkına tabi olabileceğinden, her ne koşulda olursa olsun, bu rapor hizmet gördüğü çerçevenin dışında kullanılamaz. Bu nedenle; Mevlana Kalkınma Ajansının yazılı onayı olmadan raporun içeriği kısmen veya tamamen kopyalanamaz, elektronik, mekanik veya benzeri bir araçla herhangi bir şekilde basılamaz, çoğaltılamaz, fotokopi veya teksir edilemez, dağıtılamaz, kaynak gösterilmeden ıktibas edilemez.

1. YATIRIMIN KÜNYESİ	7
2. EKONOMİK ANALİZ	9
2.1 Sektörün Tanımı	9
2.2 Sektöre Yönelik Sağlanan Destekler.....	14
2.3 Sektörün Profili	18
2.4 Dış Ticaret Ve Yurt İçi Talep	37
2.5 Üretim, Kapasite Ve Talep Tahmini.....	50
2.6 Girdi Piyasası	61
3. TEKNİK ANALİZ	66
3.1 Kuruluş Yeri Seçimi	67
3.2 Üretim Teknolojisi	75
3.3. İnsan Kaynakları	76
4.FİNANSAL ANALİZ	77
4.1 Kapasite Faktörü Hesabı	77
4.2 Maliyet Analizi (CAPEX)	78
4.3 İşletme Giderleri (OPEX).....	79
4.4 Gelir Varsayımları	79
5.ÇEVRESEL VE SOSYAL ETKİLER	81
6.GENEL DEĞERLENDİRME VE SONUÇ	83
KAYNAKÇA	85

TABLolar

Tablo-1 Yatırım Künyesi(Türkçe).....	7
Tablo-2 Yatırım Künyesi(İngilizce)	8
Tablo-3 Parametre	10
Tablo-4 ISIC Revize 3.1 Kod Listesi	13
Tablo-5 GTİP Listesi.....	13
Tablo-6 Yararlanılabilecek Yatırım Destek Unsurları	14
Tablo-7 Gelişmişlik Düzeyi Bölgeleri	16
Tablo-8 Türkiye Elektrik Üretiminde Enerji Kaynaklarının Payı (Temmuz 2025)	18
Tablo -9 Türkiye HES Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı	28
Tablo-10 Türkiye Geneli İl Bazında İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller	29
Tablo-11 Türkiye’deki Büyük Ölçekli Kurulu Güce Sahip 10 Hidroelektrik Santrali	31
Tablo-12 Konya Hidroelektrik Santraller	32
Tablo-13 Konya Üretim Lisansı Alınan Hidroelektrik Santraller	33
Tablo-14 Konya Ön Lisans Alan Hidroelektrik Santraller	33
Tablo-15 Hidroelektrik Kurulu Üretim Kapasitesi ilk 10 Şirket	36
Tablo-16 Yıllara Göre İhracat-İthalat Miktarları ve Değişim Oranları	39
Tablo-17 İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Yıllar İtibariyle Aylık Dağılımı	40
Tablo-18 İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Yıllar İtibariyle Aylık Dağılımı.....	42
Tablo-19 Yenilenebilir Kaynaklı Elektrik Enerjisi Üretiminin Türkiye Toplam Üretimi İçindeki Payının Yıllar İtibariyle Gelişimi	55
Tablo-20 Konya İli Uzun Dönem Meteorolojik Veriler Tablosu (1929-2024)	61
Tablo-21 İşletmedeki Elektrik Santralleri	62
Tablo-22 Diğer Santraller	65
Tablo-23 Set Noktaları ve Teknik Özellikleri	68
Tablo-24 Su Alma Kotuna Göre Alternatif Yer Seçimi Senaryo Karşılaştırması.....	68
Tablo-25 Türbin Tipleri Ve Temel Özellikleri	73
Tablo-26 Yerli ve İthal Makine Teçhizat Listesi	75
Tablo-27 Nüfus Verileri	76
Tablo-28 Aylık Üretim ve Gelir Tahmini	78
Tablo-29 Yatırım Bütçesi Dağılımı	78
Tablo-30 Yerli Ve İthal Makine Teçhizat Listesi	79
Tablo-31 Yıllık İşletme Giderleri	79
Tablo-32- İş Akışı	84

ŞEKİLLER

Şekil-1 HES Genel Yapısı	10
Şekil-2 Türkiye de Enerji Santrallerinin Kurulu Güç payı	21
Şekil-3 Kurulu Güç Tablosu (31-10.2025 Tarihi İtibariyle)	21
Şekil-4 Günlük Elektrik Üretimi(GWh)	22
Şekil-5 Üretimin Kaynak Bazında Dağılımı Ekim 2025	23
Şekil-6 2011-2023 Türkiye Hidroelektrik Enerji Kurulu Gücün Yıllara Göre Değişimi.....	23
Şekil-7 Bir Hidroelektrik Santralde Elektrik Enerjisi Üretim Sistem	25
Şekil-8 İletim Sisteminin Mevcut Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Santraller.....	32
Şekil-9 Dünyada Hidroelektrik Enerjide Kurulu Güç	34
Şekil-10 Nehir Tipi Hidroelektrik Santralde Nehirden Suyun Alındığı, İletildiği Yapı Ve Santral Binası.....	35
Şekil-11 Yıllara Göre Elektrik Enerjisi İhracat Verileri	37
Şekil-12 Aylık Elektrik İthalat ve İhracat Verileri	37
Şekil-13 Nisan Ayı Ortalama Gün Öncesi Piyasa Fiyatları	38
Şekil-14 2024 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı	45
Şekil-15 2024 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı.....	46
Şekil-16 2023 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı	47
Şekil-17 2023 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı.....	47
Şekil-18 2022 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı	48
Şekil-19 2022 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı.....	48
Şekil-20 2021 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı	49
Şekil-21 2021 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı.....	49
Şekil-22 Elektrik Kurulu Güç	50
Şekil-23 Üretim Tablosu	51
Şekil-24 Yerli ve Yenilenebilir Kurulu Güç.....	51
Şekil-25 Günlük Elektrik Üretimi Tablosu	52
Şekil-26 Aylık Elektrik Tüketimi (TWh) - Saatlik Puant (MWh)	53
Şekil-27 2020 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı.....	56
Şekil-28 2021 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı.....	57
Şekil-29 2022 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı.....	58
Şekil-30 2023 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı.....	59

Şekil-31 2024 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı.....	60
Şekil-32 Konya İli Uzun Dönem Aylık Ortalama Yağış Grafiği (1929-2024)	62
Şekil-33 Crossflow Türbin Verimliliği	72
Şekil-34 Doğanhisar HES Organizasyon Şeması	76

RESİMLER

Resim-1 Doğanhisar HES Projesi Genel Vaziyet Planı	3
Resim-2 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyel Haritası	28
Resim-3 Doğanhisar İlçesi Topografik Haritası ve İdari Sınırları	67
Resim-4 Dere Havzası ve Alternatif Su Alma Yapısı (Set) Konumları	69
Resim-5 Dere Havzası ve Alternatif Su Alma Yapısı (Set) Konumları	70
Resim-6 İki bölmeli Crossflow (Banki) Türbini	71
Resim-7 İki bölmeli Crossflow (Banki) Türbini En Kesiti	72

YÖNETİCİ ÖZETİ:

Bu fizibilite raporu, Türkiye Cumhuriyeti'nin yenilenebilir enerji stratejileri ve Konya Ovası Projesi (KOP) bölgesel kalkınma hedefleri doğrultusunda, Konya ili, Doğanhisar ilçesi, Dereözü Mevkii sınırları içerisinde inşası planlanan 1.00 MWe (1 MWm) kurulu gücündeki Nehir Tipi Hidroelektrik Santral (HES) yatırımının teknik, finansal ve ekonomik yapılabilirliğini en ince detaylarına kadar analiz etmek amacıyla hazırlanmıştır. Rapor, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı ve Kalkınma Ajansları tarafından talep edilen "Ön Fizibilite Raporu Resmi Formatı"na sadık kalınarak; yatırımcılar, finans kuruluşları ve kamu otoriteleri nezdinde projenin geçerliliğini, sürdürülebilirliğini ve bankabilitesini kanıtlamak üzere kurgulanmıştır.

Proje, Konya Kapalı Havzası'nın hidrolojik gerçeklikleri ile modern mühendislik çözümlerini birleştiren, yerel kaynakların (Dereözü Deresi) potansiyel enerjisini en verimli şekilde elektrik enerjisine dönüştürmeyi hedefleyen, çevreye duyarlı ve düşük karbon ayak izine sahip bir enerji yatırımdır. Santral, "regülatörlü nehir tipi" (run-of-river) yapısı sayesinde büyük rezervuar alanlarına ve baraj gövdesine ihtiyaç duymadan, suyun doğal akış enerjisini kullanarak elektrik üretecektir. Bu özelliği ile tarım arazilerinin su altında kalmasını engelleyen ve ekolojik dengeyi koruyan proje, Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları (SKA) ile tam uyum içerisinde.

Yer Seçimi Gerekçesi ve Topografik Avantajlar (Site Selection Rationale and Topographical Advantages)

Yatırım yeri olarak seçilen Doğanhisar ilçesi, Dereözü Mevkii, coğrafi konumu ve topografik yapısı itibarıyla mikro ölçekli hidroelektrik üretimi için optimum koşulları sunmaktadır. Yapılan detaylı saha etütleri neticesinde, santralin hidrolik düşü kazanımı için en uygun noktalar belirlenmiştir. Proje sahasında Set-3 (1332 m) regülatör (su alma) kotu ile Set-2 (1300 m) kuyruksuyu (su iade) kotu arasında oluşturulan hidrolik hat, 32 metrelik brüt düşü sağlayarak potansiyel enerjiyi maksimize etmektedir.

Alternatif olarak incelenen Set-1 (1327 m) noktası, ulaşım ve inşaat lojistiği açısından bazı kolaylıklar sunsa da, Set-3'e kıyasla 5 metrelik bir düşü kaybına neden olmaktadır. Hidroelektrik enerji üretiminde düşü yüksekliği, debi ihtiyacı ile ters orantılıdır; yani düşü ne kadar yüksekse, aynı gücü üretmek için gereken su miktarı o kadar azalır. Set-3 tercihi, projenin daha az suyla aynı enerjiyi üretmesini sağlayarak, Konya havzasında giderek artan kuraklık riskine karşı projeyi teknik olarak korunaklı hale getirmektedir. Bu yer seçimi, "Değer Mühendisliği" (Value Engineering) prensipleri çerçevesinde, yatırım maliyeti ile enerji verimliliği arasındaki en ideal denge noktası olarak tescillenmiştir.

Hidrolik Yaklaşım: "Hedef Güç İçin Gerekli Debi" Metodolojisi (Hydraulic Approach: "Required Flow for Target Power" Methodology)

Geleneksel fizibilite çalışmalarında sıklıkla uygulanan "mevcut ortalama debiye göre kurulu güç tayini" yaklaşımı, iklim değişikliğinin etkilerinin yoğun hissedildiği bölgelerde atıl kapasite riskini artırmaktadır. Bu raporda, bu riskleri minimize etmek adına yenilikçi bir yaklaşım olan "Hedef Güç İçin Gerekli Debi" (Required Flow for Target Power) metodolojisi benimsenmiştir.

Bu metodoloji kapsamında, yatırımcının hedeflediği 1.000 kW (1 MW) elektriksel güç çıkışını garanti altına almak için sistemin ihtiyaç duyduğu anlık su debisi, tersine mühendislik yöntemleriyle hesaplanmıştır. Set-3 (1332 m) ile Set-2 (1300 m) arasındaki 32 metrelik brüt düşü ve hesaplanan hidrolik kayıplar (yaklaşık 1.80 m) neticesinde, 30.20 metrelik net düşü üzerinden yapılan hesaplamalar, santralin tam kapasite çalışabilmesi için 4.17 m³/s debiye ihtiyaç duyduğunu ortaya koymuştur. Bu veri, hidrolojik verilerin "varsayım" olmaktan çıkarılıp, "teknik gereklilik" zeminine oturtulmasını sağlamıştır.

Teknoloji Seçimi: Crossflow (Banki) Türbini (Technology Selection: Crossflow (Banki) Turbine)

Piyasadan toplanan teklifler doğrultusunda projenin toplam yatırım maliyetinin 1.200.000 USD (1200 USD/kW) seviyelerinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Bu rakam, sektör ortalamalarının (1.300-2.500 USD/kW) oldukça altında rekabetçi bir maliyeti işaret etmekte olup, teknoloji seçiminde maliyet etkin çözümlerin tercih edildiğini göstermektedir. Bu çerçevede, düşük ve orta düşülerde yüksek performans gösteren, debi değişimlerine karşı toleransı en yüksek türbin tipi olan Crossflow (Banki) türbini tercih edilmiştir. Crossflow türbinin seçilmesindeki temel teknik ve ekonomik gerekçeler şunlardır:

1. Geniş Çalışma Aralığı: Francis türbinleri tasarım debisinin %40'ının altında verim kaybı yaşarken, bölmeli (split-runner) Crossflow türbinler debinin %15'ine kadar (yaklaşık 0.6 m³/s) %70-80 verim bandında çalışabilmektedir. Bu özellik, Dereözü'nün debisinin düştüğü yaz aylarında santralin durmasını engelleyerek yıllık üretim süresini uzatmaktadır.
2. Yerli İmalat ve Düşük Maliyet: Karmaşık döküm gövdeler yerine sac kesim ve kaynak teknolojisi ile üretilmesi, Konya sanayisinin mevcut altyapısıyla imalatı mümkün kılmaktadır. Bu durum, elektromekanik maliyetlerde %40-60 oranında tasarruf sağlamaktadır.
3. Kavitasyon Dayanımı ve Bakım: Suyun çark kanatlarına iki kez çarpması (giriş ve çıkışta) ve kendi kendini temizleme özelliği, bakım maliyetlerini (OPEX) minimize etmektedir.

Toplam Yatırım Tutarı ve Finansal Özet (Total Investment Cost and Financial Overview)

Projenin toplam sabit yatırım tutarı, inşaat işleri (regülatör, boru hattı, santral binası), elektromekanik teçhizat (türbin, jeneratör, otomasyon), mühendislik ve izin bedelleri dahil olmak üzere 1.200.000 USD olarak hesaplanmıştır. Bu rakam, birim kurulu güç başına 1200 USD/kW maliyet anlamına gelmektedir ve

küresel ölçekteki küçük HES yatırımları arasında son derece rekabetçi bir "Capital Expenditure" (CAPEX) verimliliğine işaret etmektedir.

Finansal projeksiyonlar, %29 kapasite faktörü ve 6 USDcent/kWh ortalama elektrik satış fiyatı varsayımları altında aşağıdaki sonuçları vermiştir:

- Yıllık Ortalama Üretim: 2.540.400 kWh
- Yıllık Brüt Gelir: 152.424 USD
- Yıllık İşletme Gideri (OPEX): 40.000 USD
- Net İşletme Geliri (NOI): 112.424 USD
- Yatırımın Geri Dönüş Süresi : 10,7 yıl

Genel Fizibilite Değerlendirmesi (Overall Feasibility Assessment)

Doğanhisar 1 MW HES projesi; doğru hidrolik tasarım (Set-3 tercihi), bölgeye uygun teknoloji seçimi (Crossflow türbin) ve maliyet odaklı inşaat yaklaşımı (CTP boru kullanımı) ile teknik olarak sağlam, finansal olarak kârlı ve ekonomik olarak sürdürülebilir bir yatırımdır. Proje, sadece yatırımcısına sağlayacağı yüksek getiri ile değil, aynı zamanda yerel istihdama katkısı ve temiz enerji üretimiyle de Konya'nın kalkınma hedeflerine hizmet etmektedir.

Resim-1 Doğanhisar HES Projesi Genel Vaziyet Planı



YÖNETİCİ ÖZETİ:

This pre-feasibility report has been prepared to comprehensively assess the technical, financial, and economic feasibility of the 1.00 MWe (1 MWm) Run-of-River Hydroelectric Power Plant (HEPP) planned to be constructed within the boundaries of Dereözü locality, Doğanhisar District, Konya Province, Republic of Türkiye, in line with Türkiye's renewable energy strategies and the regional development objectives of the Konya Plain Project (KOP).

The report has been structured in full compliance with the Official Pre-Feasibility Report Format required by the Ministry of Industry and Technology and Development Agencies, with the aim of demonstrating the project's technical soundness, sustainability, and bankability to investors, financial institutions, and public authorities.

The project represents an environmentally responsible, low-carbon energy investment that combines the hydrological characteristics of the Konya Closed Basin with modern engineering solutions. Electricity generation will be based on the efficient utilization of the local water resource (Dereözü Stream) through a regulated run-of-river scheme, eliminating the need for large reservoirs or dam bodies. This design prevents inundation of agricultural land, preserves ecological balance, and fully aligns with the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs).

The selected investment site, Dereözü locality in Doğanhisar District, offers optimal conditions for small-scale hydropower generation due to its geographical location and favorable topography. Detailed site investigations have identified the most suitable intake and discharge points to maximize hydraulic head.

The hydraulic conveyance between the Set-3 intake elevation (1332 m) and the Set-2 tailrace elevation (1300 m) provides a 32-meter gross head, enabling maximum utilization of the available potential energy.

Although Set-1 (1327 m) was evaluated as an alternative intake option offering certain logistical advantages, it results in a loss of 5 meters of head compared to Set-3. In hydroelectric generation, head and flow rate are inversely proportional; therefore, higher head allows the same power output to be achieved with a lower flow rate. Selecting Set-3 reduces the required design flow for the target power output, offering a technical hedge against increasing drought risks in the Konya Basin.

Accordingly, the Set-3 option has been confirmed as the optimum solution under Value Engineering principles, achieving the best balance between investment cost, hydraulic efficiency, and long-term operational resilience.

Conventional feasibility studies typically determine installed capacity based on existing average river flows, a method that carries significant idle capacity risk in regions heavily affected by climate variability. To mitigate this risk, this study adopts the innovative "Required Flow for Target Power" methodology.

Under this approach, the instantaneous fflow required to reliably generate the target electrical output of 1,000 kW (1 MW) is calculated using reverse-engineering principles. Based on the 32 m gross head between Set-3 and Set-2 and the calculated hydraulic losses of approximately 1.80 m, the resulting net head is 30.20 m.

Hydraulic calculations demonstrate that a design fflow of 4.17 m³/s is required for full-capacity operation under these conditions. This approach transforms hydro-meteorological parameters from assumptions into engineering-driven design inputs, ensuring technical consistency and realistic capacity sizing.

Market-based cost assessments indicate a total investment requirement of approximately USD 1,200,000 (1200 USD/kW), which is significantly below typical industry benchmarks of 1,300– 2,500 USD/kW. This cost competitiveness reflects a deliberate preference for efficient and proven technologies. Accordingly, a Crossfflow (Banki) turbine has been selected as the most suitable technology for this project. The key technical and economic justifications are as follows:

1. **Wide Operating Range:** While Francis turbines experience significant efficiency losses below 40% of design fflow, split-runner Crossfflow turbines can operate efficiently down to approximately 15% of design fflow (≈ 0.6 m³/s), maintaining efficiency levels between 70– 80%. This capability ensures continued operation during low-fflow summer periods.
2. **Local Manufacturing and Cost Efficiency:** Crossfflow turbines can be manufactured using plate cutting and welding technologies, without the need for complex cast components. This allows full local manufacturing within Türkiye, particularly leveraging Konya’s industrial base, resulting in 40–60% savings on electromechanical equipment costs.
3. **Cavitation Resistance and Low Maintenance:** The double-pass water interaction with the runner blades and the self-cleaning characteristic provide high tolerance to debris and significantly reduce operation and maintenance costs.

The total fixed investment cost, including civil works (regulator, pipeline, powerhouse), electromechanical equipment, engineering, and permitting costs, has been estimated at USD 1,200,000, corresponding to a specific investment cost of 1200 USD/kW—a highly competitive CAPEX performance for a small-scale hydropower project.

Based on a 25% capacity factor and an average electricity sales price of c USD cent/kWh, the financial projections yield the following results:

- Average Annual Energy Production: 2,540,400 kWh
- Annual Gross Revenue: 152,424 USD
- Annual Operating Expenses (OPEX): USD 40,000
- Net Operating Income (NOI): USD 112,424 USD
- Simple Payback Period : 10.7 years

The Doğanhisar 1 MW Run-of-River Hydroelectric Power Plant Project is a technically robust, financially viable, and economically sustainable investment, supported by optimal hydraulic design (Set-3 selection), appropriate technology choice (Crossflow turbine), and cost-efficient construction strategy (CTP penstock). Beyond its attractive investor returns, the project contributes to local employment, clean energy generation, and regional development objectives in Konya Province. Based on the comprehensive analyses performed, the project is conclusively assessed as FEASIBLE.

ANA RAPOR

KONYA İLİ HES ENERJİ SEKTÖRÜ ÖN FİZİBİLİTE RAPORU

1. YATIRIMIN KÜNYESİ

Tablo-1 Yatırım Künyesi(Türkçe)

Yatırım Konusu	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretim Tesis (Nehir Tipi HES Kurulumu)	
Üretilen Ürün/Hizmet	Elektrik Enerjisi (Orta Gerilim Seviyesinde Şebeke Bağlantısı)	
Yatırım Yeri (İl – İlçe)	KONYA – Doğanhisar İlçesi (Dereözü Mevkii)	
Tesisin Teknik Kapasitesi	Kurulu Güç: 1.00 MWe (1 MWm)	
	Tasarım Debisi: 4.17 m³/s	
	Net Düşü: 30.20 m	
Sabit Yatırım Tutarı	1.200.000 USD (Bir Milyon İki Yüz Bin Amerikan Doları)	
Yatırım Süresi	12 Ay (Projelendirme, İzinler, İnşaat, Montaj ve Devreye Alma Süreçleri Dahil)	
Sektörün Kapasite Kullanım Oranı	%29 (Bölge hidrolojisi ve nehir tipi santral verilerine dayalı ortalama)	
İstihdam Kapasitesi	İnşaat Dönemi: 15-20 Kişi	
	İşletme Dönemi: 3-6 Kişi (Teknik ve İdari Personel)	
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	10.7 yıl	
İlgili NACE Kodu (Rev. 3)	42.22.02: Enerji santralleri inşaatı (hidroelektrik santrali, termik santral vb.)	
	İşletme Dönemi İçin: 35.11.19: Hidroelektrik enerji ile elektrik enerjisi üretimi	
İlgili GTİP Numarası	8501.64: Alternatif Akım Jeneratörleri (Çıkış gücü 750 kVA'yı geçenler)	
	8410.12: Hidrolik Türbinler ve Su Çarkları (Gücü 1.000 kW - 10.000 kW arası olanlar)	
Yatırımın Hedef Ülkesi	Türkiye	
Yatırımın Sürdürülebilir Kalkınma Amaçlarına* Etkisi	Doğrudan Etki	Dolaylı Etki
	Amaç 7: Erişilebilir ve Temiz Enerji,	Amaç 11: Sürdürülebilir Şehirler ve Topluluklar Amaç 12: Sorumlu Üretim ve Tüketim
Diğer İlgili Hususlar	İklim değişikliğinin etkilerinin minimize edilmesi, su kaynaklarının korunması ve ekonomiye kazandırılması hedeflenmektedir.	

23/01/2026

Tablo-2 Yatırım Künyesi(İngilizce)

Subject of the Project	Renewable Energy Based Power Generation Facility (Run-of-River HEPP Installation)	
Information about the Product/Service	Electrical Energy (Grid Connection at Medium Voltage Level)	
Investment Location (Province-District)	KONYA – Doğanhisar District (Dereözü Locality)	
Technical Capacity of the Facility	Installed Capacity: 1.00 MWe (1 MWm)	
	Design Flow: 4.17 m ³ /s	
	Net Head: 30.20 m	
Fixed Investment Cost (USD)	1,200,000 USD (One Million Two Hundred Thousand US Dollars)	
Investment Period	12 Months (Including Design, Permits, Construction, Assembly, and Commissioning)	
Economic Capacity Utilization Rate of the Sector	29% (Based on regional hydrology and run-of-river plant averages)	
Employment Capacity	Construction Phase: 15-20 Personnel	
	Operation Phase: 3-c Personnel (Technical and Administrative)	
Payback Period of Investment	10.7 Years (Base Scenario)	
NACE Code of the Product/Service (Rev.3)	42.22.02: Construction of utility projects for electricity (hydroelectric plants, etc.)	
	For Operation Phase: 35.11.19: Production of electricity via hydroelectric energy	
Harmonized Code (HS) of the Product/Service	8501.C4: AC Generators (Output exceeding 750 kVA)	
	8410.12: Hydraulic Turbines and Water Wheels (Power between 1,000 kW - 10,000 kW)	
Target Country of Investment	Türkiye	
Impact of the Investment on Sustainable Development Goals*	Direct Effect (Doğrudan Etki)	Indirect Effect (Dolaylı Etki)
	Goal 7: Accessible and Clean Energy.	Goal 11: Sustainable Cities and Communities Goal 12: Responsible Production and Consumption
Other Related Issues	The aim is to minimize the effects of climate change, protect water resources, and contribute to the economy.	

23/01/2026

2. EKONOMİK ANALİZ

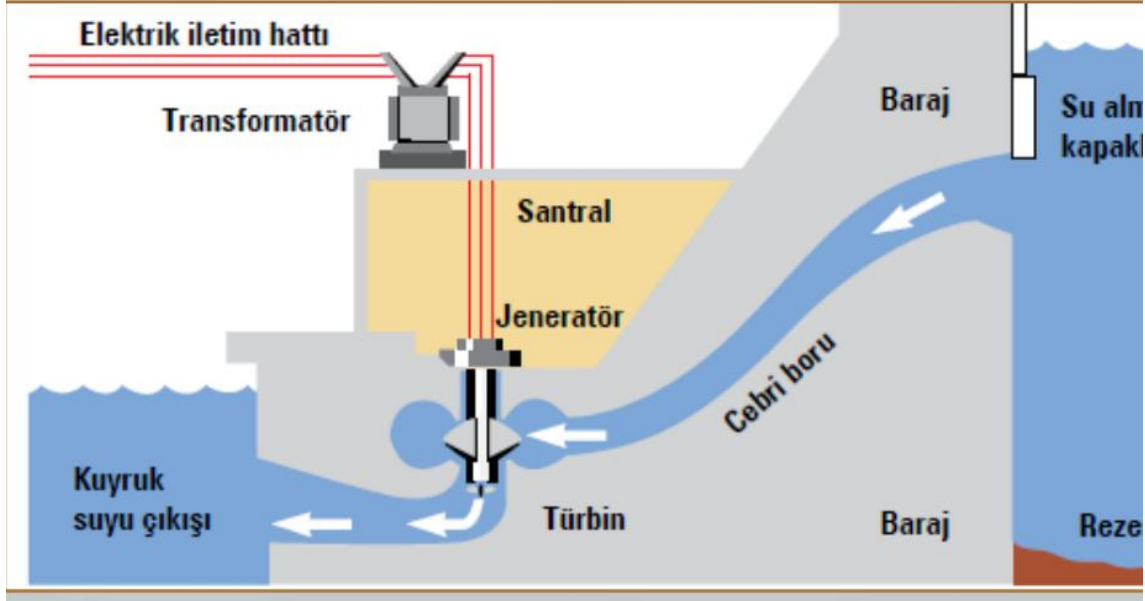
2.1 Sektörün Tanımı

Dünyada yaşanan hızlı nüfus artışıyla birlikte daha fazla suya ve enerjiye gereksinim duyulmaktadır. Bu ihtiyacın karşılanmasında, dünyadaki temel enerji ihtiyaçlarının dörtte üçünü karşılayan ancak hızla azalan fosil yakıtların yerine olumsuz çevresel etkileri diğer kaynaklara göre daha az olan yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimi daha da hızlandırmıştır. Hızlı bir ekonomik ve sosyal kalkınma süreci içinde olan Türkiye’de, sanayileşmede en önemli etmen olan enerjiye, özellikle elektrik enerjisine olan talep sürekli artmaktadır. Artan elektrik enerjisi talebini karşılamak üzere, ulusal enerji politikaları çerçevesinde, yeterli, güvenilir, ekonomik ve temiz elektrik enerjisi arzının sağlanması en önemli ilke olarak ortaya çıkmaktadır. Ayrıca, elektrik üretiminde, bir yandan yerli kaynakların kullanılmasına öncelik verilirken, diğer yandan kaynak çeşitliliğine de özen gösterilmektedir.

Petrol, kömür ve doğalgaz gibi yenilenemeyen yakıtlar, yerlerini; güneş, rüzgar, biyokütle, biyo yakıtlar, jeotermal, hidrolik ve okyanus kaynakları gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına bırakmaya başlamıştır. Türkiye, özellikle hidrolik, rüzgar ve güneş olmak üzere önemli miktarda yenilenebilir enerji kaynağına sahiptir. Türkiye’de, yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerji miktarı, toplam enerji üretiminin %25’ine karşılık gelmektedir. Hidroelektrik enerji, Türkiye’nin kullanılabilir en önemli yenilenebilir enerji kaynağını oluşturmaktadır Şekeli, M., & Keçecioğlu, Ö. (2011).

Su enerjisi, doğal göllerde ve önüne set çekilmiş barajlarda “Potansiyel Enerji” olarak, nehir vb. akarsularda, akıntılı deniz boğazlarında ve gel-git olaylarının yaşandığı denizlerde “Kinetik Enerji” olarak karşımıza çıkar. Baraj seti arkasındaki rezervuarda depolanmış durumda bulunan su, burada durgun vaziyette iken yükseklikle doğru orantılı olarak bir potansiyel enerjiye sahiptir. Söz konusu su kütlelerinin, cebri borular veya tüneller vasıtasıyla türbin çarkına doğru hareket ettirilmesi sonucu hareket halindeki su kütlesi, hareket hızının büyüklüğü oranında bir kinetik enerjiye sahip olacaktır. Suyun Hidrolik Akım Enerjisi (Kinetik Enerjisi) , hidrolik Santraldeki su türbinlerini belirli bir devirde döndürerek türbin şaftında mekanik enerjiye dönüştür. Türbin milinde meydana gelen mekanik enerji ise, generatör rotorunu döndürerek, generatör stator sargılarında Elektrik Enerjisi’ ne dönüştür.

