



Bir Günde Yaklaşık %50 Artan Fiyat Bize Gerçekte Ne Anlatıyor?

Elektrik piyasasında bazı günler vardır, fiyat değişmez ama sistem tamamen farklı çalışır. Bazı günler ise sistemdeki değişim sınırlı görünmesine rağmen fiyat sert şekilde hareket eder. İşte 30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki geçiş tam olarak ikinci gruba giriyor.

Günlük ortalama Piyasa Takas Fiyatı (PTF), yaklaşık **2.189 TL/MWh'den 3.288 TL/MWh'ye** yükseldi. Yaklaşık %50'lik bu artış, doğal olarak dikkatleri elektrik talebine çevirdi. Çünkü klasik ekonomik teoriye göre fiyatlar, talebin arttığı veya arzın daraldığı dönemlerde yükselir.

Ancak elektrik piyasası klasik bir piyasa değildir.

Elektriğin fiyatı yalnızca ne kadar tüketildiğine bağlı değildir; o elektriğin **hangi üretim teknolojileriyle, hangi şebeke koşullarında ve hangi üretim sıralamasıyla** karşılandığı da en az talep kadar belirleyicidir. Bu nedenle büyük fiyat hareketlerini analiz ederken ilk sorulması gereken soru "Talep ne kadar arttı?" değil, "**Sistemin üretim yapısı nasıl değişti?**" olmalıdır.

Talep Mi Fiyatı Yukarı Çekti?

Bir gün içinde PTF'nin yaklaşık %50 yükselmesi, ilk bakışta tüketimde güçlü bir artış olduğu izlenimini verebilir. Eğer elektrik talebi önemli ölçüde yükselirse, sistem daha pahalı üretim tesislerini devreye almak zorunda kalır. Yani talep, üretimi besler. Bu da marjinal maliyetin ve dolayısıyla PTF'nin yükselmesine neden olur. Bu nedenle analizin ilk adımı oldukça basittir:

Gerçekten üretim tarafında olağanüstü bir değişim yaşandı mı?

Toplam üretime bakıldığında cevap çok net görünmüyor. 30 Haziran ile 1 Temmuz arasında ortalama üretim hacmindeki artış yaklaşık **%2,65** seviyesinde kaldı. Elbette elektrik piyasasında %2-3'lük değişimler önemlidir. Ancak yaklaşık %50'lik fiyat hareketini açıklamak için tek başına yeterli değildir.

Bu noktada ilk hipotez zayıflamaya başlıyor.

Eğer toplam üretim neredeyse aynı kaldıysa, fiyatı yukarı taşıyan başka bir dinamik aramak gerekir.

Asıl Değişim Üretim Miktarında Değil, Üretim Bileşiminde

Elektrik piyasasında toplam üretim miktarı kadar, o üretimin hangi kaynaklardan sağlandığı da kritik öneme sahiptir. Bunu basit bir örnekle düşünelim. İki farklı günde de sistem 900 bin MWh elektrik üretmiş olsun. İlk gün bunun büyük kısmı rüzgâr, hidroelektrik ve güneşten geliyor olsun. İkinci gün ise rüzgâr zayıflamış, hidroelektrik üretimi azalmış ve oluşan boşluk doğalgaz ile kömür santralleri tarafından doldurulmuş olsun. Her iki günde de tüketici aynı miktarda elektrik kullanmıştır. Ancak sistemin o elektriği üretmek için katlandığı maliyet aynı değildir.

Elektrik piyasasının önemli özelliklerinden biri de tam burada ortaya çıkar. Fiyatı belirleyen yalnızca toplam üretim değildir; **marjinal üretici**, yani talebi karşılamak için sisteme son giren üretim teknolojisi de belirleyicidir. Dolayısıyla üretim bileşimindeki görece küçük değişimler bile fiyat üzerinde beklenenden çok daha büyük etkiler yaratabilir.

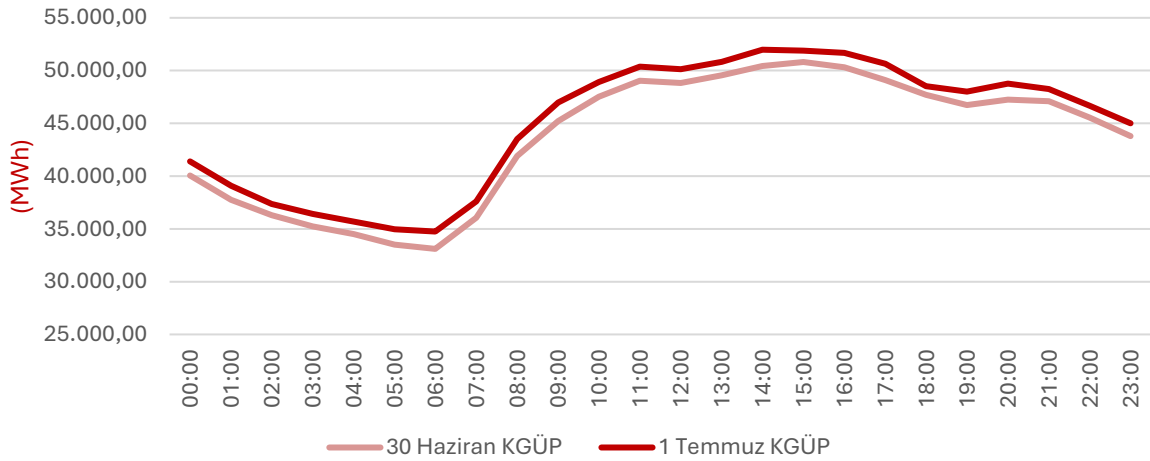
Bu nedenle 30 Haziran–1 Temmuz geçişini anlamak için yalnızca tüketim verilerine değil, kaynak bazında üretim değişimlerine de bakmak gerekir.

