

168383

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**BİR NEHİR ÜZERİNE KURULABİLECEK
HİDROELEKTRİK SANTRAL ADEDİNİN
BELİRLENMESİNDE GÜÇ VE MALİYETİN
ETKİSİNİN İNCELENMESİ**

Mak. Müh. Yener ÇINAR

**F.B.E. Makina Anabilim Dalı Enerji Makinaları Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Zehra YUMURTACI

Y. Doç. Dr. Zehra Yumurtacı

Prof. Dr. Recep ÖZTÜRK

İSTANBUL, 2005

Y. Doç. Dr. Nur Bekiroğlu

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SEMBOL LİSTESİ.....	III
KISALTMALAR LİSTESİ.....	IV
ŞEKİL LİSTESİ.....	V
TABLO LİSTESİ.....	VI
ÖNSÖZ.....	VII
ÖZET.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
1. GİRİŞ.....	1
2. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL.....	3
2.1 Dünya'nın Hidroelektrik Potansiyeli.....	3
2.2 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli.....	3
2.3 Hidroelektrik Potansiyel Gelişiminin Bugünkü Durumu.....	9
2.4 Hidroelektrik Potansiyelinin Gelecek Yıllardaki Gelişimi.....	10
3. TÜRBİN SEÇİMİ İÇİN GEREKLİ BÜYÜKLÜKLERİN HESABI.....	13
3.1 Debi Hesabı.....	13
3.2 Yıllık Debi Eğrisi.....	18
3.3 Düzenlenmiş Debi Eğrisi.....	20
3.4 Frekans Yoğunluğu Eğrisi.....	26
3.5 Kümülatif Frekans Eğrisi.....	28
3.6 Düşü Hesabı.....	29
3.7 Verimin Belirlenmesi.....	29
3.8 Türbin Seçimi ve Standartlaştırılması.....	31
4. EKONOMİK DEĞERLENDİRMEDE KULLANILAN YÖNTEMİN TANITILMASI.....	32
5. GÜÇ, ENERJİ VE MALİYET HESAPLARI.....	36
5.1 1327 No'lu AGİ İçin Kurulan Pelton Türbini Hesapları.....	36
5.1.1 Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplamalar.....	38
5.1.2 Tek Santral Kurulması Durumunda Arta Kalan Enerjilerin Hesaplanması.....	47
5.1.3 Çift Santral Kurulması Durumundaki Hesaplamalar.....	50
5.1.4 Yanyana Santraller Kurulması Durumundaki Hesaplamalar.....	57
5.2 1314 No'lu AGİ İçin Kurulan Francis Türbini Hesapları.....	74
5.2.1 Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplamalar.....	75
5.2.2 Tek Santral Kurulması Durumunda Arta Kalan Enerjilerin Hesaplanması.....	84

5.2.3	Çift Santral Kurulması Durumundaki Hesaplamalar.....	87
5.2.4	Yanyana Santraller Kurulması Durumundaki Hesaplamalar.....	94
5.3	1336 No'lu AGİ İçin Kurulan Francis Türbininin Hesaplamaları.....	112
5.4	1335 No'lu AGİ İçin Kurulan Francis Türbininin Hesaplamaları.....	113
6.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....	114
	EKLER.....	118
	KAYNAKLAR.....	120
	ÖZGEÇMİŞ.....	121



SEMBOL LİSTESİ

Q	Debi
H_g	Geometrik düşü
H_0	Net düşü
η_g	Genel verim
g	Yerçekimi ivmesi
N_e	Efektif güç
E_e	Enerji
C_k	Toplam yıllık yatırım maliyeti
g_k	Özgül yatırım maliyeti
L_f	Şebeke yük faktörü (işletme faktörü)
%KM	Yüzde kümülatif frekans
KM	Kümülatif frekans
K	Referans değeri
f	Frekans
%t	Yüzde dağılım
C_s	Birim tesis bedeli
I_d	Santral inşaat tutarı
L	İnşaat süresi
e	Eskalasyon oranı
i	Faiz oranı
n	Amortisman ömrü

KISALTMALAR

AGİ.....	Akım Gözlem İstasyonu
BEM.....	Birim Enerji Maliyeti
E.İ.E.İ.....	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
M.M.O.....	Makina Mühendisleri Odası
D.S.İ.....	Devlet Su İşleri



ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1 Hidroelektrik Üretim Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı.....	8
Şekil 3.1 1327 No'lu AGİ İçin Aylık Ortalama Debi Eğrisi.....	18
Şekil 3.2 1314 No'lu AGİ İçin Aylık Ortalama Debi Eğrisi.....	18
Şekil 3.3 1336 No'lu AGİ İçin Aylık Ortalama Debi Eğrisi.....	19
Şekil 3.4 1335 No'lu AGİ İçin Aylık Ortalama Debi Eğrisi.....	19
Şekil 3.5 1327 No'lu AGİ İçin Düzenlenmiş Debi Eğrisi.....	20
Şekil 3.6 1314 No'lu AGİ İçin Düzenlenmiş Debi Eğrisi.....	20
Şekil 3.7 1336 No'lu AGİ İçin Düzenlenmiş Debi Eğrisi.....	21
Şekil 3.8 1335 No'lu AGİ İçin Düzenlenmiş Debi Eğrisi.....	21
Şekil 3.9 1327 No'lu AGİ İçin Frekans Yoğunluğu Eğrisi.....	26
Şekil 3.10 1314 No'lu AGİ İçin Frekans Yoğunluğu Eğrisi.....	26
Şekil 3.11 1336 No'lu AGİ İçin Frekans Yoğunluğu Eğrisi.....	27
Şekil 3.12 1335 No'lu AGİ İçin Frekans Yoğunluğu Eğrisi.....	27
Şekil 3.13 Nehir Boy Kesidi Eğrisi.....	29
Şekil 3.14 Türbin Genel Verimlerinin Yükleme Durumlarına Göre Değişimleri.....	30
Şekil 3.15 Pelton Türbinleri İçin Yükleme Durumlarının Genel Verimle Değişimleri.....	30
Şekil 3.16 Türbin Tipini Güç ve Düşüye Göre Belirleyen Eğri.....	31
Şekil 4.1 Sabit Yıllık Sermaye Masrafı.....	33
Şekil 4.2 Lineer Azalan Yıllık Sermaye Masrafı.....	33
Şekil 5.1 Birim Tesis Bedeli Eğrisi.....	38
Şekil 5.2 1327 İçin Atıl Enerjilerin BEM'deki Etkisi Eğrisi.....	69
Şekil 5.3 1327 İçin Net Güç Eğrisi.....	70
Şekil 5.4 1327 İçin Elektrik Enerjisi Eğrisi.....	71
Şekil 5.5 1327 İçin Yatırım Maliyeti Eğrisi.....	72
Şekil 5.6 1327 İçin Birim Enerji Maliyeti Eğrisi.....	73
Şekil 5.7 1314 İçin Atıl Enerjilerin BEM'deki Etkisi Eğrisi.....	107
Şekil 5.8 1314 İçin Net Güç Eğrisi.....	108
Şekil 5.9 1314 İçin Elektrik Enerjisi Eğrisi.....	109
Şekil 5.10 1314 İçin Yatırım Maliyeti Eğrisi.....	110
Şekil 5.11 1314 İçin Birim Enerji Maliyeti Eğrisi.....	111

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2.1	Dünyanın Hidroelektrik Potansiyeli.....3
Çizelge 2.2	Türkiye'nin Hidrolik Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı.....5
Çizelge 2.3	Türkiye'ye Ait Hidroelektrik Santrallerin Güçlerine Göre Sayıları.....9
Çizelge 2.4	EİEİ'ye Göre Hidrolik Potansiyelin Gelişimi.....11
Çizelge 2.5	DSİ'ye Göre Hidrolik Potansiyelin Gelişimi.....12
Çizelge 3.1	1327 No'lu AGİ İçin Debi Değerleri.....14
Çizelge 3.2	1314 No'lu AGİ İçin Debi Değerleri.....15
Çizelge 3.3	1336 No'lu AGİ İçin Debi Değerleri.....16
Çizelge 3.4	1335 No'lu AGİ İçin Debi Değerleri.....17
Çizelge 3.5	1327 İçin Kümülatif Frekans Çizelgesi.....22
Çizelge 3.6	1314 İçin Kümülatif Frekans Çizelgesi.....23
Çizelge 3.7	1336 İçin Kümülatif Frekans Çizelgesi.....24
Çizelge 3.8	1335 İçin Kümülatif Frekans Çizelgesi.....25
Çizelge 5.1	Hidroelektrik Santraller İçin Birim Tesis Bedeli İçin Alınan Santraller.....37
Çizelge 5.2	1327 İçin Efektif Güç Değerleri.....65
Çizelge 5.3	1327 İçin Elektrik Enerjisi Değerleri.....66
Çizelge 5.4	1327 İçin Yatırım Maliyeti Değerleri.....67
Çizelge 5.5	1327 İçin Birim Enerji Maliyeti Değerleri.....68
Çizelge 5.6	1314 İçin Efektif Güç Değerleri.....103
Çizelge 5.7	1314 İçin Elektrik Enerjisi Değerleri.....104
Çizelge 5.8	1314 İçin Yatırım Maliyeti Değerleri105
Çizelge 5.9	1314 İçin Birim Enerji Maliyeti Değerleri.....106

ÖNSÖZ

“Bir Nehir Üzerine Kurulabilecek Hidroelektrik Santral Adedinin Belirlenmesinde Güç ve Maliyetin Etkisinin İncelenmesi” konulu Yüksek Lisans Tez çalışmamın yürütülüp tamamlanmasında güven ve sabırlarını yitirmeyen, değerli öneri ve yapıcı eleştirileri ile tezin bu duruma gelmesini sağlayan Sayın Hocam Yrd. Doç. Dr. Zehra Yumurtacı’ya , tezin oluşmasında her türlü bilgiyi esirgemeyen E.İ.E İdaresi Şube Müdürü Sayın Erhan Bey’e, bilimsel katkılarıyla tezin olgunlaşmasını sağlayan Sayın Hocam Dr. Hasan Hüseyin Erdem’e, çalışmalarında bilgi ve birikimleriyle tezin oluşmasını kolaylaştıran Matematik Öğretmeni Sayın Hakan Torun’a, İstatistikçi Sayın Nuri Şahin’e ve her zaman bana destek olan sevgili ağabeyim Elektrik-Elektronik Müh. Sayın Atilla Çınar’a en içten teşekkürlerimi sunarım.

Mak. Müh. Yener Çınar

ÖZET

Günümüzde artan nüfus ve gelişen teknoloji ile birlikte günlük hayatın devamlılığını sağlamak için gerek duyulan enerji ihtiyacı hızla artmaktadır. Bu enerji ihtiyacının karşılanmasında, en eski elektrik enerjisi üreten tesisler olarak bilinen hidroelektrik santraller kullanılmaktadır. Hidroelektrik enerji santralleri, içme, kullanma ya da sanayi suyu sağlamak amacıyla ırmakların önü kesilerek oluşturulan baraj göllerinde kurulmaktadır. Hidroelektrik santrallerden elde edilen elektrik enerjisi ise, akan suyun enerjisiyle döndürülen türbinlerle tahrik edilen jeneratörlerden elde edilmektedir. Herhangi bir hidroelektrik santralin kurulabilmesi için ekonomik yapılabilir bir potansiyeli, belirli bir enerji talebi ve uygun bir elektrik üretim fiyatının olması gereklidir. Bu nedenle bir akarsuyun ekonomik potansiyeli, sadece o nehir sistemi ve topografyası ile değil, aynı zamanda ekonomik şartlara bağlı olarak bir ülkeden diğerine değişiklik göstermektedir.

Bu çalışmada ilk olarak, Türkiye ve dünyanın hidroelektrik potansiyelinin bugünkü durumu ve gelişimi incelenmiş , bir hidroelektrik santralin temel büyüklükleri arasında yer alan debi ve düşü hesaplamaları yapılmıştır. Bu hesaplamalar için ülkemizde Batı Karadeniz Havzasında yer alan Filyos Çayı'nda E.İ.E.İ'nin Akım Gözlem İstasyonlarında ölçülmüş olan 1980-1995 yılları arasındaki debi değerleri ile çalışılmıştır. Akarsuyun topografyası incelenerek ve ölçekli bir harita ile çalışılarak nehir-uzunluk kesiti çıkarılmış, belirli noktadaki eğimleri belirlenmiş ve düşü hesaplamaları yapılmıştır. Debi hesabında oluşturulan frekans yoğunluğu eğrisinde santralin debisi değiştirilerek buradan elde edilebilecek güç, enerji, bu santrallerin kurulabilmesi için gerekli yatırım maliyeti ve birim enerji maliyetleri ve arta kalan enerjilerin birim enerji maliyeti üzerindeki etkileri hesaplanmıştır. Daha sonra kurulan bu santralin yanına farklı debilerle çalışan ikinci bir türbin ilavesi incelenmiş aynı hesaplamalar iki türbin için yapılmıştır. Üçüncü olarak da kurulan tek santralin yanına ardarda türbinler kurularak hepsinin çalışması durumunda aynı değerler hesaplanmıştır. Burada belirlenen debi ve düşüye göre türbin tipleri belirlenerek, kısmi yüklerdeki çalışma durumu da hesaplamalara dahil edilmiştir.

Tüm bu sonuçlar grafikler ve tablolar ile gösterilerek, santral sayısının türbin tipine güce, enerjiye ,yatırım maliyeti ve birim enerji maliyetine göre nasıl değiştiği açıklanmıştır. Sonuç bölümünde de karşılaştırmalar yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Hidroelektrik santraller, ekonomik analiz, hidrolik türbinler

ABSTRACT

Rising population and developing technology increases the amount of energy needed for sustainability of a daily routine. In serving this energy requirement, hydro-electric plants, which are in fact known to be the oldest form of electric production, are used. Hydro-electric plants are installed in the dams constructed on rivers by obstructing its flow, the energy obtained from the hydro-electric plants is produced by generators rotated by the impact energy of the high velocity water. For founding any hydro-electric plant, it should be economically feasible, there should be a certain demand for energy and a suitable electricity production price. Because of this, the economic potential of the river does not only depend on that river system or topography but also the economic conditions which differ from one country to other.

In this study, first, the current situation and development of the hydro-electric potential of Turkey and the world was investigated and flow rate and drop, that are the primary variables of a hydro-electric plant were calculated. For those, the flow rate values obtained from 1980 to 1995, which were measured in the Flow Rate Monitoring Stations of E.I.E.I on the Filyos Stream, located in the Western Blacksea Basin were employed. The topography of the river was examined and its longitudinal section was drawn. Slopes at certain points were determined and drops were calculated. In the frequency intensity curve established in the flow rate calculation, the flow rate of the plant was changed and the power and energy to be obtained there, the necessary amount of investment for establishing these plants and unit energy costs and the influence of the residual energies on the unit energy costs were estimated. Then, addition of a second turbine using different flow rates was discussed and the calculations were made for both turbines. Thirdly, successive turbines were founded next to the single plant so established and the same values were calculated considering all were operative. The turbine types were established depending on the flow rate and drop obtained here, and the operation under partial loading was also included in the study.

All these results were shown in graphs and tables and the change in the plant number depending on the turbine type, power, energy, investment costs and unit energy cost was explained. Comparisons were made in the conclusion part.

Keywords: Hydroelectric power stations, economical analysis, hydraulic turbines

1. GİRİŞ

Ülkemizde hızla büyüyen sanayi sektörüne paralel olarak gelişen sosyo-ekonomik kalkınmanın beraberinde getirdiği hayat standardının yükselmesi, elektrik enerjisine olan talebin giderek artmasına neden olmaktadır. Her türlü ekonomik faaliyetin temel girdisi olan elektrik enerjisinin kullanım alanının, günümüzde sürekli olarak gelişen teknolojiye bağlı olarak hızlı bir şekilde artması sonucu elektrik enerjisi sosyal hayatın da vazgeçilmez bir unsuru haline gelmiştir. Ayrıca ülke geneline yayılan enterkonnekte sisteminin sağladığı güvenilirlik ve süreklilik yanında en küçük yerleşim birimine kadar uzanan dağıtım şebekesinin tüketiciye sağladığı kullanım kolaylığı, elektrik enerjisi tüketiminin toplam enerji tüketimi içindeki payının hızlı bir şekilde artmasına neden olmaktadır. Ülkemizin de enerji alanındaki ulusal politikasının temel hedefi ; kaliteli, güvenilir ve ucuz elektrik enerjisinin yeterli düzeyde ve zamanda temin edilmesidir.

Ülkemizde 26 adet hidrolojik havzada bulunan tüm nehirlerin hidrolojik enerji potansiyelinin belirlenmesinde “Brüt Teorik Potansiyel”, “Teknik Yapılabilir Potansiyel” ve “Ekonomik Yapılabilir Potansiyel” olmak üzere üç farklı şekilde değerlendirilmesi gerekmektedir. Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin kuramsal üst sınırını gösteren brüt teorik hidrolik potansiyeli, deniz seviyesine kadar olan , sınırı aşan akarsularda sınıra kadar mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyelin %100 verimli türbinle çalıştırıldığı düşünülerek yapılan hesaplama da , ülkemiz için brüt teorik hidroelektrik enerji potansiyeli yaklaşık olarak 433 milyar kWh/yıl mertebesindedir. Teknik yönden değerlendirilebilir potansiyel , bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin mevcut koşullardaki teknolojik üst sınırını göstermektedir. Uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü, debi ve dönüşümde oluşabilecek kaçınılmaz kayıplar hariç tutulduğunda, teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün hidrolik projelerin ekonomik veya diğer şartlar gözetilmeden havzanın tümünde gerçekleştirilmesiyle 216 milyar kWh/yıl elde edilecek hidroelektrik üretimin sınırlarından bahsetmektedir. Bu niteliğiyle teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel , brüt potansiyelin bir fonksiyonu olmakta ve yaklaşık % 50 si olduğu kabul edilerek ülkemizin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli yaklaşık olarak 216 milyar kWh/yıl mertebesindedir. Ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik olarak optimizasyonunun sınır değerini gösteren gerek teknik açıdan geliştirilmesi mümkün, gerekse ekonomik olarak yapılabilir olan tüm hidroelektrik santralların toplam üretimi olarak

tanımlanabilir. Bir başka deyişle, ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel , beklenen faydaları masraflarından fazla olan hidroelektrik santralların enerji üretimini göstermektedir. Bu niteliğiyle ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik potansiyel , teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelin bir fonksiyonu olmakta ve yaklaşık % 50 si olduğu kabul edilerek ülkemizin ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli yaklaşık olarak 127,6 milyar kWh/yıl mertebesindedir. Herhangi bir hidroelektrik santralin kurulabilmesi için ekonomik yapılabilir bir potansiyeli, belirli bir enerji talebi ve uygun bir elektrik üretim fiyatının olması gereklidir. Bu nedenle bir akarsuyun ekonomik potansiyeli, sadece o nehir sistemi ve topografyası ile değil aynı zamanda ekonomik şartlara bağlı olarak bir ülkeden diğerine değişiklik göstermektedir. Hidroelektrik santralların ekonomik olarak yapılabilirliğinin hesaplanması için enterkonnekte sistemde aynı enerjiyi üretecek kaynaklar gözden geçirilerek , en ucuz enerji kaynağı belirlenerek hidroelektrik santral projesi bu kaynakla karşılaştırılarak, daha ekonomik bulunursa önerilmektedir. Ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik santral projeleri termik santrallara göre verimleri daha yüksek projelerden oluşmaktadır.[1]

Ülkemizin de enerji alanındaki ulusal politikasının temel hedefi ; kaliteli, güvenilir ve ucuz elektrik enerjisinin yeterli düzeyde ve zamanda temin edilmesidir. Kalkınmanın itici gücü olan elektrik enerjisinin ekonomik kriterler çerçevesinde üretilmesinin önemi bilinmekle birlikte en pahalı enerji üretilmeyen enerjidir yaklaşımıyla ülkemizde son 15 yılda önemli adımlar atılmıştır.

2. HİDROELEKTRİK POTANSİYEL

2.1 Dünyanın Hidroelektrik Potansiyeli

Bu tabloda çeşitli kıtalardaki brüt teorik, teknik yapılabilir ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelleri GWh/yıl cinsinden verilmiştir. Buna göre en büyük hidroelektrik potansiyelin Asya kıtasında olduğu görülmektedir.

Çizelge 2.1 Dünyanın hidroelektrik potansiyeli[1]

	Brüt Teorik Hidroelektrik Potansiyel GWh/yıl	Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel GWh/yıl	Ekonomik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel GWh/yıl
Afrika	4.000.000	1.665.000	1.000.000
Asya	19.000.000	6.800.000	3.600.000
Avustralya/Okyanusya	600.000	270.000	105.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	800.000
Kuzey ve Orta Amerika	6.000.000	1.500.000	1.100.000
Güney Amerika	7.400.000	2.600.000	2.300.000
DÜNYA TOPLAMI	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Türkiye	433.000	216.000	122.816

2.2 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli

Hidroelektrik enerji hızla akan suyun enerjisiyle döndürülen jeneratörlerden elde edilen elektrik enerjisidir. Hidroelektrik enerji santralleri, içme, kullanma, ya da sanayi suyu sağlamak amacıyla ırmakların önü kesilerek oluşturulan baraj göllerinde kurulmaktadır. Hidroelektrik santrallerin ana bölümleri cebri borular, hidrolik türbinler, jeneratörler, transformatörler ile su akışını ve elektrik enerjisi dağıtımını sağlayan yardımcı

donanımlardır.Cebri borular suyu aşağıya doğru türbinlere ileten büyük borular ya da tünellerdir.Türbinler, akan suyun hidrolik enerjisini meknik enerjiye dönüştüren makinalardır.Transformatörlerle üreteçlerden elde edilen alternatif gerilimi uzak mesafelere iletmek üzere çok yüksek gerilim değerlerine yükseltmek mümkün olmaktadır.

Hidroelektrik enerji için ilk yatırım maliyetinin yüksek oluşu ve inşa süresinin uzunluğu olumsuz faktörler olarak ileri sürülmektedir.Oysa yapılan etütlere göre yatırım maliyetleri açısından sadece doğalgaz santrallerinin maliyetleri hidroelektrik santrallerinkinden daha ucuzdur.Ancak, doğalgaz santralleri 1 kW enerji için 0,212 m³ doğalgaz tüketmektedirler.1000 m³ doğalgazın maliyeti 110\$'ı bulmaktadır ve ülkemiz için doğalgazın büyük bir bölümü ithaldir.Yatırım maliyeti ucuz olamsına karşın bu santraller, işletme maliyeti bakımından hidroelektrik santrallerden daha pahalıdır (Öztürk ve Yumurtacı, 2004).

Öte yandan, hidroelektrik santrallerinin inşa süreleri uzun olmasına karşın, ömürleri termik santrallere oranla daha uzundur. Kömür yakıtlı santrallerin ömürleri 25 yıl iken, hidroelektirk santrallerin ömürleri, yenileme çalışmalarıyla birlikte 75-100 yıla çıkarılabilmektedir.

Yenilenebilir kaynak oluşu, en az düzeyde çevre etkisi yaratması, çevre kirliliğine neden olmaması, işletme ve bakım masraflarının az olması ve en önemlisi ulusal niteliği ile güvenilen enerji arzı sağlayan bir kaynak oluşu, bu enerjinin önemini büyük ölçüde arttırmaktadır.Bunun yanında, taşkın koruma, sulama ve kullanma suyu temini gibi ilave sosyoekonomik faydaları da bulunmaktadır.Çabuk devreye girebilme özelliği de termik santrallere olan üstünlüklerindedir.

Ülkemiz hızlı bir sosyal ve ekonomik gelişim göstermektedir. Bu gelişmeye paralel olarak gereksinim duyulan elektrik enerjisini; öncelikle yerli enerji kaynaklarından elde etmek üzere projeler geliştirmeli ve gerekli yatırımlar yapılmalıdır. Kesintisiz, kaliteli, güvenilir ve ekonomik enerji elde etmek üzere hazırlanan projelerin; çevreye olumsuz etkilerinin en az olmasına dikkat edilmelidir.

Elektrik enerjisi üretiminde; fosil ve nükleer katı ve sıvı yakıtlı termik ve doğalgazlı termik santraller yanında hidroelektrik santrallerin yenilenebilir ve puant çalışma gibi iki önemli özelliği mevcuttur.

Elektrik enerjisi tüketimi ekonomik gelişmenin ve sosyal refahın en önemli göstergelerinden biridir. Bir ülkede kişi başına düşen elektrik enerjisi üretimi ve/veya tüketimi o ülkedeki hayat standardını yansıtmaları bakımından büyük önem arz etmektedir.

2003 yılı başı itibariyle Türkiye'de kişi başına elektrik enerjisi tüketimi brüt 1903 kWh'ye ulaşmış olmasına rağmen, bu rakamın Avrupa'da yaklaşık 6500 kWh/kişi ve dünya

ortalamasının ise 2350 kWh/kişi olduğu dikkate alınırsa; ülkemiz için kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketiminin oldukça düşük seviyede olduğu gözlenmektedir. Bu nedenle, başta hidrolik enerji olmak üzere, elektrik enerjisi arzının artırılmasının gereği ortadadır (Öztürk ve Yumurtacı, 2004).

Türkiye'nin toplam hidroelektrik potansiyelinin tablo halinde gösterimi aşağıda verilmektedir.

Çizelge 2.2 Türkiye potansiyelinin havzalara göre dağılımı[3]

HES ADI	KURU LU GÜÇ (MW)	YILLIK ORT. ENERJİ (GWh)	GÜV. ENERJİ (GWh)	PROJENİN BULUNDUĞU İL	NEHİR	HAVZA
ALARAHAN	115,00	310,00	152,00	ANTALYA	ALARA	ANTALYA
BAŞAK	47,00	128,00	86,00	ISPARTA	KÖPRÜÇAY	ANTALYA
BOLASAN	72,00	275,00	133,00	ANTALYA	KÖPRÜÇAY	ANTALYA
GÜNDOĞMUŞ	50,00	199,00	115,00	ANTALYA	ALARA ÇAYI	ANTALYA
KASIMLAR	87,00	291,00	183,00	ISPARTA	KÖPRÜÇAY	ANTALYA
SİNANHOCA	40,00	231,00	0,00	ANTALYA	MANAVGAT	ANTALYA
BOZTEPE	13,43	43,80	33,00	KARS	ARAS	ARAS
DEĞİRMENDERE	14,01	46,23	35,00	KARS	ARAS	ARAS
DEMİRKAPI	14,81	48,67	37,00	KARS	ARAS	ARAS
KALEBAŞI	12,60	41,17	31,00	KARS	ARAS	ARAS
KARAKURT	110,00	342,03	262,00	KARS	ARAS	ARAS
KULOĞLU	33,40	113,86	88,00	KARS	ARAS	ARAS
TUZLUCA	20,00	117,10	73,00	KARS	ARAS	ARAS
ALAKIR-1	7,29	38,00	4,93	ANTALYA	ALAKIR DERE	B.AKDENİZ
ALAKIR-2	7,15	35,64	4,29	ANTALYA	ALAKIR DERE	B.AKDENİZ
ÇAL	3,48	15,59	4,12	MUĞLA	ÇAL DERE	B.AKDENİZ
KILCAN	0,89	4,30	1,78	MUĞLA	KILCAN DERE	B.AKDENİZ
KIZILÇAĞIL	1,33	5,85	0,78	DENİZLİ	KIZILÇAĞIL D.	B.AKDENİZ
AKSU-DÜZCE	41,00	144,00	37,00	BOLU	MELEN	B.KARADENİZ
ÇORBACI	3,00	12,00	1,00	KASTAMONU	ZARİ ÇAYI	B.KARADENİZ
DEĞİRMENÖNÜ	3,00	14,00	2,00	KASTAMONU	KARADANA	B.KARADENİZ
EĞERCİ	1,00	8,00	3,00	ZONGULDAK	EĞERCİ	B.KARADENİZ
KUZKÖY	1,00	7,00	3,00	KASTAMONU	KARACAKAYA	B.KARADENİZ
ADIGÜZEL II	6,00	27,00	6,00	DENİZLİ	B.MENDERES	B.MENDERES
AKÇAY	2,46	10,66	1,23	BURSA	SUDÜŞEĞİ Ç.	B.MENDERES
AKÇAY I	15,00	65,00	42,00	DENİZLİ	AKÇAY	B.MENDERES
AKÇAY II	10,00	42,00	26,00	DENİZLİ	AKÇAY	B.MENDERES
GÖKPINAR	0,92	5,40	1,16	DENİZLİ	GÖKPINAR D.	B.MENDERES
ULUBEY	28,00	78,00	63,00	DENİZLİ	BANAZ ÇAYI	B.MENDERES
AKSU-ANAKOL	120,00	344,00	237,00	ERZURUM	ÇORUH	ÇORUH
AKSU-YANKOL	21,00	94,00	44,00	ERZURUM	AKSU	ÇORUH
ALTIPARMAK	50,00	200,00	122,00	ARTVİN	BARHAL	ÇORUH
ARALIK	20,00	53,00	11,00	ARTVİN	ARALIK	ÇORUH
ARKUN	222,00	788,00	610,00	ARTVİN	ÇORUH	ÇORUH

Çizelge 2.2 (devam)