Şekil-1 HES Genel Yapısı



Kaynak: Oralı F. , Behçet R.,Aykut K. (2017)

Hidroelektrik santraller çeşitli parametreler ile sınıflandırılabilirler. Bu parametreler

Tablo-3 Parametre

Düşülerine göre: 1. Alçak düşülü ($h < 10$ m) 2. Orta düşülü ($h = 10 - 50$ m) 3. Yüksek düşülü ($h > 50$ m)	Depolama durumlarına göre: 1. Depolamalı (Baraj Göllü – Tabi Göllü) 2. Depolamasız (Kanal Tipi – Nehir Tipi)
Kurulu güçlerine göre: 1. Küçük kapasiteli (100 – 1000 kW) 2. Orta kapasiteli (1000 – 10000 kW) 3. Büyük kapasiteli (> 10000 kW)	Baraj gövde tiplerine göre: 1. Ağırlıklı Beton Gövdeli 2. Beton Kemer Gövdeli 3. Kaya ve Toprak Dolgu Gövdeli

Bir hidroelektrik santralini meydana getiren tesisler şu ana gruplarda toplanabilir:

- Baraj gövdesi ve gölü
- Su alma tesisleri
- Su yolları tesisleri
- Santral binası
- Santral çıkış suyu kanalı
- Şalt tesisleri
- Dip savak tesisleri
- Dolu savak tesisleri

Baraj gövdesi ve gölü, nehir suyunun depolanması ve su düşüşünün elde edilmesine hizmet eder. Su alma tesisleri, baraj gölündeki veya nehir yatağındaki suyun su iletim tesislerine alınmasına ve gerektiğinde suyun kapatılmasına hizmet eder. Su yolları tesisleri, su iletim kanalı veya su iletim tüneli (basınçsız tünel) veya enerji tüneli (basınçlı tünel) veya cebri boru vs. gibi su iletim tesisleri suyun türbinlere iletilmesine yararlar. Santral binası, içine türbinler ve yardımcıları ile generatörler ve yardımcıları gibi elektromekanik teçhizatın ve koruma, kontrol kumanda gibi elektriki teçhizatın ve diğer yardımcı teçhizatın yerleştirilmesine yarayan özel bir binadır.

Santral çıkış suyu kanalı, türbinlerden çıkan suyun nehir yatağına intikalini sağlayan bir tesistir. Şalt tesisleri, transformatörler, elektriki devre kesicileri, ayırıcılar, parafudurlar vs. gibi elektriki teçhizatın monte edildiği mahallerdir. Dip savak tesisleri, baraj gölünün suyunu gerektiğinde nehir yatağı mansabına bırakmağa yarayan tesislerdir. Dolu savak tesisleri, aşırı yağışlı yıllarda baraj gölü maksimum su seviyesine kadar dolduğunda, baraj gövdesinin zarar görmemesi için fazla gelen suların nehir yatağına mansabına atılmasına yarayan tesislerdir Şekkel, M., & Keçecioğlu, Ö. (2011).

Enerji üretim sürecinde hiçbir atık maddeye ve karbon salınımına sebep olmayan hidroelektrik santraller, ülkemizin enerji ihtiyacının karşılanmasına büyük katkı sağlamaktadır. 2024 yılında ülkemizde üretilen yaklaşık 349 milyar kilovatsaatlik elektrik enerjisinin yaklaşık 75 milyar kilovatsaatlik kısmı, suyun güçlü ve temiz enerjisini ülke ekonomisine kazandıran HES'lerden elde edilmiştir. HES'ler 2024 yılında ülkemizin elektrik enerjisi ihtiyacının yaklaşık %21,5'ini karşılarken 2023 yılında bu oran %20 seviyesinde görülmüştür. 2024 yılında hidroelektrik santrallerden elde edilen elektrik enerjisinin, %76,4'ü depolamalı HES'lerde, %23,6'sı ise nehir tipi santrallerde üretilmiştir. Ülkemizde 2024 yılında, elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı şu şekilde gerçekleşti; %35,2 kömür, %21,5 hidroelektrik, %18,9 doğal gaz, %10,5 rüzgâr, %7,5 güneş, %3,2 jeotermal, %3,2 biyokütle ve diğerleridir.

2024 yılı sonu itibarıyla ülkemizin elektrik kurulu gücü 116 bin MW'ye ulaştı. Kurulu gücümüzün; %27,8'i hidrolik enerji, %21,3'ü doğal gaz, %18,9'u kömür, %11,1'i rüzgâr, %17,1'i güneş, %1,5'i jeotermal ve %2,3'ü ise diğer kaynaklardan oluşmaktadır. Ülkemizin elektrik kurulu gücünün yaklaşık %60'ı yerli ve yenilenebilir kaynaklardan oluşurken ülkemizin topoğrafik yapısı ve akarsularımız dikkate alındığında hidroelektrik enerji bu kaynaklar arasında ön plana çıkmaktadır.

Hidroelektrik santraller, çevre dostu olmalarının yanı sıra kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yaşamı canlandırmaları, düşük potansiyel risk taşımaları ve ani talep değişimlerine süratle cevap verebilmeleri sebebiyle büyük önem taşımaktadır.

Hidroelektrik santraller, şebeke yönetimi ve enerji arz güvenliği açısından da ülkemize fayda sağlamaktadır. Hızlı tepki verebilme kapasiteleri sayesinde frekans ve voltaj dengesini koruyarak şebekenin istikrarını artıran HES'ler, depolama özellikleri sayesinde ise enerji üretimini talebe göre ayarlayarak arz-talep dengesinin sağlanmasına katkıda bulunmaktadır. HES'ler özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının

entegrasyonunda, güneş ve rüzgâr gibi sistemleri dengeleyerek enerji sürekliliğini desteklemektedir. Ayrıca HES'ler ani yük değişimlerine hızlı yanıt verebildikleri için şebeke esnekliğini artırarak kesintileri ve dalgalanmaları minimize etmektedir. Bu özellikleriyle hidroelektrik enerji santralleri, güvenilir, esnek ve sürdürülebilir bir enerji sistemi için kilit rol oynamaktadır. <https://www.dsi.gov.tr>

Hidroelektrik, akan sudan elde edilen enerjidir. 2000 yıl önce, eski Yunanlılar tahıl öğütmek ve tekerlekleri çalıştırmak için su gücü kullandılar; bugün elektrik üretiminin en uygun maliyetli yollarından biridir ve genellikle mevcut olan yerlerde tercih edilen yöntemdir. Hidroelektrik santraller (HES) akan suyun gücünü elektriğe dönüştürürler. Akan su içindeki enerji miktarını suyun akış veya düşüş hızı tayin eder. Büyük bir nehirde akan su büyük miktarda enerji taşımaktadır. Ya da su çok yüksek bir noktadan düşürüldüğünde de yine yüksek miktarda enerji elde edilir. Her iki yolla da kanal ya da borular içine alınan su, türbinlere doğru akar, elektrik üretimi için pervane gibi kolları olan türbinlerin dönmesini sağlar. Türbinler jeneratörlere bağlıdır ve mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürürler. www.yenader.org/tr

Hidroelektrik enerji hem kısa hem de uzun vadede ekonomiktir. Bir tesis inşa edilirken, köprüler, tüneller ve barajlar gibi önceden var olan yapılar kullanılarak inşaat maliyetleri düşürülebilir. Faaliyete geçtikten sonra, hidroelektrik enerji düşük maliyetli elektrik sağlar ve uzun süre dayanıklılık gösterir. Hidroelektrik enerji, kırsal bölgelerde iş imkanları yaratır ve yerel ekonomileri canlandırmaktadır.

Hidroelektrik Santrali atık oluşturmamakta bu sayede çevreyi kirletmemektedir. Ayrıca HES'ler yüksek verim sağlayan, yenilenebilir, temiz yapılardır. Uzun ömürlüdürler aynı zamanda HES'lere yapılan yatırımların karşılığı kısa vadede geri alınmaktadır. Yerli bir kaynak olması, düşük maliyetli olması ve çevreye uygun olması HES'leri önemli bir kaynak haline getirmektedir. Ayrıca beraberinde ekonomik bağımsızlığı da getireceği için dışa bağımlılığın azalmasına yardımcı olmaktadır.

Faaliyet sınıflamaları, ekonomik alanda faaliyet gösteren tüm istatistiki birimler ile ilgili verileri mümkün olduğunca homojen kategorilere ayıran ve sunumunu sağlayan, birimlerin ana faaliyetlerini belirleyen ve uluslararası karşılaştırmayı sağlayan sınıflamalardır. ISIC (International Standart Industrial Classification), Birleşmiş Milletler İstatistik Ofisi tarafından hazırlanan ve tüm dünyada kullanılması önerilen ekonomik faaliyetlerin sınıflamasıdır. ISIC Revize 3.1 sınıflamasına göre; Hidroelektrik santrali ve enerji üretimine ilişkin detay kodlar aşağıda verilmektedir:

Proje kapsamında iki farklı NACE kodu sürece dahil olmaktadır:

- 42.22.02 (İnşaat Aşaması):** "Enerji santralleri inşaatı (hidroelektrik santrali, termik santral, nükleer enerji üretim santralleri vb.)". Bu kod, yatırımın inşaat ruhsatı ve teşvik belgesi süreçlerinde ana faaliyet kodudur.
- 35.11.19 (İşletme Aşaması):** "Hidroelektrik, güneş, rüzgar vb. yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik enerjisi üretimi". Tesis devreye alındıktan sonra elektrik satışı bu kod üzerinden

yapılacaktır.

Yatırım künyesinde, yatırımın inşasına yönelik olarak **42.22.02** kodu esas alınmıştır.

Tablo-4 ISIC Revize 3.1 Kod Listesi

Kodu	Tanımı
42.22.02	Enerji santralleri inşaatı (hidroelektrik santrali, termik santral, nükleer enerji üretim santralleri vb)
35.11.19	İşletme Dönemi İçin: Hidroelektrik enerji ile elektrik enerjisi üretimi

NACE (Nomenclature Generale des Activities Economiques dans les Communautés Européennes), Avrupa Birliği ülkeleri tarafından ISIC sınıflamasından türetilen ve üye ülkelerde zorunlu olarak kullanılan ekonomik faaliyet sınıflamasıdır. Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) tarafından 2008 yılı başından itibaren uygulanmaya başlayan Avrupa Topluluğunda Ekonomik Faaliyetlerin İstatistiki Sınıflaması, NACE Rev 2’de Elektrik ve Telekomünikasyon için Hizmet Projelerinin İnşaatı (F), kısmında 42.22.02 Nace kodu ile ; Enerji santralleri inşaatı (hidroelektrik santrali, termik santral, nükleer enerji üretim santralleri vb.) içerisinde yer almaktadır.

Hidroelektrik santrali, termik santral, nükleer enerji üretim santralleri İlişkin Gümrük Tarife İstatistik Pozisyon (GTİP) kodları aşağıda verilmektedir.

Tablo-5 GTİP Listesi

Kodu	Tanımı
8501.64	Alternatif Akım Jeneratörleri (Çıkış gücü 750 kVA'yı geçenler
8410.12	Hidrolik Türbinler ve Su Çarkları (Gücü 1.000 kW - 10.000 kW arası olanlar)

2.2 Sektöre Yönelik Sağlanan Destekler

2.2.1 Yatırım Teşvik Sistemi

Planlanan yatırım, yenilenebilir enerji kapsamında yer alan hidroelektrik enerji üretim tesisi (HES) olup, elektrik enerjisi üretimine yönelik sabit yatırım niteliğindedir.

Konya ili, yürürlükteki Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar kapsamında 2. Bölge illeri arasında yer almaktadır. Yatırımın konusu, büyüklüğü ve gerçekleştirileceği il dikkate alındığında, HES yatırımı Bölgesel Teşvik Uygulamaları kapsamında değerlendirilmektedir.

Tablo-6 Yararlanılabilecek Yatırım Destek Unsurları

Destek Türü			Konya
Gümrük Vergisi Muafiyeti			VAR
KDV İstisnası			VAR
Vergi İndirimi		Gelir ver.stopaj desteği	YOK
		Kurumlar vergisi indirimi	VAR
Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği	Destek Süresi	Üst sınır: Sabit yatırım tutarının belirli bir oranı ile sınırlıdır	3 YIL
Yatırım Yeri Tahsis			VAR
Faiz veya Kar Payı Desteği	2. Bölge için: - TL ve döviz kredileri için sınırlı oranlarda destek - Destek tutarı, yatırım tutarının belirli bir yüzdesiyle sınırlıdır		

Kaynak: Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı

Gümrük Vergisi Muafiyeti : Teşvik belgesi kapsamında yurt dışından temin edilecek makine ve teçhizat için gümrük vergisi ödenmez. Kapsam: Türbin, jeneratör, kontrol sistemleri ,Elektromekanik ekipmanlar,SCADA ve enerji iletim ekipmanları şart ; Ekipmanın teşvik belgesinde kayıtlı olması Yeni ve kullanılmamış olmasıdır.

Katma Değer Vergisi (KDV) İstisnası :Teşvik belgesi kapsamında; Yurt içinden temin edilen, Yurt dışından ithal edilen makine ve teçhizat alımlarında KDV istisnası uygulanır. Bu istisna, yatırımın ilk kurulum maliyetini önemli ölçüde azaltmaktadır.

Gelir Vergisi Stopajı Desteği: Bu destek yalnızca 6. Bölge yatırımları için uygulanmaktadır. Konya ili 2. Bölge kapsamında olduğundan, Doğanhisar’da yapılacak HES yatırımı için gelir vergisi stopajı desteğinden yararlanılması mümkün değildir.

Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği: Teşvik belgesi kapsamında yatırım tamamlandıktan sonra istihdam edilen personel için; İşverenin ödemesi gereken sigorta primi işveren hissesi, belirli bir süre boyunca Hazine tarafından karşılanır. 2. Bölge için genel uygulama:

- Destek süresi: 3 yıl
- Üst sınır: Sabit yatırım tutarının belirli bir oranı ile sınırlıdır

Vergi İndirimi: Yatırımdan elde edilen kazançlar üzerinden hesaplanan kurumlar vergisi, indirimli oran üzerinden uygulanır.

Uygulama esasları: Vergi indirimi, yatırım katkı oranına ulaşıncaya kadar uygulanır. Yatırım döneminde hem de işletme döneminde kullanılabilir

Yatırım Yeri Tahsisi: Hazineye veya kamuya ait taşınmazlar, uygun görülmesi halinde yatırımcıya; İrtifak hakkı, Kullanma izni, Tahsis yoluyla kullanılabilir. Şart: Yatırımın teşvik belgesine bağlanmış olması, Enerji üretim lisansı ve ÇED süreçlerinin tamamlanmış olması

Faiz veya Kâr Payı Desteği: 2. Bölge için: TL ve döviz kredileri için sınırlı oranlarda destek, Destek tutarı, yatırım tutarının belirli bir yüzdesiyle sınırlıdır

Teşvik Başvuru Aşamaları

✓ Ön Hazırlık Aşaması

- Yatırım fizibilite raporunun hazırlanması
- Kurulu güç, yatırım bedeli ve istihdam planının netleştirilmesi
- EPDK üretim lisansı / ön lisans sürecinin yürütülmesi
- ÇED sürecinin tamamlanması

✓ Teşvik Belgesi Başvurusu

Başvurular Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı – Teşvik Uygulama ve Yabancı Sermaye Genel Müdürlüğü nezdinde, E-TUYS sistemi üzerinden yapılır.

Gerekli belgeler:

- Yatırım bilgi formu
- Proforma faturalar
- Kapasite ve teknik bilgiler
- ÇED belgesi veya muafiyet yazısı
- EPDK lisansı / ön lisans

✓ **Değerlendirme ve Belge Düzenlenmesi**

Başvurunun uygun bulunması halinde yatırımcı adına **Yatırım Teşvik Belgesi** düzenlenir ve teşvik unsurları yürürlüğe girer.

✓ **İzleme ve Tamamlama**

- Yatırım süresi içinde gerçekleştirmeler izlenir
- Yatırım tamamlandığında **tamamlama vizesi** yapılır
- İşletme döneminde destekler uygulanmaya devam eder

Konya ili Doğanhisar ilçesinde planlanan HES yatırımı; Yenilenebilir enerji üretimini desteklemesi, Bölgesel kalkınmaya katkı sağlaması, Uzun vadeli ve sürdürülebilir gelir yapısı sunması nedeniyle devlet teşviklerinden etkin biçimde yararlanabilecek yatırımlar arasında yer almaktadır.

Enerji Sektörüne Yönelik Minimum Yatırım Tutarları Ne Kadardır?

- 1. ve 2. bölgelerde 3 milyon TL,
- 3., 4., 5. ve 6. bölgelerde 1.500.000 TL'dir.

Bölgeler;

Tablo-7 Gelişmişlik Düzeyi Bölgeleri

1.Bölge	2. Bölge	3. Bölge	4. Bölge	5. Bölge	6. Bölge
Ankara	Aydın	Adana	Afyonkarahisar	Bartın	Adıyaman
Antalya	Balıkesir	Bilecik	Aksaray	Bayburt	Ağrı
Bursa	Bolu	Burdur	Amasya	Çankırı	Ardahan
Eskişehir	Çanakkale	Düzce	Artvin	Erzurum	Batman
İstanbul	Denizli	Gaziantep	Çorum	Giresun	Bingöl
İzmir	Edirne	Isparta	Elazığ	Hatay	Bitlis

Kocaeli	Kayseri	Karabük	Erzincan	Kahramanmaraş	Diyarbakır
Muğla	Konya	Karaman	Kastamonu	Kilis	Gümüşhane
	Manisa	Kırıkkale	Kırşehir	Niğde	Hakkâri
	Mersin	Kırklareli	Malatya	Ordu	Iğdır
	Sakarya	Kütahya	Sivas	Osmaniye	Kars
	Tekirdağ	Nevşehir		Sinop	Mardin
	Yalova	Samsun		Tokat	Muş
		Trabzon		Tunceli	Siirt
		Rize		Yozgat	Şanlıurfa
		Uşak			Şırnak
		Zonguldak			Van
8 il	13 il	17 il	11 il	15 il	17 il

Kaynak: Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı

Konya / Doğanhisar ilçesinde yapılması planlanan HES (Hidroelektrik Santrali) yatırımı için Yatırım Teşvik Belgesi dışında da yararlanılabilecek destek, hibe ve garanti mekanizmaları bulunmaktadır.

YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması) HES yatırımları için en önemli destek mekanizmasıdır. YEKDEM, hibe değil, ancak en güçlü dolaylı finansal destektir.

Üretilen elektriğin 10 yıl süreyle alım garantisi sağlar, Fiyatlar TL bazlı olup, piyasa fiyatlarından bağımsızdır. Hidroelektrik için: Yerli aksam kullanımı halinde ek fiyat avantajı sağlanır.

VERİMLİLİK ARTIRICI PROJE (VAP) DESTEK PROGRAMI: Enerjinin üretiminden nihai tüketimine kadar olan tüm sektörlerde gerçek ve tüzel kişilerin enerji verimliliği uygulama projelerinin yatırım tutarları üzerinden desteklenmesini kapsayan programdır. Yatırımlarının %30'u en fazla 15 milyon TL'ye kadar hibe şeklinde desteklenmektedir. Destek bedeli her yıl, ilan edilen yeniden değerlendirme oranında artırılmaktadır.

Enerji tüketen verimsiz ekipmanların (fan, pompa, kazan, fırın, basınçlı hava sistemleri, buhar kapanları, elektrik motorları vb.) değişimi, rehabilitasyon ve proses düzenleme gibi yöntemlerle enerji verimliliğinin artırılması, ısıtma ve soğutma sistemleri, atık enerjinin geri kazanılması, ısı ve elektrik enerjisinin aynı anda üretildiği kojenerasyon sistemleri ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ısı üretimi konularındaki projeler destek programının kapsamında yer almaktadır.VAP destek programı kapsamında başvurular yıl içerisinde sürekli veya dönemsel olarak alınmaktadır.

TKDK – IPARD PROĞRAMI (Tarımsal işletmeye entegre, veya Sulama amaçlı küçük ölçekli hidro sistemler için mikro HES projelerinde değerlendirmeler ve destekler mümkündür.

ULUSLARARASI FİNANS KURULUŞLARI (Dünya Bankası: Çevresel ve sosyal etki standartları yüksek projelerde düşük faizli kredi + teknik destek sağlamaktadır.

MEVLANA KALKINMA AJANSI (MEVKA): Sürdürülebilir enerji ve çevre projeleri çağrıları kapsamında destek almak mümkündür.

2.3 Sektörün Profili

2.3.1 Türkiye Hidroelektrik Sektörünün Mevcut Durumu

Türkiye, Avrupa'nın en büyük hidroelektrik potansiyeline sahip ülkelerinden biri olup, 2024 yılı itibarıyla toplam elektrik üretiminin yaklaşık %20-%30'unu (yağış rejimine bağlı olarak) hidrolik kaynaklardan sağlamaktadır. Ancak son yıllarda yaşanan kuraklıklar ve iklim değişikliği etkileri, üretimde yıllar bazında dalgalanmalara neden olmaktadır. Bu durum, yatırımcıları büyük rezervuarlı barajlar yerine, yatırım maliyeti daha düşük ve geri dönüşü daha hızlı olan nehir tipi santrallere yönlendirmektedir. www.dsi.gov.tr

Sektördeki en önemli trend, "Hibrit Santral" uygulamalarıdır. HES sahalarına entegre edilen Güneş Enerjisi Santralleri (GES), suyun azaldığı yaz aylarında üretimi destekleyerek tesisin kapasite kullanım oranını ve yıllık toplam enerji üretimini artırmaktadır. Doğanhisar projesi, gelecekte hibrit bir tesise dönüştürülme potansiyeli taşımaktadır.

Tablo-8 Türkiye Elektrik Üretiminde Enerji Kaynaklarının Payı (Temmuz 2025)

Enerji Kaynağı	Kurulu Güç (MW)	Toplam İçindeki Pay (%)
Hidroelektrik	32.289	26,9
Doğal Gaz	24.747	20,6
Güneş	23.423	19,5
Rüzgar	13.695	11,4
Yerli Kömür	11.482	9,6
İthal Kömür	10.456	8,7
Biyokütle	2.337	1,9
Jeotermal	1.734	1,4

Türkiye ve Konya Özelinde Hidroelektrik Enerjinin Rolü

Enerji, modern ekonomilerin can damarıdır ve sürdürülebilir kalkınmanın en temel girdisidir. Türkiye, gelişmekte olan sanayisi ve artan nüfusu ile enerji talebi her geçen yıl artan bir ülkedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre, Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminde yerli ve yenilenebilir kaynakların payı stratejik bir öneme sahiptir. 2024 yılı itibarıyla, hidroelektrik santraller (HES) Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin yaklaşık %22'sini karşılamaktadır. HES'ler, sadece enerji üretmekle kalmayıp, şebeke frekans kontrolü ve arz güvenliği açısından rüzgâr ve güneş gibi diğer yenilenebilir kaynakların

dalgalı üretimini dengeleyen (balansör) bir rol üstlenmektedir.

Konya ili, Türkiye'nin "tahıl ambarı" olmasının yanı sıra, son yıllarda sanayi üretiminde de önemli bir ivme kazanmıştır. Bu durum, bölgedeki enerji talebini artırmıştır. Ancak Konya Kapalı Havzası, Türkiye'nin en az yağış alan bölgelerinden biridir ve iklim değişikliği baskısı altındadır. Bu paradoks, bölgedeki su kaynaklarının enerji üretiminde değerlendirilirken, suyun tek bir damlasının bile zayi edilmemesi gerektiği gerçeğini ortaya koymaktadır. Doğanhisar HES projesi, suyun tarımsal sulamadan önce potansiyel enerjisinin alınarak elektriğe dönüştürülmesi ve suyun kalitesi bozulmadan yatağına iade edilmesi prensibiyle, "Su-Enerji-Gıda" dengesini gözetten stratejik bir yatırımdır.

Küçük Ölçekli HES'lerin Enerji Güvenliği Açısından Önemi

Kurulu gücü 10 MW'ın altında olan santraller, uluslararası literatürde ve Türkiye'de "Küçük HES" olarak sınıflandırılmaktadır. Büyük barajlı santrallerin aksine, nehir tipi küçük HES'ler, doğaya minimum müdahale ile enerji üretirler. Doğanhisar 1 MW projesi gibi dağıtık üretim tesisleri, enerjinin tüketildiği noktaya yakın üretilmesini sağlayarak iletim ve dağıtım hatlarındaki teknik kayıpları azaltır. Bu santraller, yerel şebekenin (Doğanhisar ve çevre köyler) voltaj kalitesini iyileştirir ve olası büyük şebeke arızalarında bölgesel "island mode" (ada modu) çalışma potansiyeli ile enerji güvenliğine mikro ölçekte kritik katkılar sağlar.

➤ Neden Nehir Tipi HES?

Nehir tipi HES'ler, suyu depolamadan, akarsuyun o anki debisini kullanarak enerji üretirler.

Çevresel Avantaj: Büyük rezervuar alanları oluşturmadıkları için tarım arazileri, ormanlar veya yerleşim yerleri su altında kalmaz.

Yatırım Maliyeti: Baraj gövdesi inşaatı gerektirmediği için ilk yatırım maliyeti (CAPEX) ve inşaat süresi, depolamalı santrallere göre çok daha düşüktür.

İşletme Kolaylığı: İşletme ve bakım süreçleri daha basittir, yerel personel ile yönetilebilir.

Neden 1 MW?

Proje sahasının hidrolojik verileri ve topografik yapısı analiz edildiğinde, 1 MW kurulu gücün teknik ve yasal optimizasyon noktası olduğu görülmüştür.

Yasal Avantajlar: Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği kapsamında, 1 MW (bazı durumlarda 5 MW'a kadar) altındaki tesisler, lisans alma yükümlülüğünden ve şirket kurma zorunluluğundan muaftır (kendi tüketimini karşılama şartıyla veya YEKDEM kapsamında). Bu durum, bürokratik süreçleri hızlandırır ve işletme maliyetlerini düşürür.

Hidrolojik Uygunluk: Dereözü Deresi'nin debi rejimi, 1 MW üzerindeki bir kurulu gücü besleyecek sürekliliğe sahip değildir. Daha büyük bir türbin seçimi, santralin yılın büyük bölümünde düşük kapasiteyle

çalışmasına ve verimsizliğe yol açacaktır.

Neden Crossflow Türbin?

Bu projenin "kalbi" olarak Crossflow (Banki) türbinin seçilmesi, mühendislik ve ekonomi açısından bilinçli bir tercihtir:

- Yerileştirme: Konya sanayisinin (özellikle döküm ve talaşlı imalat kapasitesi) bu türbin tipini %100 yerli imkanlarla üretebilecek yetkinliktedir. Bu, ithal ekipman bağımlılığını azaltır ve yedek parça teminini kolaylaştırır.
- Verimlilik Karakteristiği: Pelton veya Francis türbinleri tasarım debisinin altına düşüldüğünde hızla verim kaybederken, Crossflow türbinler "bölmeli çark" yapısı sayesinde %15 debide dahi enerji üretebilir. Konya gibi yağış rejimi düzensiz bölgelerde bu özellik, yıllık toplam üretimi (GWh) artıran en önemli faktördür.

Türkiye’de Hidroelektrik Santrallerinin Enerji Üretimindeki Payı

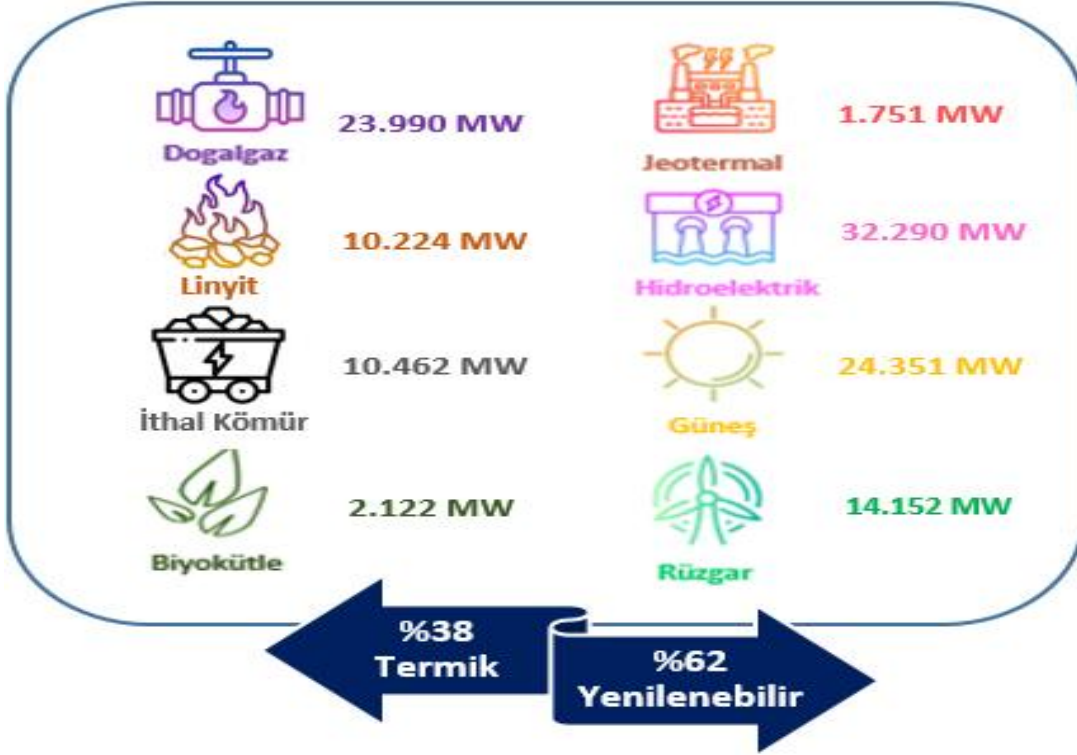
Temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik yatırımların artmasının ana sebepleri arasında çevresel etkilerin azaltılması amacıyla sürdürülebilir enerji çözümlerine yönelik küresel çabalar, fosil yakıtların fiyat dalgalanmaları, sınırlı kaynakların farkındalığı, politika destekleri, teşviklerle birlikte artan devlet düzeyindeki çabalar, teknolojik gelişmelerle birlikte temiz enerji maliyetlerinin düşmesi, enerji güvenliği hedefleri ve toplumsal bilinçlenmenin artması önemli rol oynamaktadır. Bu faktörler, temiz enerjiye yönelik küresel talebi artırarak ekonomik, çevresel ve sosyal açılardan sürdürülebilir enerji dönüşümünü teşvik etmektedir.