Talep Aynıysa Fiyat Neden Değişti?

Elektrik piyasasında fiyat hareketlerini yalnızca talep artışıyla açıklamak çoğu zaman yeterli değildir. Daha önce de değindiğimiz gibi, fiyatı belirleyen yalnızca toplam üretim miktarı değil, talebin hangi üretim kaynakları tarafından karşılandığıdır. Bu nedenle 30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki fiyat hareketini anlayabilmek için üretim miktarından çok, üretim bileşimindeki değişime odaklanmak gerekir.

30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki fiyat hareketi de tam olarak bu ayrımı ortaya koymaktadır. Günlük ortalama PTF yaklaşık %50 oranında artmıştır. İlk bakışta bu büyüklükteki bir fiyat hareketi, elektrik talebinde belirgin bir artış yaşandığı izlenimini verebilir. Çünkü normal koşullarda talebin yükselmesi, sistemin daha yüksek maliyetli üretim kaynaklarını devreye almasına ve fiyatın yükselmesine neden olur.

Bu nedenle ilk olarak toplam üretim tarafına bakmak gerekir. İki gün arasında ortalama toplam **Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP)** yalnızca yaklaşık %2,65 artmıştır.



Grafik 1: Saatlik KGÜP

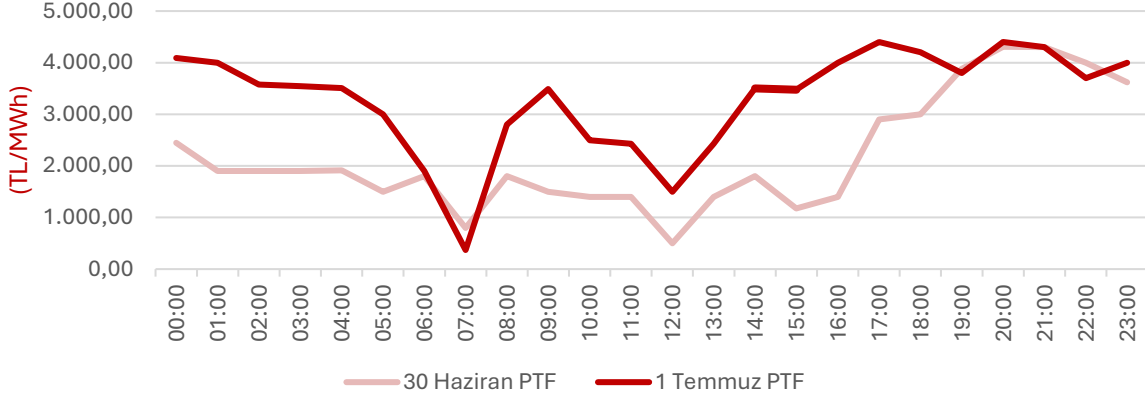
(Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu)

Grafik incelendiğinde, iki gün arasındaki üretim seviyelerinin birbirine oldukça yakın olduğu görülmektedir. Gün içinde saatlik dalgalanmalar bulunsa da toplam üretimde PTF'deki yaklaşık %50'lik artışı açıklayabilecek ölçekte bir sıçrama bulunmamaktadır. Dolayısıyla fiyat hareketini yalnızca üretim miktarı veya talep artışıyla açıklamak güç görünmektedir.

Bu durum doğal olarak ikinci soruyu gündeme getiriyor:

Eğer sistem çok daha fazla elektrik üretmediyse, fiyat neden bu kadar yükseldi?

Bu sorunun cevabını anlayabilmek için fiyatın gün içindeki davranışına bakmak gerekir.



Grafik 2: Saatlik Ortalama PTF

(Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu)

Saatlik PTF verileri incelendiğinde, fiyat artışının yalnızca birkaç saate özgü olmadığı, günün büyük bölümüne yayıldığı görülmektedir. Özellikle gün ortasında dahi fiyatların bir önceki güne kıyasla belirgin şekilde yüksek seyretmesi, fiyat hareketinin yalnızca akşam pik tüketimiyle açıklanamayacağını düşündürmektedir.