ARTVİN	332,00	1026,00	662,00	ARTVİN	ÇORUH	ÇORUH
AYVALI-ÇORUH	125,00	409,00	248,00	ERZURUM	OLTU	ÇORUH
BAĞLIK	59,00	226,00	128,00	ARTVİN	BERTA	ÇORUH
BAYRAM	68,00	250,00	145,00	ARTVİN	BERTA	ÇORUH
ÇAYAŞAN	17,00	84,00	24,00	ERZURUM	TORTUM	ÇORUH
ERENLER	19,00	89,00	8,00	ARTVİN	DEVİSKEL	ÇORUH
GÜLLÜBAĞ	84,00	285,00	198,00	ERZURUM	ÇORUH	ÇORUH
İKİZKAVAK	20,00	73,00	16,00	ARTVİN	BARHAL	ÇORUH
İSPİR	54,00	327,00	311,00	ERZURUM	ÇORUH	ÇORUH
KONACIK	14,00	65,00	8,00	ARTVİN	HATILA	ÇORUH
LALELİ *	99,00	245,00	204,00	ERZURUM	ÇORUH	ÇORUH
OLUR	65,00	242,00	126,00	ERZURUM	OLTU	ÇORUH
ÖĞDEM	18,00	69,00	13,00	ARTVİN	BARHAL	ÇORUH
ÖZLÜCE-ÇORUH	18,00	61,00	16,00	ERZURUM	ÇAPANS	ÇORUH
SIRAKONAKLAR	11,00	43,00	16,00	ERZURUM	S.KONAKLAR	ÇORUH
TAŞLICA	23,00	114,00	15,00	ARTVİN	HATILA	ÇORUH
TORTUM II	8,00	42,30	10,80	ARTVİN	TORTUM	ÇORUH
YEDİGÖL	11,00	42,00	26,00	ERZURUM	AKSU	ÇORUH
YUSUFELİ	540,00	1705,00	1129,00	ARTVİN	ÇORUH	ÇORUH
ALAKÖPRÜ	26,00	116,00	60,00	İÇEL	ANAMUR	D.AKDENİZ
BALKUSAN	38,00	117,00	77,00	KARAMAN	BALKUSAN	D.AKDENİZ
BUCAKKIŞLA	23,00	125,00	58,00	KARAMAN	GÖKSU	D.AKDENİZ
DAMLAPINAR	7,00	35,00	34,00	KARAMAN	GÖKSU	D.AKDENİZ
DİNÇ	1,00	4,00	3,00	İÇEL	KURTSUYU	D.AKDENİZ
KAYRAKTEPE	420,00	991,00	639,00	İÇEL	GÖKSU	D.AKDENİZ
KEPEZKAYA	15,00	77,00	44,00	KARAMAN	GÖKSU	D.AKDENİZ
MUT	91,00	270,00	249,00	İÇEL	GÖKSU	D.AKDENİZ
OTLUCA	49,00	254,00	72,00	İÇEL	ANAMUR	D.AKDENİZ
SARIKAVAK-BAR.	12,00	32,00	31,00	İÇEL	KURTSUYU	D.AKDENİZ
SİLİFKE II	41,00	81,00	59,00	İÇEL	GÖKSU	D.AKDENİZ
AĞKOLU	3,81	22,24	6,13	ORDU	MELET IRMAĞI	D.KARADENİZ
AKHİSAR	1,47	9,25	26,80	TRABZON	AKHİSAR DERE	D.KARADENİZ
ANGUTLU	14,51	84,94	31,53	GİRESUN	AKSU ÇAYI	D.KARADENİZ
AŞIKLAR	1,24	7,22	6,06	RİZE	POTOMYA ÇAYI	D.KARADENİZ
BATLAMA	1,77	9,68	3,27	GİRESUN	BATLAMA DERE	D.KARADENİZ
BAYRAKTAR	1,23	8,15	4,74	TRABZON	HORYAN ÇAYI	D.KARADENİZ
BÜYÜK	1,56	9,59	8,50	GİRESUN	BÜYÜK DERE	D.KARADENİZ
CİNALİ	3,17	18,33	7,52	TRABZON	KALYAN DERE	D.KARADENİZ
ÇANAKCI	9,22	54,21	6,95	TRABZON	ÇANAKÇI DERE	D.KARADENİZ
ÇANKAYA	29,00	134,00	66,00	TRABZON	KARADERE	D.KARADENİZ
ÇATALÇAM	1,09	6,17	2,22	GİRESUN	ÇATALÇAM D.	D.KARADENİZ
DİBECİK	1,44	7,75	1,12	SAMSUN	TERME ÇAYI	D.KARADENİZ
DUMANKAYA	2,48	14,17	6,67	RİZE	PİLAHOZ DERE	D.KARADENİZ
GECÜR	0,92	5,22	2,42	GİRESUN	BAL DERE	D.KARADENİZ
HAKO	0,73	4,76	2,40	RİZE	HAKO DERE	D.KARADENİZ
HOLO	2,08	9,79	3,51	TRABZON	HOLO DERE	D.KARADENİZ
HORYAN	2,61	17,25	10,08	TRABZON	HORYAN ÇAYI	D.KARADENİZ
İFTELAN	7,09	40,95	16,08	TRABZON	YANBOLU D.	D.KARADENİZ
ILICA	1,46	8,27	2,57	ORDU	ILICA DERE	D.KARADENİZ

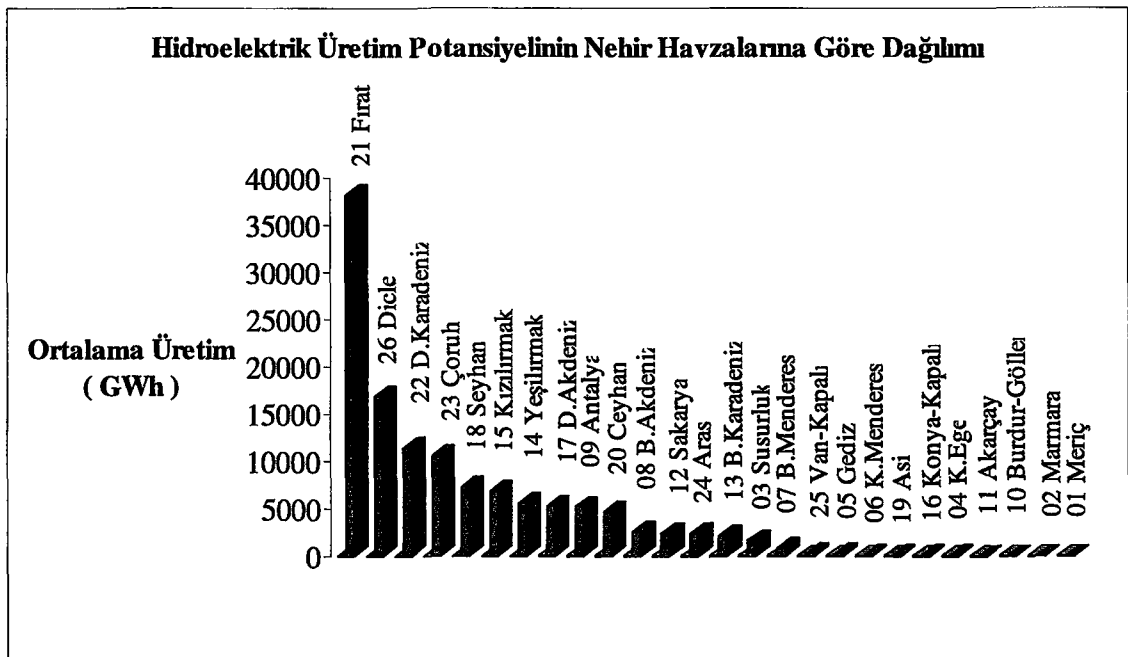
Çizelge 2.2 (devam)

KADIRALAK	3,75	22,12	3,42	TRABZON	KADIRLAK D.	D.KARADENİZ
KAHRAMAN	1,00	6,00	3,91	GİRESUN	BAL DERE	D.KARADENİZ
KESTANELİK	13,00	61,00	19,00	TRABZON	KARADERE	D.KARADENİZ
KIRAN	5,00	28,83	10,99	GİRESUN	YAĞLI DERE	D.KARADENİZ
KIRIKLI	0,69	4,51	1,28	GİRESUN	KIRIKLI DERE	D.KARADENİZ
KOYUNHAMZA	1,50	9,59	3,03	GİRESUN	KOYUNHAMZA D.	D.KARADENİZ
KÖSECİK	5,29	29,06	6,67	TRABZON	FOL DERE	D.KARADENİZ
KUTULU	6,22	38,43	18,57	RİZE	ASKARUZ D.	D.KARADENİZ
KÜÇÜKDERE	2,32	14,39	5,17	TRABZON	KÜÇÜK DERE	D.KARADENİZ
MANAHOZ	2,84	16,69	2,85	TRABZON	MANAHOZ D.	D.KARADENİZ
ORTAÇAÇ	2,73	16,53	10,01	TRABZON	ORTA DERE	D.KARADENİZ
OSKARA	1,48	7,92	1,60	ORDU	MELET IRMAĞI	D.KARADENİZ
OSMANIYE	0,93	6,02	3,53	ARTVİN	OSMANIYE D.	D.KARADENİZ
PIRO	3,21	17,30	18,60	ORDU	ELEKÇİ IRMAĞI	D.KARADENİZ
SELİMOĞLU	2,80	16,43	6,54	TRABZON	YANBOLU D.	D.KARADENİZ
SEYDİOĞLU	1,47	8,50	7,16	TRABZON	DURANA DERE	D.KARADENİZ
SOLAKLI	1,97	9,56	1,65	TRABZON	SOLAKLI DERE	D.KARADENİZ
SÖĞÜTÖZÜ	0,81	4,55	1,51	ARTVİN	LORHE DERE	D.KARADENİZ
TEKATAN	1,97	10,87	1,42	ORDU	AKÇAY DERE	D.KARADENİZ
TOKMADİN	2,52	13,59	3,22	GİRESUN	TOKMADİN D.	D.KARADENİZ
TURHAN	4,72	27,69	10,31	RİZE	KOKASOR D.	D.KARADENİZ
VANAZİT	1,63	10,19	4,76	GİRESUN	VANAZİT ÇAYI	D.KARADENİZ
YAĞLIDERE	11,63	48,01	1,34	GİRESUN	YAĞLI DERE	D.KARADENİZ
ZEKERE	2,12	13,12	12,98	GİRESUN	ZEKERE DERE	D.KARADENİZ
ALKUMRU	222,00	812,00	350,00	SİİRT	BOTAN	DİCLE
BAĞIŞLI	24,00	122,00	65,00	HAKKARİ	ZAPSUYU	DİCLE
BAŞKALE	6,00	19,00	15,00	HAKKARİ	ZAPSUYU	DİCLE
BAYKAN	55,00	284,00	238,00	SİİRT	BİTLİS	DİCLE
BAYKAN II	35,00	164,00	142,00	SİİRT	BİTLİS	DİCLE
BİTLİS	60,00	228,00	51,00	BİTLİS	BİTLİS	DİCLE
CİZRE	240,00	1208,00	947,00	ŞIRNAK	DİCLE	DİCLE
ÇETİN	350,00	1237,00	730,00	SİİRT	BOTAN	DİCLE
ÇUKURCA	245,00	796,00	437,00	HAKKARİ	ZAPSUYU	DİCLE
DİLEKTAŞI	125,00	328,00	210,00	HAKKARİ	NEHİL	DİCLE
DOĞANLI	461,00	1327,00	850,00	HAKKARİ	ZAPSUYU	DİCLE
ESENYAMAÇ	9,00	25,00	14,00	HAKKARİ	ESENYAMAÇ	DİCLE
GEÇİTLİ	8,00	49,00	35,00	HAKKARİ	CEMİLKATLI	DİCLE
HAKKARİ	208,00	625,00	463,00	HAKKARİ	ZAPSUYU	DİCLE
ILISU	1200,00	3833,00	2459,00	ŞIRNAK	DİCLE	DİCLE
KARASU	22,00	57,00	33,00	HAKKARİ	KARASU	DİCLE
KESKİN	164,00	740,00	359,00	SİİRT	BOTAN	DİCLE
NARLI	36,00	168,00	79,00	SİİRT	BOTAN	DİCLE
ORAN	40,00	189,00	90,00	SİİRT	BOTAN	DİCLE
PERVARİ	192,00	635,00	281,00	SİİRT	BOTAN	DİCLE
BAĞIŞTAŞ	122,00	431,00	254,00	ERZİNCAN	KARASU	FIRAT
BAĞIŞTAŞ II	60,00	200,00	118,00	ERZİNCAN	KARASU	FIRAT
BEYHANI	300,00	1435,00	1085,00	ELAZIĞ	MURAT	FIRAT
ÇATALBAHÇE	58,00	157,00	126,00	MALATYA	TOHMA	FIRAT
ELKİT-KARAKAYA	29,00	117,00	61,00	MALATYA	TOHMA	FIRAT

Çizelge 2.2 (devam)

FINDIKLI	30,00	87,00	78,00	ERZİNCAN	TUZLA	FIRAT
KALEKÖY	293,00	1293,00	641,00	BİNGÖL	MURAT	FIRAT
KAYNARCA	36,00	128,00	108,00	MALATYA	TOHMA	FIRAT
KEMAH	135,00	494,00	349,00	ERZİNCAN	KARASU	FIRAT
PALU	20,00	84,00	9,00	ELAZIĞ	MURAT	FIRAT
SANSA	44,00	302,00	88,00	ERZİNCAN	KARASU	FIRAT
SARIKONAK I	11,00	40,00	30,00	ERZİNCAN	KARABUDAK	FIRAT
YAZIKÖY	42,00	129,00	104,00	MALATYA	TOHMA	FIRAT
KOCAYATAK	2,00	8,00	1,00	İZMİR	KURŞUNLU D.	GEDİZ
ORTAKÖY	27,00	108,00	65,00	İZMİR	GEDİZ ÇAYI	GEDİZ
BAYRAMHACILI	70,00	165,00	122,00	NEVŞEHİR	KIZILIRMAK	KIZILIRMAK
KARGI-KIZILIRMAK	98,00	450,00	131,00	ÇORUM	KIZILIRMAK	KIZILIRMAK
GÜRSÖĞÜT	242,00	276,00	159,00	ESKİŞEHİR	SAKARYA	SAKARYA
KARGI-SAKARYA	194,00	246,00	140,00	ESKİŞEHİR	SAKARYA	SAKARYA
ASMACA	22,00	72,00	62,00	ADANA	ASMACA	SEYHAN
KAMIŞLI	61,00	174,00	150,00	ADANA	KÖRKÜN	SEYHAN
KARAKUZ-KÖRKÜN	96,00	444,00	278,00	ADANA	KÖRKÜN	SEYHAN
DOMBAY-I	3,00	14,00	---	BURSA	DOMBAY	SUSURLUK
EMET	28,00	78,00	65,00	KÜTAHYA	EMET	SUSURLUK
GÖKTAŞ-EİE	48,00	156,00	134,00	BURSA	ORHANELİ	SUSURLUK
ORHANELİ	48,00	161,00	134,00	BURSA	ORHANELİ	SUSURLUK
ÜÇKIZLAR	2,00	9,00	---	BURSA	ÜÇKIZLAR D.	SUSURLUK
	9676	33463	20252			

Türkiye'deki hidroelektrik üretim potansiyelinin nehir havzalarına göre aşağıdadır:



Şekil 2.1 Hidroelektrik üretim potansiyelinin havzalara göre dağılımı[1]

Çizelge 2.3 Türkiye'ye ait hidroelektrik santrallerin güçlerine göre Sayıları (Aybers ve Şahin, 1995)

	SINIFI (MW)	ADET	TOPLAM GÜÇ (MW)	ÜRETİM (GWh/Yıl)	%
1	0,1-1	10	7,3	24,8	0,023
2	1-5	50	163,25	81,7	0,076
3	5-10	62	497,53	2300	2,12
4	10-20	70	1065,94	4474	4,14
5	20-50	85	2835,12	11239	10,44
6	50-75	38	2370,08	8984	8,33
7	75-100	29	2559,5	8981	8,32
8	100-300	55	9208,87	30345	28,12
9	300-500	6	2462	6622	6,14
10	500-1000	5	2861	8714	8,08
11	>1000	4	6754	26152	24,23
TOPLAM		414	30784,59	107917,5	100
KÜÇÜK HES		122	668,08	2406,5	2,23

2.3 Hidroelektrik Potansiyel Gelişiminin Bugünkü Durumu

2003 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin toplam kurulu gücü 35.587 MW olup, bunun 20.888 MW 'ı termik, 37 MW 'ı jeotermal ve rüzgar, 12578,7 MW 'ı hidrolik santrallara aittir. 2003 yılı toplam elektrik enerjisi üretimi ise 140.580 GWh olup, bunun 105.100 GWh'i (%74,2) termik, 150 GWh'i jeotermal ve rüzgar (%0,1), 35.329 GWh'i (%24,9) hidroelektrik santrallardan sağlanmıştır.[1]

Hidroelektrik santrallerin üretimi, yağış koşullarına bağımlı olduğundan her yıl toplam üretim içindeki payı değişim göstermekle birlikte, Türkiye'de elektrik enerjisinin yaklaşık %20-30'u sudan üretilmektedir.

Bugün için 127,6 milyar kWh olan ekonomik hidroelektrik potansiyelimizin %35'i (45.155 GWh) işletmede, %8'i (10.129 GWh) inşa halinde ve %57'si (72.339 GWh) ise çeşitli

aşamalardan oluşan projeler (ilk etüt ön inceleme, master plan, planlama ve kesin proje) düzeyindedir.[4]

127,6 milyar kWh'lik yıllık ortalama enerji üretim değerini oluşturan 674 adet hidroelektrik santralin 133'ü işletmede, 32'si inşa halinde ve 509 adedi ise proje seviyesindedir.

Türkiye'de hidroelektrik proje üretimiyle ilgili E.İ.E.İ ve D.S.İ gibi kuruluşların önemli görevlerinden biri de; ülkenin hidroelektrik potansiyelinin gelişimini temin edecek şekilde; tüm etüt ve proje hizmetlerinin ihtiyacı olan veri toplama faaliyetlerini yürüterek, havza master planlarını, baraj ve santrallerin ön inceleme, planlama ve proje çalışmalarını sürdürmektir. Hidroelektrik enerji potansiyelinin halen yararlanılmayan bölümünün gecikilmeden hizmete alınmasını sağlamak üzere ihtiyaç öncesinden yeterli miktarda projeyi hazır halde bulundurmak ilke olarak benimsenmiştir.

2.4 Hidroelektrik Potansiyelin Gelecek Yıllardaki Gelişimi

Yerli ve yenilenebilir kaynak niteliğindeki hidroelektrik santrallerin öncelikle ele alınmaları ön görülmektedir. Planlamanın ön gördüğü sürede HES inşaatlarının tamamlanması mümkün olursa Türkiye hidrolik kurulu gücü 2010 yılında 24935 MW'a, 2020 yılında ise 29984 MW'a çıkacaktır. Ancak diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla birlikte hidrolik kurulu gücü 2010 yılındaki toplam kurulu gücün %38'ini oluşturmasına rağmen, bu oranın 2020 yılında %28'e düşmesi beklenmektedir. Yakıt cinslerine göre kurulu güç dağılımına bakıldığında; 2010 yılında en büyük pay %38 ile hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ait iken, 2020 yılında kurulu gücümüzdeki en büyük pay %32 ile Doğalgaz'la çalışan santrallere ait olması beklenmektedir.[1]

Bilindiği gibi ülkemizde bu konu ile çalışan D.S.İ ve E.İ.E.İ bulunmaktadır. Tüm datalar ve hesaplamalar bu kuruluşlar tarafından belirlenmektedir. Bu kuruluşlara göre hidrolik potansiyelin 2003 yılına ait gelecek yıllardaki gelişimleri aşağıdaki tablolarda verilmiştir.

Çizelge 2.4 E.İ.E.İ'ye göre hidrolik potansiyelin gelişimi[3]

Proje seviyesi	Adet	Kurulu güç(MW)	Yıllık ortalama enerji(GWh)	Güvenilir enerji(Gwh)
Kesin projesi hazır olanlar	7	3168	9285	6135
Fizibilitesi hazır olanlar	21	1791	6220	3872
Master planı hazır olanlar	21	1789	6343	3642
Ön incelemesi hazır olanlar	37	2379	9494	5370
İlk etüdü hazır olanlar	16	348	1141	677
Toplam	102	9475	32483	19696

Çizelge 2.5 D.S.İ'ye göre hidrolik potansiyelin gelişimi[2]

Proje seviyesi	Adet	Kurulu güç(MW)	Yıllık ortalama enerji(GWh)	Güvenilir enerji(Gwh)
İnşa halinde olanlar	31	3338	10485	6467
Kesin projesi hazır olanlar	19	3569.75	10897	7069
Kati projesi yapılmakta olan projeler	21	1333,50	4494	2492
Planlama raporu hazır olanlar	119	6091.65	22324	10861
Planlama raporu hazırlanmakta olanlar	57	1977.73	7602	4214
Master Plan raporu hazır olanlar	40	2690.89	9195	5674
Ön inceleme raporu hazır olanlar	107	3920,44	15184	8523
İlk etüdü hazır olanlar	42	367.90	1180	526
Toplam	436	23289.86	81361	45826

Bu iki kuruluşun değerleri toplandığında ve tüm projeler sonuçlandığında 538 adet santral ile 32764,86 MW toplam kurulu güç, 113844 GWh yıllık ortalama enerji ve 65522 GWh güvenilir enerji olduğu görülmektedir. Bu yapılacak santrallerin hidrolik potansiyele %52 gibi bir katkı yapacağı görülmektedir.

3. TÜRİN SEÇİMİ İÇİN GEREKLİ BÜYÜKLÜKLERİN HESABI

Doğal su kaynaklarının etüdüne geçmeden önce, enerji ve akarsu ihtiyacının ve akarsuyun enerjisinin ihtiyaçlara cevap verme yollarını genel anlamda incelemekte yarar vardır. Elektrik enerjisi büyük çapta depo edilemediğine göre bir akarsuyun enerjisinin ihtiyaçlara uydurulma zorunluluğu bulunmaktadır. Bu uygunluğu her an sağlamak gereklidir.

Bir akarsuyun debisi söz konusu olduğu zaman öncelikle, uygun yerlere yerleştirilmiş bulunan akım gözlem istasyonlarından mümkün olduğu kadar uzun seneler boyunca alınmış debilere ihtiyaç vardır. Ülkemizde belli başlı nehirler üzerinde bulunan bu gibi istasyonların sayısı gittikçe artmaktadır. İstasyon kurulmasına 1935'de DSİ ve E.İ.E. İdaresi'nce başlanmış ve 1960 yılından sonra sayıları oldukça artmıştır.

Bir türbini belirleyen en önemli büyüklükler debi ve net düşüdüdür. Bu değerlerin hesaplanması gereklidir.

3.1 Debi Hesabı

Akım gözlem istasyonlarında (AGİ) elde edilen ölçümlerle, günlük ortalama debi, aylık ortalama debi ve yıllık ortalama debi hesaplanır. AGİ'nin aylık debi değerleri ve bu debi değerleriyle çizilebilen grafikler şu şekillerde oluşturulabilmektedir.

Çizelge 3.1 1327 No'lu AGİ'nun debi değerleri

13 - MÜTEFERRİK BATI KARADENİZ SULARI

1327 - ULUSU - AFATLAR

YERİ : 32° 15' 1" D - 40° 44' 30" K Ankara - İstanbul karayolunun 131 km. sindeki Afatlar köprüsü civarındadır.

YAĞIŞ ALANI : 953,6 km² YAKLAŞIK KOT : 1142 m
GÖZLEM SÜRESİ : 10.05.1966 - 30.09.1999 UZUN SÜRELİ ORTALAMA AKIM : 8,23 m³/s

AYLIK ORTALAMA AKIMLAR (m³/s)

YIL / AY	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	SUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	Y.ORT.
1967							35,7	22,4	2,06	0,634	0,165	0,298	10,2
1968	0,465	0,633	5,14	10,3	17,2	39,2	57,8	18,4	4,82	0,774	0,398	0,741	13,0
1969	1,11	1,33	5,74	7,44	11,6	25,1	27,5	24,3	1,97	0,473	0,166	0,275	8,92
1970	0,400	0,520	3,28	10,4	18,8	32,0	28,3	8,43	3,62	0,990	0,270	0,280	8,94
1971	0,503	0,811	1,82	12,6	3,85	20,6	27,2	20,7	13,5	0,991	0,381	0,221	8,59
1972	0,629	1,64	5,66	3,30	4,00	18,7	18,2	9,48	11,7	3,84	1,76	2,31	6,76
1973	15,5	6,88	2,40	1,83	15,0	17,7	24,6	8,36	2,21	0,981	0,441	0,343	8,02
1974	0,529	0,855	3,67	1,11	5,04	17,6	9,20	23,0	2,82	0,411	0,386	0,845	5,45
1975	0,467	1,15	2,56	2,64	4,14	28,1	36,1	38,8	6,65	1,04	0,640	0,496	10,2
1976	0,572	1,88	3,70	2,80	2,52	22,7	29,2	11,3	2,57	0,678	0,352	0,361	6,55
1977	0,637	0,557	6,34	1,43	9,89	9,83	11,3	6,24	1,28	0,142	0,171	0,281	4,00
1978	0,563	1,14	1,20	4,25	32,2	20,2	32,1	17,1	2,45	0,700	0,290	0,471	9,39
1979	0,887	1,17	6,37	23,0	23,1	10,4	14,5	19,7	21,5	1,52	0,393	0,518	10,2
1980	0,762	3,26	7,77	10,5	6,95	37,1	39,7	28,6	2,78	0,204	0,287	0,561	11,5
1981	0,519	3,10	18,4	12,0	14,5	55,1	29,7	16,9	5,58	1,03	0,446	0,341	13,1
1982	0,493	2,57	30,1	13,1	5,60	12,9	36,4	12,3	15,0	1,35	0,857	0,917	11,0
1983	0,733	0,721	0,799	0,919	4,81	21,6	27,8	7,23	11,7	6,39	3,50	0,737	7,24
1984	0,824	7,26	9,76	5,36	8,23	23,9	45,1	19,6	2,69	0,877	1,39	0,420	10,5
1985	0,392	1,25	0,986	2,24	5,24	19,4	25,4	7,26	4,56	0,279	0,159	0,155	5,60
1986	0,786	3,70	3,26	14,7	15,2	14,0	14,5	9,00	12,0	0,342	0,193	0,555	7,34
1987	0,447	0,848	1,68	10,8	14,5	13,2	30,5	25,0	7,78	1,19	0,303	0,262	8,87
1988	0,457	0,909	4,33	4,11	4,94	15,3	26,0	8,26	11,5	2,17	0,535	0,204	6,56
1989	0,473	6,64	10,9	2,23	12,5	18,5	5,11	2,22	1,70	0,368	0,262	0,277	5,09
1990	0,965	5,41	9,98	3,38	2,71	15,5	25,9	18,2	1,63	0,206	0,149	0,423	7,04
1991	0,534	1,20	4,12	1,42	4,24	18,8	9,57	7,40	8,32	3,64	0,664	0,847	5,06
1992	0,725	0,853	2,22	2,53	3,14	25,4	50,4	13,2	3,25	2,99	0,512	0,369	8,80
1993	0,722	2,25	5,09	3,39	7,08	29,6	29,3	21,3	1,72	0,266	0,262	0,247	8,44
1994	0,343	0,171	2,47	1,65	1,86	7,94	7,98	3,17	0,350	0,061	0,085	0,128	2,18
1995	0,263	0,845	2,78	12,2	8,70	21,8	27,9	13,0	3,89	1,43	0,431	0,387	7,80

Çizelge 3.2 1314 No'lu AGİ 'nin debi değerleri

13 - MÜTEFERRİK BATI KARADENİZ SULARI

1314 - SOĞANLI ÇAYI – KARABÜK

YERİ	:	32° 38' 32" D - 41° 10' 11" K	Karabük - Ankara asfaltının 3 km. sine 500 m. mesafededir.											
YAĞIŞ ALANI	:	5086,8	Km ²	YAKLAŞIK KOT								:	271	M
GÖZLEM SÜRESİ	:	24.01.1962 - 30.09.1999	UZUN SÜRELİ ORTALAMA AKIM								:	26,5	m ³ /s	
AYLIK ORTALAMA AKIMLAR (m³/s)														
YIL/AY	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	SUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	Y.ORT.	
1963	6,57	5,32	27,4	53,4	60,1	47,3	61,4	70,5	46,0	11,7	6,06	8,44	33,7	
1964	8,10	8,30	18,6	9,85	20,2	69,9	39,5	36,8	54,1	13,6	6,22	8,48	24,5	
1965	6,57	8,96	43,5	23,9	30,7	104	148	81,4	22,6	8,47	4,61	4,65	40,6	
1966	5,16	7,30	17,9	45,6	36,2	57,6	92,4	40,2	11,9	6,62	4,98	5,25	27,6	
1967	6,53	5,82	8,65	11,6	7,38	45,9	111	64,4	19,6	8,67	3,92	5,16	24,9	
1968	6,54	6,61	15,6	25,1	56,3	107	147	42,6	22,0	7,33	5,90	9,10	37,6	
1969	8,67	8,12	15,0	19,5	29,5	73,1	88,5	81,2	22,7	10,0	5,82	7,00	30,8	
1970	6,77	7,20	12,0	24,3	45,5	70,5	61,7	27,5	16,0	5,79	3,83	4,09	23,8	
1971	5,45	6,10	8,73	29,3	12,6	54,7	83,8	74,1	48,0	10,2	6,77	9,01	29,1	
1972	7,54	9,45	16,7	11,8	12,4	50,5	60,8	45,2	49,8	25,8	16,8	12,7	26,6	
1973	35,9	27,2	15,2	12,3	37,1	56,6	71,6	27,8	16,9	7,55	4,80	4,59	26,5	
1974	5,33	6,81	12,3	6,42	11,6	41,9	29,0	54,5	16,9	4,55	3,64	4,58	16,5	
1975	4,12	5,01	6,87	7,77	13,9	66,1	74,5	120	33,8	8,32	6,24	5,17	29,3	
1976	5,82	8,33	11,6	10,5	11,4	52,1	83,2	28,0	14,4	8,10	2,88	4,37	20,1	
1977	6,89	7,33	21,8	7,66	31,1	41,3	34,1	23,9	12,1	4,63	2,70	3,95	16,5	
1978	4,66	6,94	7,61	12,4	55,7	60,1	92,1	57,1	19,1	5,21	4,04	5,80	27,6	
1979	5,81	7,22	16,3	46,8	78,6	32,8	39,6	38,3	42,8	10,8	4,82	11,2	27,9	
1980	5,57	9,68	16,1	15,8	16,6	88,4	122	85,6	18,6	6,52	5,92	5,42	33,0	
1981	5,93	9,22	30,8	29,5	37,1	136	65,2	50,5	22,3	11,4	7,16	6,52	34,3	
1982	5,76	9,57	51,4	31,3	17,7	42,6	91,7	45,8	43,2	11,6	9,02	8,52	30,7	
1983	8,14	8,24	7,74	8,20	16,9	56,6	87,8	33,3	47,2	22,3	14,9	8,89	26,7	
1984	9,78	26,1	34,9	27,6	37,0	67,1	137	65,7	22,6	11,3	10,9	6,96	38,1	
1985	6,47	8,25	6,85	11,1	27,5	43,4	82,0	35,9	18,0	5,07	2,94	3,54	20,9	
1986	5,10	10,6	12,1	35,7	41,8	54,4	34,8	29,2	34,5	4,39	2,73	5,09	22,5	
1987	4,06	5,27	5,59	19,4	48,5	37,3	101	76,8	36,1	8,80	5,18	4,23	29,4	
1988	5,54	8,53	17,5	13,3	16,3	46,4	97,0	36,1	48,7	14,0	4,11	4,16	26,0	
1989	8,63	19,1	26,6	13,6	26,1	80,2	24,2	12,0	11,6	4,15	3,05	2,59	19,3	
1990	4,74	17,0	26,8	16,1	14,4	54,4	76,9	62,6	13,8	4,38	4,01	4,35	25,0	
1991	5,80	7,15	11,8	7,63	11,2	46,5	36,9	26,8	40,8	21,7	4,97	5,75	18,9	
1992	5,86	6,23	10,2	10,4	11,7	71,9	139	37,6	19,5	17,2	4,26	3,22	28,1	
1993	5,73	8,83	14,2	10,9	18,0	73,6	83,0	62,0	17,8	4,91	4,55	3,66	25,6	
1994	4,00	5,60	7,43	8,63	7,89	19,2	17,8	12,9	3,16	1,43	1,02	1,07	7,5	
1995	1,61	3,34	6,44	29,0	21,4	51,9	86,9	35,1	12,7	10,6	3,57	3,42	22,2	