Akarsu, nehir gibi hareket halindeki suyun kendi hızına bağlı olarak bir gücü olduğu gibi, tasarlanan özel yapılarla sabit bir seviyeden daha düşük bir seviye kanallar yada borularla aktarılmasıyla da suyun gücünden yararlanılabilir. Hareket halindeki suyun önüne yerleştirilen ve türbin adı verilen yapılar dönme hareketi yaparak mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürür. Bu sayede suyun hareket hızından yararlanarak elektrik enerjisi üretilmiş olur. Bu üretimin yapıldığı tesislere hidroelektrik santral (HES) denir. Günümüzde, bu işlem belirli bir hız ile hareket halinde olan su kaynaklarının üzerine yerleştirilen regülasyon yapılarıyla hidroelektrik santraller (HES) kullanılarak gerçekleştirilmekte ve evlerimize kadar bu elektrik dağıtılmaktadır. Barajlı veya barajsız HES’ler karbon salınımı yapmamaları, çevre kirliliğine sebep olmamaları, kırsal bölgelerde iş imkanı oluşturmaları, bakımlarının kolay ve ucuz, işletme sürelerinin uzun olması sebebiyle tercih edilen bir enerji kaynağıdır. Kaynak: Bilhan, Ö(2024)

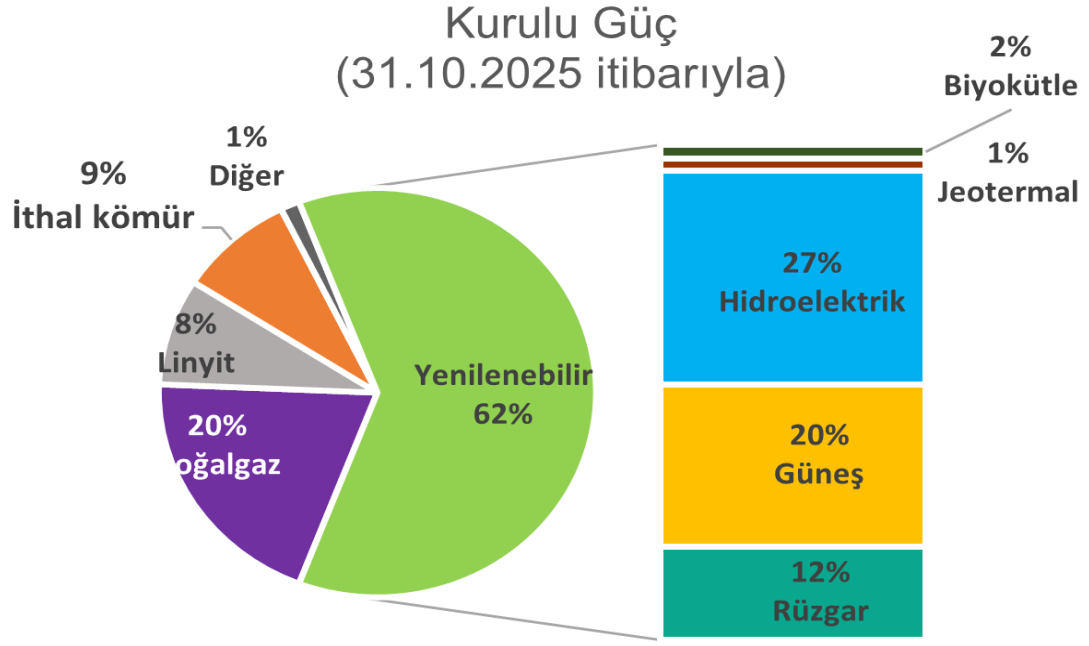
Türkiye, enerji üretiminde hidroelektrik santrallere önemli bir yer ayırmaktadır. Özellikle yağış miktarının fazla olduğu dönemlerde hidroelektrik üretimi artarken, kuraklık dönemlerinde düşüş gösterebilir. Türkiye, hidroelektrik enerjiyi yenilenebilir ve sürdürülebilir bir kaynak olarak değerlendirerek yeni projeler geliştirmeye devam etmektedir.

TEİAŞ verilerine göre Santrallerin kaynak bazında kurulu güç dağılımına bakıldığında, %62'si yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerden oluşmaktadır. Hidroelektrik santraller, Türkiye'nin toplam elektrik kurulu gücünün %27'sini oluştururken; rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin toplam kurulu güç içindeki payı %32'ye ulaşmıştır.

Şekil-2 Türkiye de Enerji Santrallerinin Kurulu Güç payı



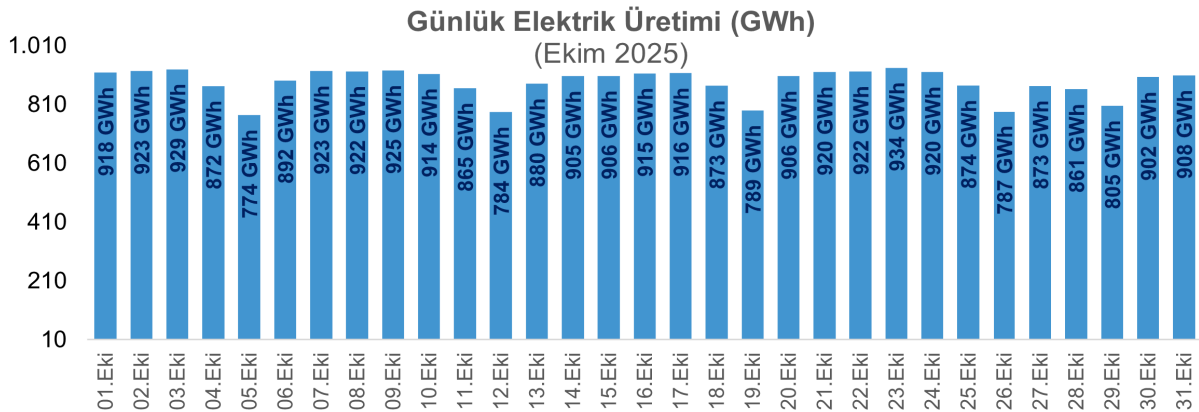
Şekil-3 Kurulu Güç Tablosu (31-10.2025 Tarihi İtibariyle)



Kaynak: TEİAŞ YTBS, erişim tarihi 02.11.2025

TEİAŞ verilerine göre 2025 Ekim ayında Türkiye’de toplam 27.434 GWh elektrik üretilmiştir. Ortalama günlük üretim miktarı 885 GWh olurken, bir önceki aya kıyasla yaklaşık %7,2 daha az üretim gerçekleşmiştir.

Şekil-4 Günlük Elektrik Üretimi(GWh)



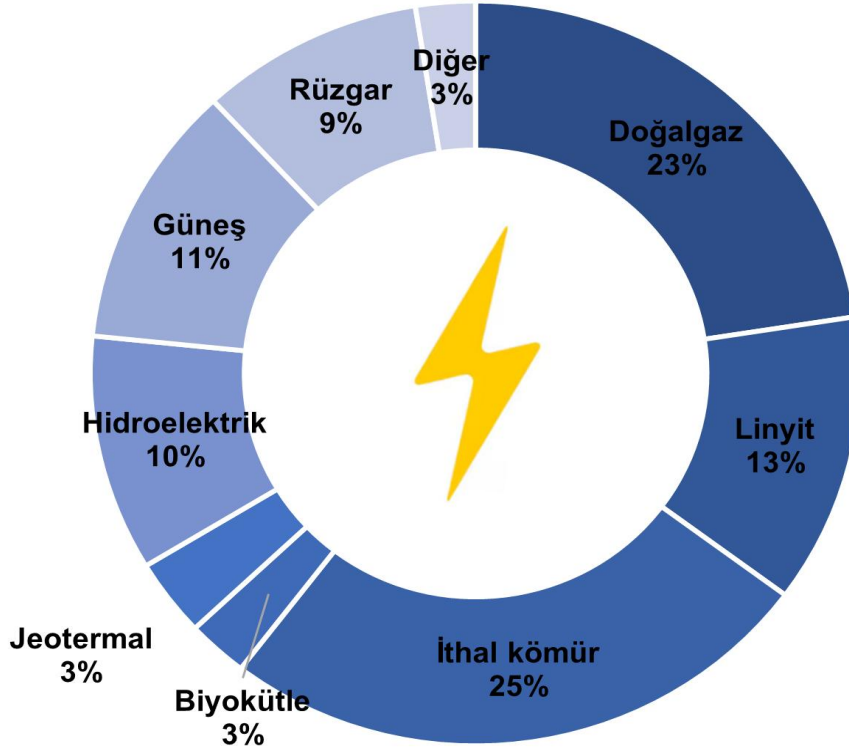
Kaynak: TEİAŞ YTBS, erişim tarihi 02.11.2025

TEİAŞ Ekim ayında elektrik üretimi kaynaklara göre incelendiğinde, toplam üretimin %25’i ithal kömür santrallerinden, %23’ü ise doğalgaz santrallerinden karşılandı. Termik santrallerin toplam üretimdeki payı %63’e ulaştı. Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payı %37 seviyesinde gerçekleşirken,

güneş+rüzgar enerjisi santralleri toplam üretimin %21'ini karşıladı. Aynı dönemde hidroelektrik santrallerin üretimdeki payı kurak sezon sebebiyle %10 seviyesinde gerçekleşmiştir. Geçtiğimiz sene aynı dönemde hidroelektrik payı %15 seviyelerinde gerçekleşmiştir.

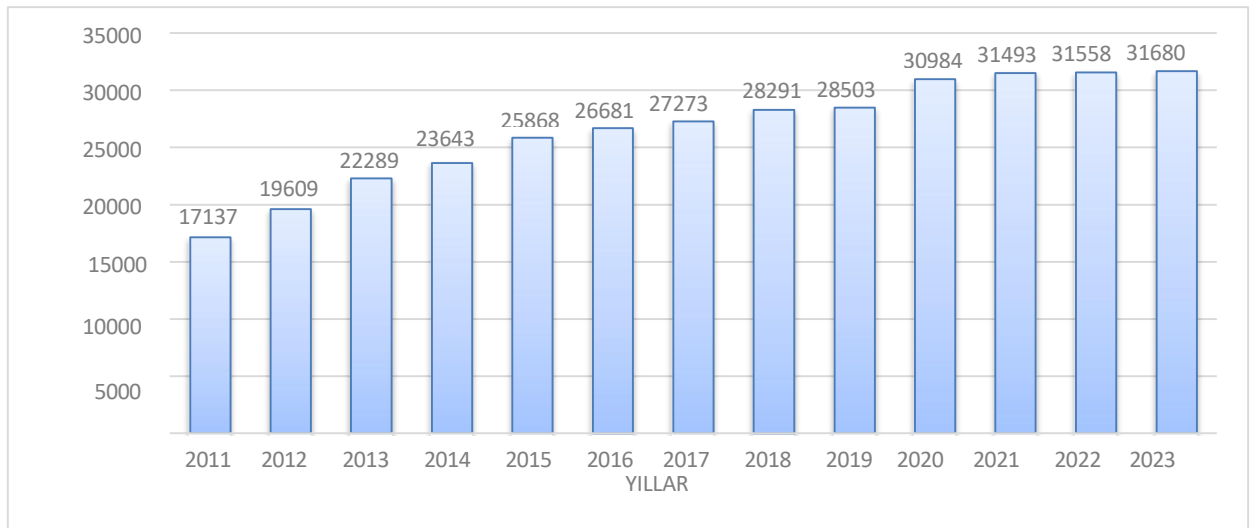
Şekil-5 Üretimin Kaynak Bazında Dağılımı Ekim 2025

Üretimin Kaynak Bazında Dağılımı Ekim 2025



Kaynak: TEİAŞ YTBS, erişim tarihi 02.11.2025

Şekil-6 2011-2023 Türkiye Hidroelektrik Enerji Kurulu Gücün Yıllara Göre Değişimi



Hidroelektrik Santrallerinde Kullanılan Türbin Çeşitleri

Hidroelektrik santrallerinde kullanılan türbinler, suyun düşüş yüksekliği (hidrolik yük) ve debisine bağlı olarak seçilir. Başlıca türbin türleri şunlardır:

1. Pelton Türbini: Yüksek düşüş yüksekliği (100 m ve üzeri) ve düşük debili nehirler için uygundur. Su, özel kepçelere çarparak türbini döndürür.
2. Francis Türbini: Orta ve yüksek düşüş yüksekliklerinde (10-300 m) kullanılan, verimli ve yaygın bir türbindir. Su, türbine eksenel olarak girer ve radyal olarak çıkar.
3. Kaplan Türbini: Düşük düşüş yüksekliği (10-30 m) ve yüksek debili nehirler için uygundur. Ayarlanabilir kanatları sayesinde değişken debilerde verimli çalışır.
4. Banki (Çapraz Akış) Türbini: Küçük hidroelektrik santrallerde kullanılan, düşük maliyetli ve basit bir türbindir.
5. Bulb Türbini: Çok düşük düşüş yüksekliği ve yüksek debi için kullanılan, özellikle akarsu tipi santrallerde tercih edilen bir türbindir.

Kaynak: Adatepe, H, Öz, V(2019), O. Bendeş, B. Yılmaz, F. Koç, ve A. Yıldız,(2023)

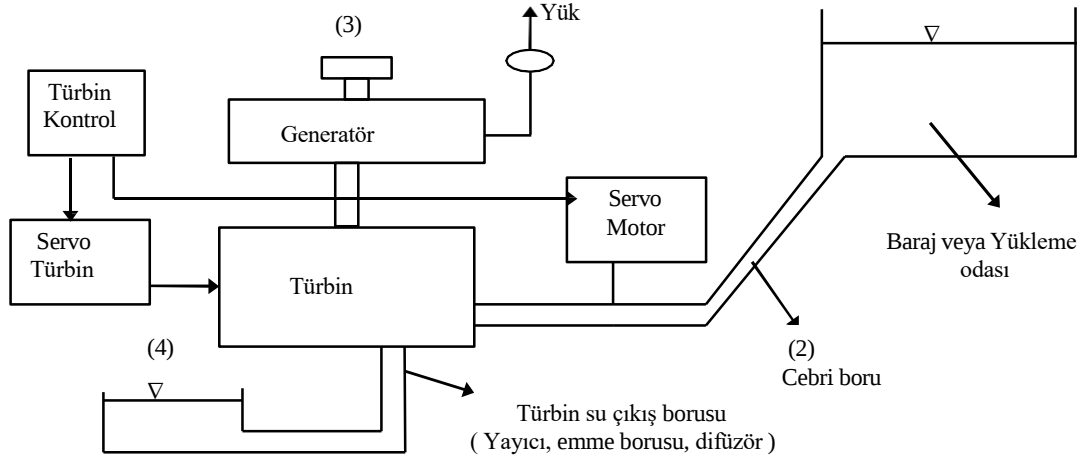
Hidroelektrik Üretiminde Kullanım Sistemler (Santraller) ve Çeşitleri

Hidroelektrik santraller kuruldukları yerlere göre nehir, baraj, depolamalı, depolamasız, büyüklüklerine göre; mikro, mini, küçük, büyük olarak sınıflandırılırlar. Türkiye’deki uygulamalara göre de büyüklükleri lisans alınmaksızın yerel elektrik dağıtım firmasından izin alınarak 500 kW güce kadar kurulabilecek ve bunun üzerindeki güçlerde de Enerji piyasası Düzenleme Kurumundan (EPDK) Lisans (Üretim/Otoproduktör) alınarak kurulabilecekler olarak sınıflandırılmaktadır.

Hidroelektrik santraller güçlerine göre de sınıflandırılmaktadır (Köse, 2002). Birleşmiş Milletler Sanayi ve Kalkınma Organizasyonu UNIDO tarafından belirlenen ve dünyada birçok ülke tarafından kabul gören kurulu gücü göre sınıflandırma çizelgesi aşağıdaki gibidir.

<u>Hidroelektrik Santral</u>	<u>Gücü</u>
(kW) Büyük H.E.S. >	10.000
Küçük H.E.S.	1001 – 10.000
Mini H.E.S.	101 – 1000
Mikro H.E.S. □	100

Şekil-7 Bir Hidroelektrik Santralde Elektrik Enerjisi Üretim Sistem



Kaynak: Köse, 2002

Hidroelektrik Santral Tesisleri

- a-) Depolamalı, yani yapay göllü (barajlı) veya tabii göllü santraller,
- b-) Depolamasız, kanal veya nehir üzerine inşa edilmiş santraller şeklindedir.

Bu santraller aşağıdaki kısımlardan meydana gelir (Şekil 3.15-16-17);

- 1-) Baraj gövdesi ve su alma tesisleri
 - 2-) Su iletim tesisleri (kanal, tünel, cebri boru gibi)
 - 3-) Santral binası ve tesisleri (türbin, jeneratör, kontrol ünitesi) 4-)
- Santral akış suyu tesisleri ile boşaltma su tesisleri

Hidroelektrik Santrallerin Yapılış Çeşitleri

- 1- Düşük (Alçak) Düşülü Hidrolik Santraller ($H < 10$ m). Bunlar genellikle nehir veya kanal tipi santrallerdir. Bunlar nehrin tek tarafına, iki tarafına, koy içine ve kanal içine inşa edilen tipleri olarak dört şekilde yapılmaktadırlar.
- 2- Orta Düşülü Hidrolik Santraller ($H < 50$ m): Bunlar baraj ve kanal tipi olarak iki şekilde yapılırlar.
- 3- Yüksek Düşülü Hidrolik Santraller ($H > 50$ m): Bunlar barajlı, tabii göllü ve türbin pompa şeklinde çalışan (depolamalı) santraller olarak üç tipte yapılırlar (Köse, 2002).

Su Seviyesinin Enerji Üretimine Etkisi

Su seviyesi, hidroelektrik santrallerinde üretilen enerji miktarını doğrudan etkiler.

- ✓ Yüksek Su Seviyesi: Daha fazla potansiyel enerji sağlayarak türbinlere gelen suyun basıncını artırır ve enerji üretimini yükseltir.
- ✓ Düşük Su Seviyesi: Daha az potansiyel enerjiye neden olur, bu da türbinlerin verimini düşürür ve enerji üretimini azaltır.
- ✓ Mevsimsel Değişiklikler: Yağışlı dönemlerde barajlarda daha fazla su birikir ve enerji üretimi artar. Kurak dönemlerde su seviyesi düştüğünde üretim azalır.

Regülatör Ve Baraj Arasındaki Fark

- ✓ Baraj: Büyük miktarda suyu depolamak için inşa edilen yapıdır. Enerji üretimi, taşkın kontrolü ve sulama gibi birçok amaç için kullanılır.
- ✓ Regülatör: Akarsuların akışını düzenleyen, genellikle suyun doğrudan türbinlere yönlendirilmesini sağlayan daha küçük ölçekli bir yapıdır. Baraj gibi büyük su depolama kapasitesine sahip değildir.

Hidroelektrik Santrallerinde Enerji Üretimi Sürekliliğinin Sağlanması

- ✓ Barajlı Santraller: Su depolama kapasitesi sayesinde kurak dönemlerde bile sürekli enerji üretimi sağlar.
- ✓ Regülatörlü Santraller: Akarsu akışına bağlıdır ve mevsimsel değişimlerden daha fazla etkilenir.
- ✓ Enerji Depolama Sistemleri: Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri gibi sistemler, fazla enerjiyi depolayarak talep arttığında tekrar üretim yapar.
- ✓ Su Yönetimi: Baraj seviyelerinin dikkatli yönetilmesi ve su tahliyesinin kontrollü yapılması sürekliliği sağlar.

Hidroelektrik Santrallerinde Verimi Etkileyen Faktörler

1. Su Debisi ve Yükseklik: Su debisinin ve düşüş yüksekliğinin artması verimi yükseltir.
2. Türbin Verimi: Kullanılan türbinin su akışına uygun olması ve düzenli bakımı verimi artırır.
3. Jeneratör Verimi: Jeneratörlerin yüksek verimli olması enerji kayıplarını azaltır.
4. Su Kaynaklarının Sürdürülebilirliği: Mevsimsel su seviyesi değişimleri ve iklim faktörleri enerji üretimini etkiler.
5. Hidrolik Kayıplar: Borular, kanallar ve türbin içindeki sürtünme kayıpları en aza indirilmelidir.
6. Bakım ve İşletme: Düzenli bakım, ekipmanların en iyi performansta çalışmasını sağlar.

Kullanım Alanları

Hidroelektrik enerji, suyun kinetik enerjisinin veya potansiyel enerjisinin kullanılmasıyla elektrik enerjisi üreten bir enerji türüdür. Bu süreçte genellikle suyun akışı veya su yüksekliği kullanılarak enerji elde edilir. Hidroelektrik enerji genellikle barajlar veya su akışını kontrol etmek için inşa edilen diğer tesisler aracılığıyla elde edilir. Hidroelektrik enerji, çeşitli avantajlara sahiptir:

1. **Yenilenebilir Enerji Kaynağı:** Su, doğal bir kaynaktır ve sürekli olarak yenilenebilir. Bu nedenle, hidroelektrik enerji yenilenebilir bir enerji kaynağıdır.
2. **Düşük Karbon Ayak İzi:** Hidroelektrik santrallerin işletilmesi sırasında atmosfere salınan sera gazları genellikle diğer enerji kaynaklarına göre daha düşüktür.
3. **Depolama Kapasitesi:** Barajlar, enerji depolama için kullanılabilirler. Su depolama rezervuarında biriktirilebilir ve elektrik talebi arttığında veya diğer enerji kaynaklarındaki kesintilerde salınabilir.

Hidroelektrik enerji, genellikle büyük nehirler, göletler ve barajlar gibi su kaynaklarının bulunduğu yerlerde kullanılır. Ayrıca, şehirlerin enerji ihtiyaçlarını karşılamak için kullanılan büyük hidroelektrik santraller Dünyada sıklıkla tercih edilen hidroelektrik enerjisi, elektrik enerjisi üretiminde basit ve verimli bir yöntemdir. Yenilenemeyen enerji kaynaklarının her geçen gün azalması insanlığı, yenilenebilir ve sürdürülebilir kaynaklar aramaya itmiştir. Dünya nüfusunun da giderek artması enerji ihtiyacının artışına yol açar. Dolayısıyla yenilenebilir ve doğa dostu enerji kaynakları önem kazanır.

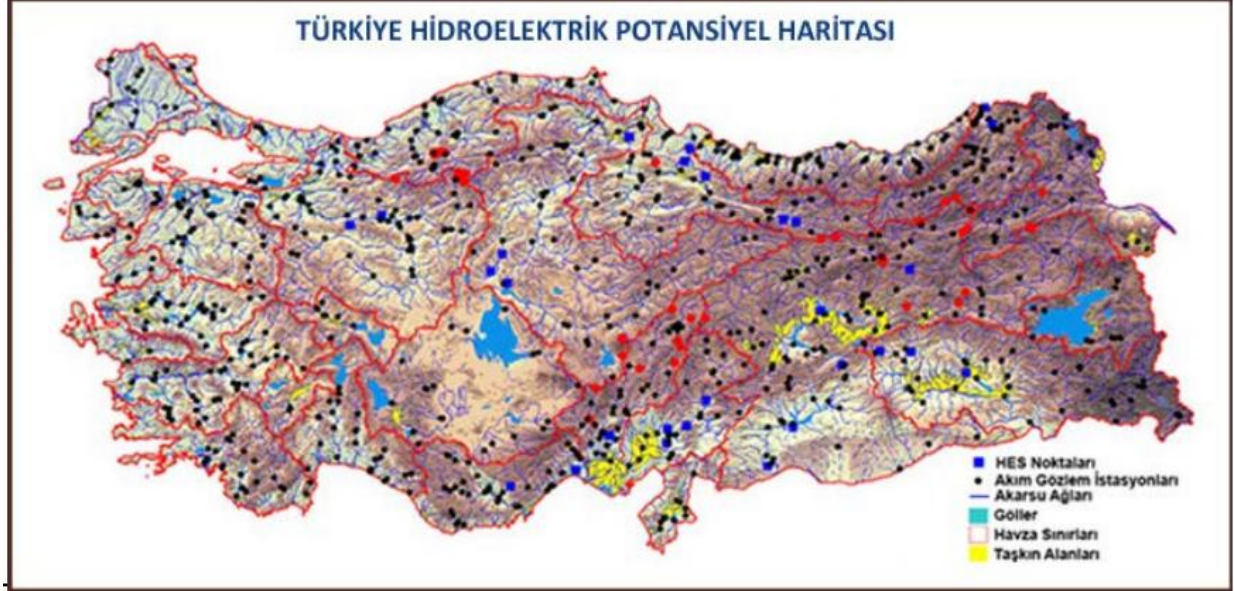
Hidroelektrik enerjisinin farklı kullanım alanları da bulunur. Geniş tarım arazilerinin sulanması, hidroelektrik enerjisi kullanımının örneklerinden biridir. Ayrıca, değirmenlerde, suyun oluşturduğu itme gücü kullanılarak tahıl öğütme işlemleri yapılabilir. Tarihteki en büyük medeniyetlerden biri olan Mısır Uygarlığı tarafından da sulama ve öğütme gibi işlemlerde hidroelektrik enerjisinden faydalanılmıştır.

Hidroelektrik faydaları bakımından, en eski elektrik üretim şekillerinden biridir. Yüzyıllar sonra bu enerji yerli güç asansörlerine güç yetiştirmek için, değirmenleri döndürmek ve öğütme tahılları gibi mekanik görevleri yerine getirmek için kullanıldı. Ondan beri esas olarak elektrik üretiminde kullanılmak üzere geliştirildi. Kaynak: www.sektorumdergisi.com

Hidroelektrik enerjisi, fosil yakıtların azalması ile beraber enerji ihtiyacının karşılanması için kullanılan alternatif, yenilenebilir doğal kaynaklardan biridir. Hidroelektrik şüphesiz dünyanın önde gelen elektrik kaynağıdır.

Türkiye Hes Sektörü Mevcut Durumu

Resim-2 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyel Haritası



Kaynak: <http://gooenergy.com/projeler/hidroelektrik>

Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin kuramsal üst sınırını gösteren brüt teorik hidroelektrik potansiyeli, deniz seviyesine kadar olan (sınır aşan sularda sınırı kadar) mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyelin %100 verimle türbinlenerek elde edileceği varsayılan yıllık ortalama enerji potansiyelini ifade etmektedir. Topografya ve hidrolojinin bir fonksiyonu olan brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, ülkemiz için 433 milyar kWh/yıl mertebesinde dir. Kaynak Çolak, İ, Bayındır R, Demirtaş M. (2008)

Tablo -9 Türkiye HES Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı

	Havza Adı	Ort. Akım	Havza akımı/ Σ Akım	Teorik HES Potansiyeli	Havza HES Potansiyeli/ Σ Potansiyel
		(Milyar m ³ /yıl)	(%)	(GWh/yıl)	(%)
1	Fırat	31,61	17,0	84,11	19,5
2	Dicle	21,33	11,5	48,71	11,3
3	D. Karadeniz	14,90	8,0	48,48	11,2
4	D. Akdeniz	11,07	6,0	27,45	6,4
5	Antalya	10,06	5,4	23,08	5,3
6	B. Karadeniz	9,93	5,3	17,91	4,2
7	B. Akdeniz	8,93	4,8	13,60	3,2
8	Marmara	8,33	4,5	5,18	1,2
9	Seyhan	8,01	4,3	20,88	4,8

10	Ceyhan	7,18	3,9	22,16	5,1
11	Kızılırmak	6,48	3,5	19,55	4,5
12	Sakarya	6,40	3,4	11,34	2,6
13	Çoruh	6,30	3,4	22,60	5,2
14	Yeşilirmak	5,80	3,1	18,69	4,3
15	Susurluk	5,43	2,9	10,57	2,4
16	Aras	4,63	2,5	13,11	3,0
17	Konya Kapalı	4,52	2,4	1,22	0,3
18	B. Menderes	3,03	1,6	6,26	1,4
19	Kuzey Ege	2,90	1,6	2,88	0,7
20	Van Göl. Kap.	2,39	1,3	2,60	0,6
21	Gediz	1,95	1,1	3,92	0,9
22	Meriç Ergene	1,33	0,7	1,00	0,2
23	K. Menderes	1,19	0,6	1,38	0,3
24	Asi	1,17	0,6	4,90	1,1
25	Burdur GölleHESB.	0,50	0,3	0,89	0,2
26	Akarçay	0,49	0,3	0,54	0,1
	Türkiye Toplamı	186.06	100	432,98	100

Tablo-10 Türkiye Geneli İl Bazında İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller

İli	DSİ Tarafından İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller (1956-2016)			Özel Sektör Tarafından İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller (1924-2016)		
	HES Adedi	Toplam Kurulu Gücü (MW)	Ortalama Enerji Üretimi (GWh/yıl)	HES Adedi	Toplam Kurulu Gücü (MW)	Ortalama Enerji Üretimi (GWh/yıl)
	66	12.424,31	44.124,38	546	14.450,021	49.700,090
İstanbul						
Tekirdağ						
Edirne						
Kırklareli						
Balıkesir	1	20,250	72,9	2	15,200	67,66
Çanakkale						
İzmir						
Aydın	2	94,260	261	4	44,020	163,35
Denizli	1	62,000	150	11	106,557	327,844
Muğla	1	115,000	343	15	196,673	815,72
Manisa	1	69,120	193			
Afyonkarahisar				1	3,000	22,3

Doğanhisar Hes Kurulum Ön Fizibilitesi

Kütahya				3	16,580	67,91
Uşak						
Bursa				13	190,034	668,54
Eskişehir	3	333,645	771	1	160,00	400
Bilecik				3	21,877	122,11
Kocaeli				1	0,380	1,44
Sakarya				5	49,584	277,39
Düzce				6	84,734	290,97
Bolu				8	130,184	388,31
Yalova						
Ankara	2	130	440	2	27,309	171
Konya				5	21,34	86,4
Karaman	1	302,400	1187	8	226,405	777,9
Antalya	2	572,000	1762	22	322,863	1218,45
Isparta	1	51,200	222	8	153,558	453,67
Burdur						
Adana	3	234,900	966	20	1297,79	4497,289
Mersin	3	160,620	533,65	20	430,894	1714,06
Hatay				2	10,25	36,86
Kahramanmaraş	3	367	1415	35	1120,81	3030,026
Osmaniye	1	138	569	16	943,688	3308,59
Kırıkkale				2	33,700	178,36
Aksaray						
Niğde				1	0,069	0,6
Nevşehir				5	87,130	359,57
Kırşehir	1	128	400			
Kayseri				10	249,710	1132,91
Sivas	2	152	434	23	247,122	1052,59
Yozgat				1	2,87	13,2
Zonguldak				3	44,903	181,42
Karabük				3	71,336	250,43
Bartın				2	7,314	24
Kastamonu				9	79,366	260,1
Çankırı				1	1,060	5
Sinop				5	552,93	1603,94
Samsun	5	1.333,48	3464	3	29,20	161,968
Tokat	2	117	688	9	284,151	1234,66
Çorum	1	210,80	473	3	134,9	668
Amasya	1	0,800	3	12	162,498	573,105
Trabzon				43	543,793	1922,874
Ordu	1	64,80	200	11	298,749	1125,258
Giresun	1	74,50	314	37	963,097	3321,422