Çizelge 3.3 1336 No'lu AGİ'nin debi değerleri

13 - MÜTEFERRİK BATI KARADENİZ SULARI
1336 - YENİCE IRMAĞI – YENİCE

YERİ	:	32° 19' 25" D – 41° 12' 09" K	Devrek - Çaycuma yolunun yaklaşık 15 km. sindeki Yenice bucağının içindeki köprü'nün 200 m. membaındadır.										
YAĞIŞ ALANI	:	8613,6 km ²	YAKLAŞIK KOT										
GÖZLEM SÜRESİ	:	01.03.1978 - 30.09.1999	:										
			UZUN SÜRELİ ORTALAMA AKIM										
			:										
			58,9 m ³ /s										
AYLIK ORTALAMA AKIMLAR (m³/s)													
YIL / AY	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	SUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	Y.ORT.
1978							184	98,4	34,3	49,0	9,57	11,9	64,5
1979	12,1	19,9	42,0	87,4	157	59,2	71,2	75,5	85,8	28,5	11,3	13,3	55,2
1980	11,6	21,5	38,6	46,6	57,2	206	195	165	47,4	13,0	11,8	10,7	68,6
1981	14,2	25,0	68,6	74,7	98,7	301	116	96,3	45,9	24,7	14,7	13,7	74,5
1982	10,7	20,3	96,0	96,7	47,9	117	189	93,7	92,4	21,1	32,1	24,0	70,0
1983	16,8	16,5	16,3	22,6	75,3	142	168	62,4	91,3	66,4	42,3	18,1	61,5
1984	30,6	61,8	76,5	53,7	70,2	108	228	164	62,3	22,8	22,1	14,6	76,2
1985	13,3	30,7	21,5	41,9	91,1	156	188	76,3	38,3	16,5	8,17	7,78	57,5
1986	11,7	22,6	38,4	99,8	88,0	93,5	52,9	72,7	58,6	11,2	6,31	12,2	47,3
1987	9,52	11,2	14,2	65,2	97,8	75,4	181	127	66,2	18,4	11,1	7,96	57,1
1988	11,1	16,3	47,4	43,7	45,0	119	191	82,0	96,2	31,5	11,0	9,95	58,6
1989	27,1	68,5	80,3	52,0	85,6	161	54,3	31,9	34,7	14,6	8,81	6,85	52,2
1990	17,8	51,6	73,1	41,2	40,3	84,1	130	141	31,6	11,8	11,2	10,4	53,7
1991	13,6	19,2	29,2	26,5	44,5	87,5	84,3	67,5	113	73,9	12,6	11,9	48,6
1992	11,4	11,8	21,1	29,3	39,4	157	224	68,5	40,4	39,7	9,31	7,29	54,9
1993	13,6	30,6	53,8	48,3	70,5	165	149	135	48,7	11,6	14	8,52	62,4
1994	9,05	12,5	17,8	19,4	21,5	38,7	31,6	34	8,56	4,71	4,42	3,44	17,1
1995	4,30	9,86	38,7	90,9	62,5	113	168	74,6	30,6	42,3	10,6	9,43	54,6

Çizelge 3.4 1335 No'lu AGİ'nin debi değerleri

13 - MÜTEFERRİK BATI KARADENİZ SULARI
1335 - FİLYOS ÇAYI - DEREÇİKVİRAN

YERİ : 32° 04' 44" D - 41° 32' 49" K

YAĞIŞ ALANI : 13300,4 km²

YAKLAŞIK KOT : 2 m

GÖZLEM

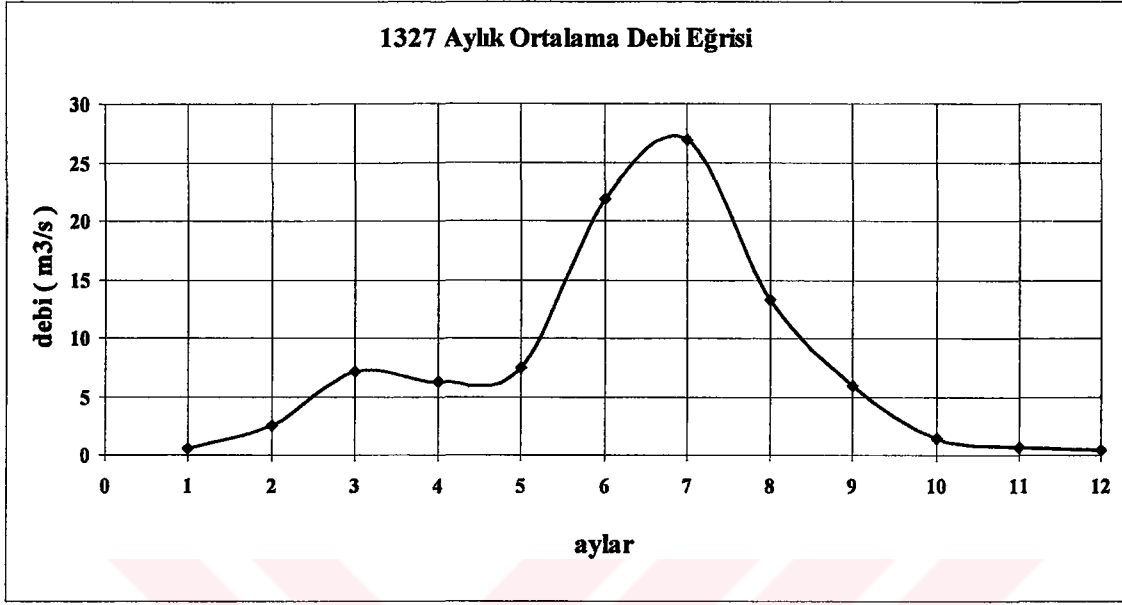
SÜRESİ : 01.05.1963 - 30.09.1999

UZUN SÜRELİ ORTALAMA AKIM : 103 m³/sAYLIK ORTALAMA AKIMLAR (m³/s)

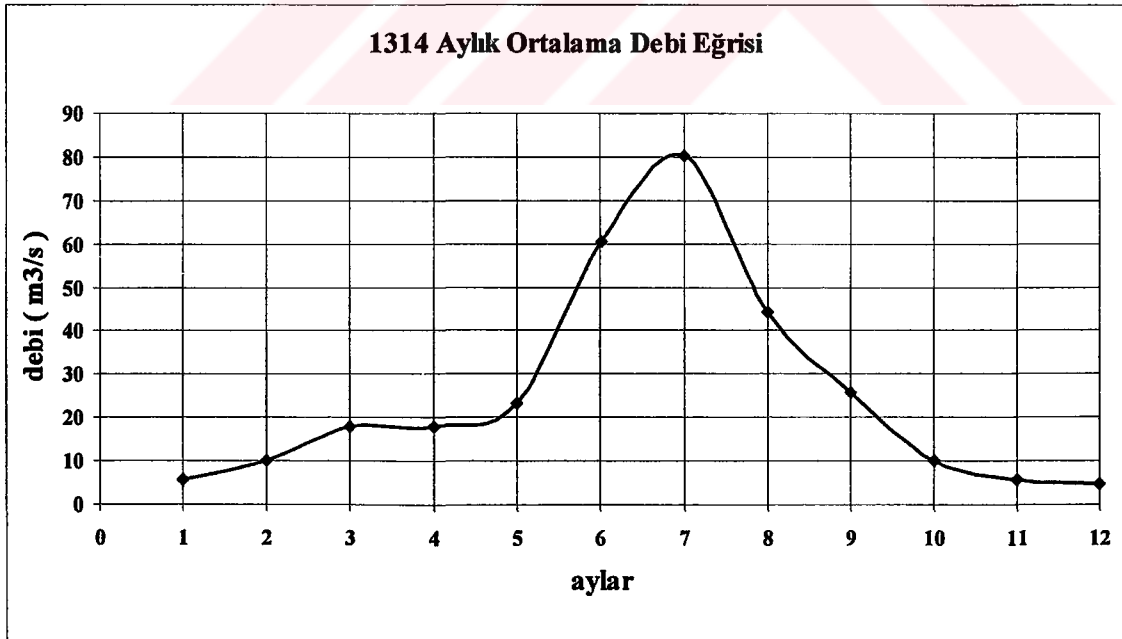
YIL / AY	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	SUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	Y.ORT.
1964	37,0	40,3	124	63,3	199	267	137	135	158	53,5	32,7	47,9	108
1965	25,6	48,0	145	88,3	173	315	376	204	66,2	62,1	19,0	17,3	128
1966	23,0	73,3	98,0	155	106	189	266	119	55,9	20,7	16,2	16,2	94,8
1967	20,2	15,3	22,6	53,1	72,0	234	305	207	76,6	36,0	16,3	16,1	89,5
1968	21,8	44,7	195	227	266	368	355	126	67,7	27,8	30,9	53,8	149
1969	56,8	36,7	61,2	98,8	184	218	335	261	66,1	31,7	18,0	17,1	115
1970	16,3	19,2	43,9	65,7	176	178	184	93,3	83,3	22,9	16,6	14,1	76,1
1971	18,0	25,1	91,2	134	109	229	272	246	154	37,2	36,4	24,5	115
1972	29,9	36,5	169	113	107	183	208	145	129	101	51,9	41,0	109
1973	136	149	78,5	95,9	177	200	189	104	93,5	33,1	19,3	14,6	107
1974	19,9	103	158	56,0	130	161	130	167	53,8	16,0	21,2	20,8	86,4
1975	15,4	19,1	50,2	55,1	106	185	169	449	97,1	29,7	23,6	18,7	102
1976	23,2	29,0	64,5	163	95,8	217	209	80,5	47,2	22,7	16,2	20,4	82,3
1977	24,9	30,4	77,3	46,7	85,1	165	120	77,8	42,4	18,5	12,7	14,2	59,5
1978	18,0	24,7	48,2	95,1	176	129	283	151	51,0	64,0	20,6	24,4	90,4
1979	27,6	33,4	71,9	192	278	100	122	115	154	59,1	22,5	28,6	100
1980	23,2	60,0	114	134	120	323	284	219	66,4	22,0	18,6	16,0	117
1981	23,7	59,5	189	159	153	494	150	147	56,0	44,3	20,1	16,9	126
1982	13,7	38,0	153	187	94,7	213	272	117	108	35,1	72,9	43,2	112
1983	27,5	26,5	45,0	115	176	255	258	101	114	109	64,5	28,9	110
1984	59,7	114	127	109	119	144	331	190	80,3	42,8	38,2	17,7	114
1985	22,7	63,7	58,7	86,5	193	312	259	111	50,4	26,9	12,9	12,3	101
1986	34,6	45,1	116	189	155	144	85,8	117	88,7	19,9	9,91	20,9	85,4
1987	13,1	23,0	33,9	147	171	171	274	177	99,6	36,8	18,8	13,6	98,2
1988	18,9	32,1	118	96,9	92,5	207	268	119	145	60,0	19,8	16,4	99,4
1989	40,8	145	142	104	137	273	87,2	46,6	53,4	23,8	16,2	16,1	90,3
1990	44,0	124	153	100	95,2	135	189	236	60,3	23,3	19,1	22,9	100
1991	38,7	40,8	86,5	58,2	135	145	129	111	207	159	27,8	38,7	98,1
1992	32,1	38,9	76,9	92,0	121	270	380	107	66,0	57,6	15,4	10,9	106
1993	20,9	64,8	128	122	148	271	242	182	64,4	22,9	28,3	14,2	109
1994	13,8	28,4	42,6	44,9	55,7	67,1	50,7	57,9	14,8	8,23	6,56	6,20	33,1
1995	13,7	56,4	147	181	114	197	275	110	47,9	65,4	19,1	16,7	104

3.2 Yıllık Debi Grafiği

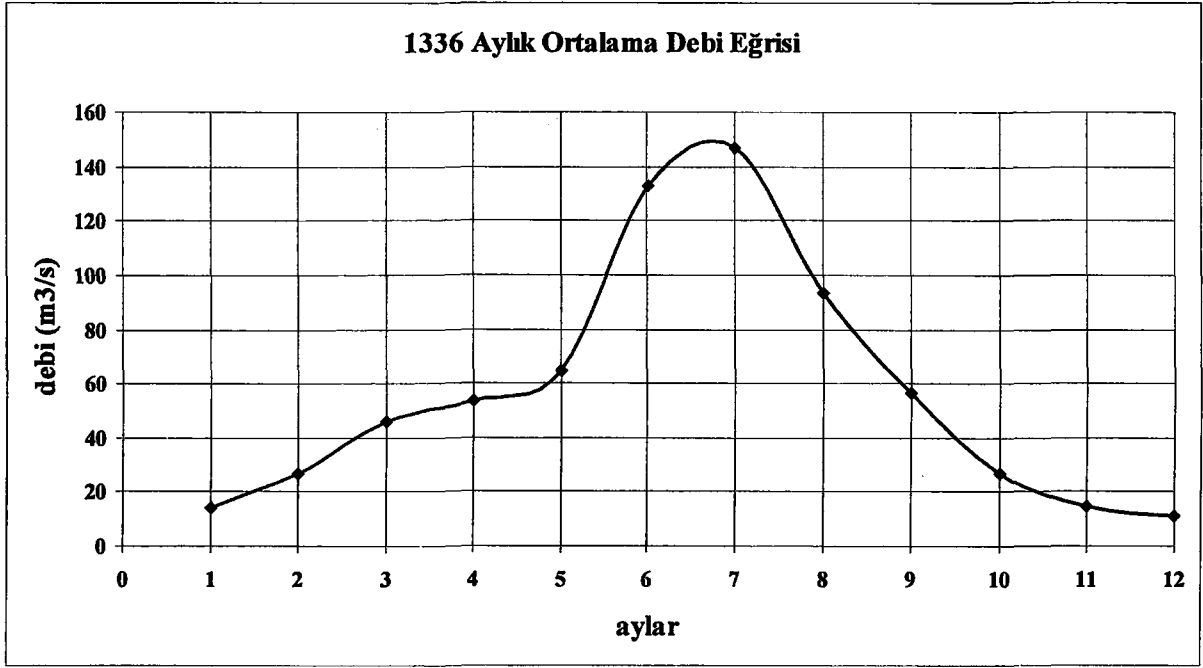
Apsise zaman, ordinata bir yıl içinde, o güne ait ortalama günlük debi yazılarak elde edilir.



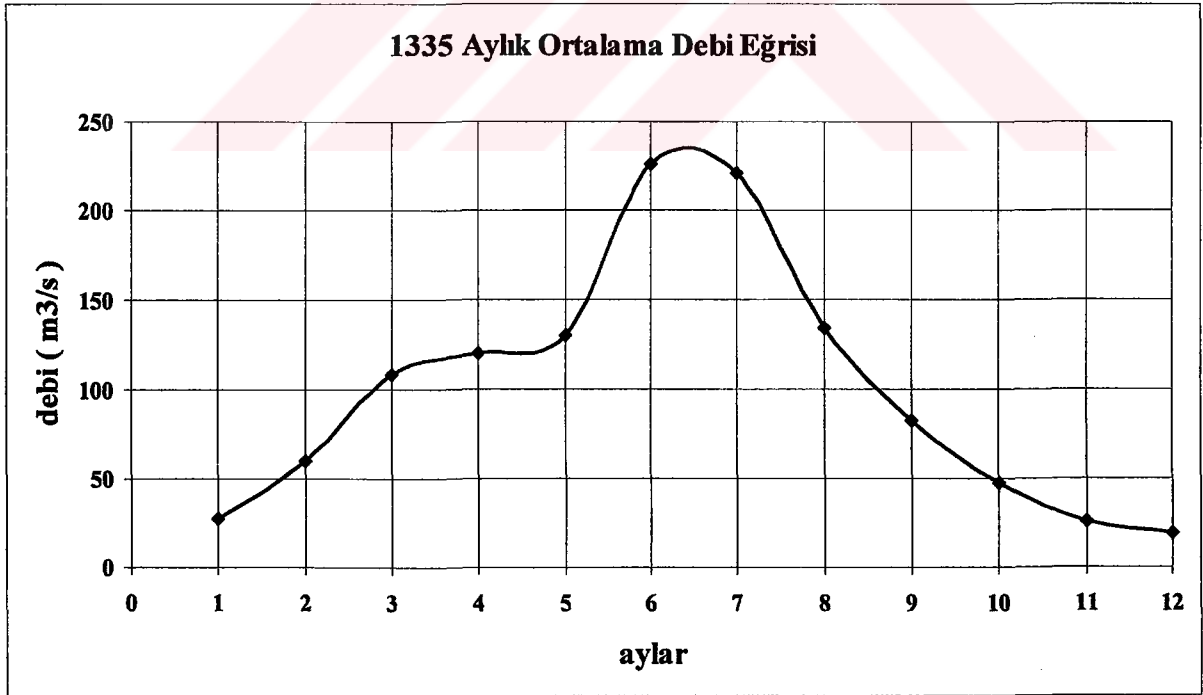
Şekil 3.1 1327 No'lu AGİ için aylık ortalama debi eğrisi



Şekil 3.2 1314 No'lu AGİ için aylık ortalama debi eğrisi



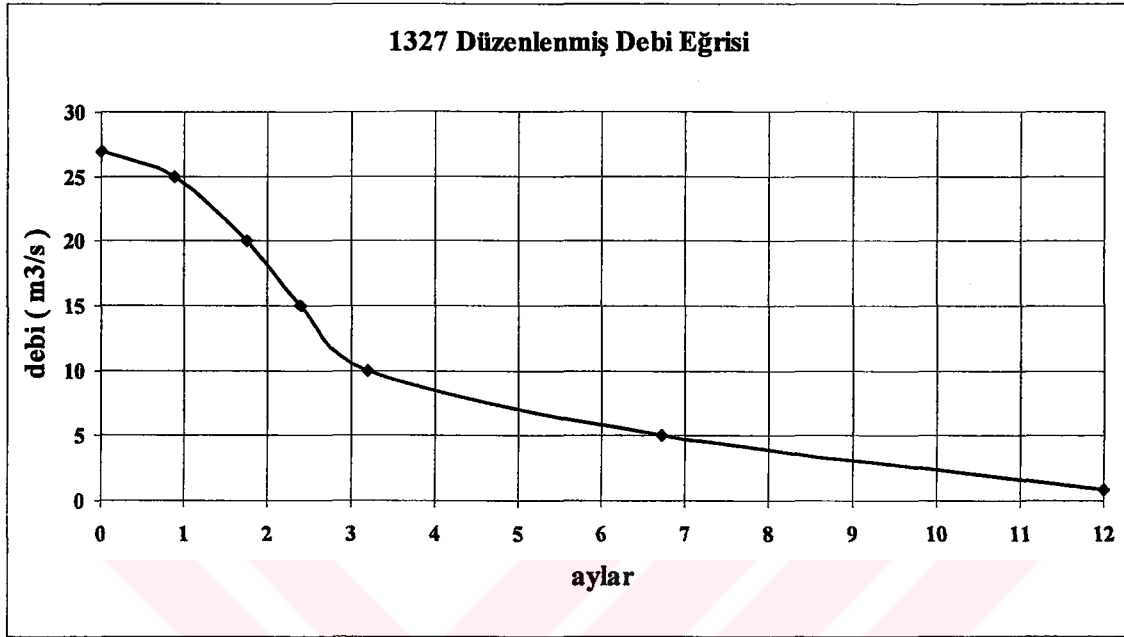
Şekil 3.3 1336 No'lu AGİ için aylık ortalama debi eğrisi



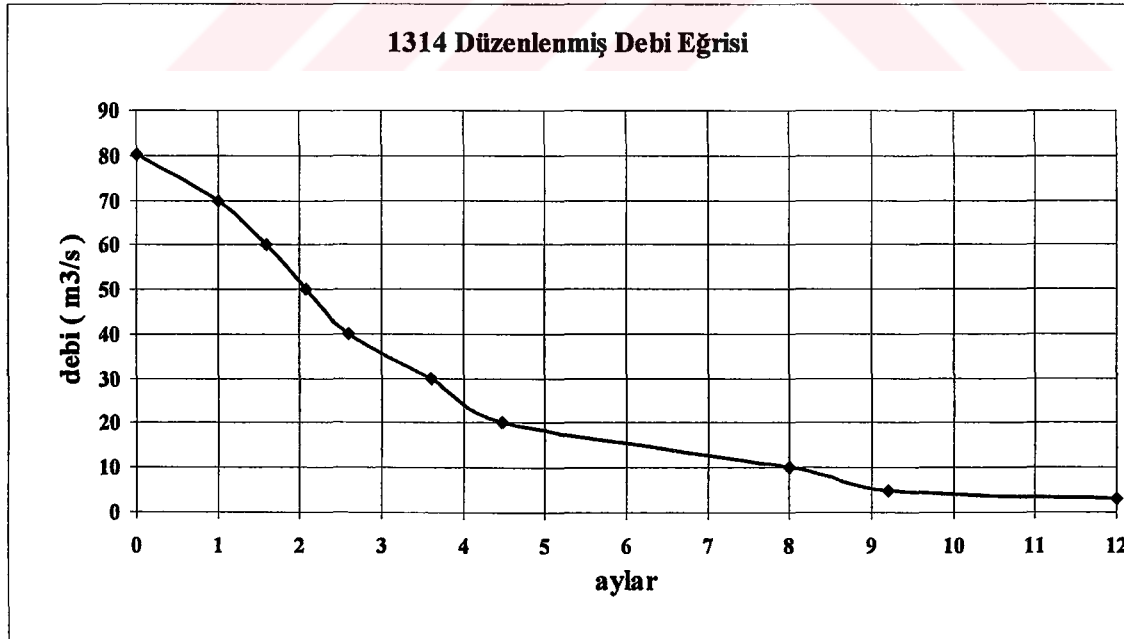
Şekil 3.4 1335 No'lu AGİ için aylık ortalama debi eğrisi

3.3 Düzenlenmiş Debi Eğrisi

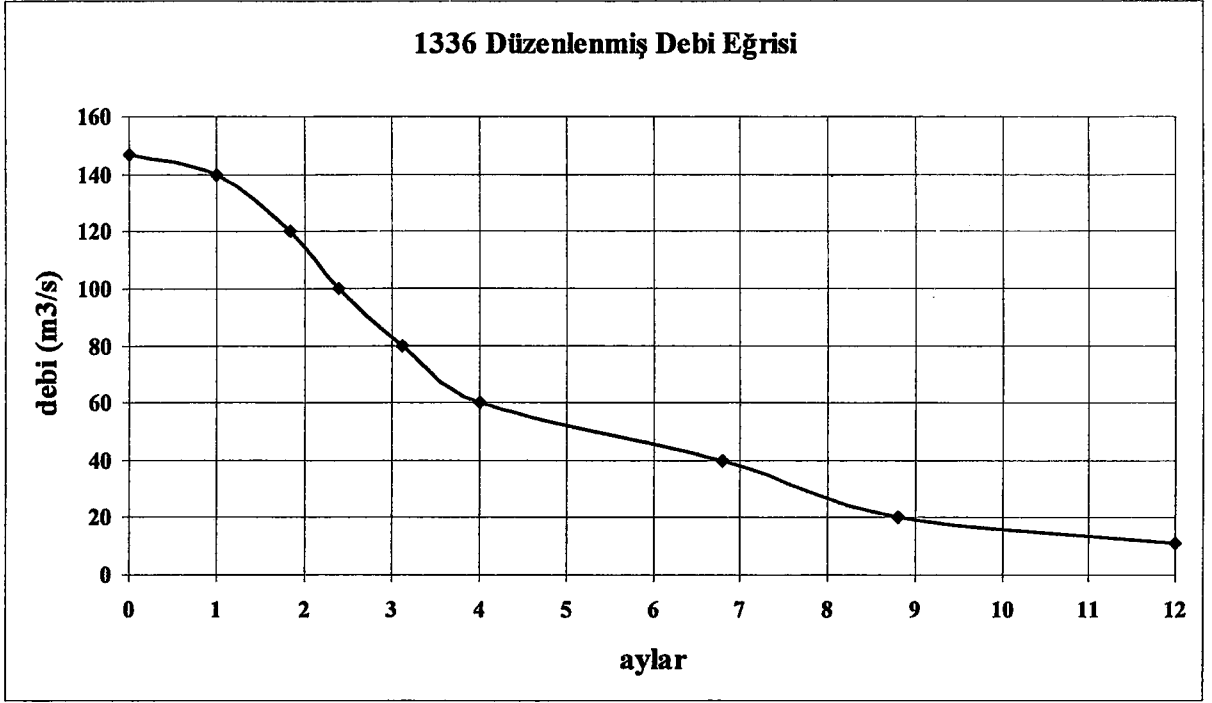
AGİ'deki uzun seneler yapılan ölçümlerin büyüklük sırasına göre düzenlenmesiyle elde edilir.



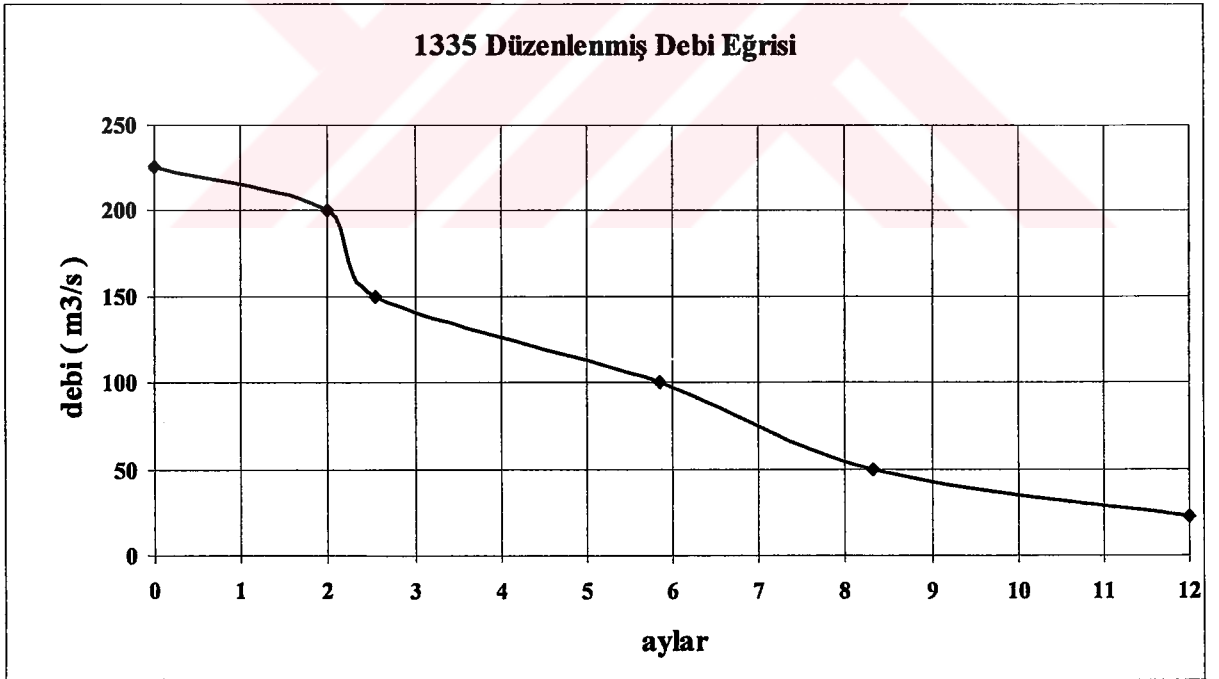
Şekil 3.5 1327 No'lu AGİ için düzenlenmiş debi eğrisi



Şekil 3.6 1314 No'lu AGİ için düzenlenmiş debi eğrisi



Şekil 3.7 1336 No'lu AGİ için düzenlenmiş debi eğrisi



Şekil 3.8 1335 No'lu AGİ için düzenlenmiş debi eğrisi

Çizelge 3.5 1327 No'lu AGİ'nin Kümülatif Frekans Tablosu

Sınıflar(m3/s)	Frekans(f)	Orta.Nok.	KM	f*K	K	K*K	f*K*K	%KM	%
0,001-2,756	89	1,3775	89	-801	-9	81	7209	0,463541667	0,463541667
2,757-5,512	27	4,1345	116	-216	-8	64	1728	0,604166667	0,140625
5,513-8,268	16	6,8905	132	-112	-7	49	784	0,6875	0,083333333
8,269-11,024	9	9,6465	141	-54	-6	36	324	0,734375	0,046875
11,025-13,780	12	12,4025	153	-60	-5	25	300	0,796875	0,0625
13,781-16,536	9	15,1585	162	-36	-4	16	144	0,84375	0,046875
16,537-19,292	5	17,9145	167	-15	-3	9	45	0,869791667	0,026041667
19,293-22,048	5	20,6705	172	-10	-2	4	20	0,895833333	0,026041667
22,049-24,804	1	23,4265	173	-1	-1	1	1	0,901041667	0,005208333
24,805-27,560	5	26,1825	178	0	0	0	0	0,927083333	0,026041667
27,561-30,316	7	28,9385	185	7	1	1	7	0,963541667	0,036458333
30,317-33,072	1	31,6945	186	2	2	4	4	0,96875	0,005208333
33,073-35,828	0	34,4505	186	0	3	9	0	0,96875	0
35,829-38,584	2	37,2065	188	8	4	16	32	0,979166667	0,010416667
38,585-41,340	1	39,9625	189	5	5	25	25	0,984375	0,005208333
41,341-44,096	0	42,7185	189	0	6	36	0	0,984375	0
44,097-46,852	1	45,4745	190	7	7	49	49	0,989583333	0,005208333
46,853-49,608	0	48,2305	190	0	8	64	0	0,989583333	0
49,609-52,364	1	51,0675	191	9	9	71	81	0,994791667	0,005208333
52,365-55,1	1	53,7425	192	10	10	100	100	1	0,005208333
Toplam	192			-1257			10853		