Rize				14	342,844	1333,4
Artvin	3	1.085,400	3601	19	602,814	1827,078
Gümüşhane	2	188,20	520	8	238,917	711,57
Erzurum	1	20,92	36	25	748,648	2516,15
Erzincan	2	18,04	69	11	266,468	966,95
Bayburt				3	25,703	94,55
Ağrı						
Kars	1	15,360	48	8	133,511	474,22
Iğdır	1	2,760	12	2	20,136	75,88
Ardahan				5	160,748	499,478
Malatya	1	0,832	2,2	9	63,844	288,534
Elazığ	1	1.330,000	6600	8	933,785	2324,772
Bingöl	1	170,000	413	3	51,435	150,98

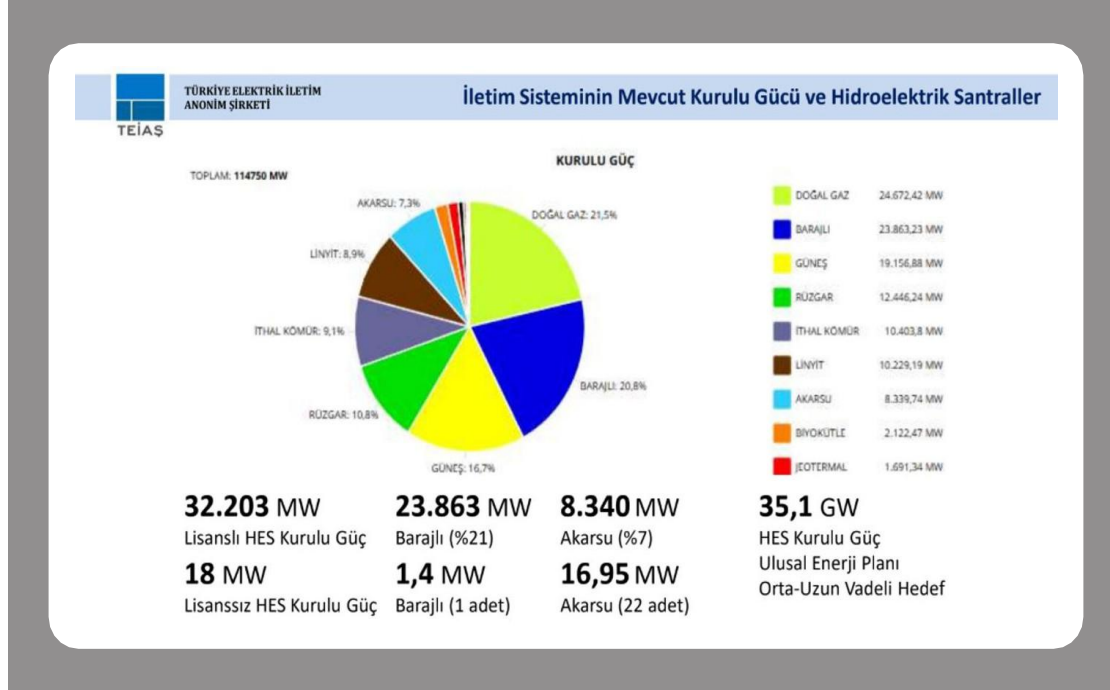
Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

Tablo-11 Türkiye’deki Büyük Ölçekli Kurulu Güce Sahip 10 Hidroelektrik Santrali

Santral Adı	Kurulu Güç (MW)	Bulunduğu İl
Atatürk Barajı ve HES	2.405	Şanlıurfa
Karakaya Barajı HES	1.800	Diyarbakır
Keban Barajı HES	1.330	Elazığ
Ilisu Barajı HES	1.209	Mardin
Altınkaya Barajı HES	703	Samsun
Birecik Barajı ve HES	672	Şanlıurfa
Deriner Barajı ve HES	670	Artvin
Yukarı Kaleköy Barajı ve HES	627	Bingöl
Beyhan Barajı ve HES	582	Elazığ
Yusufeli Barajı ve HES	540	Artvin

2024 yılında hidroelektrik santralleri, ülkemiz elektrik üretimine yaklaşık 70 bin 304 gigavatsaat katkı sağlayarak toplam üretimin %22,9’unu oluşturmuştur.- Son 20 Yılda Gelişim: 2005’te 12 bin 975 MW olan hidroelektrik kurulu gücü, 2015’te 25 bin 900 MW’a, 2024’te ise 32 bin 200 MW’a ulaşmış , Son 20 yılda her yıl ortalama 1.000 MW’lık bir kapasite artışı gerçekleştirmiştir. *Kaynak :* www.damshydropowersturkiye.com (Hesiad zirve sonuç raporu)

Şekil-8 İletim Sisteminin Mevcut Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Santraller



Tablo-12 Konya Hidroelektrik Santraller

İşletmedeki HES'ler			
Santral Adı	İlçe	Firma	Güç
<u>Mavi HES</u>	Bozkır	Konya Büyükşehir Belediyesi	25 MW
<u>Bozkır HES</u>	Bozkır	Hidrosolar Elektrik	19 MW
<u>Göksu HES</u>	Güneysınır	Nurol Enerji	11 MW
Güneyyaka HES	Taşkent	Met Enerji Üretim	6,63 MW
Akça HES	Beyşehir	Akça HES Elektrik Üretim	6,35 MW
Bozkır HES	Bozkır	Özbey Yatırım	2,27 MW
Kuyulutaş Regülatörü ve HES	Akşehir	Hemak Enerji	1,76 MW
<u>İvriz HES</u>		Ülke Yatırım	1,04 MW
<u>Dere HES</u>		Ülke Yatırım	0,60 MW

Konya İli İşletmedeki HES'ler : 9 santral, 74 MWe

Kaynak : <https://www.enerjiatlası.com/hes-haritasi/konya>

Tablo-13 Konya Üretim Lisansı Alınan Hidroelektrik Santraller

Üretim Lisansı Alınan Hidroelektrik Santraller			
Santral Adı	İlçe	Firma	Güç

Delimahmutlu 1-2 HES Halkapınar Mirel Enerji 2,89 MW

Konya İli Üretim Lisansı Alınan Hidroelektrik Santraller : 1 santral, 2,89 MWe

Kaynak : <https://www.enerjiatlası.com/hes-haritasi/konya>

Tablo-14 Konya Ön Lisans Alan Hidroelektrik Santraller

Ön Lisans Alan Hidroelektrik Santraller			
Santral Adı	İlçe	Firma	Güç
Asarcık Çetmi HES	Taşkent	Volta Yeşil Enerji	24 MW
Yürük HES	Akşehir	Sefabay İnşaat	2,72 MW

Konya İli Ön Lisans Alan Hidroelektrik Santraller : 2 santral, 27 MWe

Kaynak : <https://www.enerjiatlası.com/hes-haritasi/konya>

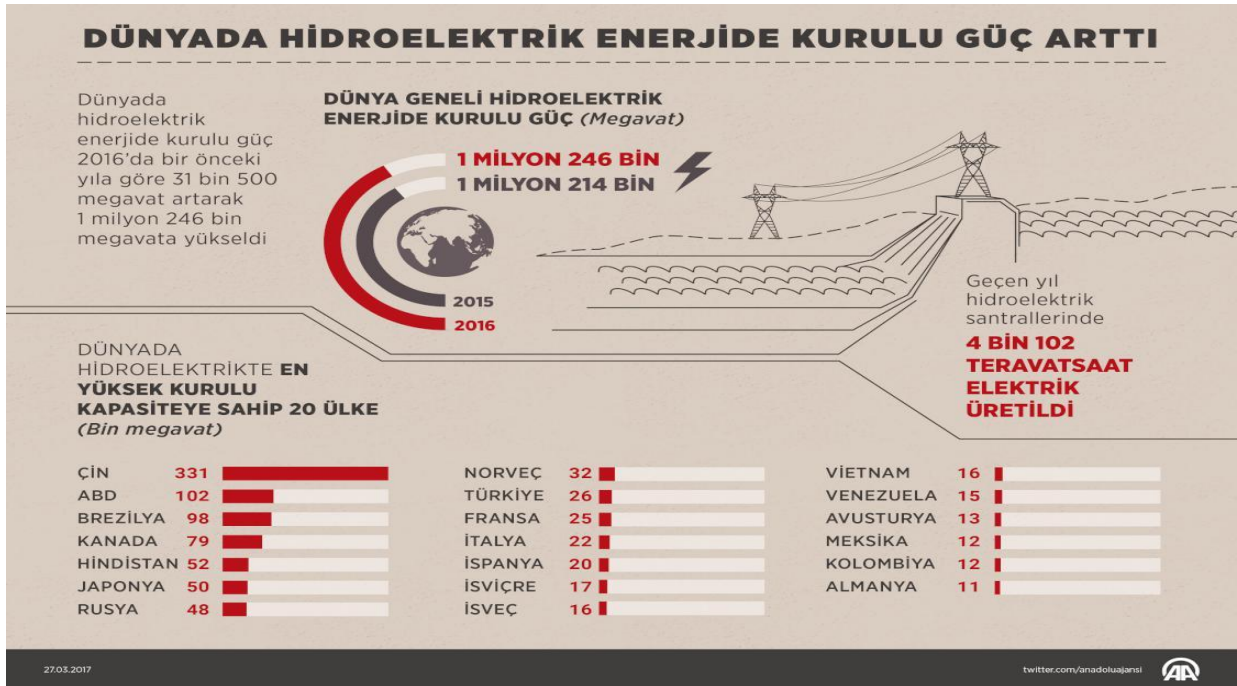
2.3.2 Dünyada Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Mevcut Durumu

Dünya üzerinde altmıştan fazla ülke elektrik üretiminin yarısından fazlasını HES'lerden elde etmektedir [8]. Dünya'da hidroelektrik enerji üretiminde 694 TWh güç ile Çin ilk sırada, ikinci sırada 403 TWh güç ile Brezilya, üçüncü sırada ise 376 TWh güç ile Kanada yer almaktadır . Çin'de Hubei eyaletinde bulunan Üç Geçit Barajı (Three Gorges Dam) dünyanın en büyük elektrik santralidir . Dünya'nın en büyük nehir tipi hidroelektrik santrali ise ABD'de bulunan Chief Joseph hidroelektrik santralidir ve 2.620 MW güce sahiptir. Kaynak: Süme, V, Subutay S,(2020)

Teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin mevcut koşullardaki teknolojik üst sınırını göstermektedir. Uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü, akım ve dönüşümde oluşabilecek kaçınılmaz kayıplar hariç tutulduğunda, teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün hidroelektrik projelerin ekonomik veya diğer şartlar gözetilmeden havzanın tümünde gerçekleştirilmesiyle elde edilecek hidroelektrik üretimin sınırlarını temsil etmektedir. Teorik

potansiyelin yarısının teknik olarak geliştirilebileceği kabul edilerek ülkemizin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 milyar kWh/yıl olarak tahmin edilmektedir. Ekonomik, sosyal ve çevresel yönden mevcut yatırımlarla yapılabilir olarak geliştirilen potansiyel ise 158 milyar kWh/yıl'dır. DSİ Genel Müdürlüğü 2016 yılı Faaliyet Raporu'ndaki verilere göre; Türkiye'de 2016 yılı sonu itibarıyla işletmede olan 596 adet hidroelektrik santralin toplam kurulu gücü 26.819 MW ve ortalama yıllık üretimi ise 93.653 milyar kWh olup, bu değer toplam geliştirilen potansiyelin yaklaşık %59'una karşılık gelmektedir. Hidroelektrik potansiyelin enerjiye dönüştürülmesi sürecinde gerçekleştirilen 26.819 MW kurulu gücün 12.380 MW'ı (%46,2'si) DSİ tarafından geliştirilen ve inşa edilen HES'lerden oluşmaktadır. Tüm geliştirilen potansiyel düşünüldüğünde 47.573 MW'lık kurulu gücü oluşturan projelerden toplam kapasitesi 29.625 MW olan 1.150 proje özel sektöre ait olup, bunların 12.106 MW'lık 454 adedi işletmede, 3.504MW'lık 80 adedi ise inşa halindedir.

Şekil-9 Dünyada Hidroelektrik Enerjide Kurulu Güç



Kaynak : www.atlasbig.com.tr

Hidroelektrik üretimine göre ülkeler.

- Dünya çapında yılda 4.155.578,816 GWh hidroelektrik üretiliyor.
- Çin Halk Cumhuriyeti, yılda 1.254.464,64 GWh üretim ile dünyanın en büyük hidroelektrik üreticisidir.
- Brezilya, 393.898 GWh yıllık üretim ile ikinci sırada yer almaktadır.
- Kanada, yılda 377.979,03 GWh üretim ile üçüncü büyük hidroelektrik üreticisidir.
- Türkiye, yılda 87.997,14 GWh üretim ile 8'da sıralanmıştır.

Yine British Columbia bölgesinde 700 MW'lık Klinaklini–Knight, 196 MW'lık East Toba Montrose, 195 MW'lık Forrest Kerr, 180 MW'lık Toba Powell–Jervis ve 121 MW'lık Knight Inlet diğer büyük kapasiteli nehir tipi HES projesi örnekleridir (Anonim, 2011).

Şekil-10 Nehir Tipi Hidroelektrik Santralde Nehirden Suyun Alındığı, İletildiği Yapı Ve Santral Binası



Avusturya'da inşa edilmiş pek çok büyük barajlar ve yüksek düşülü hidroelektrik santraller yanında, çok sayıda Nehir tipi HES de geliştirilmiştir. Bunlardan ilginç bir örnek Salzach çayının orta mecrasında zincirleme olarak inşa edilen ve toplam kurulu gücü 106,6 MW olan toplam 7 santraldir (Şekil 3.21) (Anonim, 2011). Projenin birinci etap inşaatının başında 1984 yılında, bazı sivil toplum kuruluşları bölgeye gelip HES projelerine yönelik protestoda bulunmak istemişler, ancak yöre halkı projelerin ucuz enerji temini ile yöre halkına istihdam sağladığını belirterek bunu dirençle karşılamıştır.

Hidroelektrik Sektöründe Öne Çıkan Firmalar

Enerji Günlüğü ve Kearney tarafından hazırlanan "MW100:Türkiye'nin En Büyük 100 Elektrik Üreticisi" Araştırması, rüzgâr, hidroelektrik, jeotermal, kömür ve doğal gaz santrallerinde Türkiye'nin en büyük enerji şirketlerini belirledi.

Araştırmada listeye giren şirketler Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu’nun (EPDK) 31.12.2021 tarihli verileri baz alınarak hazırlanan MW100 Araştırması, farklı bölgelerde ve farklı şirketler çatısı altında üretim yapan enerji oyuncularının konsolide kurulu güçlerine göre seçildi.

Araştırmaya göre şirketlerinin kurulu güçlerinin kaynak bazında dağılımı incelendiğinde doğal gaz 23.030 MWe ve hidroelektrik ise 27.510 MWe kurulu güçle lider konumda. Doğalgaz ve Hidroelektriği ise 19.537 MWe’lik kurulu güçle kömür izliyor.

Hidroelektrikte Lider EÜAŞ

Araştırmada hidroelektrik alanında kurulu güç bazında en büyük şirket Elektrik Üretim Anonim Şirketi’ne (EÜAŞ) oldu. EÜAŞ, hidroelektrikte 13 bin 892 MWe’lik kurulu güce sahip.

EÜAŞ’ın ardından bin 444 MWe’lik kurulu gücüyle Cengiz Enerji yer alırken, Enerjisa ise bin 353 MWe’lik kurulu gücüyle hidroelektrikte Türkiye’nin üçüncü en büyük üreticisi olarak belirlendi.

Listedeki diğer şirketlerin sıralaması ise şöyle:

Tablo-15 Hidroelektrik Kurulu Üretim Kapasitesi ilk 10 Şirket

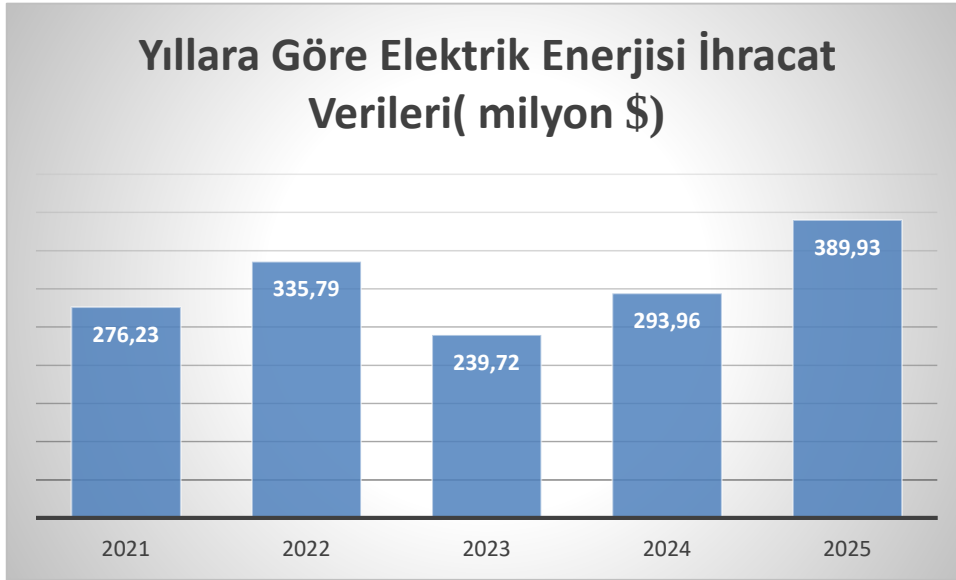
Hidroelektrik Kurulu Üretim Kapasitesi İlk 10				
31.12.2021 itibarıyla				MWe
	2021	2020	Şirketler	Toplam Kurulu Kapasite
●	1	1	EÜAŞ	13.892
●	2	2	Cengiz Enerji	1.444
●	3	3	Enerjisa	1.353
●	4	4	Limak Enerji	1.113
▲	5	6	Özaltın Enerji	908
▼	6	5	Aydem Enerji	852
●	7	7	Sanko Enerji	548
●	8	8	Doğuş Enerji	535
●	9	9	Kolin	512
●	10	16	Energo-Pro	470

Kaynak : <https://t24.com.tr/haber>

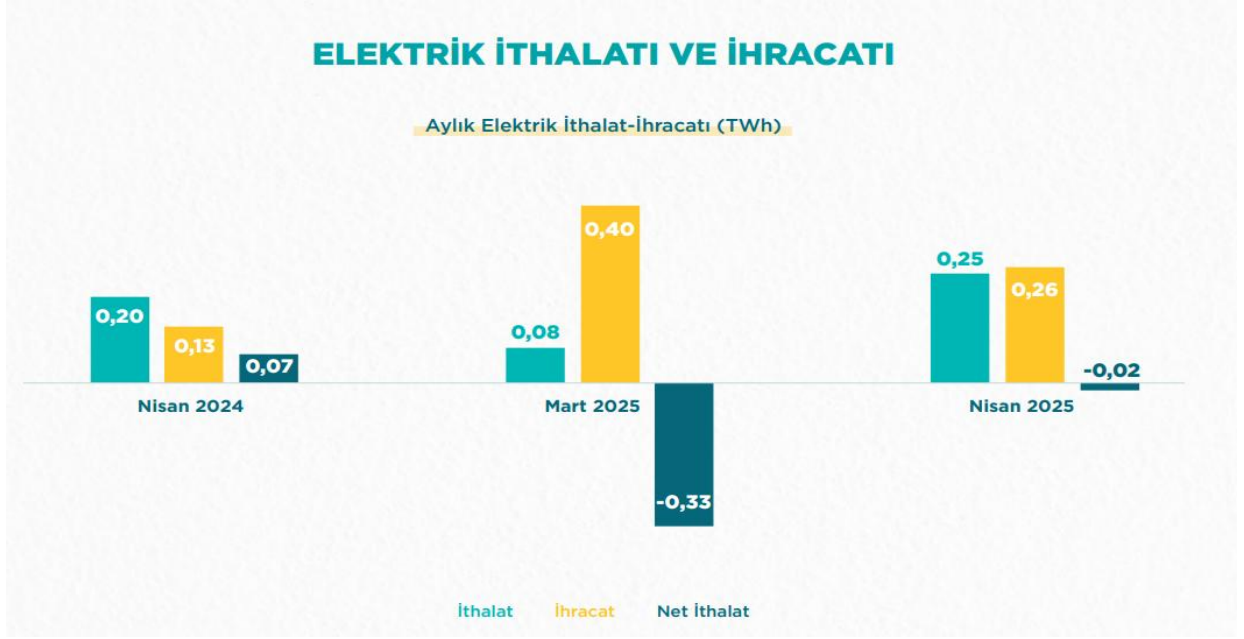
2.4 Dış Ticaret Ve Yurt İçi Talep

Dış ticarete elektrik enerjisi, hem stratejik hem de teknik özellikleriyle klasik mal ticaretinden ayrılan, oldukça dinamik bir alandır. Bir ülkenin enerji arz güvenliğini sağlaması, maliyetleri düşürmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarını optimize etmesi açısından kritik öneme sahiptir. Aşağıda dış ticaret verileri yer almaktadır.

Şekil-11 Yıllara Göre Elektrik Enerjisi İhracat Verileri



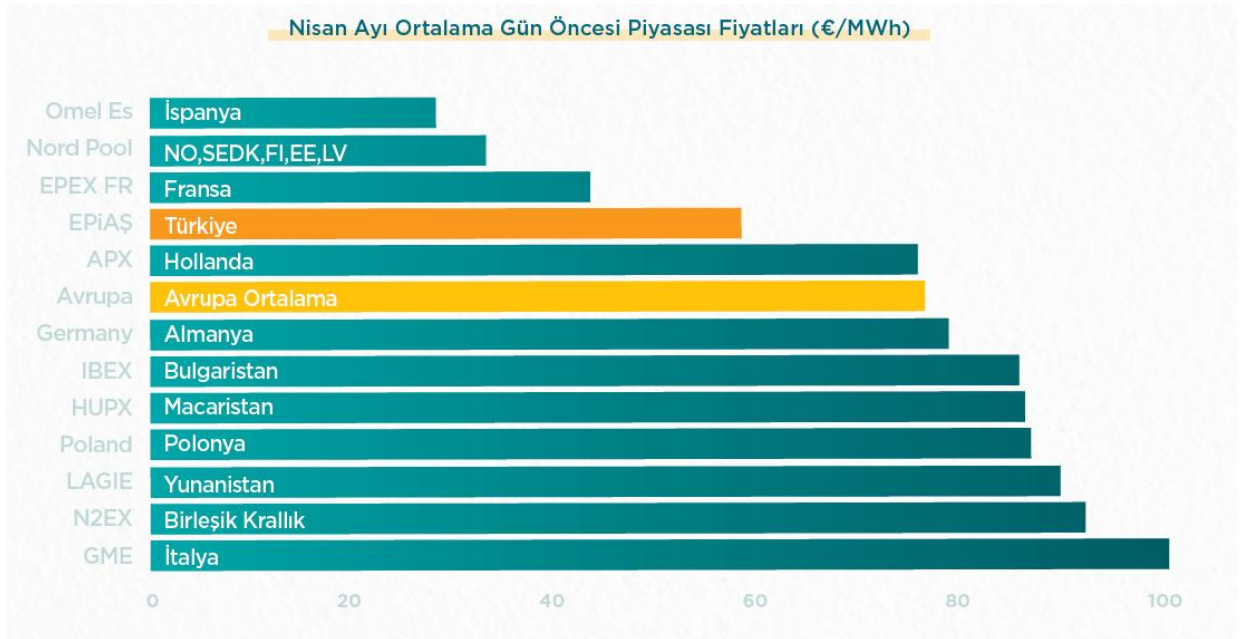
Şekil-12 Aylık Elektrik İthalat ve İhracat Verileri



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Aylık elektrik ithalat-ihracat verileri incelendiğinde 2025 yılı Nisan ayında bir önceki yılın aynı dönemine göre ithalat değeri 0,05 TWh artarak 0,25 TWh, ihracat değeri 0,13 TWh artarak 0,26 TWh olmuştur.

Şekil-13 Nisan Ayı Ortalama Gün Öncesi Piyasa Fiyatları



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Avrupa ülkeleri Nisan ayı aylık gün öncesi piyasası fiyat ortalaması 75,6 €/MWh olarak gerçekleşmiş olup en düşük fiyat ortalaması İspanya piyasasında 26,8 €/MWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye’de ise bu fiyat 57,6 €/MWh olmuştur.

Tablo-16 Yıllara Göre İhracat-İthalat Miktarları ve Değişim Oranları

	2021		2022		2023		2024		2025	
Ticaret Türü	Miktar (Milyon kWh / MWh)	Değişim (2020'ye göre)	Miktar (MWh / Milyar kWh)	2021'e Göre Değişim	Miktar (MWh / Milyar kWh)	2022'ye Göre Değişim	Miktar (MWh / Milyar kWh)	2023'e Göre Değişim	Miktar (Milyar kWh / TWh)	2024'e Göre Değişim
İhracat	4.187.000 MWh (4,18 Milyar kWh)	%68,5 Artış	4.455.000 MWh (4,45 Milyar kWh)	%6,4 Artış	7.012.000 MWh (7,01 Milyar kWh)	%82 Artış	3.725.429 MWh (~3,73 Milyar kWh)	%40,7 Artış	~4,1 Milyar kWh	%10 Artış
İthalat	2.329.000 MWh (2,33 Milyar kWh)	%23,3 Artış	3.837.000 MWh (3,84 Milyar kWh)	%64,7 Artış	2.647.000 MWh (2,65 Milyar kWh)	%40 Azalış	2.719.754 MWh (~2,72 Milyar kWh)	%61,2 Azalış	~2,2 Milyar kWh	%19 Azalış
Net Ticaret	+1.858.000 MWh (İhracat Fazlası)	%211 Artış	+618.000 MWh (İhracat Fazlası)	%66,7 Azalış	-4.365.000 MWh (Net İthalat)	Trend Değişimi	+1.005.675 MWh (Net İhracat)	Pozitif Dönüş	+1,9 Milyar kWh (İhracat Fazlası)	Güçlü Artış

2021 yılı, Türkiye'nin elektrik enerjisi dış ticaretinde oldukça hareketli bir yıl olmuş ve ihracat rakamları tarihi zirvelerinden birini görmüştür. Bu dönemde Türkiye, komşu ülkelerle olan enerji ticaretini artırırken net ihracatçı pozisyonunu güçlendirmiştir. 2022 yılı, küresel enerji krizinin etkilerinin en yoğun hissedildiği, enerji emtia fiyatlarının (doğalgaz, kömür vb.) rekor kırdığı bir yıl olmuştur. Bu durum Türkiye'nin elektrik dış ticareti rakamlarına ve maliyetlerine doğrudan yansımıştır. 2023 yılı, Türkiye'nin elektrik dış ticaretinde son yıllardaki "net ihracatçı" konumunun değiştiği olduğu yıl olmuştur. 2024 yılı, Türkiye'nin elektrik dış ticaretinde bir önceki yılın (2023) aksine yeniden net ihracatçı konumuna yaklaştığı ve ticaret dengesinin stabilize olduğu bir yıl olmuştur. Özellikle yerli ve yenilenebilir kaynakların üretimdeki payının artması, ithalat ihtiyacını dizginlemiştir. 2025 yılı, Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminde ve kurulu gücünde tarihi eşikleri aştığı, dış ticarete ise "net ihracatçı" pozisyonunu pekiştirdiği bir yıl olmuştur. Özellikle yenilenebilir enerji yatırımlarının meyvelerini vermesi ve yerli kaynakların payının artmasıyla ithalat bağımlılığı minimize edilmiştir.