Çizelge 3.6 1314 No'lu AG'nin Kümülatif Frekans Tablosu

Sınıflar(m3/s)	Frekans(f)	Orta.Nok.	KM	f*K	K	K*K	f*K*K	%KM	%f
0,001-6,951	53	3,475	53	-477	-9	81	4293	0,276041667	0,276041667
6,952-13,902	44	10,427	97	-352	-8	64	2816	0,505208333	0,229166667
13,903-20,853	23	17,378	120	-161	-7	49	1127	0,625	0,119791667
20,854-27,804	13	24,329	133	-78	-6	36	468	0,692708333	0,067708333
27,805-34,755	7	31,28	140	-35	-5	25	175	0,729166667	0,036458333
34,756-41,706	13	38,231	153	-52	-4	16	208	0,796875	0,067708333
41,707-48,657	9	45,182	162	-27	-3	9	81	0,84375	0,046875
48,658-55,608	6	52,133	168	-12	-2	4	24	0,875	0,03125
55,609-62,559	2	59,084	170	-2	-1	1	2	0,885416667	0,010416667
62,560-69,510	4	66,035	174	0	0	0	0	0,90625	0,020833333
69,511-76,461	2	72,986	176	2	1	1	2	0,916666667	0,010416667
76,462-83,412	5	79,937	181	10	2	4	20	0,942708333	0,026041667
83,413-90,363	4	86,888	185	12	3	9	36	0,963541667	0,020833333
90,364-97,314	2	93,839	187	8	4	16	32	0,973958333	0,010416667
97,315-104,265	1	100,79	188	5	5	25	25	0,979166667	0,005208333
104,266-111,216	0	107,741	188	0	6	36	0	0,979166667	0
111,217-118,167	0	114,692	188	0	7	49	0	0,979166667	0
118,168-125,118	1	121,643	189	8	8	64	64	0,984375	0,005208333
125,119-132,069	0	128,594	189	0	9	71	0	0,984375	0
132,070-139	3	135,545	192	30	10	100	300	1	0,015625
Toplam	192			-1121			9673		

Çizelge 3.7 1336 Nolu AĞ'nin Kümülatif Frekans Tablosu

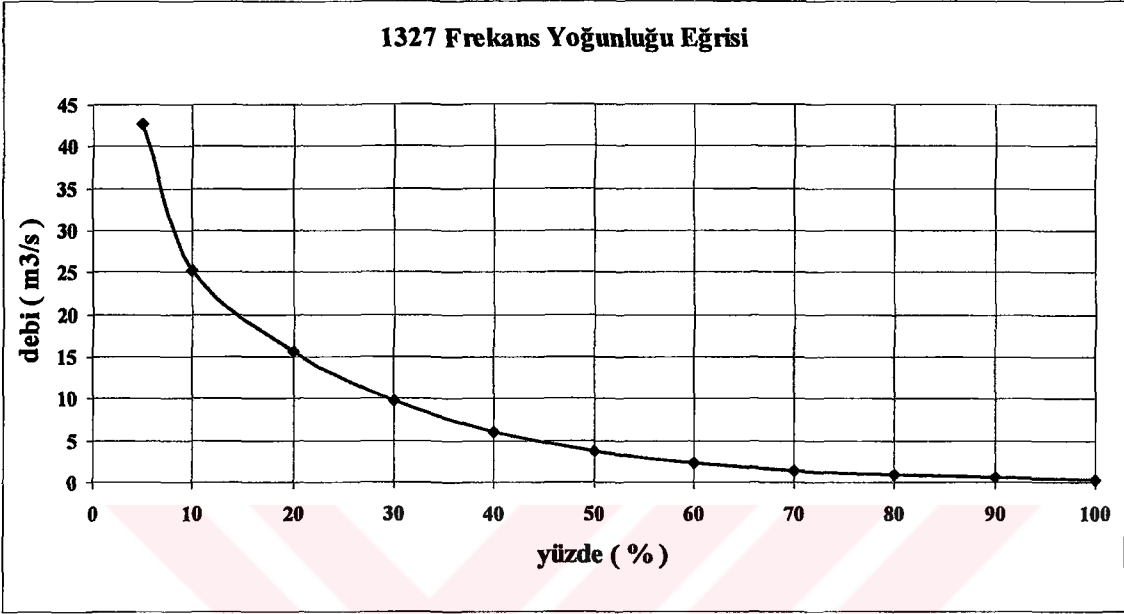
Sınıflar(m3/s)	Frekans(f)	Orta.Nok.	KM	f*K	K	K*K	f*K*K	%KM	%f
0,,001-15,051	52	7,525	52	-468	-9	81	4212	0,270833333	0,270833333
15,052-30,102	28	22,577	80	-224	-8	64	1792	0,416666667	0,145833333
30,103-45,152	27	37,628	107	-189	-7	49	1323	0,557291667	0,140625
45,153-60,204	15	52,678	122	-90	-6	36	540	0,635416667	0,078125
60,205-75,255	18	67,73	140	-90	-5	25	450	0,729166667	0,09375
75,256-90,306	11	82,781	151	-44	-4	16	176	0,786458333	0,057291667
90,307-105,357	13	97,832	164	-39	-3	9	117	0,854166667	0,067708333
105,358-120,408	6	112,883	170	-12	-2	4	24	0,885416667	0,03125
120,409-135,459	3	127,934	173	-3	-1	1	3	0,901041667	0,015625
135,460-150,510	3	142,985	176	0	0	0	0	0,916666667	0,015625
150,511-165,561	6	158,036	182	6	1	1	6	0,947916667	0,03125
165,562-180,612	2	173,087	184	4	2	4	8	0,958333333	0,010416667
180,613-195,663	5	188,138	189	15	3	9	45	0,984375	0,026041667
195,664-210,714	1	203,189	190	4	4	16	16	0,989583333	0,005208333
210,715-225,765	1	218,24	191	5	5	25	25	0,994791667	0,005208333
225,766-240,816	0	233,291	191	0	6	36	0	0,994791667	0
240,817-255,867	0	248,342	191	0	7	49	0	0,994791667	0
255,868-270,918	0	263,393	191	0	8	64	0	0,994791667	0
270,919-285,969	0	278,444	191	0	9	71	0	0,994791667	0
285,970,301,000	1	293,495	192	10	10	100	100	1	0,005208333
Toplam	192			-1115			8837		

Çizelge 3.8 1335 No'lu AG'nin Kümülatif Frekans Tablosu

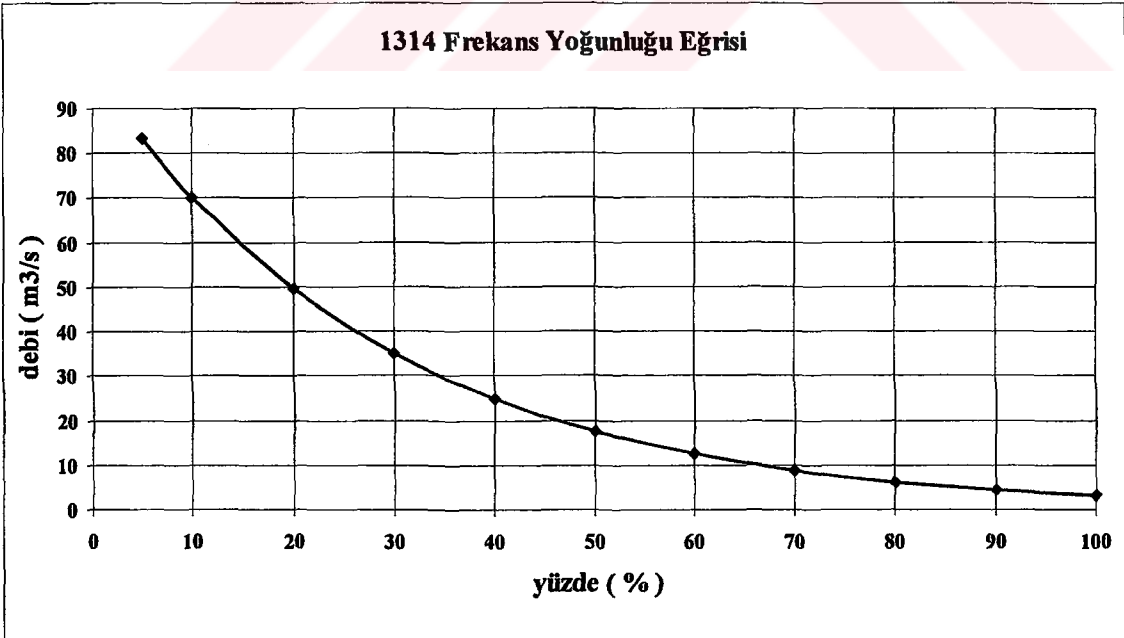
Sınıflar(m3/s)	Frekans(f)	Orta.Nok.	KM	f*K	K	K*K	f*K*K	%KM	%f
0,001-24,701	43	12,35	43	-387	-9	81	3483	0,223958333	0,223958333
24,702-49,402	30	37,052	73	-240	-8	64	1920	0,380208333	0,15625
49,403-74,104	24	61,753	97	-168	-7	49	1176	0,505208333	0,125
74,105-98,805	12	86,455	109	-72	-6	36	432	0,567708333	0,0625
98,806-123,506	25	111,156	134	-125	-5	25	625	0,697916667	0,130208333
123,507-148,207	17	135,857	151	-68	-4	16	272	0,786458333	0,088541667
148,208-172,908	9	160,558	160	-27	-3	9	81	0,833333333	0,046875
172,909-197,609	11	185,259	171	-22	-2	4	44	0,890625	0,057291667
197,610-222,310	4	209,96	175	-4	-1	1	4	0,911458333	0,020833333
222,311-247,011	2	234,661	177	0	0	0	0	0,921875	0,010416667
247,012-271,712	5	259,362	182	5	1	1	5	0,947916667	0,026041667
271,713-296,413	5	284,063	187	10	2	4	20	0,973958333	0,026041667
296,414-321,114	1	308,764	188	3	3	9	9	0,979166667	0,005208333
321,115-345,815	2	333,465	190	8	4	16	32	0,989583333	0,010416667
345,816-370,516	0	358,166	190	0	5	25	0	0,989583333	0
370,517-395,217	1	382,867	191	6	6	36	36	0,994791667	0,005208333
395,218-419,918	0	407,568	191	0	7	49	0	0,994791667	0
419,919-444,619	0	432,269	191	0	8	64	0	0,994791667	0
444,620-469,320	0	456,97	191	0	9	71	0	0,994791667	0
469,321-494,000	1	481,67	192	10	10	100	100	1	0,005208333
Toplam	192			-1071			8239		

3.4 Frekans Yoğunluğu Eğrisi

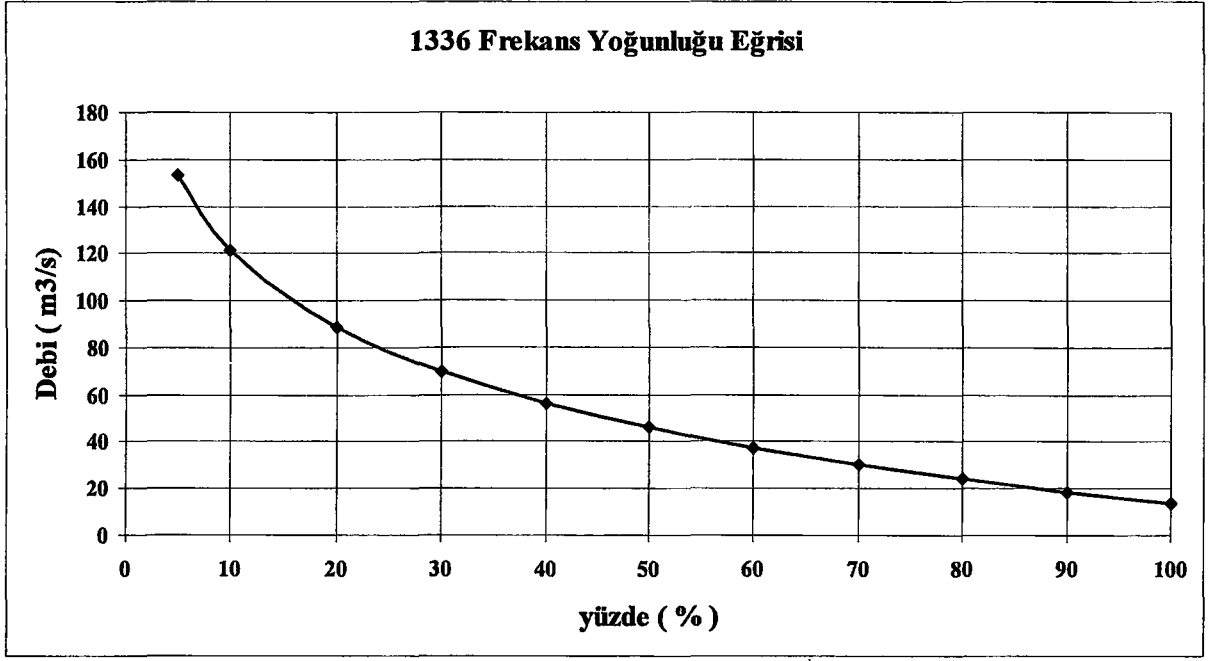
Q debisi ile $Q+\Delta Q$ arasında debi veren tekrarlar adedi bir sütun ile gösterilir ve elde edilen grafiğin tepe noktaları birleştirilirse frekans yoğunluğu eğrisi elde edilir.



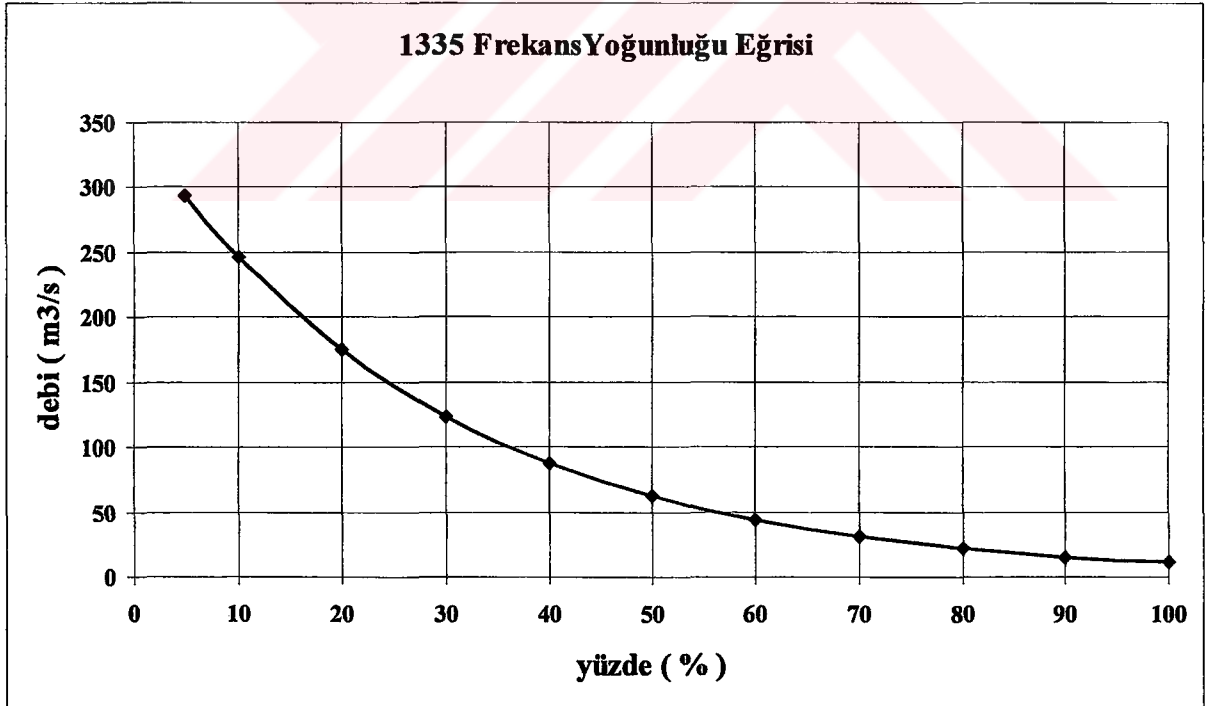
Şekil 3.9 1327 No'lu AGİ için frekans yoğunluğu eğrisi



Şekil 3.10 1314 No'lu AGİ için frekans yoğunluğu eğrisi



Şekil 3.11 1336 No'lu AGİ için frekans yoğunluğu eğrisi



Şekil 3.12 1335 No'lu AGİ için frekans yoğunluğu eğrisi

3.5 Kümülatif Frekans Eğrisi

Bu eğri düzenlenmiş debi eğrisinin özel bir halidir. Apsise debiler ve ordinata frekans değeri yazılarak elde edilir.

Türbin debisinin hesaplanması için şu kabuller yapılmıştır;

- Tesisler nehir tipi olarak kabul edilmiştir.
- Efektif güç;

$$N_e = \rho * Q * Y * \eta_g \text{ (kW)} \quad Y = H_0 * g$$

$$N_e = \rho * Q * H_0 * G * \eta_g \text{ (kW)}$$

$$N_e = \frac{\gamma * Q * H_0 * \eta_g}{102} \text{ (kW)}$$

$$\rho = \text{suyun yoğunluğu (kg/m}^3 \text{)}$$

$$Q = \text{suyun debisi (m}^3\text{/s)}$$

$$Y = \text{öztül düşü (m}^2\text{/s}^2 \text{)}$$

$$H_0 = \text{net düşü (mSS)}$$

$$g = \text{yerçekimi ivmesi (m/s}^2 \text{)}$$

$$\eta_g = \text{türbin genel verimi (\%)}$$

Yukarıda belirtilen kabullere göre, tüm havzalar sıra ile ele alınarak; türbin debileri ve güçleri hesaplanmaktadır.

Bu çalışmada E.İ.E.İdaresi'nin AGİ'de ölçmüş olduğu akım değerleri dikkate alınmıştır ve 1980-1995 yılları arasındaki aylık ortalama debi değerleri kullanılmıştır. Noktalar seçilirken en çok gözlem yapılan noktalar olmasına dikkat edilmiştir.

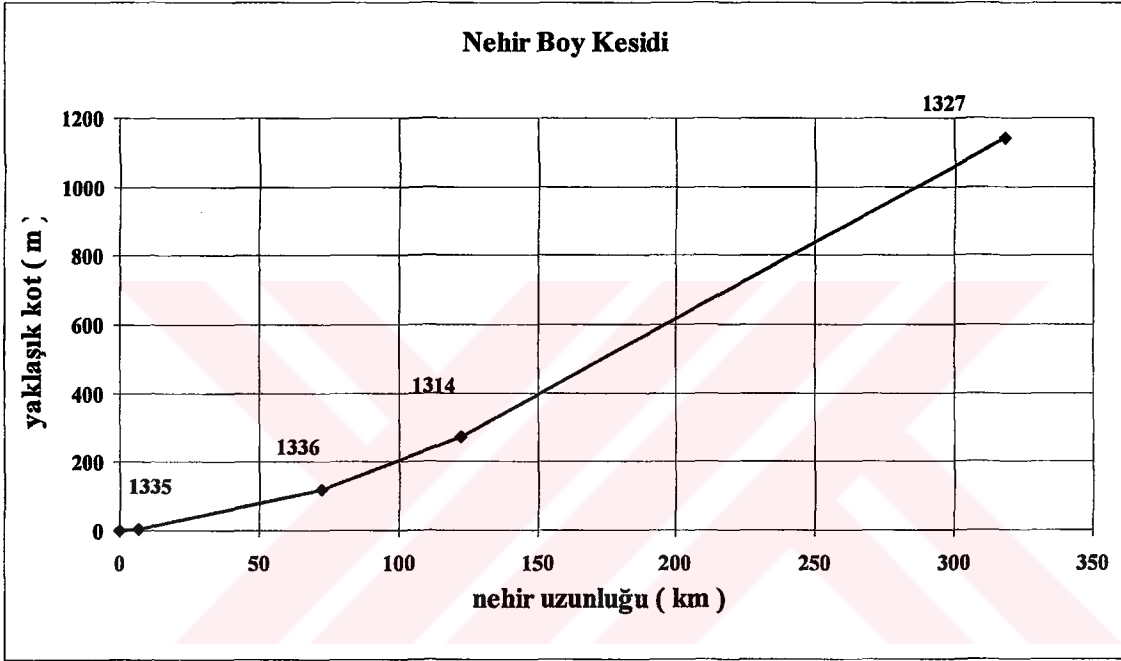
Debi hesabında ilk yapılan işlem; 1980-1995 yılları arasındaki debi değerlerinin düzenli hale getirilmesidir.

Daha sonra yapılan işlem; frekans yoğunluğu eğrilerinin çizilebilmesi için kümülatif frekans tablolarının oluşturulmasıdır. Bu tablolarda; AGİ'ndeki debi değerleri dikkate alınarak tablolar oluşturulmuştur.

Kümülatif frekans tablolarından frekans yoğunluğu eğrisinin apsis ve ordinatları belirlenerek belli bir yaklaşımla denklemleri bulunmuştur. Çalışma esnasında Batı Karadeniz Havzası'nda yer alan Filyos Çayı'nda AGİ'de ölçülen debi değerlerine göre, frekans yoğunluğu eğrisinin $y = a * e^{bx}$ denklemine karşılık geldiği görülmüştür. AGİ'nin tümünde bu denklem %98' in üzerinde yaklaşımla cevap vermektedir. Bu denklemler dikkate alınarak frekans yoğunluğu eğrileri oluşturulmuştur.

3.6 Düşü Hesabı

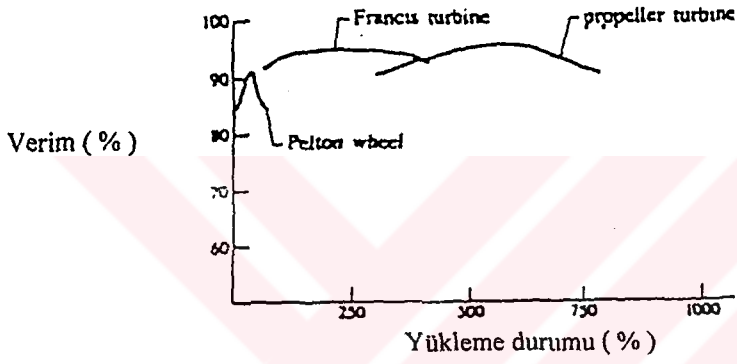
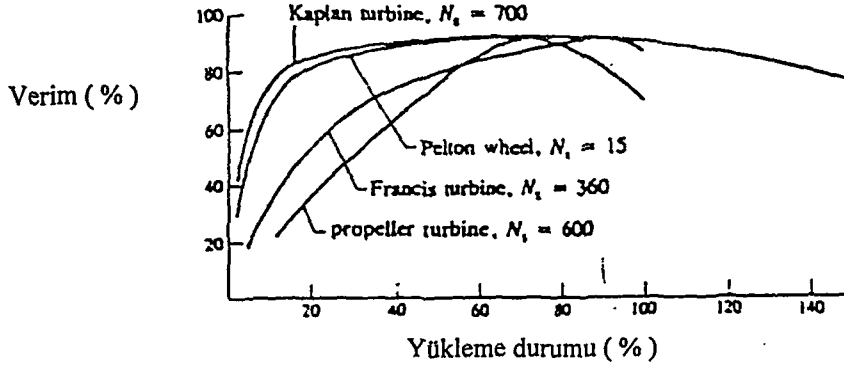
Türkiye'deki AGİ'ndaki rakım değerleri dikkate alınarak ve 1/1.200.000 ölçekli haritadan yararlanarak, nehrin boy kesidi çizilmiştir. Ölçekli harita Ek'te sunulmuştur (Ek 1). Nehir boy kesitleri, nehrin uzunluğu ve eğilimi hakkında bilgi vermektedir. Buradan düşey uzunluklardan brüt düşü tespit edilmiştir. Net düşü, brüt düşünün %95'i kabul edilerek bulunmuştur (Öztürk ve Yumurtacı, 2004).



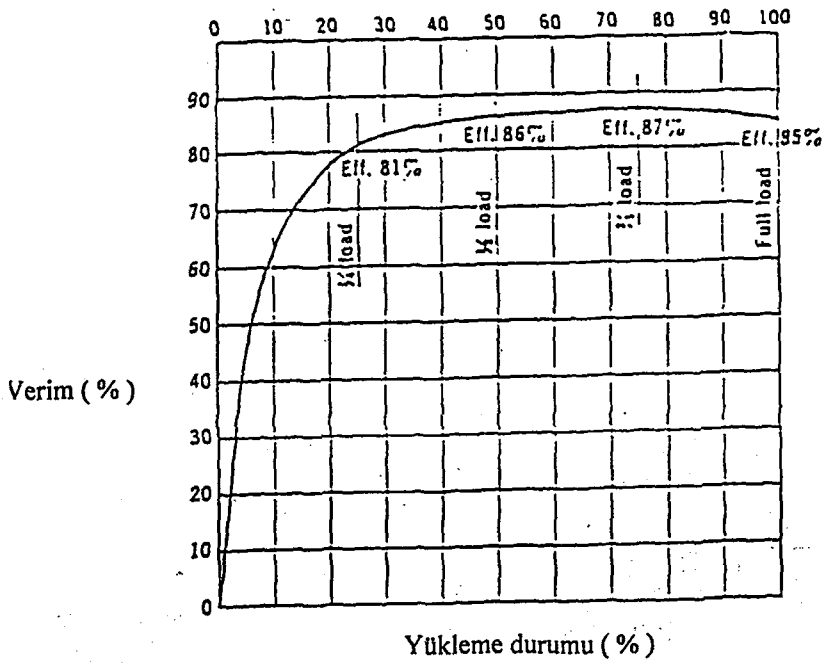
Şekil 3.13 Nehir boy kesidi eğrisi

3.7 Verimin Belirlenmesi

Aşağıdaki eğriler hidroelektrik santrallerin türbin tipine ve yükleme durumuna bağlı olarak oluşan değişimini göstermektedir. Bu şekillerden yararlanılarak genel verim ifadeleri bulunmuştur.



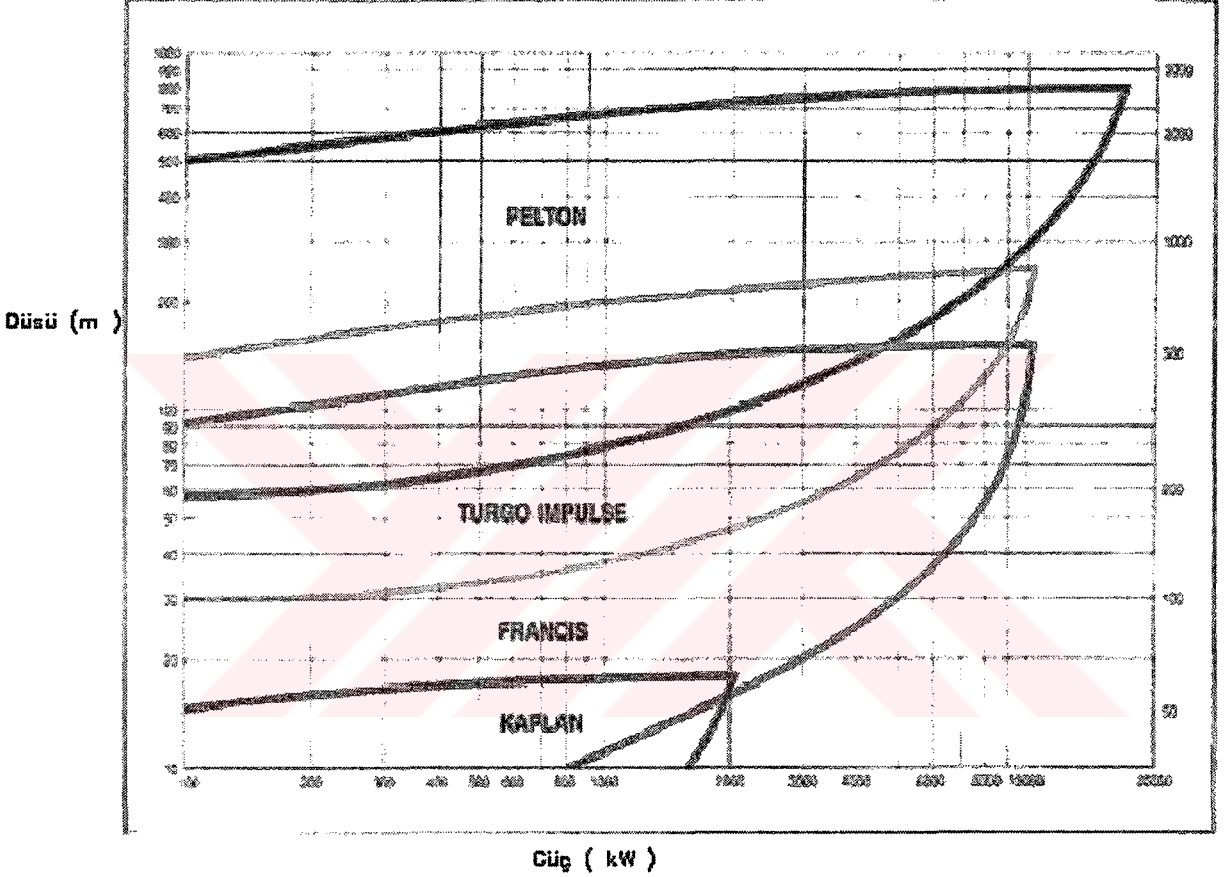
Şekil 3.14 Türbin genel verimlerinin yükleme durumlarına göre değişimleri (Novak, 2001)



Şekil 3.15 Pelton türbin i için yükleme durumunun genel verimle değişimi (Gulliver, 1991)

3.8 Türbin Seçimi

Türbini belirleyen değerler debi ve düşü değerleridir. Bu çalışmada debi ve düşü değerleri esas alınarak türbin tipleri ve güçleri belirlenmiştir. Aşağıdaki grafik sayesinde hesaplamalara başlamadan önce türbin seçimlerinin yapılmasını mümkün kılmıştır.



Şekil 3.16 Türbin tipini güç ve düşüye göre belirleyen eğri (Low Cost Turbine Design and Testing, 2003)

Yukarıdaki şekile bakılarak nehir boy kesidinde gösterilen

1327 No'lu AGİ'deki debi $0,895 \text{ m}^3/\text{s}$ ve net düşü $826,5 \text{ m}$ olduğundan pelton türbini,

1314 No'lu AGİ'deki debi $6,27 \text{ m}^3/\text{s}$ ve net düşü 145 m olduğundan francis türbini,

1336 No'lu AGİ 'deki debi $24,06 \text{ m}^3/\text{s}$ ve net düşü 108 m olduğundan francis türbini

1335 No'lu AGİ'deki debi $21,89 \text{ m}^3/\text{s}$ ve net düşü $1,8 \text{ m}$ olduğundan kaplan türbini kurulmasının uygun olduğu görülmektedir.