Tablo-17 İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Yıllar İtibariyle Aylık Dağılımı

İTHAL EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN YILLAR İTİBARIYLA AYLIK DAĞILIMI MONTHLY DISTRIBUTION OF IMPORTED ELECTRICAL ENERGY BY YEARS							
AYLAR MONTHS	ÜLKELER COUNTRIES	COUNTRIES	2020	2021	2022	2023	2024
OCAK JANUARY	Bulgaristan	Bulgaria	100,7	45,0	287,0	380,9	38,2
	Gürcistan	Georgia	26,1	12,5	185,9	514,6	86,8
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan- (İran)	Turkmenistan- (Iran)	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	Greece	0,3	8,8	0,0	2,2	8,4
	Suriye	Syria				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	127,1	66,3	472,9	897,7	133,5
ŞUBAT FEBRUARY	Bulgaristan	Bulgaria	258,8	76,2	251,2	201,8	53,4
	Gürcistan	Georgia	24,4	0,0	167,7	367,0	88,1
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan- (İran)	Turkmenistan- (Iran)	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	Greece	0,7	8,0	0,0	0,9	5,4
	Suriye	Syria				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	283,9	84,1	418,9	569,6	146,9
MART MARCH	Bulgaristan	Bulgaria	307,1	83,8	177,9	107,5	83,4
	Gürcistan	Georgia	0,0	7,5	122,2	441,3	124,8
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan- (İran)	Turkmenistan- (Iran)	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	Greece	0,7	0,4	0,0	11,2	26,7
	Suriye	Syria				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	307,8	91,7	300,2	559,9	234,8
NİSAN APRIL	Bulgaristan	Bulgaria	160,0	89,1	239,2	109,2	76,0
	Gürcistan	Georgia	0,0	0,0	138,1	261,7	80,6
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan- (İran)	Turkmenistan- (Iran)	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	Greece	3,6	0,1	0,0	5,0	39,7
	Suriye	Syria				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	163,6	89,2	377,3	375,9	196,3
MAYIS MAY	Bulgaristan	Bulgaria	171,4	144,4	215,6	95,2	43,6
	Gürcistan	Georgia	33,6	67,3	215,7	250,4	280,8
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan- (İran)	Turkmenistan- (Iran)	0,0		0,0	0,0	0,0

	Yunanistan	<i>Greece</i>	5,5	1,6	0,0	19,8	40,5
	Suriye	<i>Syria</i>				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	210,6	213,2	431,4	365,4	364,9
HAZİRAN <i>JUNE</i>	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	263,5	54,9	141,2	53,6	40,9
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	66,4	166,3	384,9	251,0	357,0
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	<i>Greece</i>	14,1	1,3	0,2	28,0	28,8
	Suriye	<i>Syria</i>				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	344,0	222,6	526,3	332,5	426,7
TEMMUZ <i>JULY</i>	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	149,9	42,1	92,2	63,4	42,0
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	19,4	73,2	443,8	397,8	172,0
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	<i>Greece</i>	2,6	0,0	1,1	1,5	9,6
	Suriye	<i>Syria</i>				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	172,0	115,4	537,0	462,7	223,5
AĞUSTOS <i>AUGUST</i>	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	105,6	71,8	77,5	52,7	42,5
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	126,2	488,4	431,3	374,5
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Yunanistan	<i>Greece</i>	0,7	0,0	0,8	11,5	12,8
	Suriye	<i>Syria</i>				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	106,4	198,0	566,7	495,5	429,8
EYLÜL <i>SEPTEMBER</i>	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	52,6	90,1	162,4	28,2	55,7
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	135,9	478,5	427,0	359,1
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>	0,0		0,3	0,0	0,0
	Yunanistan	<i>Greece</i>	0,4	0,0	0,0	6,9	8,5
	Suriye	<i>Syria</i>				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	52,9	226,0	641,2	462,1	423,3
EKİM <i>OCTOBER</i>	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	55,6	97,0	249,8	51,5	49,4
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	266,3	346,5	497,0	0,0
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>	0,0		0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>	0,0		95,7	0,0	0,0
	Yunanistan	<i>Greece</i>	0,2	0,0	8,6	5,3	11,1
	Suriye	<i>Syria</i>				0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	55,8	363,4	700,6	553,8	60,5
KASIM	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	30,4	99,7	222,9	45,5	1,3
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	197,4	498,0	381,4	0,7

NOVEMBER	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)	0,0	17,8	0,0	0,0
	Yunanistan	Greece	0,3	0,0	2,5	8,7
	Suriye	Syria			0,0	0,0
	T O P L A M	TOTAL	30,6	297,2	741,3	435,6
ARALIK DECEMBER	Bulgaristan	Bulgaria	33,9	165,0	167,8	95,0
	Gürcistan	Georgia	0,0	202,2	511,1	482,5
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0		0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)	0,0		37,8	0,0
	Yunanistan	Greece	1,0	0,1	8,3	6,1
	Suriye	Syria				0,0
	T O P L A M	TOTAL	35,0	367,3	725,0	583,6
T O P L A M TOTAL	Bulgaristan	Bulgaria	1.689,5	1.059,2	2.284,8	1.284,5
	Gürcistan	Georgia	169,9	1.254,9	3.980,8	4.702,9
	Azerbaycan	Azerbaijan	0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)	0,0	0,0	151,6	0,0
	Yunanistan	Greece	30,1	20,3	21,7	107,0
	Suriye	Syria				0,1
	T O P L A M	TOTAL	1.889,5	2.334,5	6.438,8	6.094,4

Kaynak: TEİAŞ

Tablo-18 İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Yıllar İtibariyle Aylık Dağılımı

İHRAÇ EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN YILLAR İTİBARIYLA AYLIK DAĞILIMI							
MONTHLY DISTRIBUTION OF EXPORTED ELECTRICAL ENERGY BY YEARS							
AYLAR	ÜLKELER	COUNTRIES	2020	2021	2022	2023	2024

AYLAR MONTHS	ÜLKELER	COUNTRIES	2020	2021	2022	2023	2024
OCAK JANUARY	Gürcistan	Georgia	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	Bulgaria	39,7	38,2	0,9	0,3	64,7
	Yunanistan	Greece	187,7	102,0	384,0	180,9	75,3
	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,0	0,0	0,0
	Irak	Iraq		20,9	0,0	0,0	0,0
	Suriye	Syria		2,3	40,5	44,6	61,9

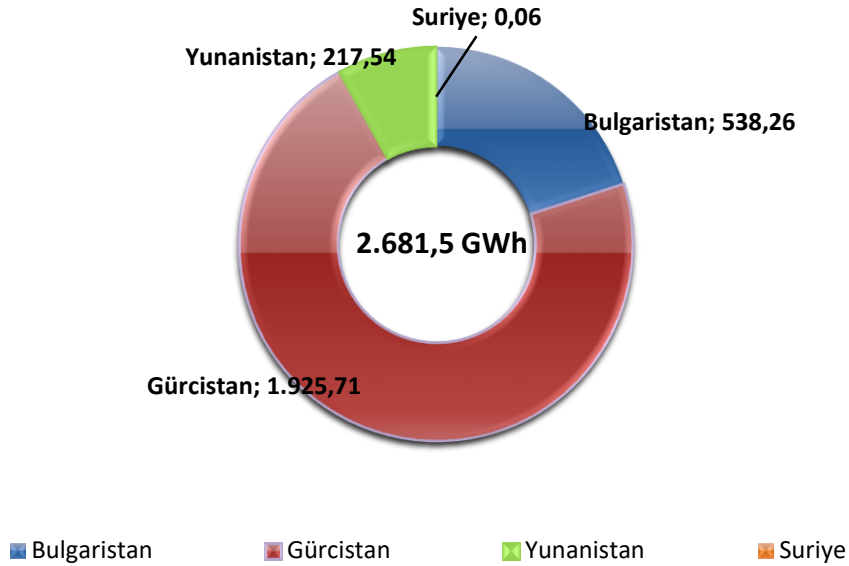
	T O P L A M	<i>TOTAL</i>	227,4	163,4	425,3	225,7	201,9
ŞUBAT <i>FEBRUARY</i>	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	1,1	18,1	0,4	1,9	35,4
	Yunanistan	<i>Greece</i>	183,2	122,1	351,2	187,9	86,0
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>			0,0	0,0	0,0
	Irak	<i>Iraq</i>		73,2	0,0	0,0	0,0
	Suriye	<i>Syria</i>		2,5	31,8	32,9	52,9
	T O P L A M	<i>TOTAL</i>	184,3	223,4	383,5	222,7	174,5
MART <i>MARCH</i>	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	104,2	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	0,4	23,4	4,4	13,6	41,3
	Yunanistan	<i>Greece</i>	190,2	226,7	288,4	112,3	42,4
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>			0,0	0,0	0,0
	Irak	<i>Iraq</i>		10,7	0,0	0,0	0,0
	Suriye	<i>Syria</i>		3,2	38,7	38,3	52,6
	T O P L A M	<i>TOTAL</i>	190,6	368,3	331,6	164,2	136,3
NİSAN <i>APRIL</i>	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	50,6	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	20,2	16,5	4,5	14,8	59,3
	Yunanistan	<i>Greece</i>	143,0	224,3	304,1	120,1	22,3
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>			0,0	0,0	0,0
	Irak	<i>Iraq</i>		5,8	0,0	0,0	0,0
	Suriye	<i>Syria</i>		4,8	34,8	37,6	47,3
	T O P L A M	<i>TOTAL</i>	163,2	302,1	343,4	172,6	128,9
MAYIS <i>MAY</i>	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	12,2	4,0	1,0	32,5	100,1
	Yunanistan	<i>Greece</i>	108,4	223,6	325,2	46,2	18,9
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>			0,0	0,0	0,0
	Irak	<i>Iraq</i>		94,1	0,0	0,0	0,0
	Suriye	<i>Syria</i>		11,3	37,2	41,7	51,6
	T O P L A M	<i>TOTAL</i>	120,7	333,0	363,4	120,4	170,6
HAZİRAN <i>JUNE</i>	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	1,3	31,2	9,8	68,3	107,6
	Yunanistan	<i>Greece</i>	55,0	185,8	238,5	37,7	26,6
	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>			0,0	0,0	0,0
	Irak	<i>Iraq</i>		90,6	0,0	0,0	0,0
	Suriye	<i>Syria</i>		16,0	38,1	43,5	69,3
	T O P L A M	<i>TOTAL</i>	56,3	323,6	286,5	149,5	203,5
TEMMUZ	Gürcistan	<i>Georgia</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	22,1	30,3	16,9	24,9	69,5
	Yunanistan	<i>Greece</i>	117,5	310,8	192,9	109,0	58,7

JULY	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,0	0,0	0,0
	Irak	Iraq		93,8	0,0	0,0	76,1
	Suriye	Syria		23,5	46,4	55,4	76,2
	T O P L A M	TOTAL	139,6	458,4	256,1	189,3	280,5
AĞUSTOS AUGUST	Gürcistan	Georgia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	Bulgaria	17,4	14,7	25,2	53,5	64,4
	Yunanistan	Greece	135,6	298,3	171,3	57,3	69,8
	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	0,0	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,0	0,0	0,0
	Irak	Iraq		96,4	0,0	0,0	219,5
	Suriye	Syria		28,7	43,5	56,1	76,5
	T O P L A M	TOTAL	153,1	438,1	240,0	166,9	430,1
EYLÜL SEPTEMBER	Gürcistan	Georgia	14,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	Bulgaria	52,4	12,9	11,0	51,6	65,5
	Yunanistan	Greece	150,7	343,7	241,9	68,9	104,5
	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	0,3	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,0	0,0	0,0
	Irak	Iraq		91,1	0,0	0,0	212,9
	Suriye	Syria		25,0	39,1	44,4	66,6
	T O P L A M	TOTAL	217,6	472,8	292,4	164,9	449,6
EKİM OCTOBER	Gürcistan	Georgia	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bulgaristan	Bulgaria	43,8	25,7	4,5	48,9	126,2
	Yunanistan	Greece	211,4	300,1	149,9	67,2	68,8
	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	96,9	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,0	0,0	0,0
	Irak	Iraq		65,4	0,0	0,0	212,3
	Suriye	Syria		24,9	36,2	41,4	61,5
	T O P L A M	TOTAL	320,2	416,1	287,5	157,5	468,8
KASIM NOVEMBER	Gürcistan	Georgia	144,9	0,0	0,0	0,0	0,7
	Bulgaristan	Bulgaria	65,5	35,8	5,0	49,3	171,0
	Yunanistan	Greece	161,7	290,5	180,9	67,4	53,2
	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	17,7	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,000	0,000	0,000
	Irak	Iraq		0,0	0,0	0,0	212,8
	Suriye	Syria	0,2	29,2	38,1	44,8	67,8
	T O P L A M	TOTAL	372,3	355,5	241,7	161,6	505,6
ARALIK DECEMBER	Gürcistan	Georgia	90,3	0,0	0,0	0,0	1,5
	Bulgaristan	Bulgaria	50,0	9,4	42,9	46,0	136,6
	Yunanistan	Greece	196,5	284,1	137,9	77,8	84,4
	Azerbaycan	Azerbaijan		0,0	36,2	0,0	0,0
	Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)			0,0	0,0	0,0
	Irak	Iraq		0,0	0,0	0,0	219,1
	Suriye	Syria	1,4	38,0	44,7	56,6	80,1

	T O P L A M	TOTAL	338,3	331,5	261,7	180,5	521,7
	Gürcistan	<i>Georgia</i>	315,0	162,5	0,0	0,1	2,3
	Bulgaristan	<i>Bulgaria</i>	326,0	260,2	126,4	405,8	7
	Yunanistan	<i>Greece</i>	1841,1	2	3	6	710,9
T O P L A M	Azerbaycan	<i>Azerbaijan</i>	0,0	0,0	151,2	0,0	0,0
TOTAL	Türkmenistan-(İran)	<i>Turkmenistan-(Iran)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Irak	<i>Iraq</i>	0,0	642,0	0,0	0,0	8
	Suriye	<i>Syria</i>	1,6	209,5	469,1	537,3	764,2
	T O P L A M	TOTAL	2483,6	4	0	8	9

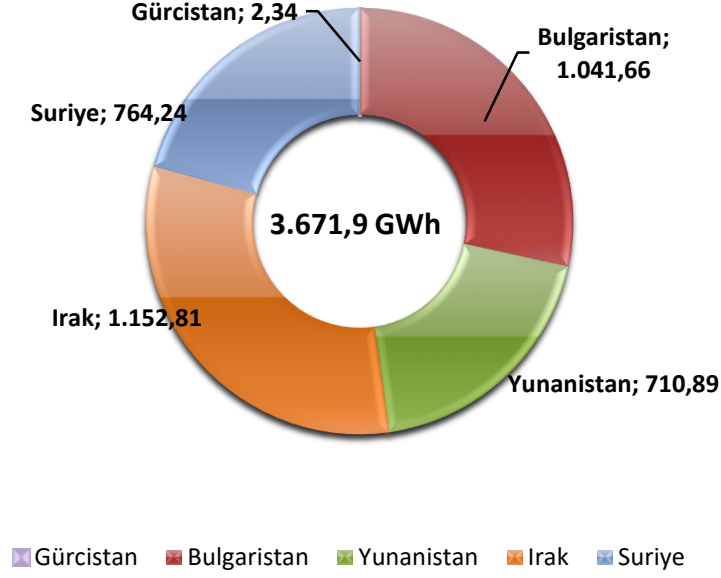
Şekil-14 2024 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2024 YILI İTHAL EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



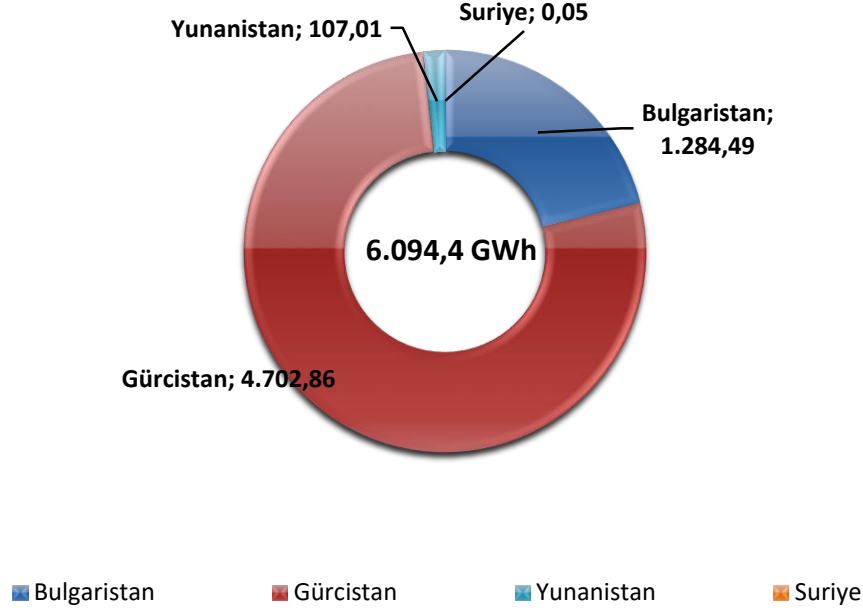
Şekil-15 2024 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2024 YILI İHRAÇ EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



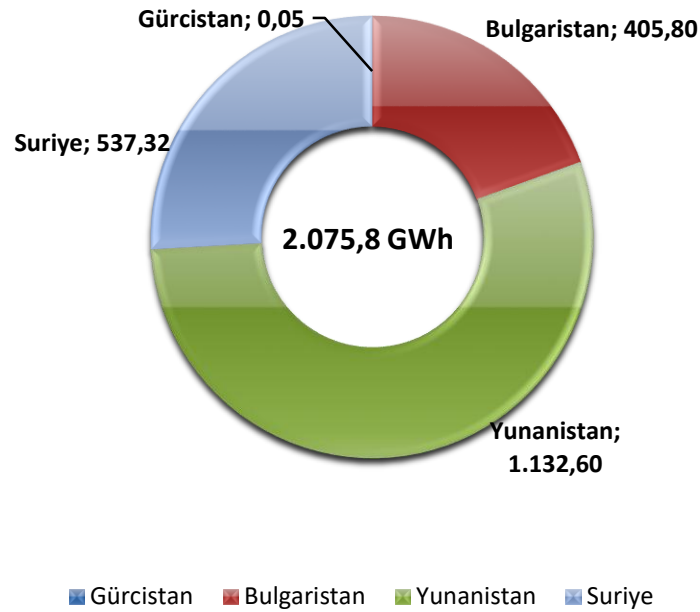
Şekil-16 2023 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2023 YILI İTHAL EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



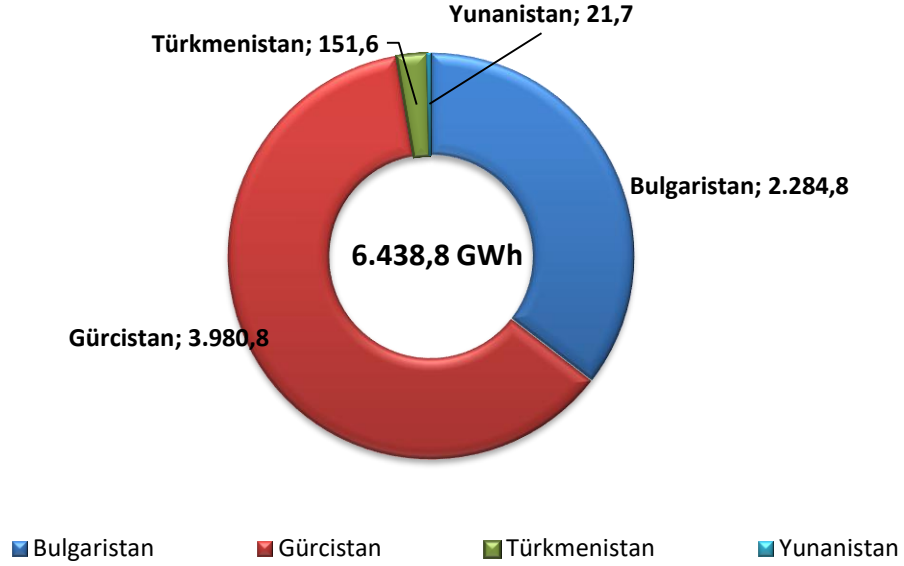
Şekil-17 2023 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2023 YILI İHRAÇ EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



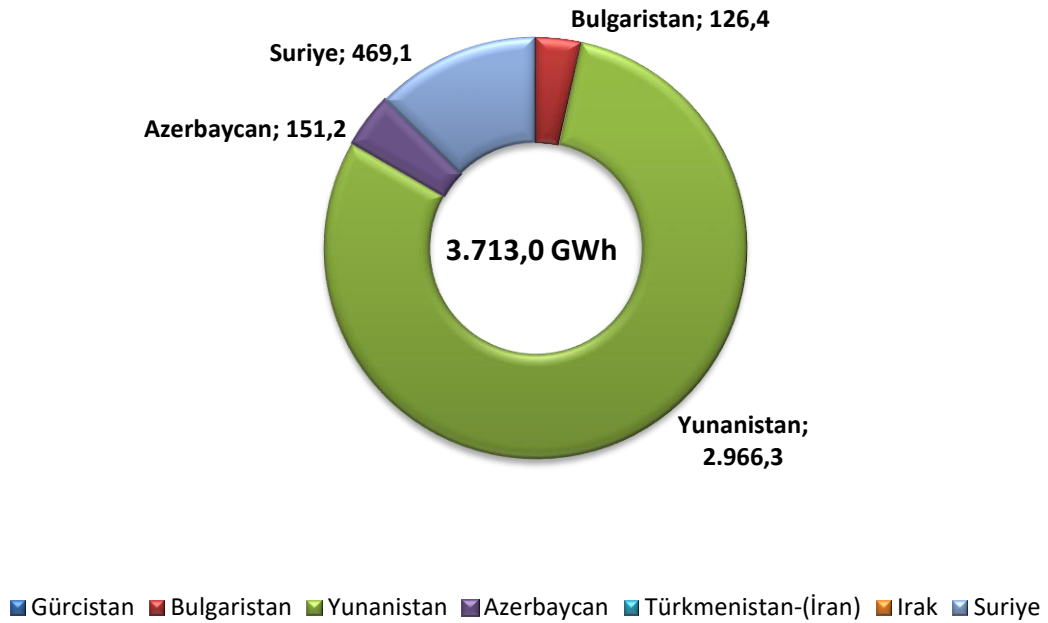
Şekil-18 2022 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2022 YILI İTHAL EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



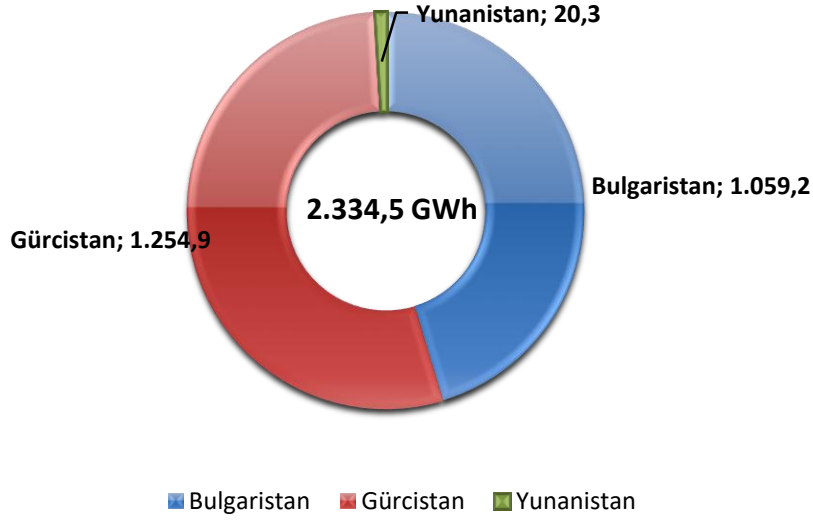
Şekil-19 2022 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2022 YILI İHRAÇ EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



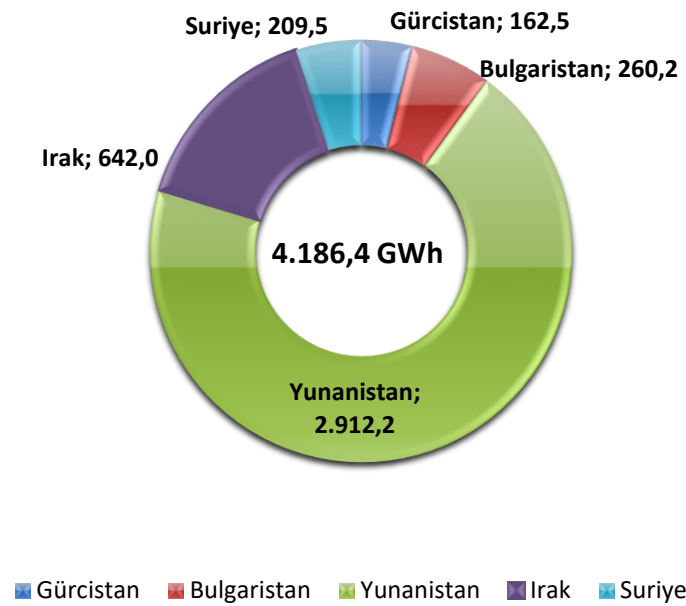
Şekil-20 2021 Yılı İthal Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

2021 YILI İTHAL EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



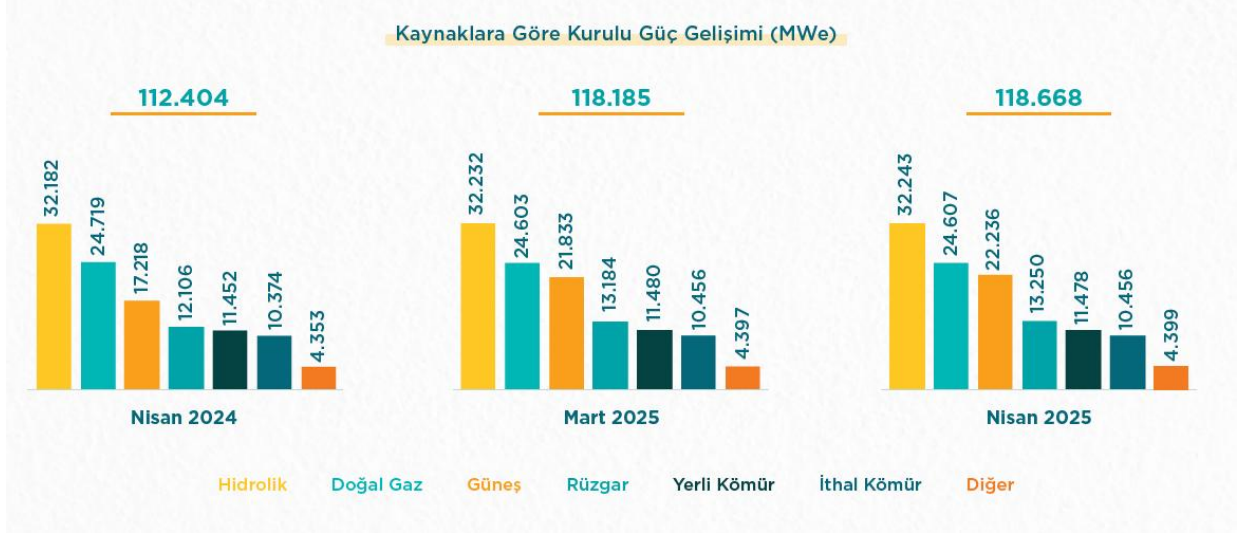
Şekil-21 2021 Yılı İhraç Edilen Elektrik Enerjisinin Ülkelere Göre Dağılımı

GRAFİK V.II- 2021 YILI İHRAÇ EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN ÜLKELERE DAĞILIMI (GWh)



2.5 Üretim, Kapasite Ve Talep Tahmini

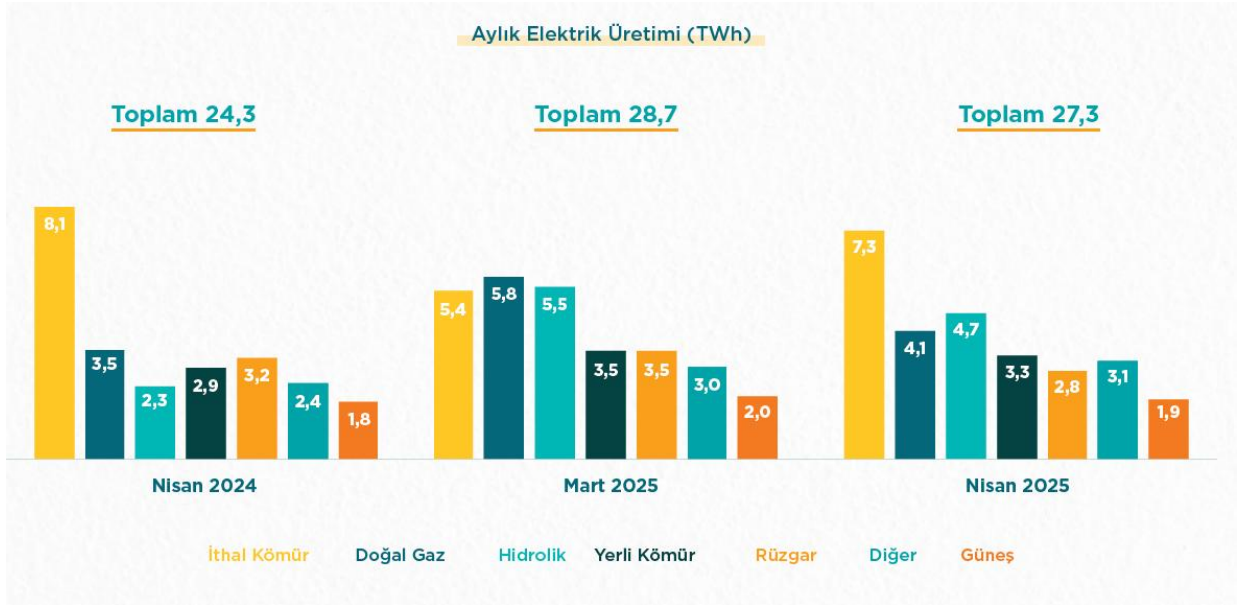
Şekil-22 Elektrik Kurulu Güç



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

2025 Nisan ayı kurulu gücü bir önceki yılın Nisan ayına göre 6.264 MWe (%5,6) artış göstererek 118.668 MWe'e ulaşmıştır. 2025 yılı Mart ayı ile kıyaslandığında güneş kurulu gücünde 404 MWe (%1,85), rüzgar kurulu gücünde 66 MWe (%0,5) artış gözlemlenmiştir. Bir önceki yılın aynı ayıyla kıyaslandığında güneş kurulu gücü 5.019 MWe (%29,1), rüzgar 1144 MWe (%9,4), ithal kömür 82 MWe (%0,8) ve hidrolik 61 MWe (%0,2) artış göstermiştir. Doğal gaz kurulu gücü ise bir önceki yılın aynı dönemine göre 112 MWe (%0,4) azalış göstermiştir.

Şekil-23 Üretim Tablosu



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Kaynak bazlı aylık elektrik üretim miktarları ve aylık toplam elektrik üretimi incelendiğinde; 2025 yılı Nisan ayında bir önceki yılın aynı ayına göre kıyaslandığında doğalgazdan elektrik üretimi 2,33 TWh, güneş santrallerinden 0,71 TWh, ithal kömür santrallerinden 0,63 TWh artış görülmüş olup, hidrolik santrallerinden elektrik üretiminde 0,77 TWh, rüzgar santrallerinden 0,43 TWh azalış görülmüştür.

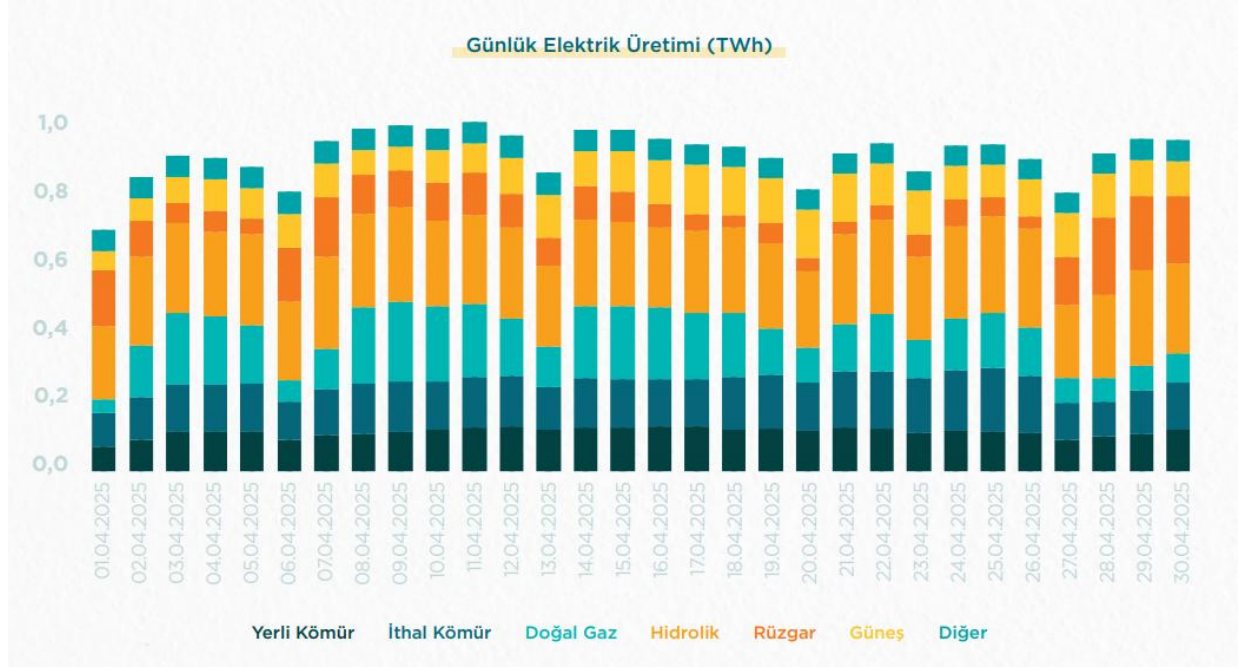
Şekil-24 Yerli ve Yenilenebilir Kurulu Güç



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Aylık yerli ve yenilenebilir kaynaklı üretimler incelendiğinde; Nisan 2025'de yerli üretim bir önceki yılın aynı dönemine göre 0,12 TWh artarak 18,7 TWh, yenilenebilir üretim ise 0,4 TWh azalarak 15,1 TWh olmuştur.