4. EKONOMİK DEĞERLENDİRMEDE KULLANILAN YÖNTEMİN TANITILMASI

Enerji üretim maliyeti, yatırım , işletme ve bakım ,yakıt maliyeti olmak üzere üç ana kısımdan oluşmaktadır. Santral inşaatının başlangıcından kullanım ömrünün sonuna kadar yapılan tüm masraflar değişik tarihlerde ve miktarda yapılmaktadır. Ayrıca; yıllık elektrik enerjisi üretimi de yıllara göre değişebilmektedir. Bu durumda; santral inşaatının başlangıcından ömrünün sonuna kadar yapılan değişken yıllık masrafların referans olarak seçilen bir tarihe getirilmesi gerekmektedir. Santralin üretime başladığı tarih referans seçilirse, masrafların referans tarihteki toplam değeri;

$$I_{RT} = \sum_{t=-L}^n [C_K(t) + C_F(t) + C_M(t)](1+r)^{-t} \quad (4.1)$$

şeklinde ifade edilir. Burada; $C_K(t)$, $C_F(t)$, $C_M(t)$ sırasıyla yıllık değişken sermaye, yakıt, işletme ve bakım masraflarını..L, inşaat süresini..n, santral ömrünü..r ise yıllık iskonto oranını göstermektedir.

Dk.(4.1) ile ifade edilen I_{RT} değeri ,tesisin ömrü boyunca eşdeğer ve üniform yıllık masraf serisine,

$$C_{AW} = \frac{I_{RT}}{\sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} = \frac{\sum_{t=1}^n [C_K(t) + C_F(t) + C_M(t)](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} \quad (4.2)$$

ifadesi ile dönüştürülür. Değişken yıllık elektrik enerjisi üretimi $E(t)$ ile gösterilirse, tesisin ömrü boyunca eşdeğer ve üniform birim enerji üretim maliyeti,

$$g = \frac{C_{AW}}{E(t)} = \frac{\sum_{t=1}^n [C_K(t) + C_M(t) + C_F(t)](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (4.3)$$

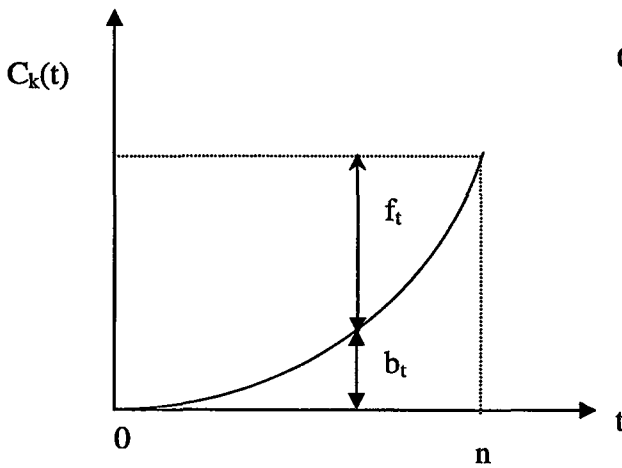
şeklinde elde edilir.

Dk.(4.3) kullanılarak yapılan enerji üretim maliyeti hesaplama metodu literatürde ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyet (Levelised Cost) Metodu’ olarak adlandırılır. Santralin ömrü boyunca üretilen elektrik enerjisi bu maliyet değerinden satılırsa, gelirlerin referans tarihteki değeri, üretim için yapılan tüm masrafların referans tarihteki değerine eşit olacaktır.

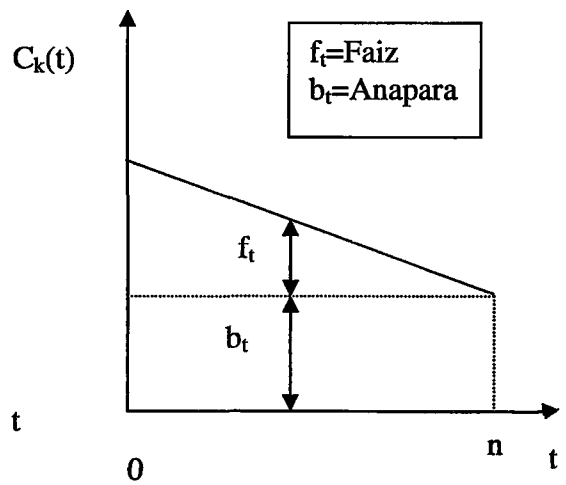
Dk.(4.3) deki $C_f(t)$ ve $C_m(t)$ nin Anahtar Teslimi ve Yap-İşlet-Devret modellerine göre hesaplanacak değerleri çok farklı olmayacağından, her iki modelin ekonomik karşılaştırılmasında, aşağıda ifade edilen bir değere getirilmiş birim enerji sermaye maliyeti ölçüt alınabilmektedir.

$$g_k = \frac{\sum_{t=L}^n C_k(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (4.4)$$

Bu ölçütü kullanabilmek için inşaat süresince yapılan masrafların santral ömrü boyunca yıllık masraf serisine belirli bir yöntemle dönüştürülerek yıllık sermaye masraflarının belirlenmesi gerekmektedir. Yıllık sermaye masraflarının belirlenmesinde, yaygın olarak iki yöntem kullanılmaktadır. Bunlar sırasıyla; sabit yıllık sermaye masrafı ve lineer azalan yıllık sermaye yöntemleridir. (Şekil 4.1 ve Şekil 4.2)



Şekil 4.1 Sabit Yıllık Sermaye Masrafı



Şekil 4.2 Lineer Azalan Yıllık Sermaye Masrafı

Santralin L inşaat süresince, eskalasyon ve faiz yükleri ile birlikte yapılan toplam masrafların enerji üretimine başlama tarihindeki değeri I_k ve yıllık nominal faiz oranı i ile gösterilirse, santralin n yıllık ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı,

$$C_k = b_a + f_t = I_k \left[\left(1 - \frac{t-1}{n}\right)i + \frac{1}{n} \right] \quad (4.5)$$

olmaktadır. Dk.(4.5) ile ifade edilen C_k sabit miktarının faiz ve anapara kısmının zaman ile fonksiyonel ilişkisi ise;

$$f_t = I_k (1+i)^{t-1} i - C_k [(1+i)^{t-1} - 1] \quad (4.6)$$

ve

$$b_t = C_k (1+i)^{t-1} - I_k (1+i)^{t-1} i \quad (4.7)$$

şeklinde ifade edilmektedir.

Lineer azalan yıllık sermaye masrafı ve bu masrafların faiz ve anapara kısmı ise sırasıyla,

$$C_k(t) = b_a + f_t = I_k \left[\left(1 - \frac{t-1}{n}\right)i + \frac{1}{n} \right] \quad (4.8)$$

$$b_a = \frac{I_k}{n} \quad f_t = I_k \left[\left(1 - \frac{t-1}{n}\right)i \right] \quad (4.9)$$

olmaktadır. Gerek Dk.(4.5) ile ifade edilen sabit yıllık sermaye masrafının gerekse Dk.(4.8) ile ifade edilen lineer azalan yıllık sermaye masrafının hesaplanabilmesi için, santral inşaatının bitiş tarihindeki toplam yatırım bedeli I_k 'nin belirlenmesi gerekmektedir. Bu amaçla, inşaatın başlangıcındaki tesis bedeline eklenmesi gereken inşaat süresince eskalasyon ve faiz yükü gibi endirekt masraflar doğru bir şekilde hesaplanmalıdır.

Santralin inşaatı süresince yapılan yerli ve yabancı para harcamaları, değişken yıllık harcama yüzdeleri ile zamana yayıldığından, inşaat süresince yapılan toplam harcanma, eskalasyon nedeni ile direkt inşaat bedelinden yüksek olmaktadır. Direkt inşaat bedeli I_d , direkt inşaat bedelinin yerli ve yabancı sermaye yüzdesi sırasıyla R_L ve R_f , inşaat süresi boyunca yıllık

yerli ve yabancı para harcama dağılımı $y_L(t)$ ve $y_f(t)$ ile gösterilirse, inşaat süresince eskale edilmiş yerli harcama (I_{eL}) ve yabancı harcanma (I_{ef}) toplamı;

$$I = I_{eL} + I_{ef} = I_d R_L \sum_{t=1}^L y_L(t)(1 + e_L)^t + I_d R_f \sum_{t=1}^L y_f(t)(1 + e_f)^t \quad (4.10)$$

şeklinde ifade edilir. Burada; e_f , yabancı ekipman için yıllık eskalasyon oranı, e_L ise yerli işler için yıllık eskalasyon oranını göstermektedir. Döviz kurundaki yıllık değişim oranı j ile gösterilirse, Dk.(4.10) da kullanılması gereken yıllık yerli reel eskalasyon oranı;

$$e_L = \frac{e_L - j}{1 + j} \quad (4.11)$$

olmaktadır.

İnşaat süresince her yıl gereksinim duyulan bugüne getirilmiş parasal miktarın faaliyet yılı başında kredi olarak alındığı düşünülürse, faiz yükleri de dahil olmak üzere santral inşaatının bitiminde yerli yatırım (I_{kL}) ve yabancı yatırım (I_{kf}) toplamı,

$$I_k = I_{kL} + I_{kf} = I_d R_L \sum_{t=1}^L y_L(t)(1 + e_L)^t (1 + i_L)^{L+1-t} + I_d R_f \sum_{t=1}^L y_f(t)(1 + e_f)^t (1 + i_f)^{L+1-t} \quad (4.12)$$

olarak ifade edilir. Burada i_f , yabancı para için yıllık faiz oranını.. i_L ise yerli para için yıllık faiz oranını göstermektedir. Döviz kurundaki değişim nedeniyle Dk.(4.12)de kullanılması gereken yıllık yerli reel faiz oranı,

$$i_L = \frac{i_L - j}{1 + j} \quad (4.13)$$

ifadesi ile hesaplanır.

Dk(4.12) yardımıyla belirlenecek I_k değerinin Dk(4.5) veya Dk(4.8) de yerine konulması ile elde edilecek yıllık sermaye masrafı Dk(4.4) de kullanılarak ,”bir değere getirilmiş birim enerji yatırım maliyeti” elde edilir.

5. GÜÇ, ENERJİ VE MALİYET HESAPLARI

5.1 1327 No'lu AGİ İçin Kurulan Pelton Türbini Hesapları

Güç ve maliyet hesaplarındaki kabuller şu şekildedir;

Kabuller:

İnşaat Süresi (L)	7 yıl
Eskalasyon Oranı (e)	4%
Yıllık Faiz Oranı (i)	2%
Amortisman Ömrü (n)	35 yıl

Yatırım Harcamalarının Dağılımı	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
	10%	20%	20%	20%	15%	10%	5%

$$N_e = \rho * Y * Q * \eta_g \quad (\text{kW})$$

$$N_e = \frac{\gamma * Q * H_0 * \eta_g}{102} \quad (\text{kW})$$

$$H_0 = H_g - \Sigma\Delta H$$

$$\Sigma\Delta H = \Delta H_{\text{lokal}} + \Delta H_{\text{lineer}}$$

$$H_0 = H_g - 0,05 * H_g$$

Brüt düşü 870 m olduğundan pelton türbini kullanılmaktadır.

$\eta_g = 0,85$ (kabul) tam yükleme durumları için (pelton türbinlerine ait)

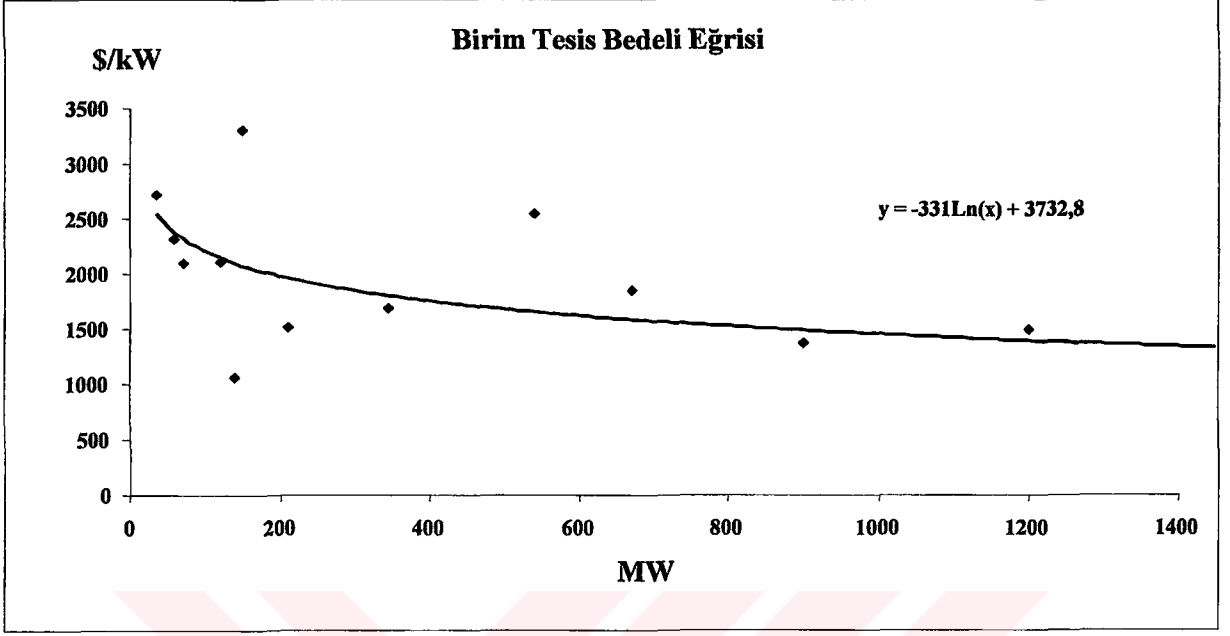
Debinin Değişim Değerleri

5%	İçin	42,65 m ³ /s
10%	İçin	25,2 m ³ /s
20%	İçin	15,66 m ³ /s
30%	İçin	9,72 m ³ /s
40%	İçin	6,033 m ³ /s
50%	İçin	3,744 m ³ /s
60%	İçin	2,324 m ³ /s
70%	İçin	1,442 m ³ /s
80%	İçin	0,895 m ³ /s
90%	İçin	0,555 m ³ /s
100%	İçin	0,344 m ³ /s

Çizelge 5.1 Hidroelektrik santraller için birim tesis bedeli için alınan santraller (Erdem, 2002)

Santral Adı	Ülke	Güç(MW)	Birim Tesis Bedeli(\$/kW)
Casecman	Filipinler	150	3300
San Roque	“	345	1681
Bakun	“	70	2100
Theun Hinboun	Tayland	210	1510
Nam Theun	“	900	1363
Khimti	Nepal	60	2317
Koshi	“	36	2722
Birecik	Türkiye	672	1839
Yusufeli	“	540	2532
Aksu	“	120	2105
İlisu	“	1200	1487
İta	Brezilya	1450	738
Amorin	“	140	1057

Bu değerler esas alınarak oluşturulmuş ve hesaplarda kullanılan birim tesis bedeli eğrisi ise řu şekilde oluşmaktadır.



Şekil 5.1 Birim tesis bedeli eğrisi

5.1.1 Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplar

İlk olarak %90 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 0,555 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 3824,93 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 3824,93 * 0,9$$

$$E_e = 30,16 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli Şekil 5.1'den okunursa;

3288,75 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 3288,75 * 3824,93 = 12,58 \text{ M\$}$$

		Eskalasyon Yüğü Dahil Edilmiş Tutar						
Santral Tutarı	İnşaat	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
12,58		1,30832	2,72131	2,83016	2,94336	2,29582	1,59177	0,82772
		Faiz de Dahil Edilmiş Tutar						
		1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
		1,47338	3,00454	3,06345	3,12352	2,38858	1,62361	0,82772
Eskalasyon ve Faiz Dahil								
Toplam: 15,5048								

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 15,5 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 15,5 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 0,62 M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{0,62 * 10^6 * 10^3}{(30,16 + 2,71) * 10^6} = 18,86 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %80 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar:

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 0,895 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 6168,13 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 6168,13 * 0,8$$

$$E_e = 43,23 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
3130,58 \$/kW değeri bulunur.

Santral inşaat tutarı (I_d) : $3130,58 * 6168,13 = 19,30$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 23,78 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 23,78 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 0,95 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{0,95 * 10^6 * 10^3}{(43,23 + 7,48) * 10^6} = 18,73 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %70 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 1,442 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 9937,93 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 9937,93 * 0,7$$

$$E_e = 60,94 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2972,7 \$/kW değeri bulunur.

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2972,7 * 9937,93 = 29,54$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 36,37 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 36,37 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,45 M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,45 * 10^6 * 10^3}{(60,94 + 16,173) * 10^6} = 18,80 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %60 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 2,324 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 16016,47 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 16016,47 * 0,60$$

$$E_e = 84,18 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

2814,74 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 16016,47 * 2814,74 = 45,08 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 55,55 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 55,55 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,22 M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,22 * 10^6 * 10^3}{(84,18 + 32,21) * 10^6} = 19,07 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %50 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 3,744 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 25802,78 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 25802,78 * 0,50$$

$$E_e = 113,06 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2656,89 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2656,89 * 25802,78 = 68,55 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 84,48 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 84,48 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 3,37 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{3,37 * 10^6 * 10^3}{(113,06 + 61,7) * 10^6} = 19,28 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %40 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 6,033 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 41578,04 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 41578,04 * 0,40$$

$$E_e = 145,68 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2498,97 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 41578,04 * 2498,97 = 103,90 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 128,05 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 128,05 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 5,12 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{5,12 * 10^6 * 10^3}{(145,68 + 115,49) * 10^6} = 19,60 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %30 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 9,72 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 66988,00 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 66988,00 * 0,30$$

$$E_e = 176,04 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

2341,16 \$/kW değeri bulunur.

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2341,16 * 66988,0 = 156,82$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 193,28 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 193,28 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 7,73 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{7,73 * 10^6 * 10^3}{(176,04 + 212,65) * 10^6} = 19,88 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %20 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 15,66 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 107925,12 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 107925,12 * 0,20$$

$$E_e = 189,08 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

2183,24 \$/kW değeri bulunur.

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2183,24 * 107925,12 = 235,62$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 290,4 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 290,4 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 11,61M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{11,61 * 10^6 * 10^3}{(189,08 + 386,47) * 10^6} = 20,17 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %10 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 25,2 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 173672,6 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 173672,6 * 0,10$$

$$E_e = 152,137 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2025,76 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2025,76 * 173672,6 = 351,82 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 433,61 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 433,61 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 17,34M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{17,34 * 10^6 * 10^3}{(152,137 + 693,963) * 10^6} = 20,49 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %5 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 45,65 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$N_e = 293934,00 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 293934,00 * 0,05$$

$$E_e = 128,74 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

1851,6 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 1851,6 * 293934,00 = 544,25 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 670,89 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 670,89 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 26,83 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{26,83 * 10^6 * 10^3}{(128,74 + 1232,919) * 10^6} = 19,70 \text{ mills / kWh}$$

5.1.2 Tek Santral Kurulması Durumunda Arta Kalan (Atıl) Enerjilerin Hesaplanması

% 90 lık kurulması halinde geriye kalan % 10 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

Bu hesaplamalarda frekans yoğunluğu eğrisinin altında kalanın enerjiyi verdiği ilkesinden yararlanılmıştır.

$$\frac{0,555 + 0,344}{2} * 10 = 4,495$$

$$4,495 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870-870*0,05) * 0,85$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 2,71 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 80 lık kurulması halinde geriye kalan % 20 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{0,895 + 0,344}{2} * 20 = 12,39$$

$$12,39 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870-870*0,05) * 0,85$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 7,48 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 70 lık kurulması halinde geriye kalan % 30 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{1,442 + 0,344}{2} * 30 = 26,79$$

$$26,79 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870-870*0,05) * 0,85$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 16,173 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 60 lık kurulması halinde geriye kalan % 40 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{2,324 + 0,344}{2} * 40 = 53,36$$

$$53,36 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 32,21 * 10⁶ kWh/Yıl

% 50 lık kurulması halinde geriye kalan % 50 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,744 + 0,344}{2} * 50 = 102,2$$

$$102,2 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 61,7 * 10⁶ kWh/Yıl

% 40 lık kurulması halinde geriye kalan % 60 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{6,033 + 0,344}{2} * 60 = 191,31$$

$$191,31 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 115,49 * 10⁶ kWh/Yıl

% 30 lık kurulması halinde geriye kalan % 70 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{9,72 + 0,344}{2} * 70 = 352,24$$

$$352,24 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 212,65 * 10⁶ kWh/Yıl

% 20 lik kurulması halinde geriye kalan % 80 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{15,66 + 0,344}{2} * 80 = 640,16$$

$$640,16 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 386,47 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 10 lik kurulması halinde geriye kalan % 90 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{25,2 + 0,344}{2} * 90 = 1149,48$$

$$1149,48 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 693,963 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

%5 lik kurulması halinde geriye kalan % 95 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{42,65 + 0,344}{2} * 95 = 2042,215$$

$$2042,215 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (870 - 870 * 0,05) * 0,85$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 1232,919 * 10^6 \text{ kWh/Yıl olarak bulunur.}$$

Tüm bu hesaplamaları bir grafikte toplar ve yorumlarsak, bizim için en optimum noktanın birim maliyetteki azalmanın en az olmaya başladığı ve dolayısıyla bundan sonraki değerlerde elde edebileceğimiz enerji miktarının daha da az olacağından dolayı % 80 lik nokta olduğu görülmektedir.

Bu mantık ve tespitten sonra bu santralin yanına sırasıyla %70 lik ve daha da az oranlı türbinler kurulması halinde enerji maliyetin nasıl değiştiğini incelememiz gerekirse, buradaki hesaplarda da gene eğri altında kalan alanın enerji değerini verdiği göz önünde bulundurulmaktadır. Ancak buradaki hesaplamalar tam yük durumlarında olmadığı için

grafikten yararlanılarak yeni genel verim ifadeleri bulunmuş ve bu değerler hesaplara dahil edilmiştir.

5.1.3 % 80 lik Santralin Yanına Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplamalar (Çift Santral)

Kurulan santral % 70 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $1,442 - 0,895 = 0,547 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %70 değerine karşılık gelen %86 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{1,442 - 0,895}{2} * 10 + 0,547 * 70 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,86 = 25,05 * 10^6 \text{ kWh} / \text{Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,86 * 0,547 = 3814,14 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 3814,14 + 6168,13 = 9982,27 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2971,24 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2971,24 * 9982,27 = 29,65 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 36,54 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 36,54 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,46 \text{ M\$} / \text{Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,46 * 10^6 * 10^3}{(25,05 + 43,23) * 10^6} = 21,38 \text{ mills} / \text{kWh}$$

Kurulan santral % 60 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $2,324 - 0,895 = 1,429 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %60 değerine karşılık gelen %86 olmaktadır. Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{2,324 - 0,895}{2} * 20 + 1,429 * 60 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,86 = 61,10 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,86 * 1,429 = 9964,20 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 9964,20 + 6168,13 = 16132,33$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2812,35 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2812,35 * 16132,33 = 45,37 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 55,92 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 55,92 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,233 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,233 * 10^6 * 10^3}{(61,10 + 43,23) * 10^6} = 21,40 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 50 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $3,744 - 0,895 = 2,849 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %50 değerine karşılık gelen %86 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{3,744 - 0,895}{2} * 30 + 3,744 * 50 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,86 = 148,6 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,86 * 3,744 = 26106,35 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 26106,35 + 6168,13 = 32274,48 \text{ kW}$$

$$\text{Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli} = 2582,81 \text{ \$/kW}$$

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2582,81 * 32274,48 = 83,35 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 102,72 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 102,72 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 4,109 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{4,109 * 10^6 * 10^3}{(148,64 + 43,23) * 10^6} = 21,41 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 40 lik olursa;

$$\text{Kullanılacak debi değeri } 6,033 - 0,895 = 5,138 \text{ m}^3/\text{s}$$

Genel verim (η_g) %40 değerine karşılık gelen %0,85 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{6,033 - 0,895}{2} * 40 + 5,138 * 40 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,85 = 186,1 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,85 * 5,138 = 35409,91 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 35409,91 + 6168,13 = 41578,04 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2498,35 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2498,35 * 41578,04 = 103,87 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 128,01 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 128,01 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 5,12 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{5,12 * 10^6 * 10^3}{(186,1 + 43,23) * 10^6} = 22,32 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 30 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $9,72 - 0,895 = 8,825 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %30 değerine karşılık gelen %0,83 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{9,72 - 0,895}{2} * 50 + 24,305 * 30 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,83 = 286,1 * 10^6 \text{ kWh / Yıl}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,83 * 8,825 = 59388,81 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 59388,81 + 6168,13 = 65556,94 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2347,63 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2347,63 * 65556,94 = 153,90$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 189,68 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 189,68 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 7,58 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{7,58 * 10^6 * 10^3}{(286,11 + 43,23) * 10^6} = 23,01 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 20 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $15,66 - 0,895 = 14,765$ m³/s

Genel verim (η_g) %20 değerine karşılık gelen %0,78 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{15,66 - 0,895}{2} * 60 + 14,76 * 20 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,78 = 408,9 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,78 * 14,765 = 93377,00 \text{ kW}$$

Toplam $N_e = 93377,00 + 6168,13 = 99545,13$ kW

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2209,37 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2209,37 * 99545,13 = 219,32$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 270,31 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 270,31 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 10,81M\$/Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{10,81 * 10^6 * 10^3}{(408,99 + 43,23) * 10^6} = 23,90 \text{ mills} / kWh$$

Kurulan santral % 10 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $25,2 - 0,895 = 24,305 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %10 değerine karşılık gelen %0,64 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{25,2 - 0,895}{2} * 70 + 24,31 * 10 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,64 = 497,2 * 10^6 kWh / Yu$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,64 * 24,31 = 126146,96 \text{ kW}$$

Toplam $N_e = 126146,96 + 6168,13 = 132315,09 \text{ kW}$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2115,80 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2115,80 * 132315,09 = 279,95 \text{ M\$}$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 345,03 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 345,03 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 13,80M\$/Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{13,80 * 10^6 * 10^3}{(497,16 + 43,23) * 10^6} = 25,53 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 5 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $42,65 - 0,895 = 41,755 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %5 değerine karşılık gelen %0,45 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{42,65 - 0,895}{2} * 75 + 41,75 * 5}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,45 = 567,2 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,45 * 41,75 = 152328,39 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 152328,39 + 6168,13 = 158496,52 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2056,04 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2056,04 * 158496,52 = 325,87 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 401,63 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 401,63 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 16,06 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{16,06 * 10^6 * 10^3}{(567,18 + 43,23) * 10^6} = 26,31 \text{ mills / kWh}$$

5.1.4 Yanyana Santraller Kurulması Halindeki Hesaplamalar

Kullanılacak debi değeri $1,442 - 0,895 = 0,547 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %70 değerine karşılık gelen %86 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{1,442 - 0,895}{2} * 10 + 0,547 * 70 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,86 = 25,05 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,86 * 0,547 = 3814,15 \text{ kW}$$

İki santralin yanına % 60 lik bir santral daha kurulursa;

Kullanılacak debi değeri $2,324 - 1,442 = 0,882 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %60 değerine karşılık gelen %86 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{2,324 - 1,442}{2} * 10 + 0,882 * 60 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,86 = 35,01 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,882 * 0,86 = 6150,05 \text{ kW}$$

Üç santralin yanına % 50 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $3,744 - 2,324 = 1,420 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %50 değerine karşılık gelen %86 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{3,744 - 2,324}{2} * 10 + 1,42 * 50}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,86 = 47,7 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,86 * 1,420 = 9901,44 \text{ kW}$$

Dört santralin yanına % 40 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $6,033 - 3,744 = 2,289 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %40 değerine karşılık gelen %85 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{6,033 - 3,744}{2} * 10 + 2,289 * 40}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,85 = 59,9 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,85 * 2,289 = 15775,26 \text{ kW}$$

Beş santralin yanına % 30 lik bir santral daha kurulursa:

Kullanılacak debi değeri $9,72 - 6,033 = 3,687 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %30 değerine karşılık gelen %84 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{9,72 - 6,033}{2} * 10 + 3,687 * 30}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,84 = 76,99 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,84 * 3,687 = 25111,02 \text{ kW}$$

Altı santralin yanına % 20 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $15,66 - 9,72 = 5,94 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %20 değerine karşılık gelen %78 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{15,66 - 9,72}{2} * 10 + 5,94 * 20 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,78 = 82,26 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,78 * 5,94 = 37565,82 \text{ kW}$$

Yedi santralin yanına % 10 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $25,2 - 15,66 = 9,54 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %10 değerine karşılık gelen %64 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{25,2 - 15,66}{2} * 10 + 9,54 * 10 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,64 = 65,04 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,64 * 9,54 = 49503,99 \text{ kW}$$

Sekiz santralin yanına % 5 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $42,65 - 25,2 = 17,45 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %5 değerine karşılık gelen %45 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{42,65 - 25,2}{2} * 5 + 17,45 * 5 \right] * 8760 * 9,81 * 826,5 * 0,45 = 41,82 * 10^6 \text{ kWh/Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 826,5 * 0,45 * 17,45 = 63667,79 \text{ kW}$$

Eklene Bu Santrallerin Maliyetlerinin Hesaplanması

İkinci santralin maliyeti

$$N_e = 6168,13 + 3814,15 = 9982,28 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2971,24 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 9982,28 * 2971,24 = 29,65 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 36,54 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 36,54 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,46 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,46 * 10^6 * 10^3}{(25,05 + 43,23) * 10^6} = 21,38 \text{ mills / kWh}$$

Üçüncü santralin maliyeti

$$N_e = 9982,28 + 6150,05 = 16132,33 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2812,34 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2812,34 * 16132,33 = 45,36$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 55,90 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 55,90 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,23 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,23 * 10^6 * 10^3}{(35,01 + 68,28) * 10^6} = 21,58 \text{ mills / kWh}$$

Dördüncü santralin maliyeti

$N_e = 16132,33 + 9901,44 = 26033,77$ kW

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2653,94 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2653,94 * 26033,77 = 69,09$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 85,15 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 85,15 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 3,40 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{3,40 * 10^6 * 10^3}{(47,7 + 103,29) * 10^6} = 22,51 \text{ mills / kWh}$$

Beşinci santralin maliyeti

$$N_e = 26033,77 + 15775,26 = 41809,03 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2497,14 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2497,14 * 41809,03 = 104,40 \text{ M\$}$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 128,67M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 128,67 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 5,14 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{5,14 * 10^6 * 10^3}{(59,99 + 150,99) * 10^6} = 24,36 \text{ mills / kWh}$$

Altıncı santralin maliyeti

$$N_e = 41809,03 + 25111,02 = 66920,05 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2341,44 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2341,44 * 66920,05 = 156,68 \text{ M\$}$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 193,10M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 193,1 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 7,72 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{7,72 * 10^6 * 10^3}{(76,99 + 210,98) * 10^6} = 26,80 \text{ mills / kWh}$$

Yedinci santralin maliyeti

$$N_e = 66920,05 + 37565,82 = 104485,87 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2193,96 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2193,96 * 104485,87 = 229,23 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 282,52 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 282,52 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 11,30 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{11,30 * 10^6 * 10^3}{(82,26 + 287,97) * 10^6} = 30,52 \text{ mills / kWh}$$

Sekizinci santralin maliyeti

$$N_e = 104485,87 + 49503,99 = 153989,86 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2065,59 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2065,59 * 153989,86 = 318,07 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 392,02 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 392,02 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 15,68M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{15,68 * 10^6 * 10^3}{(65,04 + 370,23) * 10^6} = 36,02 \text{ mills} / kWh$$

Dokuzuncu santralin maliyeti

$$N_e = 153989,86 + 63667,79 = 217657,65 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 1951,05 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 1951,05 * 217657,65 = 424,66 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 523,39M\$$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 523,39 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 20,93M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{20,93 * 10^6 * 10^3}{(41,82 + 435,27) * 10^6} = 43,87 \text{ mills} / kWh$$

1327 için yapılan hesaplamaların tablo halinde gösterimi ve devamında bu değerler kullanılarak oluşturulan sırasıyla, arta kalan (atıl) enerjilerle birim enerji maliyetinin değişimi, efektif(net) güç, enerji, yatırım maliyeti ve birim enerji maliyeti eğrileri şu şekilde oluşmaktadır.