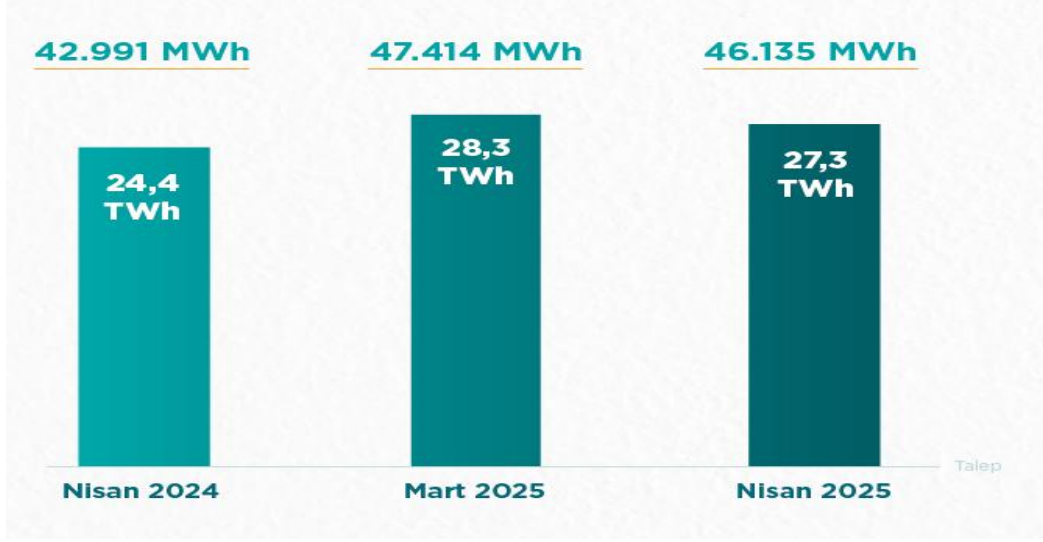
Şekil-25 Günlük Elektrik Üretimi Tablosu



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Nisan ayı günlük elektrik üretimleri incelendiğinde en yüksek üretimin 11.04.2025 tarihinde 0,99 TWh düzeyinde gerçekleştiği görülmektedir. Yerli kaynaklı elektrik üretimi 29.04.2025 tarihinde 0,75 TWh ile miktarsal ve 28.04.2025 tarihinde %82 'lik oranla aylık en yüksek seviyesine ulaşmıştır. Yenilenebilir kaynaklı elektrik üretimi 29.04.2025 tarihinde 0,65 TWh ile miktarsal ve 28.04.2025 tarihinde %71'lik oranla aylık en yüksek seviyesine ulaşmıştır.

Şekil-26 Aylık Elektrik Tüketimi (TWh) - Saatlik Puant (MWh)



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

2025 yılı Nisan ayında elektrik talebinin bir önceki yıla göre değişim miktarları incelendiğinde brüt talep bir önceki yılın aynı ayına göre 2.9 TWh (%12) artış göstererek 27,3 TWh olmuştur

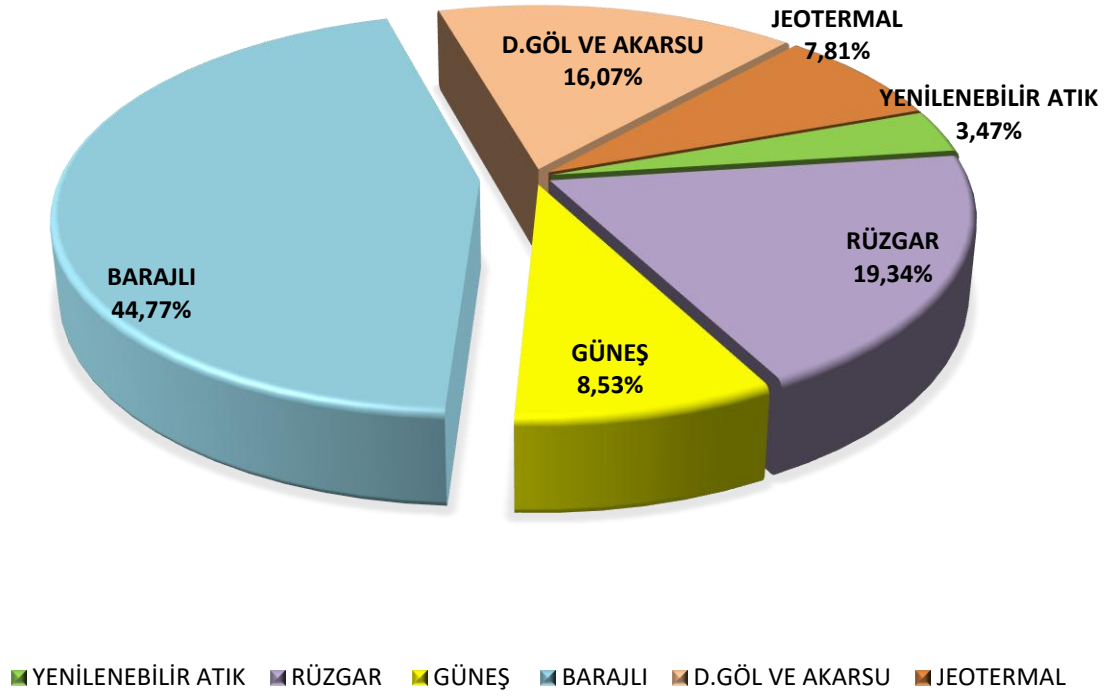


Tablo-19 Yenilenebilir Kaynaklı Elektrik Enerjisi Üretiminin Türkiye Toplam Üretimi İçindeki Payının Yıllar İtibariyle Gelişimi

YENİLENEBİLİR KAYNAKLI ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNİN TÜRKİYE TOPLAM ÜRETİMİ İÇİNDEKİ PAYININ YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ ANNUAL DEVELOPMENT OF RENEWABLE ELECTRICITY GENERATION SHARE IN TURKEY TOTAL ELECTRICITY GENERATION (2020-2024)										
										Birim (Unit) : GWh
YILLAR BARAJLI		D.GÖL VE AKARSU	HİDROLİK TOPLAMI	JEOTERMAL	RÜZGAR	GÜNEŞ	YENİLENEBİLİR+ ATIK *	YENİLENEBİLİR ÜRETİM	TÜRKİYE TOPLAM ÜRETİMİ	YENİLENEBİLİR PAYI %
YEARS	DAM	N.LAKE AND RUN OF RIVER	TOTAL HYDRO	GEOTERMAL	WIND	SOLAR	RENEWABLE+WASTE*	RENEWABLE GENERATION	TOTAL GENERATION	RENEWABLE SHARE %
2020	57.463,9	20.630,4	78.094,4	10.027,7	24.828,2	10.950,2	4.459,9	128.360,4	306.703,1	41,9
2021	40.746,3	15.180,5	55.926,8	10.793,2	31.436,7	13.942,9	6.467,8	118.567,5	334.723,1	35,4
2022	46.657,9	20.144,6	66.802,5	11.118,8	34.945,4	16.887,6	8.088,2	137.842,5	328.379,3	42,0
2023	44.302,2	19.700,3	64.002,5	11.102,1	34.109,0	22.090,6	8.855,5	140.159,7	331.148,9	42,3
2024	57.149,6	17.703,6	74.853,2	11.139,9	36.826,4	30.746,0	9.452,9	163.018,4	354.570,2	46,0
* Endüstriyel Atık Dahil-Atık Isı Dahil Değil										
* Includes Industrial Waste-Not including waste heat										

Şekil-27 2020 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı

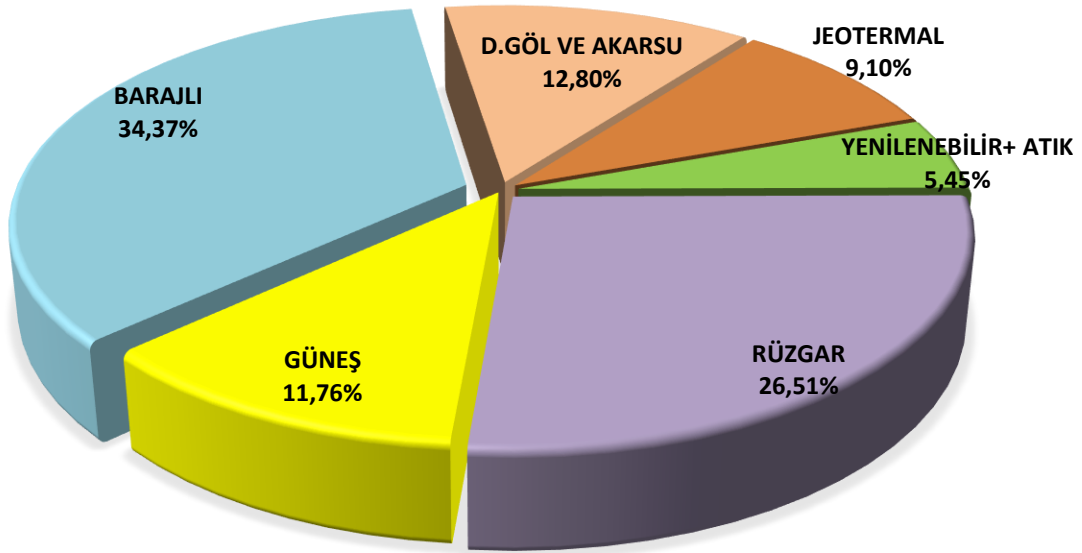
2020 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNİN DAĞILIMI



	GWh	%
YENİLENEBİLİR ATIK+ATIK	4.459,9	3,47
RÜZGAR	24.828,2	19,34
GÜNEŞ	10.950,2	8,53
BARAJLI	57.463,9	44,77
D.GÖL VE AKARSU	20.630,4	16,07
JEOTERMAL	10.027,7	7,81
TOPLAM	128.360,4	100,00

Şekil-28 2021 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı

**2021 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN ELEKTRİK
ENERJİSİ ÜRETİMİNİN DAĞILIMI**

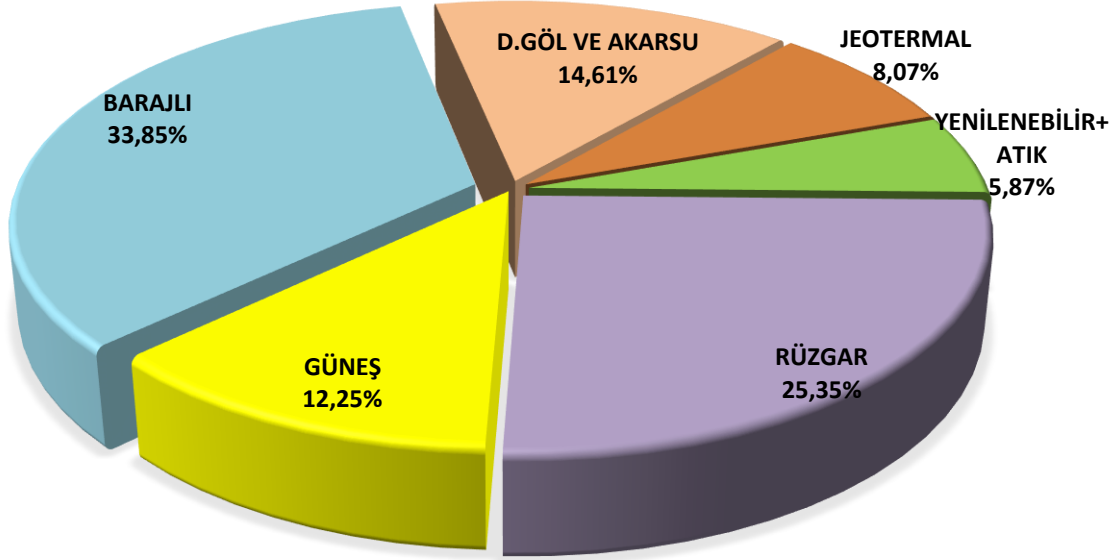


■ YENİLENEBİLİR+ ATIK ■ RÜZGAR ■ GÜNEŞ ■ BARAJLI ■ D.GÖL VE AKARSU ■ JEOTERMAL

	GWh	%
YENİLENEBİLİR+ ATIK	6.467,8	5,45
RÜZGAR	31.436,7	26,51
GÜNEŞ	13.942,9	11,76
BARAJLI	40.746,3	34,37
D.GÖL VE AKARSU	15.180,5	12,80
JEOTERMAL	10.793,2	9,10
TOPLAM	118.567,5	100,00

Şekil-29 2022 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı

**2022 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN ELEKTRİK
ENERJİSİ ÜRETİMİNİN DAĞILIMI**

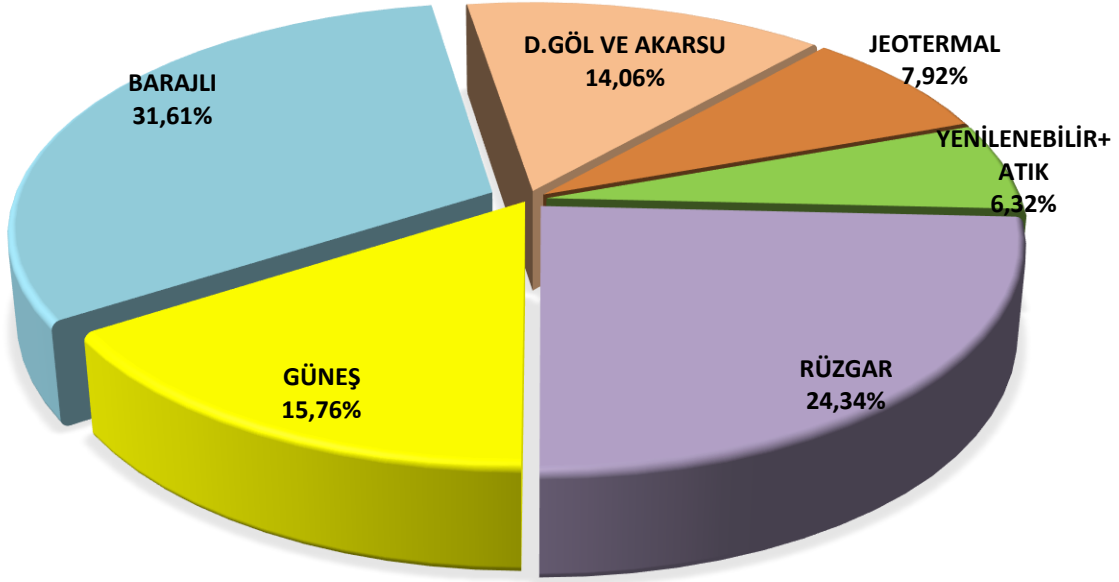


■ YENİLENEBİLİR+ ATIK ■ RÜZGAR ■ GÜNEŞ ■ BARAJLI ■ D.GÖL VE AKARSU ■ JEOTERMAL

	GWh	%
YENİLENEBİLİR+ ATIK	8.088,2	5,87
RÜZGAR	34.945,4	25,35
GÜNEŞ	16.887,6	12,25
BARAJLI	46.657,9	33,85
D.GÖL VE AKARSU	20.144,6	14,61
JEOTERMAL	11.118,8	8,07
TOPLAM	137.842,5	100,00

Şekil-30 2023 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı

**2023 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN ELEKTRİK
ENERJİSİ ÜRETİMİNİN DAĞILIMI**



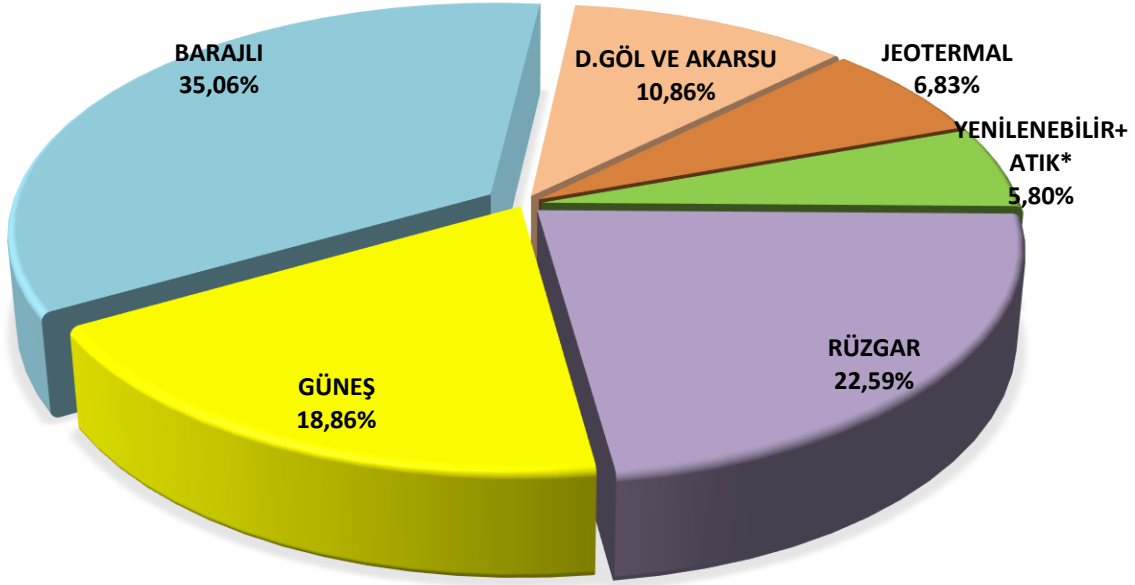
■ YENİLENEBİLİR+ ATIK ■ RÜZGAR ■ GÜNEŞ ■ BARAJLI ■ D.GÖL VE AKARSU ■ JEOTERMAL

	GWh	%
YENİLENEBİLİR+ ATIK	8.855,5	6,32
RÜZGAR	34.109,0	24,34
GÜNEŞ	22.090,6	15,76
BARAJLI	44.302,2	31,61
D.GÖL VE AKARSU	19.700,3	14,06
JEOTERMAL	11.102,1	7,92
TOPLAM	140.159,6	100,00

*Atık Isı dahil değil.

Şekil-31 2024 Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretiminin Dağılımı

**2024 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN ELEKTRİK
ENERJİSİ ÜRETİMİNİN DAĞILIMI**



■ YENİLENEBİLİR+ ATIK* ■ RÜZGAR ■ GÜNEŞ ■ BARAJLI ■ D.GÖL VE AKARSU ■ JEOTERMAL

	GWh	%
YENİLENEBİLİR+ ATIK*	9.452,9	5,80
RÜZGAR	36.826,4	22,59
GÜNEŞ	30.746,0	18,86
BARAJLI	57.149,6	35,06
D.GÖL VE AKARSU	17.703,6	10,86
JEOTERMAL	11.139,9	6,83
TOPLAM	163.018,3	100,00

*Atık Isı dahil değil.

2.6 Girdi Piyasası

Girdi Piyasası: Hidroloji ve İklim

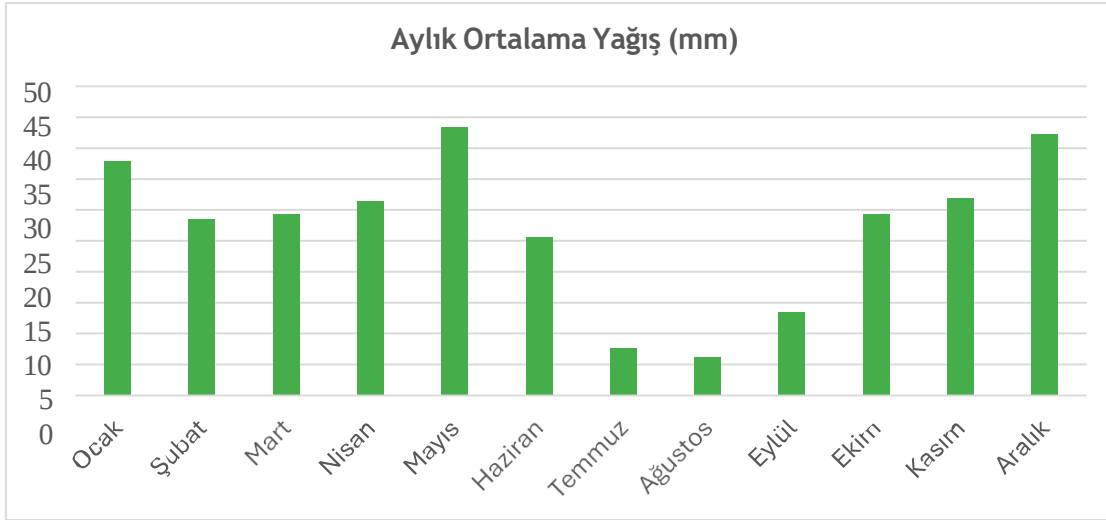
Bir HES projesinin tek girdisi sudur. Doğanhisar bölgesi, Konya Kapalı Havzası'nın karakteristik özelliklerini taşımakta olup, yıllık ortalama yağış miktarı 300-400 mm bandındadır. Ancak, bölgenin dağlık yapısı ve kar yağışı alması, ilkbahar aylarında (Mart-Mayıs) akımların yükselmesini sağlamaktadır.

Akademik çalışmalar, Konya Havzası'nda son 30 yılda yağış rejiminde bir düşüş trendi olduğunu ve kuraklık periyotlarının sıklaştığını göstermektedir. Bu veri, projenin tasarımında "Tasarım Debisi"nin (Design Flow) çok iyimser seçilmemesi gerektiğini ortaya koymaktadır. Santralin sadece pik dönemlerde değil, yılın büyük bölümünde çalışabilmesi için türbinin "Düşük Su Seviyesi" performansının yüksek olması gerekmektedir. Bu bağlamda, Set kotunun yüksek seçilmesi (Set-3), aynı güç için daha az suya ihtiyaç duyulmasını sağlayarak kuraklık riskine karşı doğal bir koruma (hedge) mekanizması oluşturmaktadır.

Tablo-20 Konya İli Uzun Dönem Meteorolojik Veriler Tablosu (1929–2024)

Ay	Ortalama Sıcaklık (°C)	En Yüksek Ort. Sıcaklık (°C)	En Düşük Ort. Sıcaklık (°C)	Yağışlı Gün Sayısı	Toplam Yağış (mm)
Ocak	-0,2	4,7	-4,2	9,88	38,0
Şubat	1,5	7,0	-3,3	8,27	28,6
Mart	5,6	11,8	-0,2	8,96	29,3
Nisan	11,1	17,6	4,4	8,91	31,4
Mayıs	15,9	22,4	8,6	10,44	43,5
Haziran	20,2	26,7	12,7	6,78	25,7
Temmuz	23,6	30,2	15,9	2,21	7,7
Ağustos	23,4	30,2	15,7	1,49	6,2
Eylül	18,8	26,0	11,1	3,17	13,6
Ekim	12,9	20,1	6,0	6,00	29,3
Kasım	6,5	13,1	0,9	6,53	32,0
Aralık	1,8	6,7	-2,2	10,06	42,3
Yıllık	11,8	18,0	5,4	82,7	327,6

Şekil-32 Konya İli Uzun Dönem Aylık Ortalama Yağış Grafiği (1929–2024)



Konya Elektrik Santralleri

Konya'nın elektrik santrali kurulu gücü 2.513 MWe'dir. Konya'daki 78 elektrik santrali ile yılda yaklaşık 5.305 GWh elektrik üretimi yapılmaktadır. Bu üretim miktarı ile Konya'nın elektrik tüketiminin yüzde 53'lik kısmı yine bu şehirdeki santraller ile karşılanmaktadır.

Tablo-21 İşletmedeki Elektrik Santralleri

İşletmedeki Elektrik Santralleri			
Santral Adı	Firma	Güç	
<u>Karapınar Güneş Enerji Santrali</u>	Kalyon Holding	1.000 MW	
<u>Bağlar RES</u>	Sancak Enerji	100 MW	
<u>Ardıçlı RES</u>	Sancak Enerji	73 MW	
<u>Mutlu 5 RES</u>	Mutluer Enerji	44 MW	
Çumra Termik Santrali	Konya Şeker Enerji	37 MW	
<u>Çamınbaşı RES</u>	Mikail Enerji Grubu	27 MW	
<u>Mavi HES</u>	Konya Büyükşehir Belediyesi	25 MW	
Konya Şeker Çumra Termik Santrali	Konya Şeker Enerji	24 MW	
<u>Akdağ RES</u>	Ahsen Enerji Üretim	23 MW	
Konya Şeker Fabrikası Doğalgaz Santrali	Konya Şeker Enerji	19 MW	
<u>Bozkır HES</u>	Hidrosolar Elektrik	19 MW	
<u>Alibeyhöyüğü Güneş Enerjisi Santrali</u>	KHM Enerji	18 MW	
<u>Konya Karatay Kızören GES</u>	Tekno Enerji	18 MW	

<i>İşletmedeki Elektrik Santralleri</i>		
Santral Adı	Firma	Güç
<u>Kuyulukoyak Rüzgar Santrali</u>	Mikail Enerji Grubu	16 MW
Ilgın Şeker Fabrikası Termik Santrali	Türkiye Şeker Fabrikaları	14 MW
Bientaş Konya Termal Bertaraf Tesisi	Bientaş Madencilik	13 MW
<u>Konya Apa Güneş Enerjisi Santrali</u>	Limak Enerji	13 MW
Eti Alüminyum Seydişehir Santrali	Cengiz Enerji	13 MW
<u>Göksu HES</u>	Nurol Enerji	11 MW
5ER Biyokütle Santrali	5ER Enerji	11 MW
<u>Makascı Mühendislik GES</u>	Makascı Mühendislik	10 MW
<u>Tekno Ray Solar Cihanbeyli GES</u>	Tekno Enerji	10 MW
<u>MT GES</u>	Akfen Enerji	9,98 MW
<u>Yaysun GES</u>	Akfen Enerji	9,98 MW
<u>ME-SE Güneş Santrali</u>	Akfen Enerji	9,90 MW
<u>Konya Afta GES</u>	Afta Enerji	9,80 MW
Bahri Dağdaş Ereğli Şeker Fabrikası Termik Santrali	Türkiye Şeker Fabrikaları	9,50 MW
Altınekin Güneş Enerji Santrali	Tekno Ray Solar	8,00 MW
<u>Gitaş 1 GES</u>	AAB Enerji	8,00 MW
Sunergie Güneş Enerji Santrali		7,98 MW
<u>T Dinamik Enerji Konya Ereğli GES</u>	T Dinamik Enerji	7,98 MW
Saçıkara Güneş Enerji Santrali		7,00 MW
Kayages Elektrik Güneş Enerji Santrali	Kayages Elektrik Üretim	6,94 MW
Güneyyaka HES	Met Enerji Üretim	6,63 MW
Akça HES	Akça HES Elektrik Üretim	6,35 MW
Konya Çumra Güneş Enerji Santrali		5,91 MW
Karadona Güneş Enerji Santrali		5,90 MW
Kombassan Kağıt Doğalgaz Santrali	Kombassan Holding	5,50 MW
<u>Alibey GES</u>	SBD Enerji Üretim	5,00 MW
<u>EkoRE Konya Kulu GES</u>	EkoRE Enerji	5,00 MW
<u>Omega Enerji Konya Karatay GES</u>	Omega Enerji	5,00 MW
<u>Konar Enerji Konya Hadım GES</u>	Konar Enerji	4,97 MW

<i>İşletmedeki Elektrik Santralleri</i>		
Santral Adı	Firma	Güç
<u>Konar Enerji Çumra Eretepe Güneş Enerji Santrali</u>	Konar Enerji	4,00 MW
Karatay Gamages Güneş Enerji Santrali	Gamages	3,96 MW
Tekno Ray Solar Karapınar Güneş Enerji Santrali	Tekno Enerji	3,96 MW
Mavi Yeşil Enerji GES	Mavi Enerji	3,42 MW
Alibeyhüyüğü RES	ABH Elektrik	3,00 MW
<u>Genç Enerji Güneş Enerji Santrali</u>	Genç Enerji	3,00 MW
Konya Atıksu Biyogaz Santrali	Konya Büyükşehir Belediyesi	2,44 MW
Bozkır HES	Özbey Yatırım	2,27 MW
Solana Konya GES	Solana Enerji	2,24 MW
Algiz Enerji ve Panel Enerji GES	Algiz Enerji ve Panel Enerji	2,00 MW
Adaagıl Güneş Enerji Santrali		2,00 MW
Rumi GES		2,00 MW
Kuyulutaş Regülatörü ve HES	Hemak Enerji	1,76 MW
Selva Gıda Doğalgaz Santrali	Selva Gıda	1,71 MW
Konya Aslım Çöplüğü Elektrik Üretim Santrali	ITC Katı Atık Enerji	1,42 MW
Alkim Konya Bolluk Santrali	Alkim Alkali Kimya	1,34 MW
<u>İvriz HES</u>	Ülke Yatırım	1,04 MW
Parksolar Enerji GES	Parksolar Enerji	1,00 MW
Cengiz Enerji Güneş Enerjisi Santrali	Cengiz Enerji	1,00 MW
Mehmet Düzel GES		1,00 MW
Er-Buz Ereğli Soğuk Hava Deposu GES	Er-Buz Ereğli Soğuk Hava Deposu	1,00 MW
Hicaz ve Hodul Enerji GES	Hicaz ve Hodul Enerji	0,88 MW
Rana Yumurta Güneş Enerjisi Santrali	Rana Tarım	0,86 MW
Konya OSB (KOS) Güneş Enerjisi Santrali	Konya OSB	0,85 MW
<u>Dere HES</u>	Ülke Yatırım	0,60 MW
<u>Konya Yaysun GES</u>	Akfen Enerji	0,50 MW
Aydoğanlar Oto Lastik Güneş Enerjisi Santrali	Aydoğanlar Oto Lastik	0,40 MW
KOSKİ Güneş Enerjisi Santrali	Konya Büyükşehir Belediyesi	0,25 MW
Kuzucu Tarım Ereğli Güneş Enerji Santrali	Kuzucu Tarım Ürünleri	0,23 MW

<i>İşletmedeki Elektrik Santralleri</i>		
Santral Adı	Firma	Güç
<u>Medaş Elektrik Güneş Santrali</u>	Medaş Elektrik	0,20 MW
İlgın Termal Otel Güneş Enerji Santrali	İlgın Termal Otel	0,060 MW
Turmo Otomotiv Makina Güneş Enerji Santrali (GES)	Turmo Otomotiv Makina	0,024 MW
Karapınar Ziraat Odası Güneş Enerji Santrali	Karapınar Ziraat Odası	0,020 MW
Konya'daki diğer lisanssız GES'ler	Çeşitli Firmalar	768 MW
Konya'daki diğer lisanssız doğalgaz santralleri	Çeşitli Firmalar	11 MW
Konya'daki diğer lisanssız RES'ler	Çeşitli Firmalar	0,50 MW

Tablo-22 Diğer Santraller

<i>Yapım Aşamasındaki Santraller</i>		
Santral Adı	Firma	Güç
Hüyük İlmen Belediyesi Rüzgar Santrali	Hüyük İlmen Belediyesi	0,50 MW
<i>Üretim Lisansı Alınan Santraller</i>		
Santral Adı	Firma	Güç
Delimahmutlu 1-2 HES	Mirel Enerji	2,89 MW
<i>Ön Lisans Alan Santraller</i>		
Santral Adı	Firma	Güç
Ceceler GES	Obruk Elektrik	128 MW
Karatay RES	Nesma Enerji	50 MW
Nepsun Hadim GES	Nepsun Solar Hidro Enerji	25 MW
Asarcık Çetmi HES	Volta Yeşil Enerji	24 MW
SYS Selçuklu GES	Sertel Enerji	20 MW
SYS Alıyınova GES	Sertel Enerji	20 MW
SYS Yunak GES	Sertel Enerji	20 MW
SYS Hotamış GES	Sertel Enerji	20 MW
Ereğli Bozkurt GES	Anadolu RES	17 MW
Yürük HES	Sefabay İnşaat	2,72 MW

Planlanan Elektrik Santralleri		
Santral Adı	Firma	Güç
<u>Konya Ilgın Termik Santrali</u>	Ciner Enerji	500 MW

Kaynak: <https://www.enerjiatlası.com/sehir/konya/2.7> Pazar Ve Satış Analizi

2.7.1 Elektrik Piyasası ve Satış Koşulları

Üretilen elektriğin satışı için iki ana yol bulunmaktadır:

1. **YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması):** Devlet alım garantisi sağlayan bu mekanizma, 10 yıl boyunca üretilen elektriğin belirli bir fiyattan alınmasını taahhüt eder. 2021 sonrası devreye giren düzenleme ile HES'ler için taban fiyat 40 Kuruş/kWh olarak belirlenmiş, ancak bu rakamın enflasyon ve döviz kuruna göre üç ayda bir güncellenmesi hükme bağlanmıştır. Dolar bazında tavan fiyat ise 6.40 USD cent/kWh olarak sınırlandırılmıştır. Bu mekanizma, yatırımcıya nakit akışı güvenliği sağlamaktadır.
2. **Serbest Piyasa (GÖP):** Elektriğin EPIAŞ bünyesindeki Gün Öncesi Piyasası'nda (GÖP) saatlik fiyatlardan satılmasıdır. 2024 yılında enerji maliyetlerinin artmasıyla birlikte PTF (Piyasa Takas Fiyatı) zaman zaman YEKDEM fiyatlarının üzerine çıkabilmektedir.