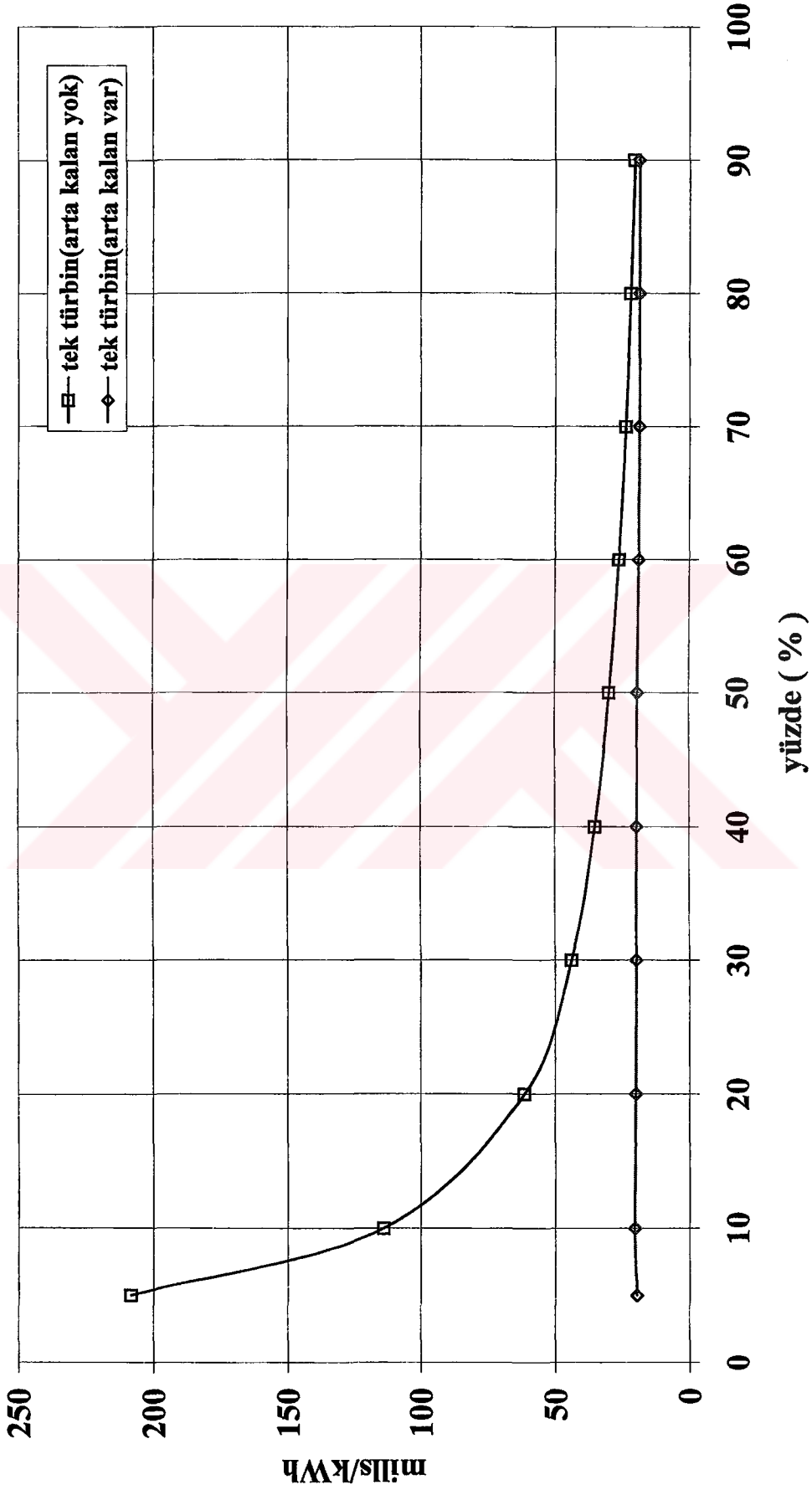
Çizelge 5.2 1327 No'lu AGİ İçin Net Güç Değerleri (Ne) kW

	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	5%	
Tek	3824,93	6168,13	9937,93	16016,5	25802,8	41578	66988	107925	173673	293934	
Çift	—	6168,13	3814,14	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 9982,27
Çift	—	6168,13	—	9964,2	—	—	—	—	—	—	Toplam = 16132,33
Çift	—	6168,13	—	—	19865,6	—	—	—	—	—	Toplam = 26033,77
Çift	—	6168,13	—	—	—	35409,9	—	—	—	—	Toplam = 41578,04
Çift	—	6168,13	—	—	—	—	59388,8	—	—	—	Toplam = 65556,94
Çift	—	6168,13	—	—	—	—	—	93377	—	—	Toplam = 99545,13
Çift	—	6168,13	—	—	—	—	—	—	126147	—	Toplam = 132315,09
Çift	—	6168,13	—	—	—	—	—	—	—	152328	Toplam = 158496,52
Yanyana 2	—	6168,13	3814,15	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 9982,28
Yanyana 3	—	6168,13	3814,15	6150,05	—	—	—	—	—	—	Toplam = 16132,33
Yanyana 4	—	6168,13	3814,15	6150,05	9901,44	—	—	—	—	—	Toplam = 26033,77
Yanyana 5	—	6168,13	3814,15	6150,05	9901,44	15775,3	—	—	—	—	Toplam = 41809,03
Yanyana 6	—	6168,13	3814,15	6150,05	9901,44	15775,3	25111	—	—	—	Toplam = 66920,05
Yanyana 7	—	6168,13	3814,15	6150,05	9901,44	15775,3	25111	37565,8	—	—	Toplam = 104485,87
Yanyana 8	—	6168,13	3814,15	6150,05	9901,44	15775,3	25111	37565,8	49504	—	Toplam = 153989,86
Yanyana 9	—	6168,13	3814,15	6150,05	9901,44	15775,3	25111	37565,8	49504	63667,8	Toplam = 217657,65

Çizelge 5.3 1327 Nolu AGİ İçin Elektrik Enerji Değerleri (Ee) *10⁶ kWh/yıl

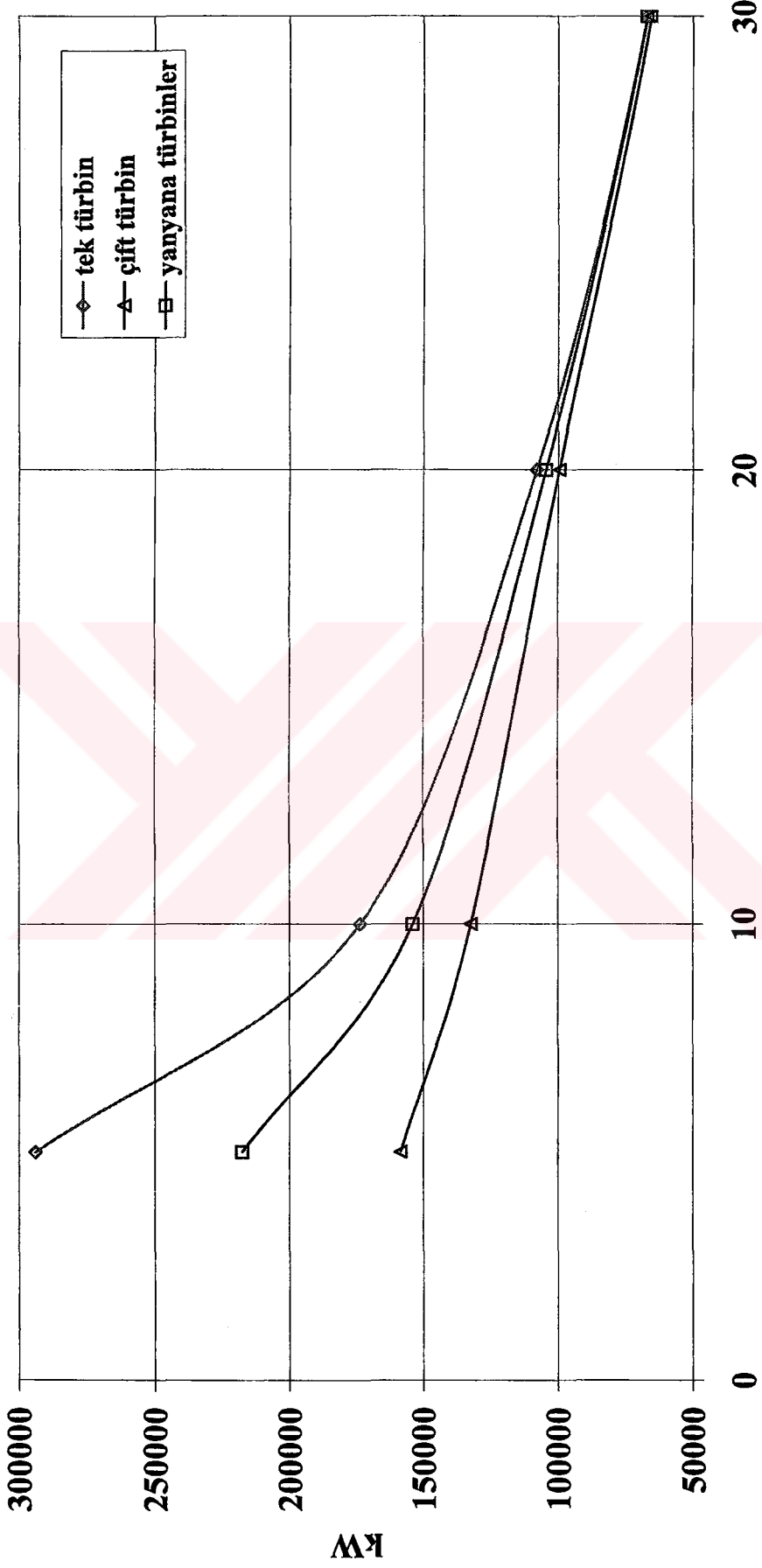
	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	5%	
Tek	30,16	43,23	60,94	84,18	113,06	145,68	176,04	189,08	152,137	128,74	
Atıl	2,71	7,48	16,173	32,21	61,7	115,49	212,65	386,47	693,963	1232,92	
Tek Toplam	32,87	50,71	77,113	116,39	174,76	261,17	388,69	575,55	846,1	1361,66	
Çift	—	43,23	25,05	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 68,28
Çift	—	43,23	—	61,1	—	—	—	—	—	—	Toplam = 104,33
Çift	—	43,23	—	—	148,64	—	—	—	—	—	Toplam = 191,87
Çift	—	43,23	—	—	—	186,1	—	—	—	—	Toplam = 229,33
Çift	—	43,23	—	—	—	—	286,1	—	—	—	Toplam = 329,33
Çift	—	43,23	—	—	—	—	—	408,99	—	—	Toplam = 452,22
Çift	—	43,23	—	—	—	—	—	—	497,16	—	Toplam = 540,39
Çift	—	43,23	—	—	—	—	—	—	—	567,18	Toplam = 610,41
Yanyana 2	—	43,23	25,05	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 68,28
Yanyana 3	—	43,23	25,05	35,01	—	—	—	—	—	—	Toplam = 103,29
Yanyana 4	—	43,23	25,05	35,01	47,7	—	—	—	—	—	Toplam = 150,99
Yanyana 5	—	43,23	25,05	35,01	47,7	59,99	—	—	—	—	Toplam = 210,98
Yanyana 6	—	43,23	25,05	35,01	47,7	59,99	76,99	—	—	—	Toplam = 287,97
Yanyana 7	—	43,23	25,05	35,01	47,7	59,99	76,99	82,26	—	—	Toplam = 370,23
Yanyana 8	—	43,23	25,05	35,01	47,7	59,99	76,99	82,26	65,04	—	Toplam = 435,27
Yanyana 9	—	43,23	25,05	35,01	47,7	59,99	76,99	82,26	65,04	41,82	Toplam = 477,09

1327 Arta Kalan Enerjilerin BEM Üzerindeki Etkisi (gk)



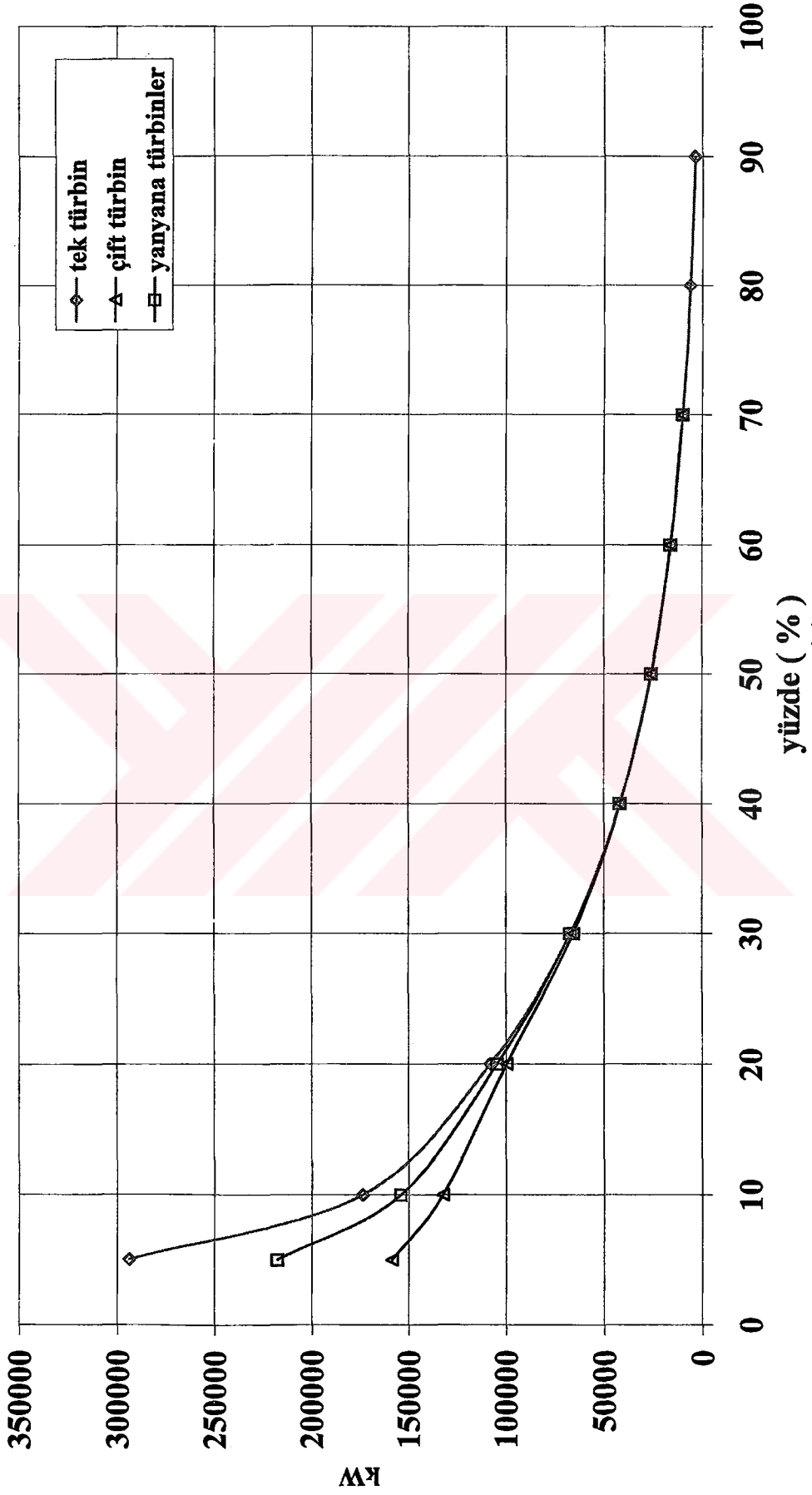
Şekil 5.2 Arta Kalan Enerjilerin BEM'deki Etkisinin Eğrisi

1327 Net Güç (Ne)



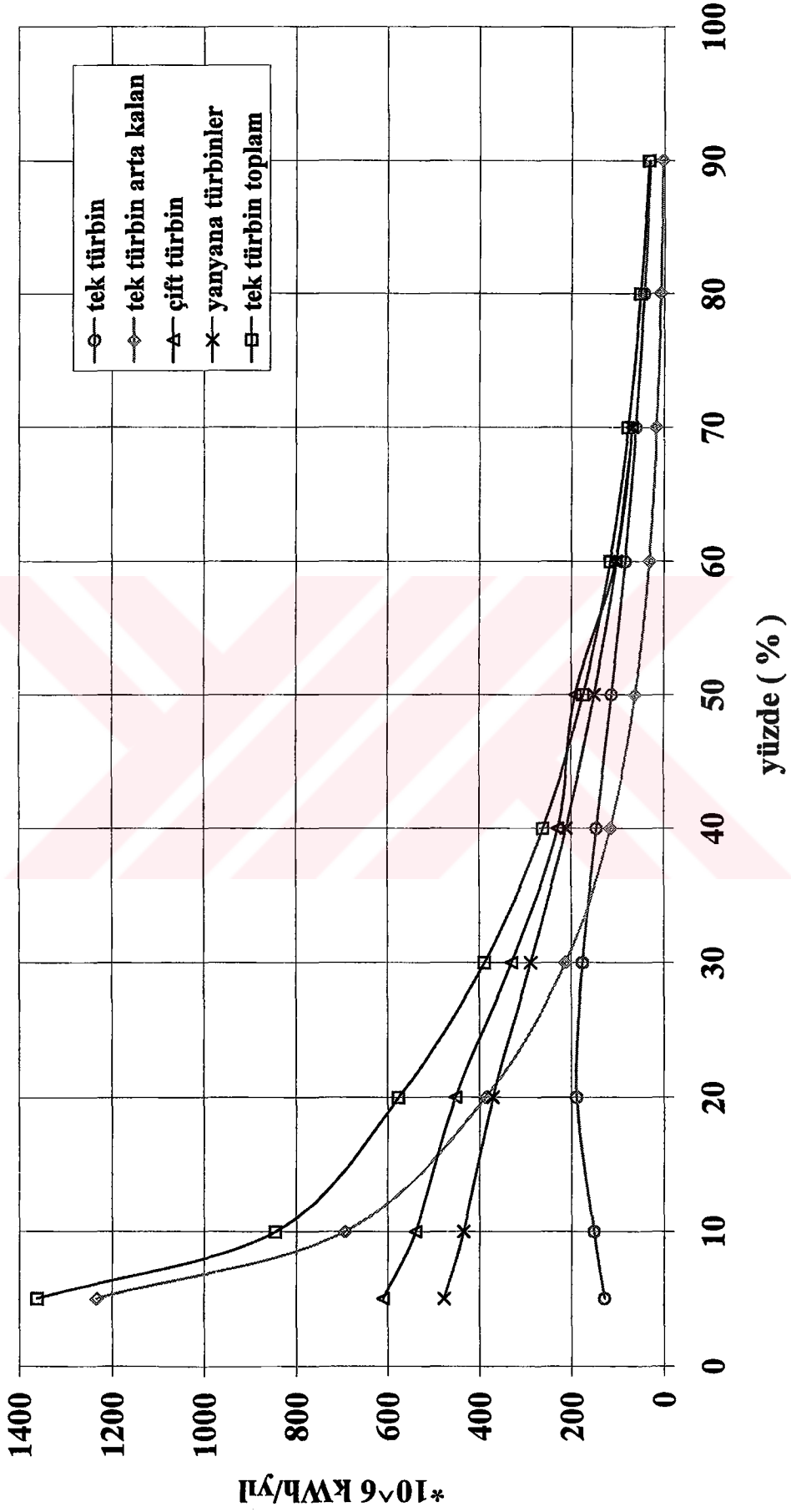
Şekil 5.3 1327 No'lu AGİ İçin Net Güç Eğrisi

1327 Net Güç (Ne)



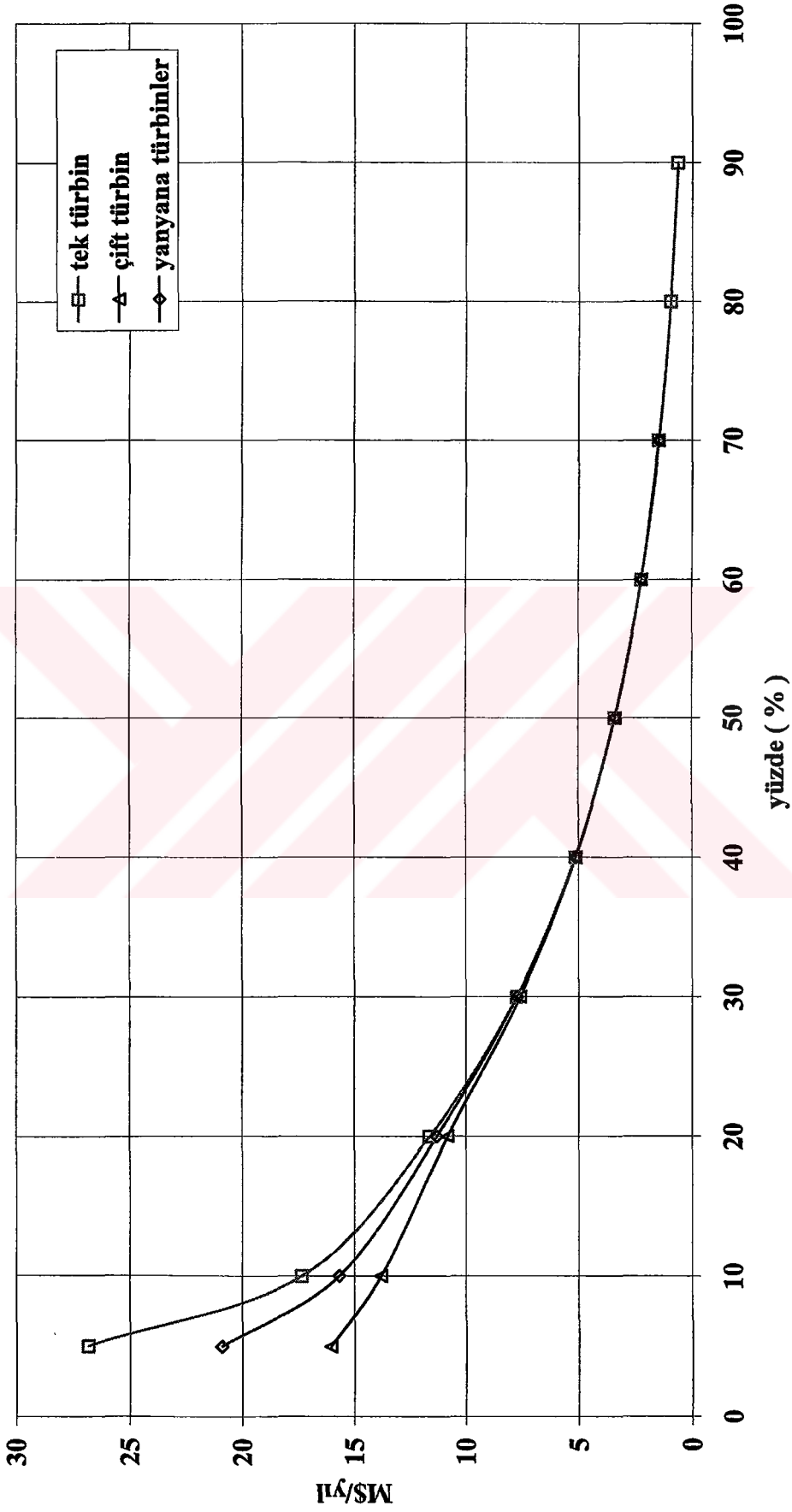
Şekil 5.3 1327 No'lu AGİ İçin Net Güç Eğrisi

1327 Elektrik Enerjisi (Ee)



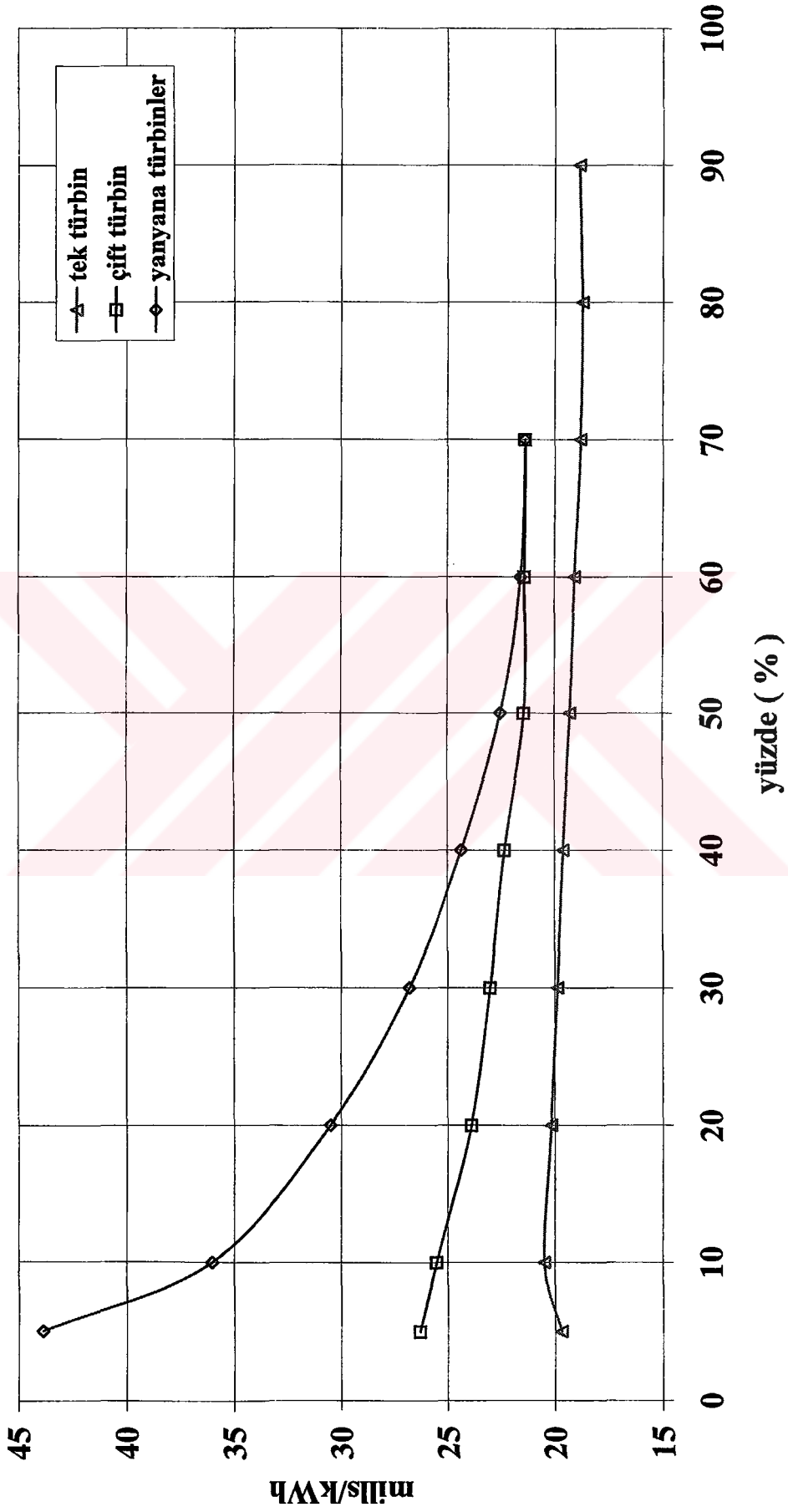
Şekil 5.4 1327 No'lu AGİ İçin Elektrik Enerjisi Eğrisi

1327 Yatırım Maliyeti (Ck)



Şekil 5.5 1327 No'lu AGİ İçin Yatırım Maliyeti Eğrisi

1327 Birim Enerji Maliyeti (gk)



Şekil 5.6 1327 No'lu AGİ İçin Birim Enerji Maliyeti Eğrisi

5.2 1314 No'lu AGİ İçin Kurulan Francis Türbini Hesapları

Güç ve maliyet hesaplarındaki kabuller şu şekildedir;

Kabuller

İnşaat Süresi (L)	7 yıl
Eskalasyon Oranı (e)	4%
Yıllık Faiz Oranı (I)	2%
Amortisman Ömrü (n)	35

Yatırım Harcamalarının Dağılımı	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
	10%	20%	20%	20%	15%	10%	5%

$$N_e = \rho * Y * Q * \eta_g \quad (\text{kW})$$

$$N_e = \frac{\gamma * Q * H_0 * \eta_g}{102} \quad (\text{kW})$$

$$H_0 = H_g - \Sigma\Delta H$$

$$\Sigma\Delta H = \Delta H_{\text{lokal}} + \Delta H_{\text{lineer}}$$

$$H_0 = H_g - 0,05 * H_g$$

Düşü ve debi değerleri gözönünde bulundurularak francis türbin kullanılmaktadır.