Doğanhisar projesi için önerilen strateji, ilk 10 yıl YEKDEM garantisi altında kalarak yatırımın finansmanını güvence altına almak, sonrasında ise serbest piyasa koşullarına göre hareket etmektir.

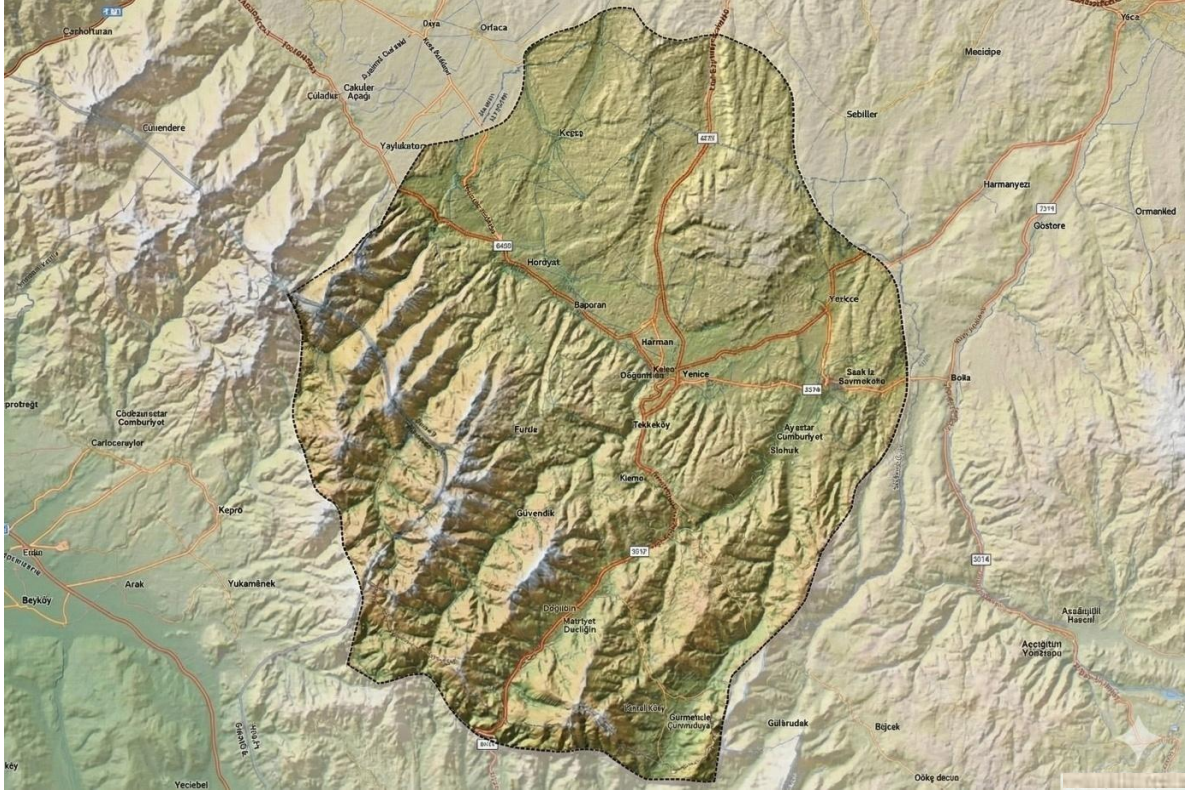
3. TEKNİK ANALİZ

Bu bölümde, Doğanhisar ilçesi sınırları içerisinde Dereöz Deresi üzerinde planlanan hidroelektrik santral yatırımının teknik fizibilitesi değerlendirilmiştir. Teknik analiz kapsamında; projenin kurulacağı alanın topoğrafik ve hidrolik özellikleri, santral yerleşim alternatifleri, su alma yapısı, iletim hattı güzergâhı, türbin tipi seçimi ve enerji üretim potansiyeli bütüncül bir yaklaşımla ele alınmıştır.

Çalışmada, ön fizibilite seviyesine uygun olarak; mevcut saha verileri, harita ve kot bilgileri ile standart mühendislik kabulleri esas alınmış, yatırım kararına esas teşkil edecek yeterlilikte teknik değerlendirme yapılmıştır. Hidrolojik ölçüm verilerinin sınırlı olması nedeniyle, analizler doğrudan ölçülmüş akımlar yerine, hedeflenen kurulu gücü sağlayacak gerekli tasarım debisi üzerinden gerçekleştirilmiştir.

Teknik analiz sürecinde, hidrolik verimlilik ile yatırım maliyetleri arasında optimum denge gözetilmiş; işletme güvenliği, bakım kolaylığı ve uzun vadeli sürdürülebilirlik temel tasarım kriterleri olarak dikkate alınmıştır.

Resim-3 Doğanhisar İlçesi Topografik Haritası ve İdari Sınırları



3.1 Kuruluş Yeri Seçimi

Yatırım yeri olarak seçilen Doğanhisar ilçesi, Dereözü Mevkii, coğrafi konumu ve topografik yapısı itibarıyla mikro ölçekli hidroelektrik üretimi için optimum koşulları sunmaktadır. Yapılan detaylı saha etütleri neticesinde, santralin hidrolik düşü kazanımı için en uygun noktalar belirlenmiştir. Proje sahasında Set-3 (1332 m) regülatör (su alma) kotu ile Set-2 (1300 m) kuyruksuyu (su iade) kotu arasında oluşturulan hidrolik hat, 32 metrelik brüt düşü sağlayarak potansiyel enerjiyi maksimize etmektedir.

Alternatif olarak incelenen Set-1 (1327 m) noktası, ulaşım ve inşaat lojistiği açısından bazı kolaylıklar sunsa da, Set-3'e kıyasla 5 metrelik bir düşü kaybına neden olmaktadır. Hidroelektrik enerji üretiminde düşü yüksekliği, debi ihtiyacı ile ters orantılıdır; yani düşü ne kadar yüksekse, aynı gücü üretmek için gereken su miktarı o kadar azalır. Set-3 tercihi, projenin daha az suyla aynı enerjiyi üretmesini sağlayarak, Konya havzasında giderek artan kuraklık riskine karşı projeyi teknik olarak korunaklı hale getirmektedir.

3.1.1 Set Noktalarının Teknik Kıyaslaması

Yatırımın teknik fizibilitesinin temelini, suyun alınacağı nokta (regülatör) ile suyun bırakılacağı nokta (kuyruksuyu) arasındaki kot farkı, yani "düşü" oluşturur. Sahada yapılan ön etütlerde üç farklı referans noktası (Set-1, Set-2, Set-3) belirlenmiş ve bunlar arasındaki kombinasyonlar analiz edilmiştir.

Tablo-23 Set Noktaları ve Teknik Özellikleri

Nokta	Kot (m)	Fonksiyon	Teknik Değerlendirme
Set-3	1332 m	Regülatör (Su Alma)	Vadinin en üst kotudur. Maksimum potansiyel enerjiyi (düşüyü) sağlar.
Set-1	1327 m	Alternatif Regülatör	Set-3'ün 194 metre aşağısında yer alır. Ulaşımı daha kolaydır ancak 5 metre kot kaybına (enerji kaybına) neden olur.
Set-2	1300 m	Santral Binası	Dere yatağının en uygun genişlediği ve suyun iade edileceği noktadır. Türbin eksenini bu kotta konumlandırılacaktır.

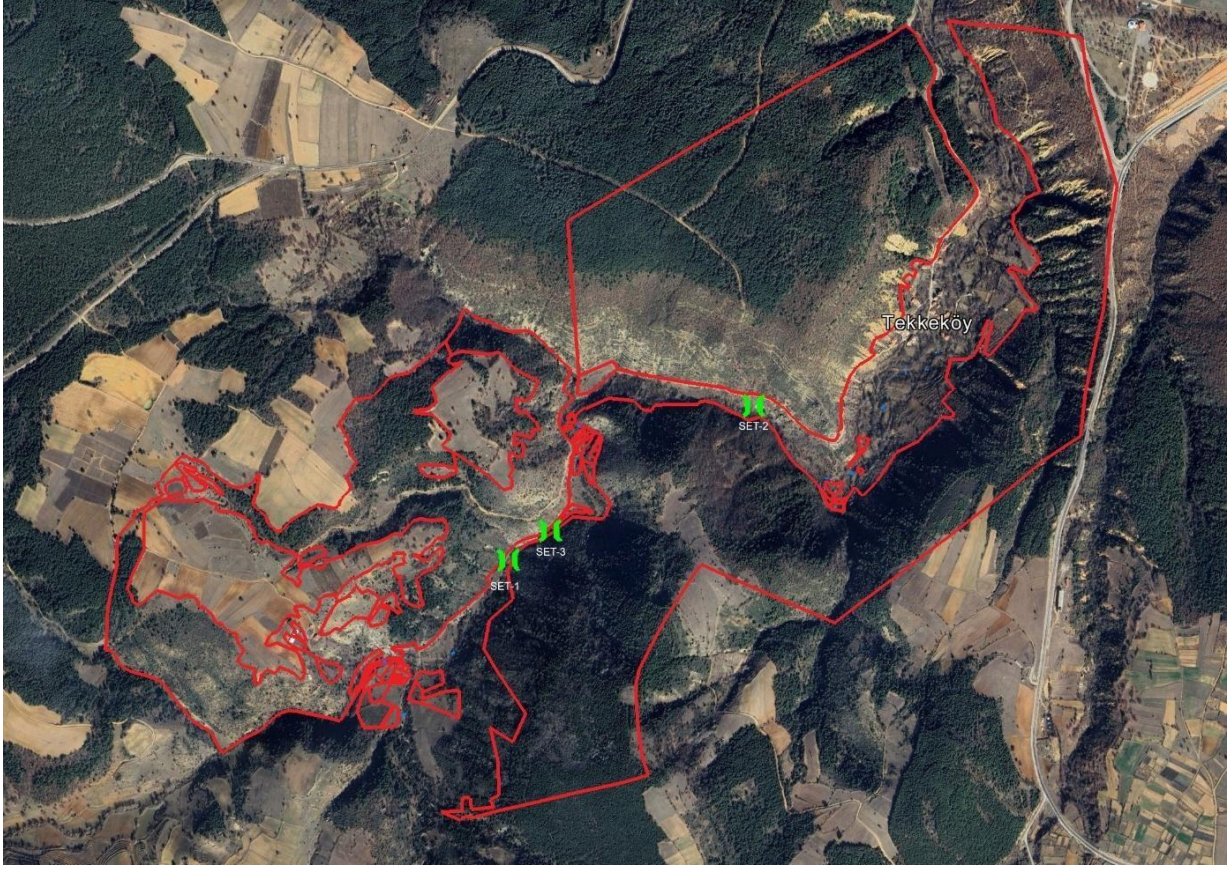
3.1.2 Kotlar, Mesafeler ve Boru Güzergâhı Analizi

HES projelerinde amaç, en kısa mesafede en yüksek düşüyü elde etmektir. İletim hattı (cebri boru) uzunluğu arttıkça sürtünme kayıpları artar ve net düşü azalır.

Tablo-24 Su Alma Kotuna Göre Alternatif Yer Seçimi Senaryo Karşılaştırması

Parametre	Senaryo A (Set-3 Seçimi)	Senaryo B (Set-1 Seçimi)
Su Alma Kotu (m)	1332	1327
Kuyruksuyu Kotu (m)	1300	1300
Brüt Düşü, ($H_{\text{brüt}}$) (m)	32	27
İletim Hattı Uzunluğu (m)	970	1164
Hat Uzunluğu Farkı (B – A) (m)	—	194
Brüt Düşü Farkı (A – B) (m)	5	—
Analiz/Yorum	970 m hat ile 32 m düşü sağlanır. Eğim oranı ve arazi yapısı boru montajı için uygundur.	5 m düşü kaybı + 194 m daha uzun hat. Daha uzun boru → daha fazla inşaat maliyeti ve daha fazla hidrolik kayıp.

Resim-4 Dere Havzası ve Alternatif Su Alma Yapısı (Set) Konumları



Şekilde, Konya ili Doğanhisar ilçesi Tekkeköy mevkiinde yer alan Dereöz Deresi ve çevresindeki proje alanı uydu görüntüsü üzerinde gösterilmektedir. Kırmızı çizgiler, dere havzasındaki parsel sınırlarını; yeşil işaretlemeler ise alternatif su alma yapısı (Set-1, Set-2 ve Set-3) konumlarını ifade etmektedir.

3.1.3 Hidrolik Kayıplar ve Net Düşü Hesabı

Brüt düşüden, suyun boru içinde hareketi sırasında oluşan sürtünme ve lokal kayıpların çıkarılmasıyla "Net Düşü" (H_{net}) elde edilir. Enerji üretiminde kullanılan gerçek parametre budur.

Hidrolik kayıplar ($h_{kayıp}$), Darcy-Weisbach veya Hazen-Williams formülleriyle hesaplanır. Bu projede, iç yüzeyi pürüzsüz CTP borular kullanılacağı için Hazen-Williams katsayısı $C=150$ olarak alınmıştır.

Kayıp Hesabı (Set-3 Güzergâhı İçin):

Boru Çapı: DN1400 mm

Debi (Q): $\sim 4.17 \text{ m}^3/\text{s}$

Boru Uzunluğu (L): 970 m

Hesaplanan Toplam Yük Kaybı ($h_f + h_{\text{lokal}}$): **1.80 m**

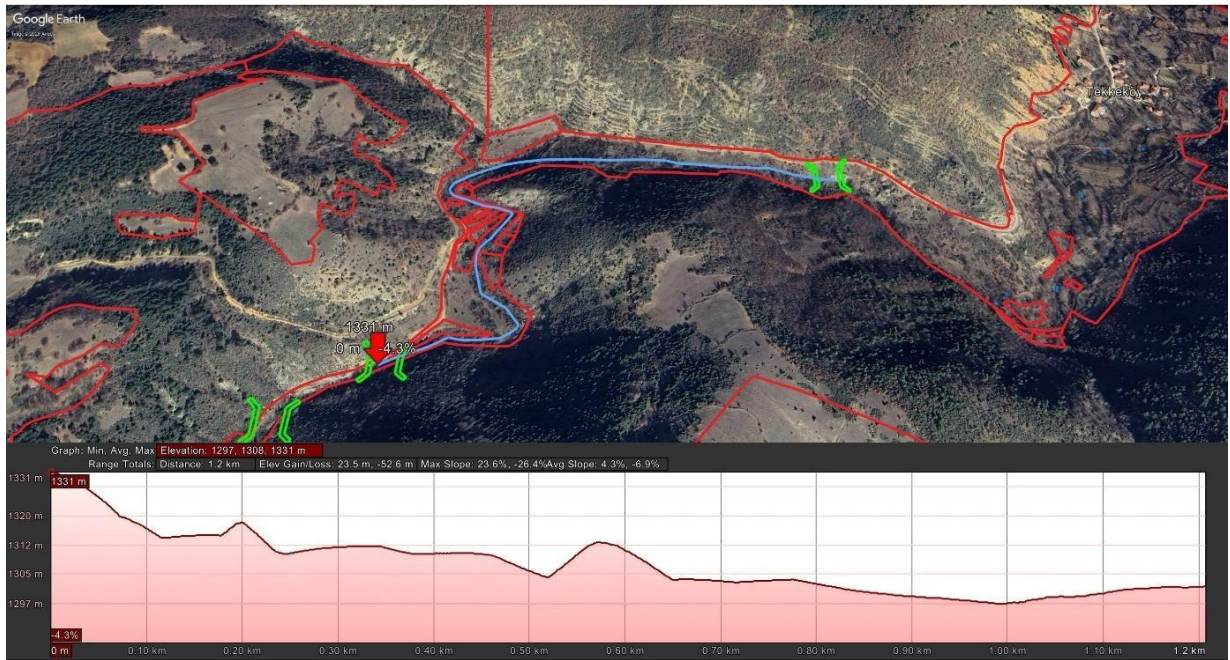
Net Düşü (H_{net}):

$$H_{\text{net}} = H_{\text{brüt}} - h_{\text{kayıp}}$$

$$H_{\text{net}} = 32.00 \text{ m} - 1.80 \text{ m} = \mathbf{30.20 \text{ m}}$$

Sonuç: Saha analizleri, Set-3 (1332 m) noktasının su alma yapısı olarak seçilmesinin, Set-1'e göre %18,5 daha fazla potansiyel enerji sağladığını ve inşaat verimliliği açısından en doğru tercih olduğunu kanıtlamaktadır.

Resim-5 Dere Havzası ve Alternatif Su Alma Yapısı (Set) Konumları



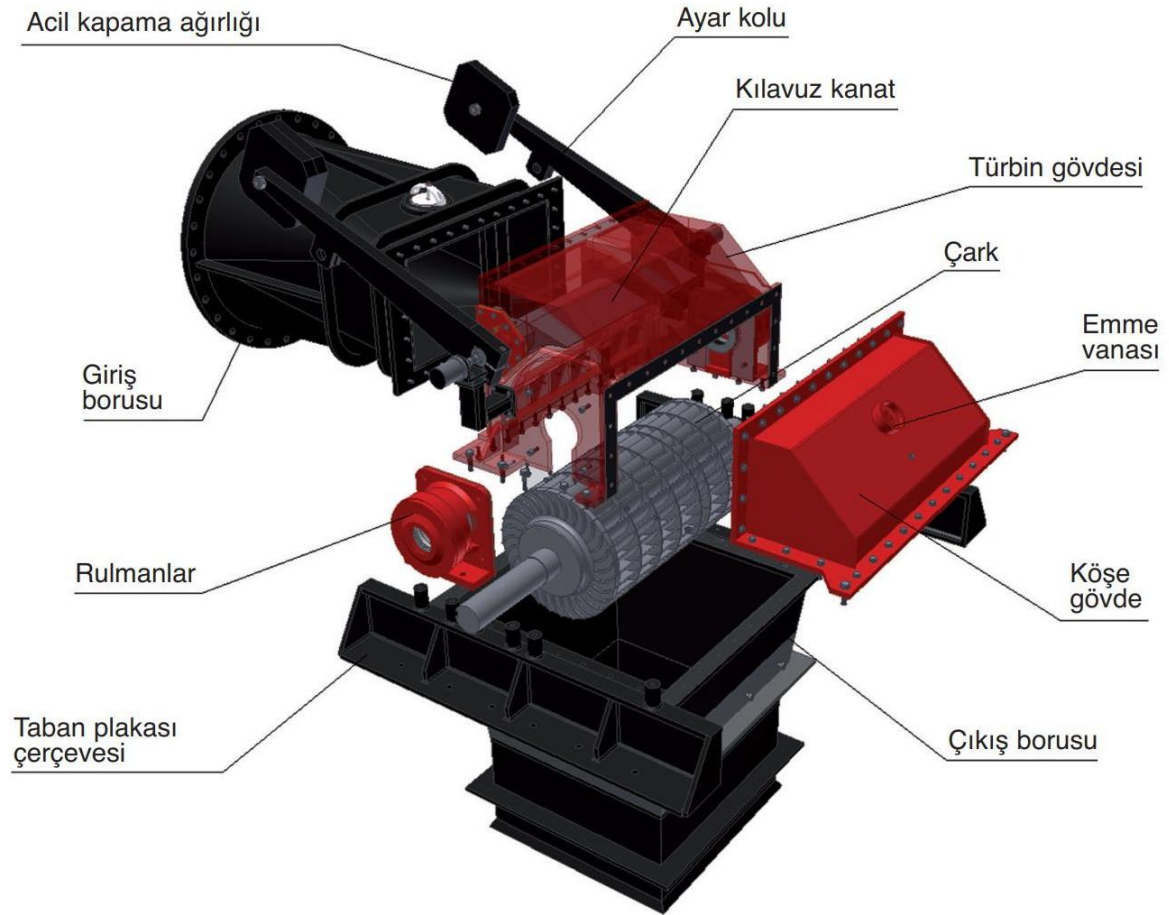
Resimde, Doğanhisar ilçesi Tekkeköy mevkiinde yer alan hidroelektrik santral projesi kapsamında Set-3 ile Set-2 arasında planlanan su iletim güzergâhı ve bu güzergâha ait yükselti (boykesit) profili gösterilmektedir. Boru çapı, hidrolik kayıplar ile yatırım maliyeti arasındaki optimum noktada DN1400 olarak belirlenmiştir.

3.1.4 Türbin: Crossflow (Banki) - Gerekçeli Seçim

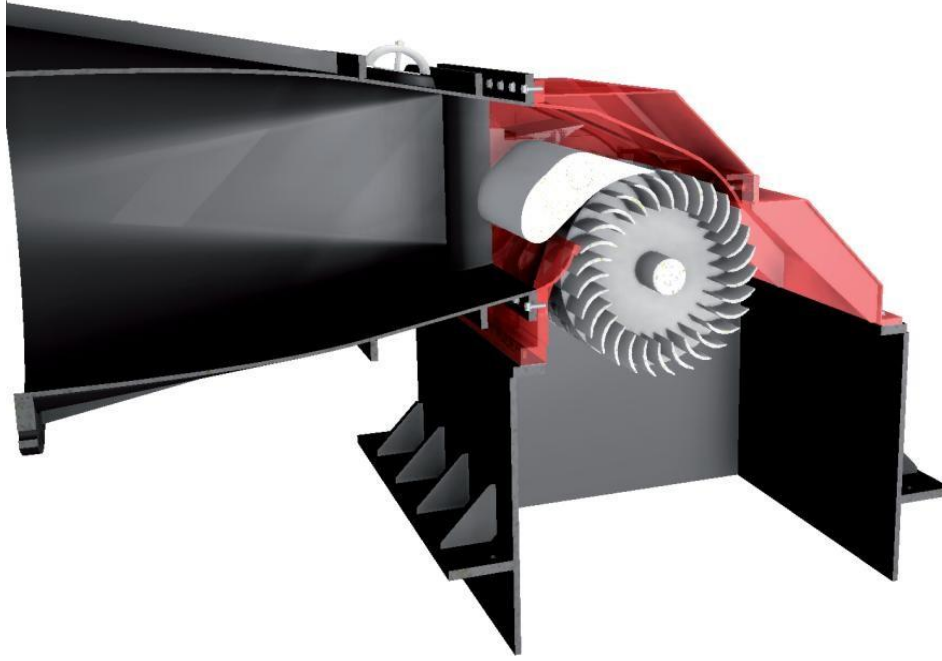
Santralin en kritik elektromekanik bileşeni türbindir.

Seçim: Yatay milli, çift bölmeli (1/3 - 2/3 oranında), hava giriş valfli Crossflow (Banki) türbini.

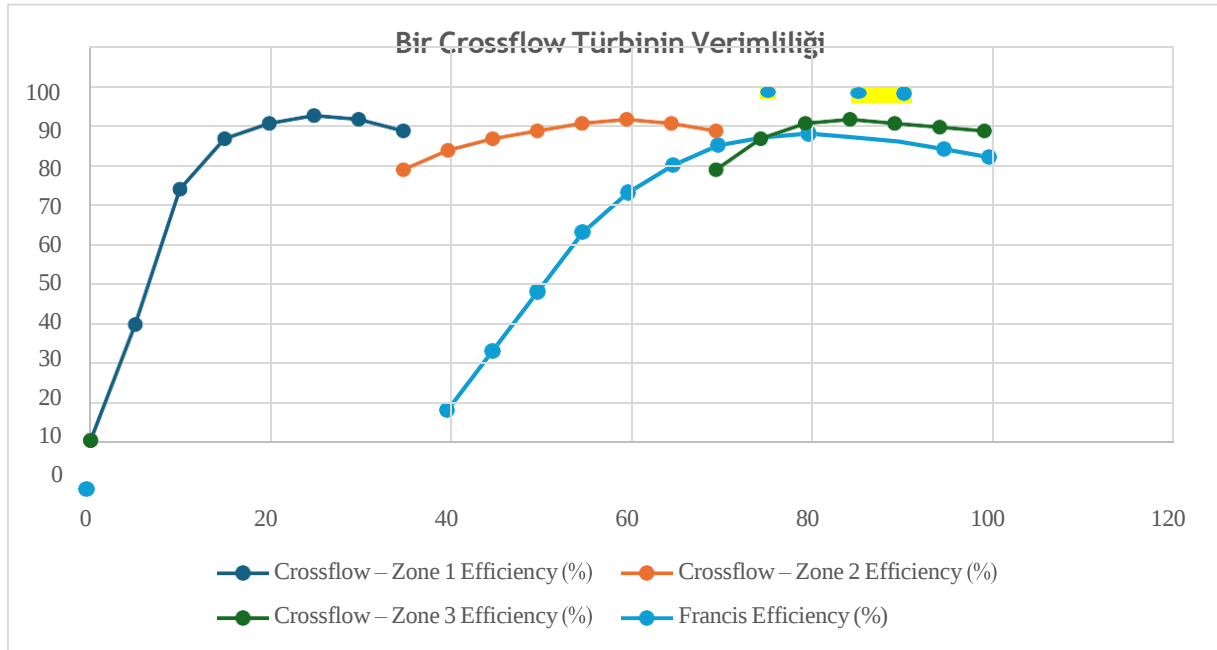
Resim-6 İki bölmeli Crossflow (Banki) Türbini



Resim-7 İki bölmeli Crossflow (Banki) Türbini En Kesiti



Şekil-33 Crossflow Türbin Verimliliği



Gerekçe 1 (Maliyet): Francis veya Kaplan türbinler kompleks döküm gövde ve kanatçıklar gerektirirken, Crossflow türbin sac levhaların bükülmesi ve kaynaklanmasıyla imal edilir. Bu, yerli imalatı mümkün kılar ve maliyeti %50 oranında düşürür.

Gerekçe 2 (Verim Karakteristiği): Türbin çarkı 1/3 ve 2/3 oranında iki bölmeye ayrılır. Su azaldığında sadece küçük bölme, biraz arttığında büyük bölme, tam kapasitede her iki bölme açılır. Bu sayede verim eğrisi çok düzgündür ve düşük debilerde bile yüksek verim alınır.

Gerekçe 3 (Bakım): İçinden geçen yaprak, dal gibi yabancı maddelere karşı toleransı yüksektir ve kendi kendini temizler.

Seçilen türbin, iki bölmeli (split-runner) tasarımı sayesinde Crossflow teknolojisinin üst güç sınırında güvenli işletim sağlamaktadır

Aşağıdaki tablo, küçük ölçekli HES projelerinde yaygın olarak kullanılan türbin tiplerinin temel özelliklerini karşılaştırmaktadır:

Tablo-25 Türbin Tipleri Ve Temel Özellikleri

Türbin Tipi	Düşü Aralığı (H) [m]	Debi Aralığı (Q) [m ³ /s]	Uygun Güç Aralığı
Pelton	50 – 1000	0.01 – 2.0	10 kW – 100 MW
Francis	10 – 300	0.2 – 30	100 kW – 100 MW
Kaplan	2 – 70	2 – 100	100 kW – 100 MW
Banki-Crossflow	5 – 60	0.05 – 10	5 kW – 1 MW
Archimedean Screw	1 – 10	0.1 – 10	10 kW – 500 kW
Archimedean Multiple	1 – 10	2 – 20	50 kW – 1 MW

3.1.5 Jeneratör

- **Tip:** 3 Fazlı, Senkron Jeneratör.
- **Güç:** 1250 kVA (Power Factor 0.8 için 1250 kVA seçilebilir).
- **Devir:** Türbin devri düşük olduğu için (örn. 300-400 rpm), araya bir hız artırıcı (redüktör veya kayış-kasnak) konularak jeneratör 1000 veya 1500 rpm devrinde çalıştırılır. Bu, jeneratör boyutunu ve maliyetini küçültür.