$\eta_g = 0,93$ (kabul) tam yükleme durumları için (francis türbinlerine ait)

Debinin Değişim Değerleri

5%	için	83,41 m ³ /s
10%	için	70,19 m ³ /s
20%	için	49,71 m ³ /s
30%	için	35,2 m ³ /s
40%	için	24,93 m ³ /s
50%	için	17,65 m ³ /s
60%	için	12,5 m ³ /s
70%	için	8,85 m ³ /s
80%	için	6,27 m ³ /s
90%	için	4,44 m ³ /s
100%	için	3,14 m ³ /s

5.2.1 Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplar

İlk olarak %90 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 4,44 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 5951,06 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 5951,06 * 0,9$$

$$E_e = 46,91 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
3142,43 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 3142,43 * 5951,06 = 18,70 \text{ M\$}$$

		Eskalasyon Yüğü Dahil Edilmiş Tutar						
Santral İnşaat Tutarı		1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
18,7		1,9448	4,04518	4,20699	4,37527	3,41271	2,36615	1,2304
		Faiz de Dahil Edilmiş Tutar						
		1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
		2,19016	4,46621	4,55378	4,64307	3,55058	2,41347	1,2304
Eskalasyon ve Faiz Dahil								
Toplam: 23,0477								

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 23,04 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 23,04 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 0,92M\$ / Yıl$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{0,62 * 10^6 * 10^3}{(30,16 + 4,402) * 10^6} = 17,93 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %80 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 6,27 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 8314,46 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 8314,46 * 0,8$$

$$E_e = 58,26 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

3031,76 \$/kW değeri bulunur.

Santral inşaat tutarı (I_d) : $3031,76 * 8314,46 = 25,20$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 31,05 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 31,05 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,24 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,24 * 10^6 * 10^3}{(58,26 + 10,93) * 10^6} = 17,92 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %70 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar:

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 8,85 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 11735,73 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 11735,73 * 0,7$$

$$E_e = 71,96 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

2917,68 \$/kW değeri bulunur.

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2917,68 * 11735,73 = 34,24$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 42,20 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 42,20 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,68 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,68 * 10^6 * 10^3}{(71,96 + 19,09) * 10^6} = 18,45 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %60 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 12,5 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 16575,89 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 16575,89 * 0,60$$

$$E_e = 87,12 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2803,36 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2803,36 * 16575,89 = 46,46 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 57,26 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 57,26 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,29 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,29 * 10^6 * 10^3}{(87,12 + 36,33) * 10^6} = 18,55 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %50 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 17,65 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 23405,16 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 23405,16 * 0,50$$

$$E_e = 102,51 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

2689,17 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2689,17 * 23405,16 = 62,94 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 77,57 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 77,57 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 3,10 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{3,10 * 10^6 * 10^3}{(102,51 + 60,37) * 10^6} = 19,03 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %40 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 24,93 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 33058,98 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 33058,98 * 0,40$$

$$E_e = 115,82 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2574,87 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2574,87 * 33058,98 = 85,12 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 104,91 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 104,91 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 4,19 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{4,19 * 10^6 * 10^3}{(115,82 + 97,82) * 10^6} = 19,61 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %30 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 35,2 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 46677,72 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 46677,72 * 0,30$$

$$E_e = 122,66 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2460,68 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2460,68 * 46677,72 = 114,85 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 141,55 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 141,55 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 5,66M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{5,66 * 10^6 * 10^3}{(122,66 + 155,88) * 10^6} = 20,32 \text{ mills} / kWh$$

İlk olarak %20 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 49,71 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 65919,02 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 65919,02 * 0,20$$

$$E_e = 115,49 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;

2346,43 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2346,43 * 65919,02 = 154,67 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 190,63 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 190,63 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 7,62M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{7,62 * 10^6 * 10^3}{(115,49 + 245,57) * 10^6} = 21,10 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %10 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 70,19 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 93076,96 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 93076,96 * 0,10$$

$$E_e = 81,53 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2232,23 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2232,23 * 93076,96 = 207,76 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;

İnşaat tutarı = 256,06 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 256,06 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 10,24 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{10,24 * 10^6 * 10^3}{(81,53 + 383,32) * 10^6} = 22,02 \text{ mills / kWh}$$

İlk olarak %5 işletme faktörü kabul edilerek yapılan hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 83,41 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$N_e = 110607,63 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 110607,63 * 0,05$$

$$E_e = 48,44 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

Net güce karşılık gelen birim tesis bedeli grafikten okunursa;
2175,11 \$/kW değeri bulunur.

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2175,11 * 110607,63 = 240,58 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil edilirse;
İnşaat tutarı = 296,51 M\$ bulunur.

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 296,51 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 11,86 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{11,86 * 10^6 * 10^3}{(48,44 + 477,564) * 10^6} = 22,54 \text{ mills / kWh}$$

5.2.2 Tek Santral Durumunda Arta Kalan Enerjilerin Hesaplanması

% 90 lık kurulması halinde geriye kalan % 10 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

Bu hesaplamalarda frekans yoğunluğu eğrisinin altında kalanın enerjiyi verdiği ilkesinden yararlanılmıştır.

$$\frac{4,44 + 3,14}{2} * 10 = 37,9$$

$$37,9 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 4,402 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 80 lık kurulması halinde geriye kalan % 20 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 6,27}{2} * 20 = 94,1$$

$$94,1 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 10,93 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 70 lık kurulması halinde geriye kalan % 30 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 8,85}{2} * 30 = 179,85$$

$$179,85 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 19,09 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 60 luk kurulması halinde geriye kalan % 40 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 12,5}{2} * 40 = 312,8$$

$$312,8 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 36,33 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 50 luk kurulması halinde geriye kalan % 50 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 17,65}{2} * 50 = 519,75$$

$$519,75 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 60,37 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 40 luk kurulması halinde geriye kalan % 60 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 24,93}{2} * 60 = 842,1$$

$$842,1 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153 - 153 * 0,05) * 0,93$$

$$\text{Toplam geriye kalan enerji miktarı} = 97,82 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

% 30 luk kurulması halinde geriye kalan % 70 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 35,2}{2} * 70 = 1341,9$$

$$1341,9 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153-153*0,05) * 0,93$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 155,88* 10⁶ kWh/Yıl

% 20 lik kurulması halinde geriye kalan % 80 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı

$$\frac{3,14 + 49,71}{2} * 80 = 2114$$

$$2114 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153-153*0,05) * 0,93$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 245,57 * 10⁶ kWh/Yıl

% 10 lik kurulması halinde geriye kalan % 90 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı:

$$\frac{3,14 + 70,19}{2} * 90 = 3299,85$$

$$3299,85 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153-153*0,05) * 0,93$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 383,32 * 10⁶ kWh/Yıl

% 5 lik kurulması halinde geriye kalan % 95 luk kısımdan elde edilen enerji miktarı:

$$\frac{3,14 + 83,41}{2} * 95 = 4111,12$$

$$4111,12 * \frac{8760}{100} * 9,81 * (153-153*0,05) * 0,93$$

Toplam geriye kalan enerji miktarı = 477,564 * 10⁶ kWh/Yıl olarak bulunur.

Tüm bu hesaplamaları bir grafikte toplar ve yorumlarsak, bizim için en optimum noktanın birim maliyetteki azalmanın en az olmaya başladığı ve dolayısıyla bundan sonraki değerlerde elde edebileceğimiz enerji miktarının daha da az olacağından dolayı % 80 lik nokta olduğu görülmektedir.

Bu mantık ve tespitten sonra bu santralin yanına sırasıyla %70 lik ve daha da az oranlı türbinler kurulması halinde enerji maliyetin nasıl değiştiğini incelememiz gerekirse:

Burdaki hesaplarda da gene eğri altında kalan alanın enerji değerini verdiği göz önünde bulundurulmaktadır. Ancak burdaki hesaplamalar tam yük durumlarında olmadığı için grafikten yararlanılarak yeni genel verim ifadeleri bulunmuş ve bu değerler hesaplara dahil edilmiştir.

5.2.3 % 80 lik Santralin Yanına Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplamalar

Kurulan santral % 70 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $8,85 - 6,27 = 2,58 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %70 değerine karşılık gelen %80 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{8,85 - 6,27}{2} * 10 + 2,58 * 70 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,80 = 19,33 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,80 * 2,58 = 2943,02 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 2943,02 + 8314,46 = 11257,48 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2931,45 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2931,45 * 11257,48 = 33,00 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 40,67 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 40,67 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,62 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,62 * 10^6 * 10^3}{(19,33 + 58,26) * 10^6} = 20,87 \text{ mills} / kWh$$

Kurulan santral % 60 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $12,5 - 6,27 = 6,23 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %60 değerine karşılık gelen %79 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{12,5 - 6,27}{2} * 20 + 6,23 * 60}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,79 = 43,03 * 10^6 kWh / Yu$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,79 * 6,23 = 7017,77 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 7017,77 + 8314,46 = 15332,23 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2829,18 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2829,18 * 15332,23 = 43,37 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 53,45 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 53,45 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,13 \text{ M\$} / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,13 * 10^6 * 10^3}{(43,03 + 58,26) * 10^6} = 21,02 \text{ mills} / kWh$$

Kurulan santral % 50 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $17,65 - 6,27 = 11,38 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %50 değerine karşılık gelen %75 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{17,65 - 6,27}{2} * 30 + 11,38 * 50 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,75 = 69,29 * 10^6 \text{ kWh} / \text{Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,75 * 11,38 = 12169,91 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 12169,91 + 8314,46 = 20484,37 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2733,29 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2733,29 * 20484,37 = 55,98 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 68,99 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 68,99 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,75 \text{ M\$} / \text{Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,75 * 10^6 * 10^3}{(69,29 + 58,26) * 10^6} = 21,56 \text{ mills} / \text{kWh}$$

Kurulan santral % 40 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $24,93 - 6,27 = 18,66 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %40 değerine karşılık gelen %70 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{24,93 - 6,27}{2} * 40 + 18,66 * 40 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,70 = 97,8 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,70 * 18,66 = 18624,89 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 18624,89 + 8314,46 = 26939,35 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2642,62 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2642,62 * 26939,35 = 71,19\text{M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 87,74\text{M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 87,74 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 3,50\text{M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{3,50 * 10^6 * 10^3}{(97,89 + 58,26) * 10^6} = 22,41\text{mills / kWh}$$

Kurulan santral % 30 lik olursa;

$$\text{Kullanılacak debi değeri } 35,2 - 6,27 = 28,93 \text{ m}^3/\text{s}$$

Genel verim (η_g) %30 değerine karşılık gelen %66 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{35,2 - 6,27}{2} * 50 + 28,93 * 30 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,66 = 131,17 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,66 * 28,93 = 27225,53 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 27225,53 + 8314,46 = 35539,99 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2550,92 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2550,92 * 35539,99 = 90,65 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 111,72 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 111,72 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 4,46 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{4,46 * 10^6 * 10^3}{(131,17 + 58,26) * 10^6} = 23,54 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 20 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $49,71 - 6,27 = 43,44 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %20 değerine karşılık gelen %50 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{49,71 - 6,27}{2} * 60 + 43,4 * 20 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,50 = 135,6 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,50 * 43,4 = 30941,67 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 30941,67 + 8314,46 = 39256,13 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2517,99 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2517,99 * 39256,13 = 98,84$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 121,81M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 121,81 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 4,87 \text{ M\$ / Yu}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{4,87 * 10^6 * 10^3}{(135,64 + 58,26) * 10^6} = 25,11 \text{ mills / kWh}$$

Kurulan santral % 10 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $70,19 - 6,27 = 63,92$ m³/s

Genel verim (η_g) %10 değerine karşılık gelen %30 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{70,19 - 6,27}{2} * 70 + 63,92 * 10 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,30 = 107,7 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,3 * 63,92 = 27342,74 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 27342,74 + 8314,46 = 35657,2 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2549,82 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2549,82 * 35657,2 = 90,91$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 112,04M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 112,04 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 4,48M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{4,48 * 10^6 * 10^3}{(107,78 + 58,26) * 10^6} = 26,98mills / kWh$$

Kurulan santral % 5 lik olursa;

Kullanılacak debi değeri $83,41 - 6,27 = 77,14 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %5 değerine karşılık gelen %19 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{83,41 - 6,27}{2} * 75 + 77,14 * 5}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,19 = 77,805 * 10^6 kWh / Yu$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,19 * 77,14 = 20898,60 \text{ kW}$$

$$\text{Toplam } N_e = 20898,60 + 8314,46 = 29213,06 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2615,80 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2615,80 * 29213,06 = 76,41 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 94,17\text{M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 94,17 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 3,76M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{3,76 * 10^6 * 10^3}{(77,805 + 58,26) * 10^6} = 27,63 \text{ mills / kWh}$$

5.2.4 Yanyana Santraller Kurulması Halindeki Hesaplamalar

Tek santralin yanına % 70 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $8,85 - 6,27 = 2,58 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %70 değerine karşılık gelen %80 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{8,85 - 6,27}{2} * 10 + 2,58 * 70}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,80 = 19,33 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,80 * 2,58 = 2943,02 \text{ kW}$$

İki santralin yanına % 60 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $12,5 - 8,85 = 3,65 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %60 değerine karşılık gelen %79 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{12,5 - 8,85}{2} * 10 + 3,65 * 60}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,79 = 23,41 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,79 * 3,65 = 4111,53 \text{ kW}$$

Üç santralin yanına % 50 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $17,65 - 12,5 = 5,15 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %50 değerine karşılık gelen %75 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{17,65 - 12,5}{2} * 10 + 5,15 * 50 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,75 = 26,53 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,75 * 5,15 = 5507,47 \text{ kW}$$

Dört santralin yanına % 40 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $24,93 - 17,65 = 7,28 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %40 değerine karşılık gelen %70 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{24,93 - 17,65}{2} * 10 + 7,28 * 40 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,70 = 28,64 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,7 * 7,28 = 7266,30 \text{ kW}$$

Beş santralin yanına % 30 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $35,2 - 17,65 = 17,55 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %30 değerine karşılık gelen %66 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{35,2 - 17,65}{2} * 10 + 17,55 * 30}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,66 = 50,63 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,66 * 17,55 = 16516,00 \text{ kW}$$

Altı santralin yanına % 20 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $49,71 - 35,2 = 14,51 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %20 değerine karşılık gelen %50 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{\frac{49,71 - 35,2}{2} * 10 + 14,51 * 20}{100} \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,50 = 22,65 * 10^6 \text{ kWh / Yu}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,50 * 14,51 = 10344,78 \text{ kW}$$

Yedi santralin yanına % 10 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $70,19 - 49,71 = 20,48 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %10 değerine karşılık gelen %30 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{70,19 - 49,7}{2} * 10 + 20,48 * 10 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,30 = 11,51 * 10^6 \text{ kWh / Yıl}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,30 * 20,48 = 8760,62 \text{ kW}$$

Sekiz santralin yanına % 5 lik bir santral daha kurulursa

Kullanılacak debi değeri $83,41 - 70,19 = 13,22 \text{ m}^3/\text{s}$

Genel verim (η_g) %5 değerine karşılık gelen %19 olmaktadır.

Bu debi değerinde çalışan ekstra santralden elde edilebilecek enerji miktarı;

$$E_e = \left[\frac{83,41 - 70,19}{2} * 5 + 13,22 * 5 \right] * 8760 * 9,81 * 145,35 * 0,19 = 2,35 * 10^6 \text{ kWh / Yıl}$$

Bu enerjiyi üretebilecek santralin net gücü ise;

$$N_e = 9,81 * 145,35 * 0,19 * 13,22 = 3581,53 \text{ kW}$$

Eklenen Bu Santrallerin Maliyetlerinin Hesaplanması

İkinci santralin maliyeti

$$N_e = 2943,02 + 8314,46 = 11257,48 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2931,45 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2931,45 * 11257,48 = 33,00 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 40,67\text{M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 40,67 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 1,62M\$ / Yıl$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{1,62 * 10^6 * 10^3}{(19,33 + 58,26) * 10^6} = 20,87 \text{ mills / kWh}$$

Üçüncü santralin maliyeti

$$N_e = 4111,53 + 11257,48 = 15369,01 \text{ kW}$$

$$\text{Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli} = 2828,39 \text{ \$/kW}$$

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2828,39 * 15369,01 = 43,46M\$$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 53,56M\$$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 53,56 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,14M\$ / Yıl$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,14 * 10^6 * 10^3}{(23,41 + 77,59) * 10^6} = 21,18 \text{ mills / kWh}$$

Dördüncü santralin maliyeti

$$N_e = 5507,47 + 15369,01 = 20876,48 \text{ kW}$$

$$\text{Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli} = 2727,02 \text{ \$/kW}$$

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2727,02 * 20876,48 = 56,93$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 70,16M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 70,16 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 2,80M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{2,80 * 10^6 * 10^3}{(26,53 + 101) * 10^6} = 21,95 \text{ mills} / kWh$$

Beşinci santralin maliyeti

$N_e = 7266,30 + 20876,48 = 28142,78$ kW

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2628,16 \$/kW

Santral inşaat tutarı (I_d) : $2628,12 * 28142,78 = 73,96$ M\$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

İnşaat tutarı = 91,15 M\$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 91,15 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 3,64M\$ / Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{3,64 * 10^6 * 10^3}{(28,64 + 127,53) * 10^6} = 23,30 \text{ mills} / kWh$$

Altıncı santralin maliyeti

$$N_e = 16516,00 + 28142,78 = 44658,78 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2475,31 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2475,31 * 44658,78 = 110,54 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 136,24\text{M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 136,24 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 5,44\text{M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{5,44 * 10^6 * 10^3}{(50,63 + 156,17) * 10^6} = 26,30\text{mills / kWh}$$

Yedinci santralin maliyeti

$$N_e = 10344,78 + 44658,78 = 55003,56 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2406,35 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2406,35 * 55003,56 = 132,35 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 163,12\text{M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 163,12 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 6,52\text{M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{6,52 * 10^6 * 10^3}{(22,65 + 206,8) * 10^6} = 28,41 \text{ mills / kWh}$$

Sekizinci santralin maliyeti

$$N_e = 8760,62 + 55003,56 = 63764,18 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2357,43 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2357,43 * 63764,18 = 150,32 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 185,26 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 185,26 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 7,41 \text{ M\$ / Yıl}$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{7,41 * 10^6 * 10^3}{(11,51 + 229,45) * 10^6} = 30,75 \text{ mills / kWh}$$

Dokuzuncu santralin maliyeti

$$N_e = 3581,53 + 63764,18 = 67345,71 \text{ kW}$$

Bu güce karşılık gelen birim tesis bedeli = 2339,34 \$/kW

$$\text{Santral inşaat tutarı (} I_d \text{) : } 2339,34 * 67345,71 = 157,54 \text{ M\$}$$

Eskalasyon ve faiz yükleri de hesaba katılırsa

$$\text{İnşaat tutarı} = 194,16 \text{ M\$}$$

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 194,16 \left[\frac{0,02(1+0,02)^{35}}{(1+0,02)^{35} - 1} \right] = 7,76M\$/Yu$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içinde sermaye maliyetinin hissesi,

$$g_k = \frac{C_k}{E_e} = \frac{7,76 * 10^6 * 10^3}{(2,35 + 240,96) * 10^6} = 31,89mills / kWh$$

1314 için yapılan hesaplamaların tablo halinde gösterimleri ve bunun devamında da bu değerler kullanılarak oluşturulan sırasıyla efektif güç, enerji, yatırım maliyeti, birim enerji maliyeti ve arta kalan enerjilerin birim enerji maliyetine etkisinin incelendiği grafikler aşağıda gösterilmektedir.



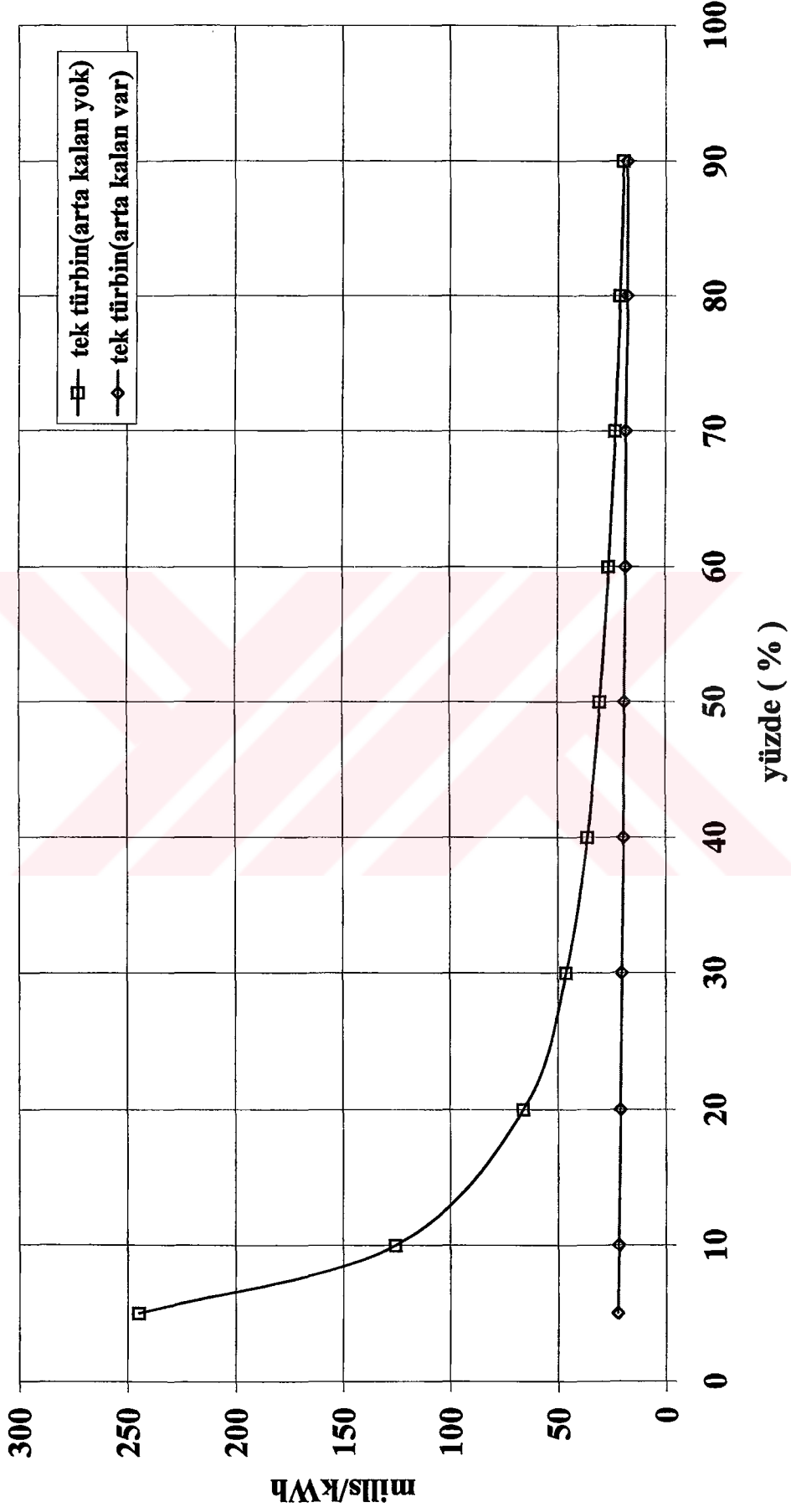
Çizelge 5.6 1314 No'lu AGİ İçin Net Güç Değerleri (Ne) kW

	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	5%	
Tek	5951,06	8314,46	11735,7	16575,9	23405,2	33059	46677,7	65919	93077	110608	
Çift	—	8314,46	2943,02	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 11257,48
Çift	—	8314,46	—	7017,77	—	—	—	—	—	—	Toplam = 15332,23
Çift	—	8314,46	—	—	12169,9	—	—	—	—	—	Toplam = 20484,37
Çift	—	8314,46	—	—	—	18624,9	—	—	—	—	Toplam = 26939,35
Çift	—	8314,46	—	—	—	—	27225,5	—	—	—	Toplam = 35539,99
Çift	—	8314,46	—	—	—	—	—	30941,7	—	—	Toplam = 39256,13
Çift	—	8314,46	—	—	—	—	—	—	27342,7	—	Toplam = 35657,2
Çift	—	8314,46	—	—	—	—	—	—	—	20898,6	Toplam = 29213,06
Yanyana 2	—	8314,46	2943,02	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 11257,48
Yanyana 3	—	8314,46	2943,02	4111,53	—	—	—	—	—	—	Toplam = 15369,01
Yanyana 4	—	8314,46	2943,02	4111,53	5507,47	—	—	—	—	—	Toplam = 20876,48
Yanyana 5	—	8314,46	2943,02	4111,53	5507,47	7266,3	—	—	—	—	Toplam = 28142,78
Yanyana 6	—	8314,46	2943,02	4111,53	5507,47	7266,3	16516	—	—	—	Toplam = 44658,78
Yanyana 7	—	8314,46	2943,02	4111,53	5507,47	7266,3	16516	10344,8	—	—	Toplam = 55003,56
Yanyana 8	—	8314,46	2943,02	4111,53	5507,47	7266,3	16516	10344,8	8760,62	—	Toplam = 63764,18
Yanyana 9	—	8314,46	2943,02	4111,53	5507,47	7266,3	16516	10344,8	8760,62	3581,53	Toplam = 67345,71

Çizelge 5.7 1314 No'lu AGİ İçin Elektrik Enerji Değerleri (Ee) *10⁶ kWh/ylı

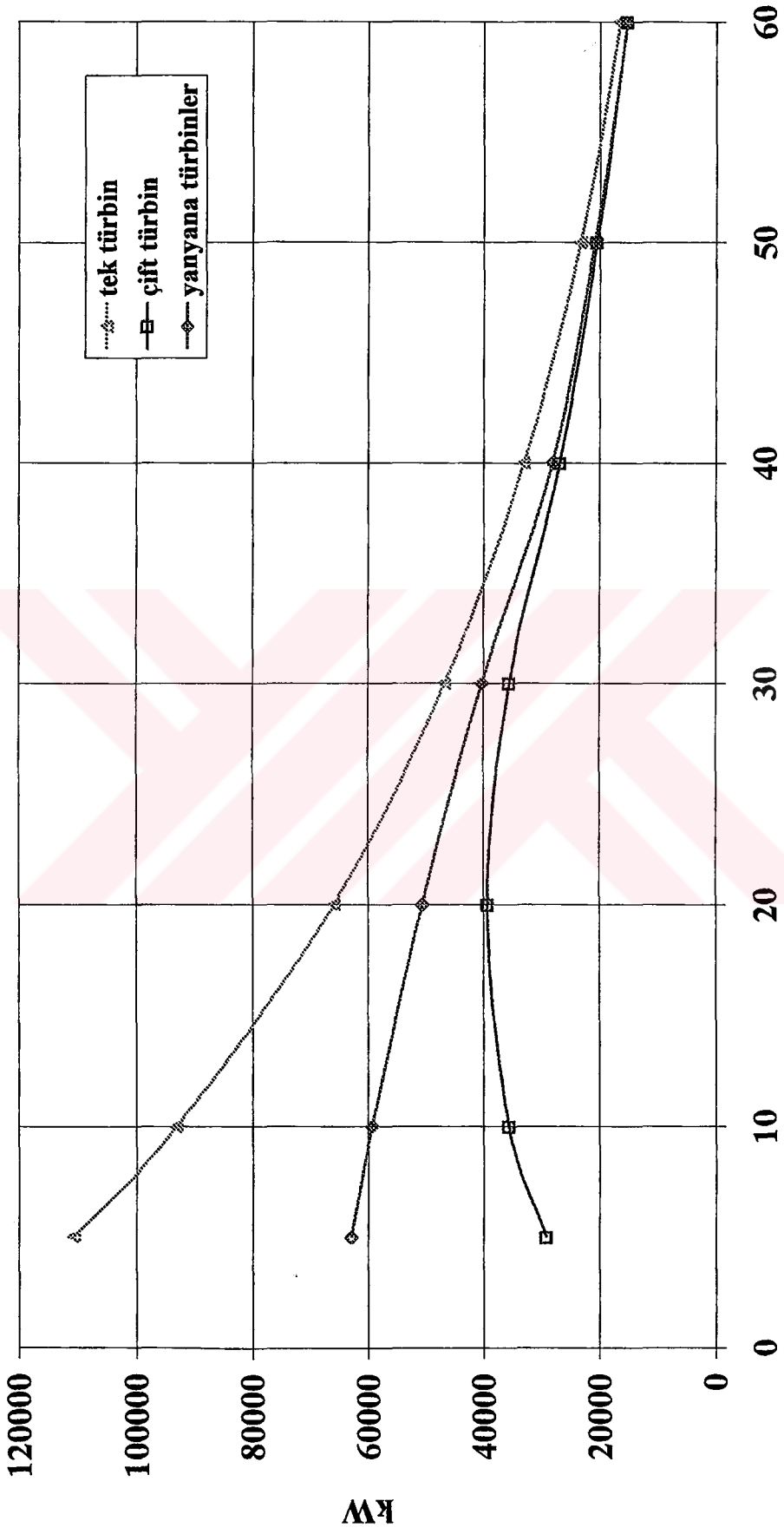
	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	5%	
Tek	46,91	58,26	71,96	87,12	102,51	115,82	122,66	115,49	81,53	48,44	
Atıl	4,402	10,93	19,09	36,33	60,37	97,82	155,88	245,57	383,32	477,564	
Tek Toplam	51,312	69,19	91,05	123,45	162,88	213,64	278,54	361,06	464,85	526,004	
Çift	—	58,26	19,33	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 77,59
Çift	—	58,26	—	43,03	—	—	—	—	—	—	Toplam = 101,29
Çift	—	58,26	—	—	69,29	—	—	—	—	—	Toplam = 127,55
Çift	—	58,26	—	—	—	97,89	—	—	—	—	Toplam = 156,15
Çift	—	58,26	—	—	—	—	131,17	—	—	—	Toplam = 189,43
Çift	—	58,26	—	—	—	—	—	135,64	—	—	Toplam = 193,9
Çift	—	58,26	—	—	—	—	—	—	107,78	—	Toplam = 166,04
Çift	—	58,26	—	—	—	—	—	—	—	77,805	Toplam = 136,065
Yanyana 2	—	58,26	19,33	—	—	—	—	—	—	—	Toplam = 77,59
Yanyana 3	—	58,26	19,33	23,41	—	—	—	—	—	—	Toplam = 101
Yanyana 4	—	58,26	19,33	23,41	26,53	—	—	—	—	—	Toplam = 127,53
Yanyana 5	—	58,26	19,33	23,41	26,53	28,64	—	—	—	—	Toplam = 156,17
Yanyana 6	—	58,26	19,33	23,41	26,53	28,64	50,63	—	—	—	Toplam = 206,8
Yanyana 7	—	58,26	19,33	23,41	26,53	28,64	50,63	22,65	—	—	Toplam = 229,45
Yanyana 8	—	58,26	19,33	23,41	26,53	28,64	50,63	22,65	11,51	—	Toplam = 240,96
Yanyana 9	—	58,26	19,33	23,41	26,53	28,64	50,63	22,65	11,51	2,35	Toplam = 243,31