3.1.6. Cebri Boru (CTP / Çelik Karşılaştırması)

İletim hattı için **Cam Elyaf Takviyeli Polyester (CTP)** boru seçilmiştir.

Çap: DN1400 mm.

Basınç Dayanımı: PN6 (Statik basınç 3.2 bar olduğu için PN6 yeterlidir).

CTP'nin Avantajı: Çelik boruya göre çok daha hafiftir, montajı hızlıdır (manşonlu birleşim),

kaynak röntgeni gerektirmez ve korozyona uğramaz. En önemlisi, pürüzsüz iç yüzeyi

(C=150) sayesinde sürtünme kaybını azaltarak projeye yaklaşık 1-2 metre ekstra net düşü kazandırır.

3.1.7 Santral Binası ve Elektrik Ekipmanları

Bina: Set-2 (1300 m) kotunda, yaklaşık 150 m² taban alanlı, hafif çelik konstrüksiyon veya prefabrik yapı. İçerisinde montaj sahası, kontrol odası ve hücre odası bulunacaktır.

Elektrik: 0.4 kV jeneratör çıkış gerilimi, yükseltici trafo (0.4/34.5 kV) ile şebeke gerilimine yükseltilecektir.

Şebeke Bağlantısı: Santralden en yakın enerji nakil hattına (ENH) 34.5 kV seviyesinden bağlantı yapılacaktır

3.1.8 Kuyruk Suyu (Tailrace) Yapısı

Türbinden çıkan suyun doğal dere yatağına güvenli biçimde geri verilmesi amacıyla kuyruk suyu yapısı tasarlanmıştır. Bu yapının tasarımında:

- Akım hızının düşürülmesi,
- Erozyon riskinin azaltılması,
- Dere yatağında hidrolik dengesizliğin önlenmesi esas alınmıştır. Bu amaçla kuyruk suyu kanalı veya menfez yapısında;
- Yatak koruma önlemleri,
- Enerji kırıcı düzenlemeler öngörülmüştür.

3.1.9 İşletme, Bakım ve Emniyet Kriterleri

Tasarımda, santralin uzun süreli, güvenli ve düşük maliyetli işletimi temel hedef olarak benimsenmiştir.

Bu kapsamda:

- Santral erişim yolları,
- Bakım ve müdahale alanları,
- Vinç ve ekipman hareket sahaları

işletme kolaylığı gözetilerek planlanmıştır.

Tüm yapısal, hidromekanik ve elektromekanik bileşenler, ilgili standartlara uygun emniyet katsayıları ile değerlendirilmiş; bakım faaliyetlerinin yerel personel tarafından güvenli şekilde yürütülebilmesi esas alınmıştır.

3.1.10 Arazi Mülkiyet Durumu

Tesisin yapılacağı arazi Doğanhisar İlçe Tarım ve Orman Müdürlüğüne aittir. Arazi Tahsisi yapılacaktır.

3.2 Üretim Teknolojisi

Teknoloji Seçimi: Crossflow (Banki) Türbini (Technology Selection: Crossflow (Banki) Turbine)

Piyasadan toplanan teklifler doğrultusunda projenin toplam yatırım maliyetinin 800.000 USD (800 USD/kW) seviyelerinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Bu rakam, sektör ortalamalarının (1.300-2.500 USD/kW) oldukça altında rekabetçi bir maliyeti işaret etmekte olup, teknoloji seçiminde maliyet etkin çözümlerin tercih edildiğini göstermektedir. Bu çerçevede, düşük ve orta düşülerde yüksek performans gösteren, debi değişimlerine karşı toleransı en yüksek türbin tipi olan Crossflow (Banki) türbini tercih edilmiştir. Crossflow türbinin seçilmesindeki temel teknik ve ekonomik gerekçeler şunlardır:

- Geniş Çalışma Aralığı:** Francis türbinleri tasarım debisinin %40'ının altında verim kaybı yaşarken, bölmeli (split-runner) Crossflow türbinler debinin %15'ine kadar (yaklaşık 0.6 m³/s) %70-80 verim bandında çalışabilmektedir. Bu özellik, Dereözü'nün debisinin düştüğü yaz aylarında santralin durmasını engelleyerek yıllık üretim süresini uzatmaktadır.
- Yerli İmalat ve Düşük Maliyet:** Karmaşık döküm gövdeler yerine sac kesim ve kaynak teknolojisi ile üretilebilmesi, Konya sanayisinin mevcut altyapısıyla imalatı mümkün kılmaktadır. Bu durum, elektromekanik maliyetlerde %40-60 oranında tasarruf sağlamaktadır.
- Kavitasyon Dayanımı ve Bakım:** Suyun çark kanatlarına iki kez çarpması (giriş ve çıkışta) ve kendi kendini temizleme özelliği, bakım maliyetlerini (OPEX) minimize etmektedir.

Tablo-26 Yerli ve İthal Makine Teçhizat Listesi

Projenin bütçe hedeflerini tutturabilmesi için aşağıdaki dağılım öngörülmüştür:

Sıra No	Teçhizat Adı	Özellikler	Menşei	Gerekçe
1	Su Türbini	Crossflow (Banki), 1 MW	YERLİ	Düşük maliyet, Konya sanayisinde üretim imkanı.
2	Jeneratör	Senkron, 1000 kVA, 0.4 kV	İthal	Verimlilik ve dayanıklılık.
3	Hız Regülatörü (Governor)	Hidrolik/ Elektronik	İthal	Hassas kontrol gereksinimi.
4	Cebri Boru	CTP, DN1400, PN6	YERLİ	Korozyon direnci, yerli üretim avantajı.
5	Giriş Vanası	Kelebek Vana, DN1400	YERLİ	Yerli vana sanayisinin yeterliliği.
6	Trafo	0.4/34.5 kV, 1250 kVA	YERLİ	Standart yerli üretim.
7	Otomasyon Sistemi	SCADA, PLC	İthal	Güvenlik ve uzaktan izleme.
8	OG Hücreleri	36 kV	YERLİ	Standart yerli üretim.

3.3. İnsan Kaynakları

TÜİK Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi verilerine göre 2024 yılında Doğanhisar Nüfusu 14445 kişiden oluşmaktadır. Bu nüfus, 6.990 erkek ve 7.455 kadından oluşmaktadır. Yüzde olarak ise: %48,39 erkek, %51,61 kadındır.

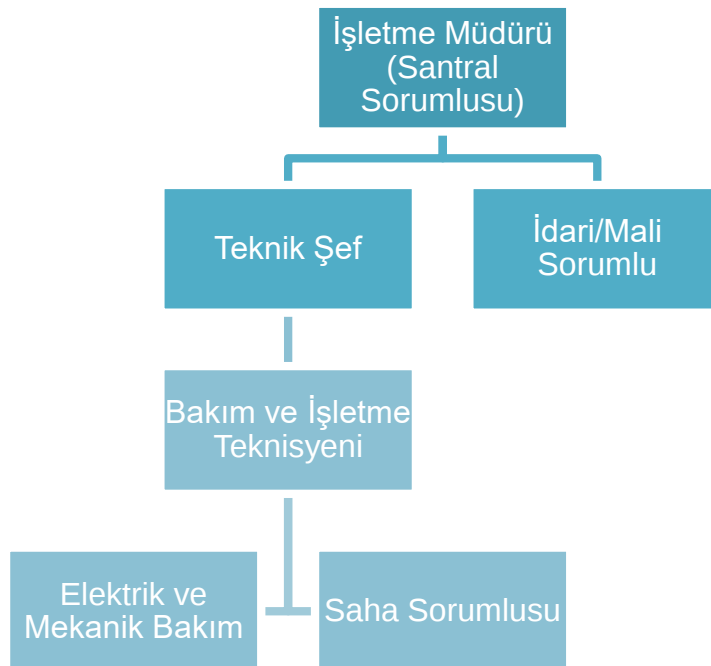
Tablo-27 Nüfus Verileri

Yıl	Doğanhisar Nüfusu	Erkek Nüfusu	Kadın Nüfusu
2024	14.445	6.990	7.455
2023	14.815	7.183	7.632
2022	14.812	7.129	7.683
2021	15.134	7.271	7.863
2020	15.520	7.462	8.058
2019	15.810	7.620	8.190
2018	16.029	7.724	8.305
2017	16.118	7.713	8.405
2016	16.461	7.906	8.555
2015	17.069	8.176	8.893
2014	17.683	8.429	9.254

Kaynak: TÜİK

2024 yılı Doğanhisar ilçesinde 15-29 yaş arası genç nüfus 2067 kişiden oluşmaktadır. 15-65 yaş arası çalışma çağındaki nüfus toplamı ise 82472'dir.

Şekil-34 Doğanhisar HES Organizasyon Şeması



4.FİNANSAL ANALİZ

Bu bölümde, planlanan hidroelektrik santral yatırımının ekonomik ve mali yapılabilirliği değerlendirilmiştir. Finansal analiz kapsamında; yatırım maliyeti bileşenleri, işletme giderleri, gelir varsayımları, yıllık nakit akışları ve temel kârlılık göstergeleri analiz edilmiştir.

Çalışmada, elektrik satış fiyatı için muhafazakâr varsayımlar benimsenmiş; üretim tahminleri teknik analiz sonuçlarına dayandırılmıştır. Finansal değerlendirme, başta basit geri dönüş süresi (ROI) olmak üzere yatırımın sürdürülebilirliğini ortaya koyan temel göstergeler üzerinden yapılmıştır.

Ayrıca, farklı hidrometeorolojik koşulları temsil eden iyimser ve kötümser senaryolar değerlendirilerek, yatırımın değişken koşullar altındaki dayanıklılığı analiz edilmiştir. Yapılan hesaplamalar, projenin ön fizibilite aşaması için yeterli doğrulukta olup, detay finansman çalışmaları için temel oluşturacak niteliktedir.

4.1 Kapasite Faktörü Hesabı

Kapasite faktörü, santralin belirli bir zaman diliminde ürettiği enerjinin, o süre boyunca tam kapasitede çalışsaydı üretebileceği enerjiye oranıdır.

Türkiye genelinde HES kapasite faktörleri %25 ile %45 arasında değişmektedir.

Doğanhisar projesi için, 4.17 m³/s tasarım debisi ve bölgesel yağış verileri dikkate alındığında, güvenli tarafta kalınarak Kapasite Faktörü %29 olarak öngörülmüştür.

Yıllık Toplam Enerji (MWh/Yıl)

$Yıllık\ Enerji = Kurulu\ Güç \times 8760\ (Yılın\ Saati) \times Kapasite\ Faktörü$

$Eyulluk = 1.000\ kW \times 8760\ h \times 0.29 = 2.540.400\ kWh\ (2.540\ MWh)$

Mevsimsel Üretim Dağılımı

İlkbahar (Mart-Mayıs): Yıllık üretimin %45'i. (Kar erimeleriyle tam kapasite).

Kış (Aralık-Şubat): Yıllık üretimin %30'u.

Sonbahar (Eylül-Kasım): Yıllık üretimin %15'i.

Yaz (Haziran-Ağustos): Yıllık üretimin %10'u. (Düşük debi periyodu).

Aylık Üretim ve Gelir Dağılımı (Yağış Endeksli)

Bu bölümdeki projeksiyonlar, "Konya İli Uzun Dönem Meteorolojik Veriler Tablosu (1929-2024)" dikkate alınarak hazırlanmıştır. Aylık üretim miktarları, ilgili ayın yıllık toplam yağış içindeki payı ile orantılı olarak dağıtılmış; gelirler ise bu üretim miktarları üzerinden hesaplanmıştır. Bu hesaplama, nehir tipi HES'lerin yağış rejimine olan doğrudan bağımlılığını yansıtan gerçekçi bir simülasyondur.

Tablo-28 Aylık Üretim ve Gelir Tahmini

Ay	Tahmini Üretim (kWh)	Tahmini Gelir (USD) (6 cent/kWh)
Ocak	294.600	17.676
Şubat	221.800	13.308
Mart	227.300	13.638
Nisan	243.600	14.616
Mayıs	337.400	20.244
Haziran	199.300	11.958
Temmuz	59.700	3.582
Ağustos	48.100	2.886
Eylül	105.400	6.324
Ekim	227.300	13.638
Kasım	248.300	14.898
Aralık	328.300	19.698
TOPLAM	2.540.400	152.424

4.2 Maliyet Analizi (CAPEX)

Toplam yatırım bütçesi, 1.200.000 USD hedefi doğrultusunda, "Owner's Team" (Yatırımcının Kendi Ekibiyle Yönetimi) modeline göre hazırlanmıştır. Anahtar teslim ihale yerine, kalem bazlı satın alma yapılarak maliyetler düşürülmüştür.

Tablo-29 Yatırım Bütçesi Dağılımı

Harcama Kalemi	Detaylar	Tutar (USD)	Pay (%)
1. İnşaat İşleri	Regülatör, Kazı, Bina	420.000	%35
- Regülatör (Tyrolean)	Betonarme, ızgara, çökeltim havuzu	60.000	
- İletim Hattı Kazısı	970m hat, yataklama, gömme	90.000	
- Cebri Boru Temini	CTP DN1400 (~170\$/m)	235.000	
- Santral Binası	Hafif çelik / Prefabrik	35.000	
2. Elektromekanik	Türbin, Jeneratör, Pano	540.000	%49
- Türbin Grubu	Crossflow, 1 MW (Yerli İmalat)	190.000	
- Jeneratör	Senkron, 1000 kVA	150.000	
- Otomasyon/Elektrik	SCADA, PLC, AG/OG Panolar	110.000	
- Trafo ve Şalt	Köşk tipi trafo merkezi	90.000	
3. Proje ve İzinler	Mühendislik, ÇED, Harçlar	70.000	%6
4. Beklenmeyen Giderler	%10 Risk Payı (Kontenjan)	170.000	%10
TOPLAM YATIRIM		1.200.000 USD	%100

USD/kW Karşılaştırması:

4.2.1 Sektör Ortalaması (Avrupa menşeli ekipman ile): **1.300 – 2.500 USD/kW**

4.2.2. Doğanhisar Projesi (Yerli Türbin + CTP Boru): **1200 USD/kW**

Sonuç: Proje, birim yatırım maliyeti açısından oldukça verimlidir.

Tablo-30 Yerli Ve İthal Makine Teçhizat Listesi

Projenin bütçe hedeflerini tutturabilmesi için aşağıdaki dağılım öngörülmüştür:

Sıra No	Teçhizat Adı	Özellikler	Menşei	Gerekçe
1	Su Türbini	Crossflow (Banki), 1 MW	YERLİ	Düşük maliyet, Konya sanayisinde üretim imkanı.
2	Jeneratör	Senkron, 1250 kVA, 0.4 kV	İthal	Verimlilik ve dayanıklılık.
3	Hız Regülatörü (Governor)	Hidrolik/ Elektronik	İthal	Hassas kontrol gereksinimi.
4	Cebri Boru	CTP, DN1400, PN6	YERLİ	Korozyon direnci, yerli üretim avantajı.
5	Giriş Vanası	Kelebek Vana, DN1400	YERLİ	Yerli vana sanayisinin yeterliliği.
6	Trafo	0.4/34.5 kV, 1250 kVA	YERLİ	Standart yerli üretim.
7	Otomasyon Sistemi	SCADA, PLC	İthal	Güvenlik ve uzaktan izleme.
8	OG Hücreleri	36 kV	YERLİ	Standart yerli üretim.

4.3 İşletme Giderleri (OPEX)

İşletme giderleri, santralin yıllık nakit akışını doğrudan etkileyen unsurlardır.

Tablo-31 Yıllık İşletme Giderleri

Gider Kalemi	Varsayımlar	Yıllık Tutar (USD)
Personel	3 Kişi (1 Teknik Sorumlu, 2 Operatör/Bekçi)	25.000
Bakım Onarım	Yağ değişimi, ızgara temizliği, genel bakım (%1 CAPEX)	8.000
Sigorta	All-Risk ve Makine Kırılması Sigortası	5.000
Diğer Giderler	İletişim, ulaşım, kırtasiye vb.	2.000
TOPLAM OPEX		40.00USD

4.4 Gelir Varsayımları

Elektrik Satış Fiyatı: Mevcut YEKDEM mevzuatı kapsamında başvuru yapılması halinde desteği veya Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ortalaması olarak, dolar bazında muhafazakâr bir yaklaşımla **6.00 USDcent/kWh (0.06 USD/kWh)** kabul edilmiştir.

Üretim: 2.540.400 kWh/Yıl.

Yıllık Gelir ve Nakit Akışı

Brüt Yıllık Gelir: $2.540.400 \text{ kWh} \times 0.06 \text{ USD} = 152.424 \text{ USD}$

Net İşletme Geliri (EBITDA): *Brüt Gelir – OPEX*

$152.424 - 40.000 = 112.424 \text{ USD}$

Geri Dönüş Süresi (Simple Payback Period)

Basit geri dönüş süresi (Amortisman):

$$\text{SPP} = \frac{\text{Toplam Yatırım Tutarı}}{\text{Yıllık Net Gelir}} = \frac{1200.000 \$}{112.424 \$} \approx 10.7 \text{ Yıl}$$

Basit Kârlılık Göstergeleri

Yatırımın Kârlılığı : %9.4

Net Bugünkü Değer (NBD/NPV): %10 iskonto oranı ile 10 yıllık nakit akışı pozitifdir.

Senaryo Bazlı Değerlendirme

İyimser Senaryo (Bol Yağışlı Yıl): Kapasite Faktörü %35 → Üretim 3.0 GWh → SPP: 8.3 Yıl.

Kötümser Senaryo (Kurak Yıl): Kapasite Faktörü %25 → Üretim 2.2 GWh → SPP: 13.1 Yıl.Sonuç:

Sonuç: Yapılan güncellemeler sonrasında proje, muhafazakâr varsayımlar altında dahi ekonomik olarak yapılabilirliğini korumaktadır. Kötümser senaryoda geri dönüş süresi uzamakla birlikte, 10– 13 yıl aralığı, küçük ölçekli nehir tipi hidroelektrik santraller için kabul edilebilir bir yatırım süresidir. Bol yağışlı ve ortalama hidrolojik koşullarda ise proje, makul bir geri dönüş süresi ve sürdürülebilir nakit akışı sunmaktadır.

5.ÇEVRESEL VE SOSYAL ETKİLER

5.1 Nehir Tipi HES Avantajları ve ÇED Yaklaşımı

Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği'nin güncel Ek-2 Listesi, Madde 41 uyarınca; "Kurulu gücü 1-10 MWm olan hidroelektrik enerji santralleri" Seçme-Elemente Kriterlerine tabidir.

Bu proje 1.0 MWm kurulu gücü ile doğrudan bu madde kapsamına girmektedir. Bu nedenle, Bakanlığa sunulmak üzere bir Proje Tanıtım Dosyası (PTD) hazırlanacaktır. Proje "nehir tipi" olduğu ve büyük bir rezervuar (baraj gölü) içermediği için, çevresel etkileri (arazi kaybı, metan gazı salınımı vb.) minimum düzeydedir. PTD dosyasında, özellikle inşaat sırasındaki toz/gürültü kontrolü ve işletme sırasındaki "can suyu" bırakılması taahhütleri detaylandırılarak "ÇED Gerekli Değildir" kararı alınması hedeflenmektedir. Bu süreç, tam ÇED sürecine göre çok daha hızlı ve az maliyetlidir.

Sosyal Etki Değerlendirmesi

Santralin sosyal kabulü (social license) için en önemli husus sulama suyudur. Proje, suyu Set-3 noktasından alıp Set-2 noktasına (yaklaşık 1 km aşağıya) bırakmaktadır. Bu mesafe arasında tarımsal sulama alanlarının susuz kalmaması için, DSİ tarafından belirlenen "Can Suyu" (Ekolojik Debi) regülatörden sürekli olarak yatağa bırakılacaktır. Bu miktar genellikle uzun yıllar ortalama akımının %10'u kadardır.

- Bölgedeki vasıflı veya vasıfsız iş gücüne öncelik verilerek halka gelir kapısı açılır.
- İnşaat ekibinin yeme-içme, barınma ve lojistik ihtiyaçları, bölgedeki esnafın ve yerel işletmelerin ticaret hacmini artırır.
- Tesisin kurulması için açılan kaliteli servis yolları, köylerin ilçe merkezlerine erişimini kolaylaştırır, kış şartlarında kapanan yolların standardını yükseltir.
- Santral için çekilen fiber optik altyapı veya güçlendirilmiş elektrik hatları, çevre köylerin daha kaliteli internet ve kesintisiz elektrik almasını sağlar.

- Yerinde üretim sayesinde, Doğanhisar bölgesindeki elektrik şebekesinde voltaj dalgalanmaları azalacak, enerji kalitesi artacaktır
- Nehir akışının kontrol altına alınmasıyla, bölgedeki yerleşim yerleri ve tarım alanları ani sel ve taşkın riskinden korunmuş olur.
- Kurak dönemlerde baraj gölünde biriken su, çevredeki tarım arazilerinin sulanması için can damarı olur. Bu durum, çiftçinin ürün çeşitliliğini ve gelirini artırır.
- Baraj gölünde amatör balıkçılık, tekne turları ve su sporları yapılabilir.
- Göl manzaralı restoranlar, mesire alanları ve otellerin açılmasıyla bölgeye dışarıdan turist çekilir, bu da kültürel etkileşimi ve geliri artırır.
- Akarsu ekosistemindeki değişim, geleneksel balıkçılıkla geçinen aileleri doğrudan etkiler.
- Santral inşaatı için yapılan yeni yollar, köylerin ilçelere veya şehirlere erişimini kolaylaştırır.
- Bazı projelerde "Sosyal Sorumluluk" kapsamında bölgeye okul veya sağlık ocağı gibi tesisler kazandırılabilir.

6.GENEL DEĞERLENDİRME VE SONUÇ

Konya İli, Doğanhisar İlçesi'nde gerçekleştirilmesi planlanan 1 MW Nehir Tipi HES projesi üzerine yapılan detaylı teknik, idari ve finansal analizler neticesinde:

1. **Teknik Fizibilite:** Proje kapsamında değerlendirilen alternatif su alma kotları arasından, Set-3 (1332 m) ile Set-2 (1300 m) arasındaki güzergâh, yaklaşık 32 m brüt düşü ve 970 m iletim hattı uzunluğu ile teknik açıdan en avantajlı senaryo olarak belirlenmiştir.

Çalışmada, daha önce varsayımsal olarak kullanılan sabit bir tasarım debisi yerine; hedeflenen 1 MWe net kurulu gücü sağlayacak “gerekli debi” yaklaşımı esas alınmıştır. Bu yaklaşım, fizibilite aşamasında hidrolojik belirsizlikler altında daha doğru ve muhafazakâr bir mühendislik yöntemi sunmaktadır.

Seçilen Crossflow (Banki tipi) türbin, düşük ve değişken debi koşullarında dahi kabul edilebilir verimle çalışabilmesi, yerli imalat imkânı ve bakım kolaylığı nedeniyle proje sahasına teknik olarak uygun bulunmuştur. DN1400 GRP (CTP) cebri boru sistemi, hidrolik kayıplar ile yatırım maliyeti arasında optimum denge sağlayan çözüm olarak değerlendirilmiştir.

2. **Ekonomik Fizibilite:** Toplam yatırım maliyeti, sektör ortalamalarıyla uyumlu olacak şekilde 1.200.000 USD (yaklaşık 1.200 USD/kW) olarak revize edilmiştir. Türkiye genelindeki nehir ve kanal tipi HES’lerin istatistiksel ortalamaları dikkate alınarak %29 Kapasite Kullanım Oranı (KKO) esas alınmıştır.

Bu varsayımlar altında:

- Yıllık ortalama net işletme geliri (EBITDA): $\approx 110.000 - 115.000$ USD,
- Basit geri dönüş süresi (SPP): yaklaşık 10–11 yıl olarak hesaplanmıştır.

Bu geri dönüş süresi, küçük ölçekli hidroelektrik santral yatırımları için kabul edilebilir ve sektörel olarak makul bir düzeydedir.

3. **Riskler:** Projenin temel riski, hidrolojik belirsizlikler ve olası kurak dönemlerdir. Ancak bu risk:

- Muhafazakâr KKO kabulü (%29),
- Düşük debilerde çalışabilen türbin seçimi,
- Büyük depolama barajı içermeyen nehir tipi işletme modeli

sayesinde yönetilebilir seviyeye indirgenmiştir. Hidrolojik gözlem verilerinin ilerleyen aşamalarda netleşmesi durumunda, proje performansının yukarı yönlü revize edilmesi mümkündür.

NET SONUÇ: Proje, teknik veriler, bütçe kısıtları ve yasal mevzuatlar ışığında "YAPILABİLİR" (FEASIBLE) olarak değerlendirilmiştir. Yatırımcının, bütçe disiplinine (1200 \$/kW) sadık kalması ve yerli imalat avantajlarını kullanması, projenin başarısı için kritik öneme sahiptir.

İŞ AKIŞ ŞEMASI (WORK FLOW CHART)

- Hazırlık:** Saha etütleri, haritalama, hidrolojik veri analizi ve kesin proje tasarımı.
- İzinler:** ÇED, Su Kullanım Hakkı, İmar planı ve Bağlantı Görüşü alınması.
- Satın Alma:** Türbin, jeneratör ve boru tedarikçileriyle sözleşme (Yerli üreticilere öncelik).
- İnşaat:**
 - Regülatör yapısı inşaatı.
 - Cebri boru hattı kazısı, yataklama ve boru montajı.
 - Santral binası ve kuyruksuyu kanalı inşaatı.
- Montaj:** Türbin ve jeneratör grubunun montajı, elektrik panoları ve trafo kurulumu.
- Test ve Devreye Alma:** Kuru testler (susuz), yaş testler (su ile), 72 saatlik performans testi ve ticari işletmeye geçiş.

Tablo-32- İş Akış

No	Faaliyet	Süre (Ay)											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Hazırlık ve Projelendirme	■	■										
	Saha etütleri, haritalama, hidroloji	■	■										
2	İzin Süreçleri		■	■	■								
	ÇED, SUK, imar, bağlantı görüşü		■	■	■								
3	Satın Alma (Tedarik)			■	■	■							
	Türbin, jeneratör, cebri boru			■	■	■							
4	İnşaat – Regülatör				■	■	■						
5	İnşaat – Cebri Boru Hattı					■	■	■	■				
	Kazı, yataklama, boru montajı					■	■	■	■				
6	İnşaat – Santral Binası s Kuyruksuyu						■	■	■				
7	Elektromekanik Montaj								■	■	■		
	Türbin, jeneratör, trafo, panolar								■	■	■		
8	Test ve Devreye Alma										■	■	■
	Kuru test, yaş test, 72 saat										■	■	■

KAYNAKÇA

Adatepe, H, Öz, V(2019) Hidroelektrik Santrallerde Türbin Seçimi ve Francis Türbin Tasarım Parametreleri Giresun Üniversitesi, Karadeniz Fen Bilimleri Dergisi, 9(2), 349-358

Bendeş O., Yılmaz B., Koç, F. ve Yıldız A., “Banki Türbini Verimlilik Artışı için Tasarım Parametrelerinin Sayısal ve Deneysel Olarak İncelenmesi”, DÜFED, c. 12, sy 1, ss. 49–64, Haz. 2023, doi: 10.55007/dufed.1243168.

Çolak, İ, Bayındır R , Demirtaş M. (2008) GEMEC-Gazi Elektrik Makineleri ve Enerji Kontrol Grubu Gazi Üniversitesi, Teknik Eğitim Fakültesi, Elektrik Eğitimi Bölümü, Türkiye’nin Enerji Geleceği, Cilt:1, Sayı:2, Sayfa:36-44

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı E-Bülten M a y ı s 2 0 2 5 | S A Y I 5

İlhan, Ö(2024). Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynakları açısından hidroelektrik ve güneş enerjisinin bölgesel ve iller bazında incelenmesi, Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi (2)

Köse F., “Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Sistemleri”, S.Ü. Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Ders Notu Yayın No: 51, 2002, Konya

Köse, O. (2022). Uzundere 1 Regülatörü ve HES Pelton Çark Erozyon ve Kavitasyon Takibi. Türk Hidrolik Dergisi , 6 (1), 21-30.

Oralı F. , Behçet R.,Aykut K. (2017) Hidroelektrik Santral Rezervuar Verilerinin Enerji Üretimi Amaçlı Değerlendirilmesi Bitlis Eren Üniversitesi, Mühendislik Mimarlık Fakültesi, Makina Mühendisliği Bölümü BEÜ Fen Bilimleri Dergisi 6(2), 29-38

Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı/Yatırım Teşvik Sunumu

Süme, V, Subutay S,(2020) Hidroelektrik Santraller ve Trabzon İlinde Bulunan Hidroelektrik Santrallerin Şehir ve Doğu Karadeniz Havzası İçin Önemi Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, İnşaat Mühendisliği Bölümü,11-17.

Şekkeli, M., & Keçecioğlu, Ö. (2011). Hidroelektrik Santrallerin Türkiye’deki Gelişimi ve Kahramanmaraş Bölgesi Örnek Çalışması. Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 14(2), 19-26.

TEİAŞ

TUİK

İnternet Kaynakları

www.atlasbig.com.tr

<https://doi.org/10.17780/ksujes.08191>

<https://www.dsi.gov.tr>

<https://www.dsi.gov.tr/Haber/Detay/14826#:~:text=2024%20y%C4%B1%C4%B1nda%20hidroelektrik%20santrallerden%20elde,ise%20nehir%20tipi%20santrallerde%20%C3%BCretildi.&text=2024%20y%C4%B1%C4%B1%20sonu%20itibariyle%20%C3%BClkemizin,116%20bin%20MW'ye%20ula%C5%9Ft%C4%B1.>

<https://www.enerjiatlas.com/sehir/konya/>

<https://www.sektorumdergisi.com/hidroelektrik-enerjisi-kullanim-alanlari/>

<https://t24.com.tr/haber/turkiye-nin-en-buyuk-enerji-sirketleri-belli-oldu>

<https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>

https://yenader.org/tr_tr/hidroelektrik-enerji-nedir/



**T.C. SANAYİ VE
TEKNOLOJİ BAKANLIĞI**



“Bu rapor T.C. Mevlana Kalkınma Ajansı’nın desteklediği TR52/25/TDKIRSAL/0011 referans numaralı “Doğanhisar Hes Kurulum Ön Fizibilitesi” Projesi kapsamında Proges Enerji Proje Mühendislik ve Danışmanlık tarafından hazırlanmıştır. İçerik ile ilgili tek sorumluluk yazar/yazarlara aittir ve Sanayi ve Teknoloji Bakanlığının ve T.C. Mevlana Kalkınma Ajansının görüşlerini yansıtmaz.”

Kalkınma Ajansı Yayınları Bedelsizdir, Satılamaz