1314 Arta Kalan Enerjilerin BEM Üzerindeki Etkisi (gk)



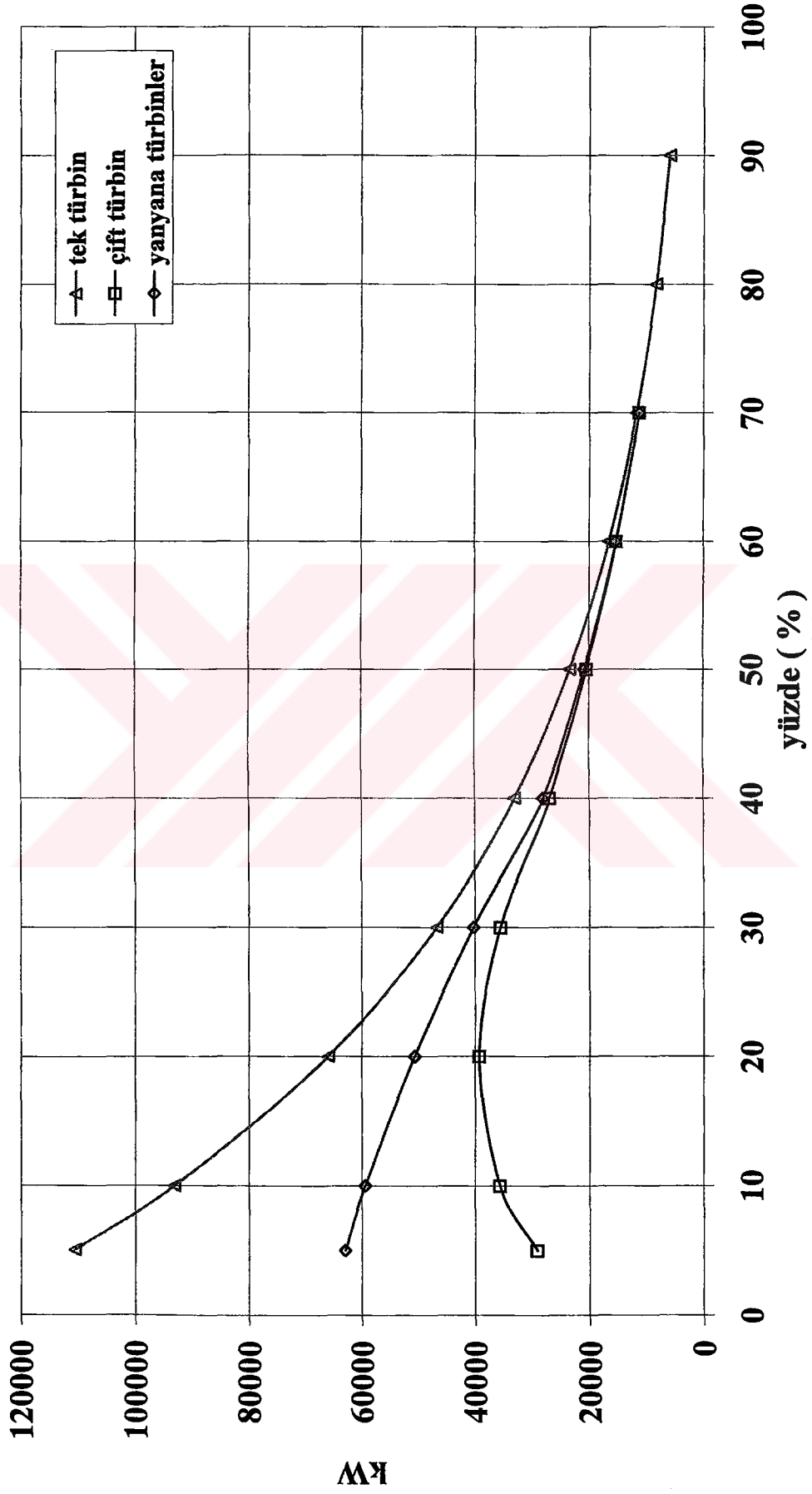
Şekil 5.7 Arta Kalan Enerjilerin BEM'deki Etkisinin Eğrisi

1314 Net Güç (Ne)



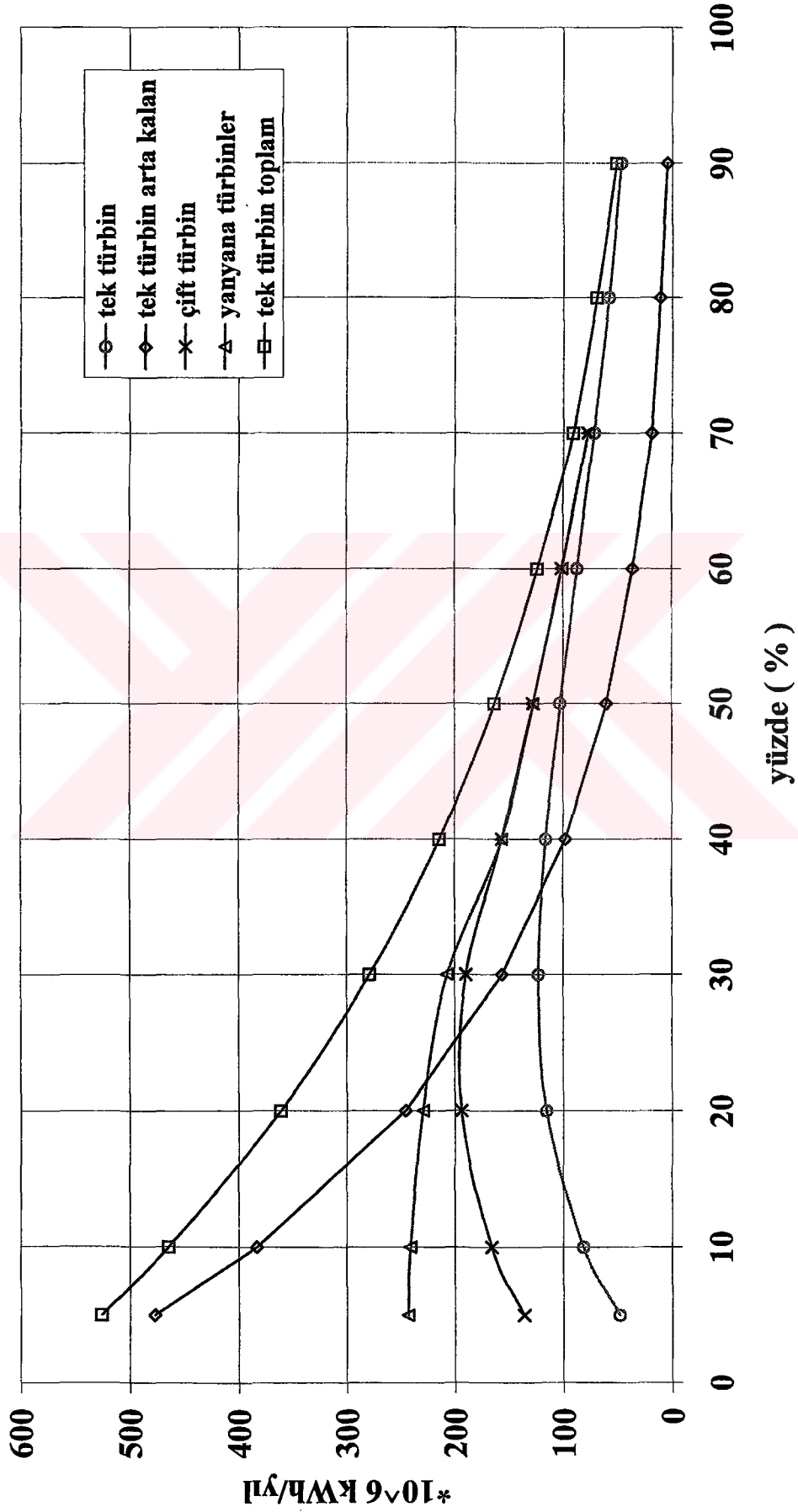
Şekil 5.8 1314 No'lu AGİ İçin Net Güç Eğrisi

1314 Net Güç (Ne)



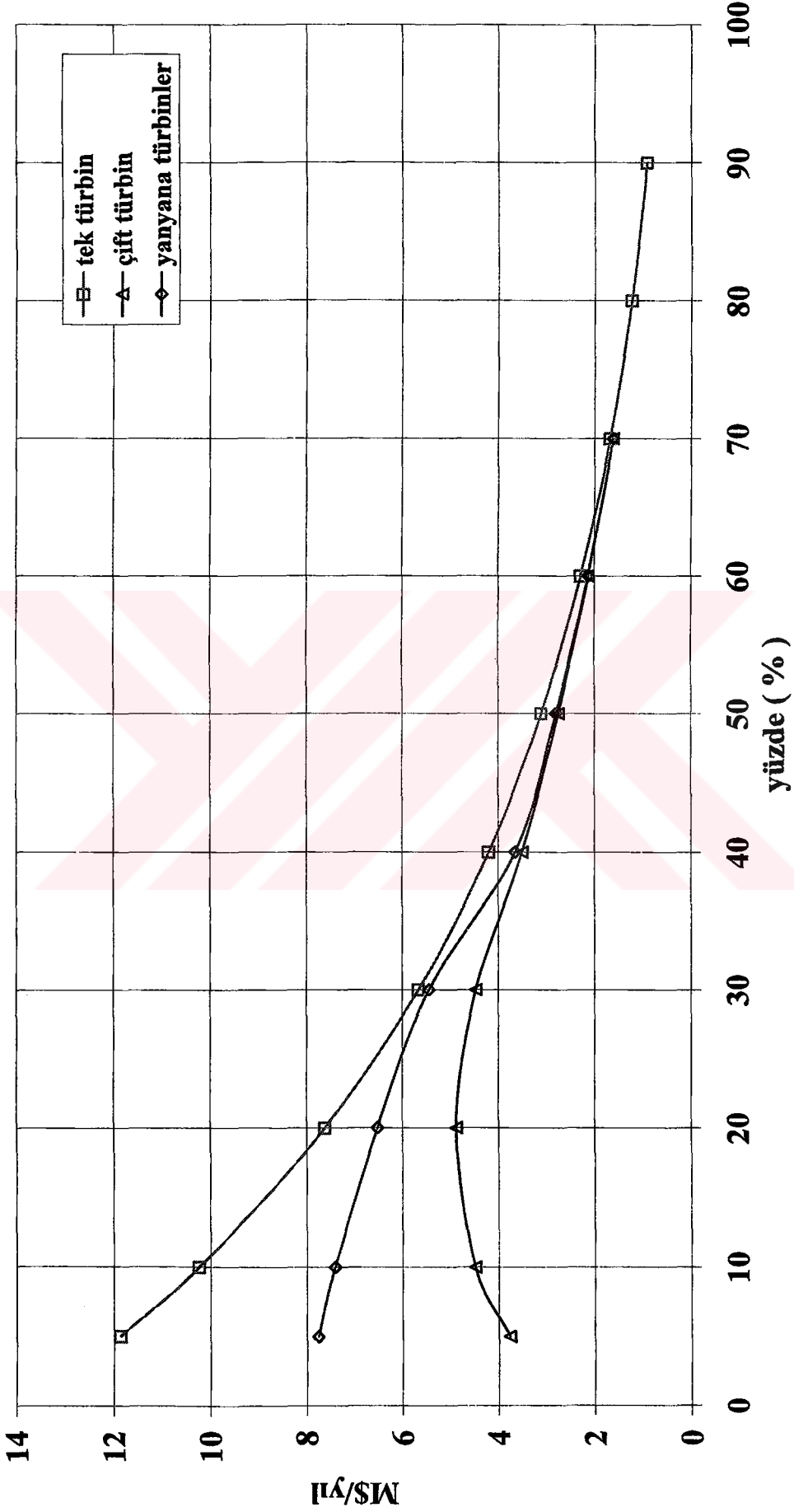
Şekil 5.8 1314 No'lu AGİ İçin Net Güç Eğrisi

1314 Elektrik Enerjisi (Ee)



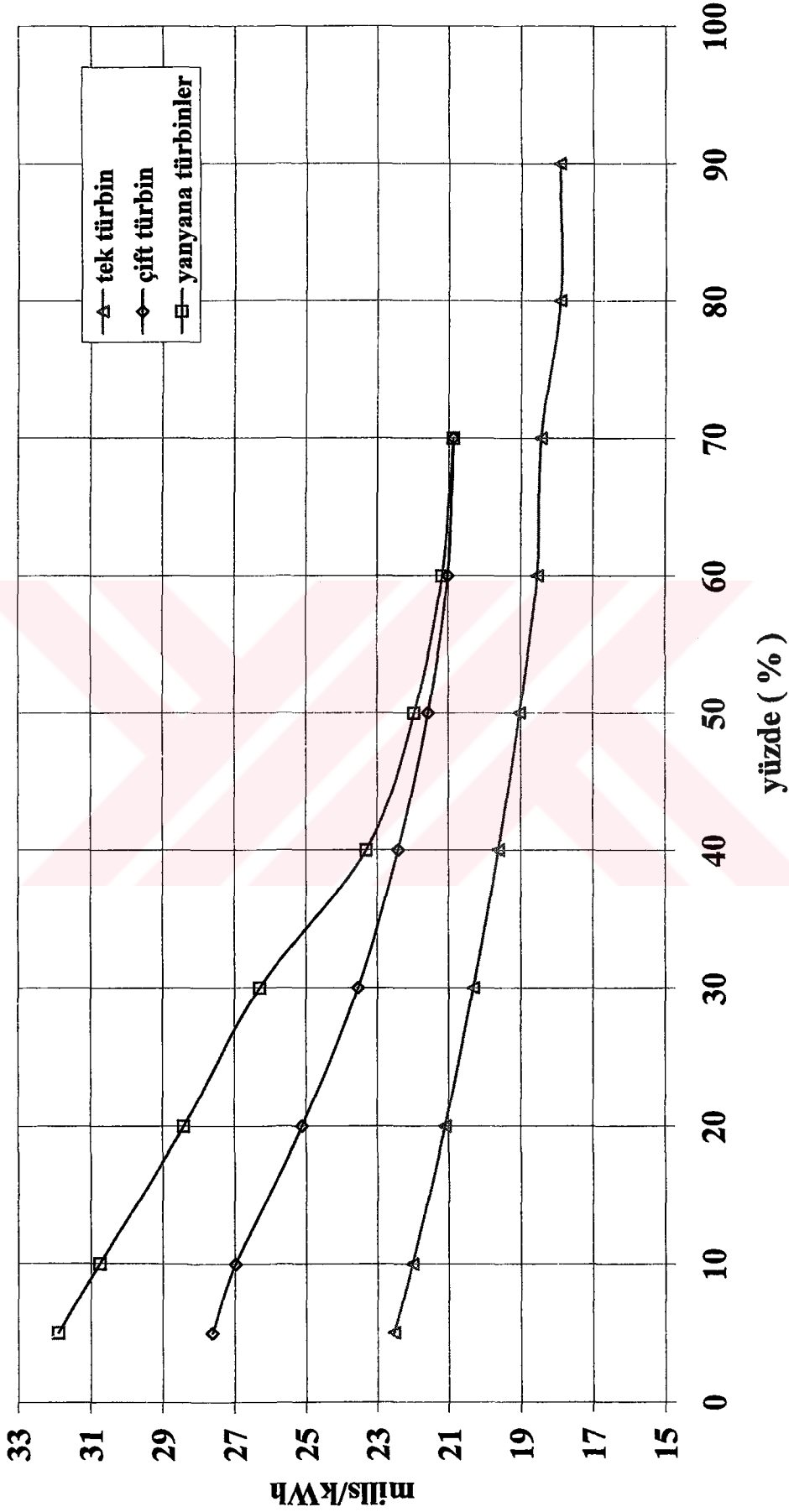
Şekil 5.9 1314 No'lu AGİ İçin Elektrik Enerjisi Eğrisi

1314 Yatırım Maliyeti (Ck)



Şekil 5.10 1314 No'lu AGİ İçin Yatırım Maliyeti Eğrisi

1314 Birim Enerji Maliyeti (gk)



Şekil 5.11 1314 No'lu AGİ İçin Birim Enerji Maliyeti Eğrisi

5.3 1336 No'lu AGİ İçin Kurulan Francis Türbininin Hesaplamaları

Düşü ve debi değerleri gözönünde bulundurularak francis türbin kullanılmaktadır.

$\eta_g = 0,93$ (kabul) tam yükleme durumları için (francis türbinlerine ait)

Debilerin Değişim Değerleri

5%	İçin	153,53 m ³ /s
10%	İçin	121,16 m ³ /s
20%	İçin	88,79 m ³ /s
30%	İçin	69,86 m ³ /s
40%	İçin	56,42 m ³ /s
50%	İçin	46 m ³ /s
60%	İçin	37,49 m ³ /s
70%	İçin	30,29 m ³ /s
80%	İçin	24,06 m ³ /s
90%	İçin	18,55 m ³ /s
100%	İçin	13,6 m ³ /s

Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 24,06 * (114 - 114*0,05) * 0,93$$

$$N_e = 23772,56 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 23772,56 * 0,80$$

$$E_e = 166,598 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

5.4 1335 No'lu AGİ İçin Kurulan Francis Türbininin Hesaplamaları

Düşü ve debi değerleri gözönünde bulundurularak kaplan türbin kullanılmaktadır.

$\eta_g = 0,84$ (kabul) tam yükleme durumları için (kaplan türbinlerine ait)

Debilerin Değişim Değerleri

5%	İçin	293,38 m ³ /s
10%	İçin	246,7 m ³ /s
20%	İçin	174,59 m ³ /s
30%	İçin	123,52 m ³ /s
40%	İçin	87,39 m ³ /s
50%	İçin	61,83 m ³ /s
60%	İçin	43,74 m ³ /s
70%	İçin	30,95 m ³ /s
80%	İçin	21,89 m ³ /s
90%	İçin	15,49 m ³ /s
100%	İçin	10,96 m ³ /s

Tek Santral Kurulması Durumundaki Hesaplar

$$N_e = 9,81 * Q * H_0 * \eta_g$$

$$N_e = 9,81 * 21,89 * (1,90 - 1,90*0,05) * 0,84$$

$$N_e = 325,59 \text{ kW}$$

$$E_e = 365 * 24 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * 325,59 * 0,80$$

$$E_e = 2,28 * 10^6 \text{ kWh/Yıl}$$

6. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Atıl enerjilerin birim enerji maliyeti üzerindeki etkisi incelendiğinde, Pelton ve Francis türbinleriyle yapılan hesaplamalarda görülmüştür ki, atıl enerjilerin dahil edilmesiyle birim enerji maliyetinin değeri çok düşmektedir.

Güç bakımından incelendiğinde, Pelton ve Francis türbinleri için; büyükten küçüğe doğru sıralama şu şekildedir:

1. Tek türbin kurulmuş santraller
2. Türbinlerin yanyana kurulduğu santraller (9 adet)
3. Çift türbin kurulmuş santraller

Ancak, Pelton türbini, %30 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %30 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde güç değişimi daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki güç farkı gitgide azalmaktadır.

Francis türbini ise, %60 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %60 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde güç değişimi de daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki güç farkı gitgide azalmaktadır.

İlave santraller, küçük debi değerleriyle çalıştıklarından güç değerleri de tek türbinli santrale oranla daha küçük çıkmaktadır.

Elektrik enerjisi üretimi bakımından incelendiğinde ise, Pelton türbinleri için; büyükten küçüğe doğru sıralama şu şekildedir:

1. Tek türbin kurulmuş santraller (atıl enerji dahil)
2. Çift türbin kurulmuş santraller
3. Türbinlerin yanyana kurulduğu santraller (9 adet)
4. Tek türbin kurulmuş santraller (atıl enerji hariç)

Francis türbinleri için ise bu sıralama bu şekildedir:

1. Tek türbin kurulmuş santraller (atıl enerji dahil)
2. Türbinlerin yanyana kurulduğu santraller (9 adet)
3. Çift türbin kurulmuş santraller
4. Tek türbin kurulmuş santraller (atıl enerji hariç)

Ancak, Pelton türbini, %50 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %50 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde enerji değişimi daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki enerji farkı gitgide azalmaktadır.

Francis türbini ise, %40 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %40 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde enerji değişimi de daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki enerji farkı gitgide azalmaktadır.

Pelton türbinleri düşük kısmi yüklerde çalışırken genel verim, Francis türbinlerine göre daha yüksek olmaktadır. Bu sebeple, çift türbinli santrallerden daha fazla enerji elde edilmektedir. Yatırım maliyeti bakımından incelendiğinde ise, Pelton ve Francis türbinleri için; büyükten küçüğe doğru sıralama şu şekildedir:

1. Tek türbin kurulmuş santraller
2. Türbinlerin yanyana kurulduğu santraller (9 adet)
3. Çift türbin kurulmuş santraller

Ancak, Pelton türbini, %30 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %30 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde yatırım maliyeti değişimi daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki yatırım maliyeti değişim farkı gitgide azalmaktadır.

Francis türbini, %40 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %40 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde yatırım maliyeti değişimi daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki yatırım maliyeti değişim farkı gitgide azalmaktadır.

İlave türbinlerin yatırım maliyeti hesaplanırken, her ek türbin için güç değerleri toplanarak, toplam güç belirlenip bu değere göre birim tesis bedeli alındığından, tek türbinli santrallerin yatırım maliyeti daha yüksektir.

Birim enerji maliyeti bakımından incelendiğinde ise, Pelton ve Francis türbinleri için; büyükten küçüğe doğru sıralama şu şekildedir:

1. Türbinlerin yanyana kurulduğu santraller (9 adet)
2. Çift türbin kurulmuş santraller
3. Tek türbin kurulmuş santraller

Pelton ve Francis türbinleri, %60 debi değerinden daha küçük debi değerlerinde çalışırken bu sıralama oluşmaktadır. %60 debi değerinden daha büyük debi ile çalışan santrallerde birim enerji maliyeti değişimi daha azdır. Türbinin debisi arttıkça da, aradaki birim enerji maliyeti değişim farkı gitgide azalmaktadır.

Tek türbinli santrallerde elektirik enerjisi üretimi en fazla olduğundan, birim enerji maliyeti değeri de minimum çıkmaktadır.

Batı Karadeniz Havzası'nda yer alan Filyos Çayı için yapılan bu hesaplardan yola çıkarak, düşü ve debi değerleri benzerlik göstermesi kaydıyla şu genel sonuçlara varmak mümkün oldu;

1. Türbin tipi ne olursa olsun, tek türbinli santrallerden maksimum güç dolayısıyla maksimum enerji elde edilmektedir.
2. Türbin tipine bağlı olmaksızın en çok yatırım maliyeti tek türbinli santrallerde çıkmaktadır.
3. Türbin tipine bağlı olmayan bir diğer sonuç ise, yanyana türbinli santrallerin en çok birim enerji maliyetine sahip olduklarıdır.

Nehrin debisi 0,001-57,8 m³/s, düşüsü 800 m olan Pelton Türbininde karşılaştırılan üç sistem için (tek-çift-yanyana) düşük kısmi yüklerde, özellikle %30'un altındaki debi değerlerinde çalıştırılması güç ve enerji bakımından uygun, ancak yatırım maliyeti ve birim enerji maliyeti bakımından uygun değildir.

Nehrin debisi 0,001-139 m³/s, düşüsü 100 m olan Francis Türbininde karşılaştırılan üç sistem için (tek-çift-yanyana) düşük kısmi yüklerde, özellikle %40'un altındaki debi değerlerinde çalıştırılması güç ve enerji bakımından uygun, ancak yatırım maliyeti ve birim enerji maliyeti bakımından uygun değildir.

Bir elektrik santralının ekonomik olarak yapılabilirliğinin hesaplanabilmesi için aynı enerjiyi üretecek diğer enerji kaynaklarının incelenerek en ucuz enerji kaynağı seçilmelidir. Diğer santraller ile karşılaştırdığımızda;

Birim tesis bedelleri açısından:

Doğalgazlı termik santraller 400-680 \$/kW

Linyit yakıtlı termik santraller 1200-1600 \$/kW

İthal kömürlü termik santraller 1200-1450 \$/kW

Nükleer santraller 1800-2700 \$/kW

Hidroelektrik santraller 1200-2700 \$/kW

Birim enerji maliyetleri açısından;

Doğalgazlı termik santraller 45 mills/kWh

Diesel termik santraller 29 mills/kWh

Sıvı yakıtlı termik santraller 40-70 mills/kWh

Kömür yakıtlı termik santraller 24-41 mills/kWh

Hidroelektrik santraller 20-31 mills/kWh

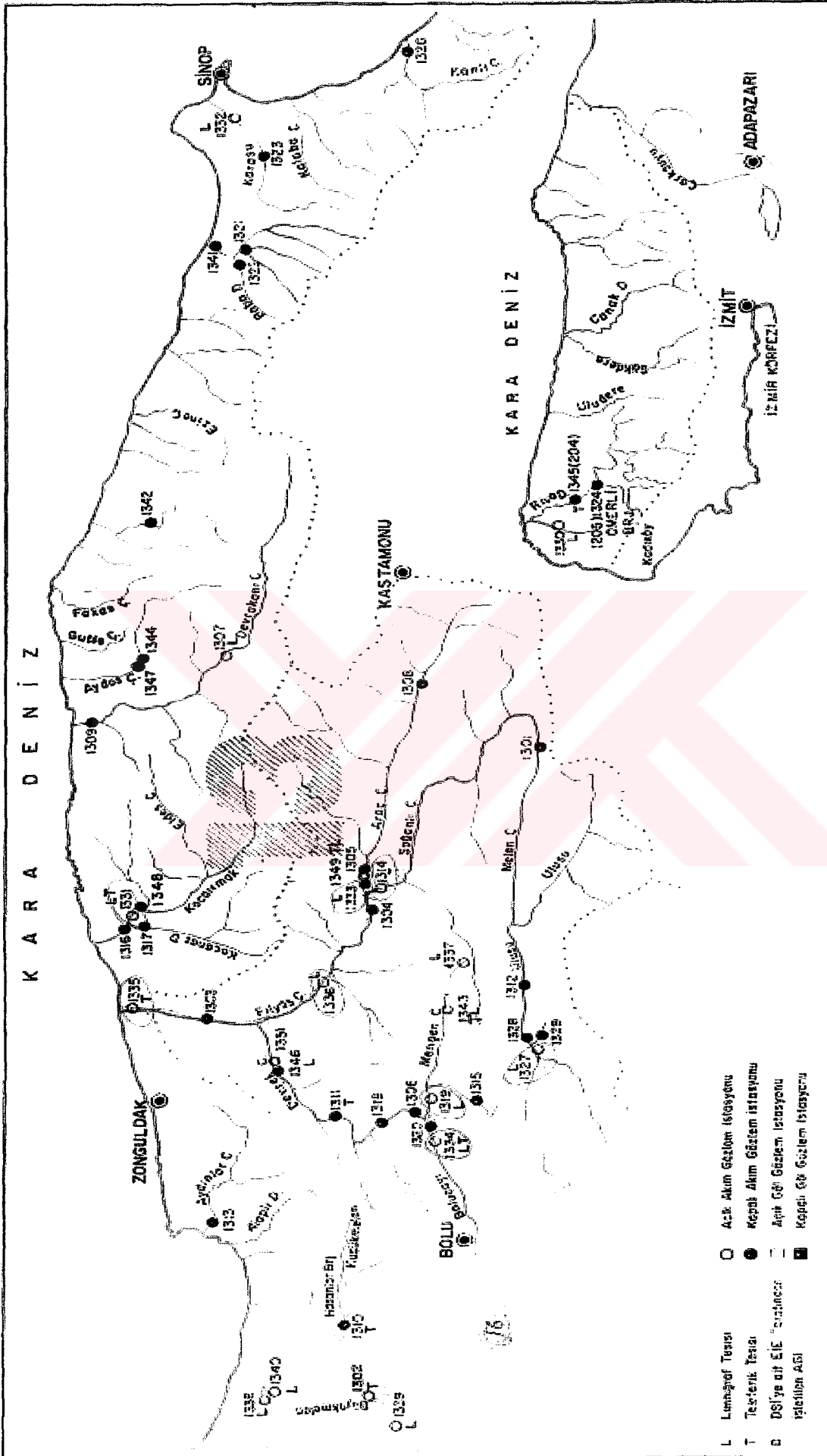
Bu değerlere bakıldığında, hidroelektrik santraller birim tesis bedelleri yüksek olan ancak, birim enerji maliyeti düşük olan enerji santralleridir. Ülkemiz için de önemli enerji kaynaklarından biridir.



EKLER

Ek 1 13 No'lu Batı Karadeniz Havzası'nın 1/1.200.000 ölçekli haritası





- L Limanlar Tesisi
- T Terrenik Tesisi
- DSİ'ye ait ELE Tesisleri
- Ak. Akum Gölüm İstasyonu
- Keşit Akum Gölüm İstasyonu
- Akut Göl Gölüm İstasyonu
- Keşit Göl Gölüm İstasyonu

KAYNAKLAR

Prof. Aybers, N. ve Prof. Dr. Şahin, B., (1995), Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayını, İstanbul.

Ar. Gör. Erdem, H.H., (2002), Türkiye’de Alternatif Santral Kapasitelerinin ve Bölgelere Göre Dağıtımlarının Optimizasyonu, Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.

Gulliver, J.S., Arndt, R., (1991), Hydropower Engineering Handbook, New York.

Low Cost Pelton Turbine Design and Testing, (2003), Report Number:H/03/00074/REP, Gilbert Gilkes&Gordon Ltd.

Novak, P., (2001), Hydraulic Structures.

Prof. Dr. Öztürk, R. ve Yrd.Doç.Dr. Yumurtacı, Z., (2004), Karadeniz Bölgesinin Hidroenerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi, MMO, Tesisat Mühendisliği Dergisi, Sayı 75.

Revenga, C., (1998), The International Journal on Hydropower&Dams World Atlas.

İNTERNET KAYNAKLARI

[1] www.dektmk.org.tr/turkish

[2] www.dsi.gov.tr

[3] www.eie.gov.tr

[4] www.mmo.gov.tr

[5] www.site.ebrary.com/lib/sabanunivic

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 04.04.1980
Doğum yeri Samsun
Lise 1994-1998 50.Yıl Süper Lisesi
Üniversite 1998-2002 Balıkesir Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi
Makina Mühendisliği Bölümü

Çalıştığı kurumlar

2002-2003 SA-SAN Medikal Gereçler Üretim Sanayi A.Ş.
2004-Devam ediyor Duru Yapı Denetim Şirketi