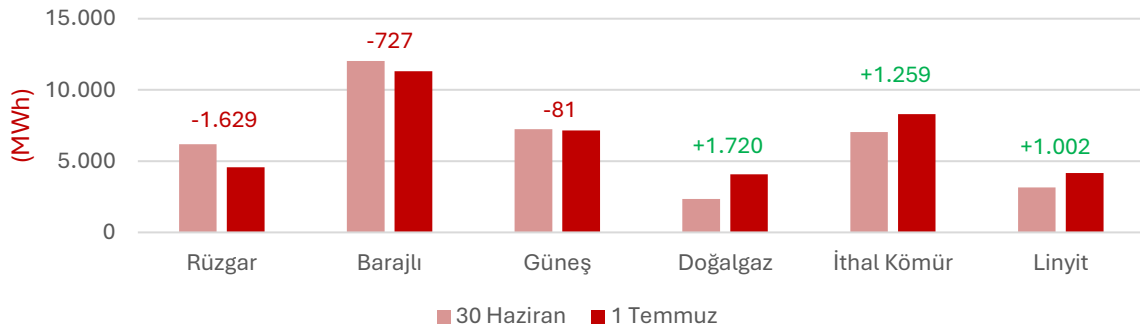
Bu noktada analizin yönünü değiştirmek gerekiyor.

Sorulması gereken yeni soru artık "Ne kadar üretildi?" değil, "Kim üretti?"

Çünkü elektrik piyasasında bazen toplam üretim neredeyse değişmezken, üretimi gerçekleştiren santral grupları önemli ölçüde değişebilir. İşte fiyatın yönünü belirleyen asıl unsur da çoğu zaman budur.

Üretim Sepeti Değişti

Kaynak bazlı üretim verileri incelendiğinde, iki gün arasında belirgin bir dönüşüm göze çarpıyor.



Grafik 3: Saatlik Kaynak Bazlı Üretim

(Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu)

- Rüzgâr santrallerinin üretim planı saatte ortalama **1.629 MWh** geriliyor.
- Barajlı hidroelektrik santrallerinde ise saatlik yaklaşık **727 MWh** daha düşük üretim planlanıyor.

Başka bir ifadeyle, sistemin görece düşük değişken maliyetli iki önemli üretim kaynağı aynı gün daha az katkı sağlıyor.

Peki oluşan boşluk nasıl kapatılıyor?

Veriler bu sorunun da cevabını veriyor.

- Doğalgaz santrallerinin üretimi saatlik yaklaşık **1.720 MWh** artıyor.
- Linyit santrallerinin ortalama saatlik üretiminde ise yaklaşık **1.002 MWh** artış görülüyor.
- İthal kömür santralleri saatte yaklaşık **1.259 MWh** daha fazla üretim yapıyor.

Bu rakamlar birlikte değerlendirildiğinde önemli bir sonuç ortaya çıkıyor. Sistem daha fazla elektrik üretmekten çok, **elektriği farklı santrallerden üretmeye başlıyor**. Bu ayrım kritik öneme sahip. Çünkü elektrik piyasasında fiyatın yönünü belirleyen unsur çoğu zaman toplam üretim miktarı değil, üretim sepetinin nasıl değiştiğidir.

Başka bir ifadeyle, aynı büyüklükteki talep çok farklı maliyetlerle karşılanabilir.

Marjinal Santral Neden Önemlidir?

Elektrik piyasasında tüm üreticilerin ortalama maliyeti hesaplanarak fiyat belirlenmez. Fiyatı belirleyen unsur, talebi karşılamak için sisteme son giren üretim kaynağıdır.

Ekonomi literatüründe bu "**marjinal fiyatlama**" olarak tanımlanır.

Bu mekanizma nedeniyle düşük maliyetli üretim kaynaklarının sistem içindeki payının azalması, daha pahalı santrallerin marjinal hâle gelmesine yol açabilir. İşte fiyat üzerindeki asıl etki de burada ortaya çıkar.

30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki üretim değişimi incelendiğinde, sistemin düşük maliyetli kaynaklardan daha yüksek maliyetli termik üretime doğru kaydığı görülüyor. Bu durum, PTF'deki sert yükselişin üretim kompozisyonuyla güçlü bir ilişki içinde olduğunu düşündürüyor.

Ancak burada önemli bir noktayı özellikle vurgulamak gerekir.

Üretim kompozisyonundaki değişim ile fiyat hareketi arasında güçlü bir ilişki bulunması, tek başına neden-sonuç ilişkisini kanıtlamaz. Bu değişimin arkasında farklı dinamikler olabilir.

- Meteorolojik koşullar değişmiş olabilir.
- Yakıt maliyetleri üreticilerin tekliflerini etkilemiş olabilir.
- Santraller bakım programları nedeniyle farklı kapasitede çalışmış olabilir.
- Ya da sistem işletmesi, şebeke güvenliği açısından üretim dağılımını değiştirmek zorunda kalmış olabilir.

Dolayısıyla bu aşamada kesin hüküm vermek yerine, bir sonraki sorulara odaklanmak gerekir.

Üretim sepeti neden değişti? Eğer daha pahalı termik santraller gerçekten daha fazla devreye girdiyse, bu değişime ne neden oldu?

İşte analizin en kritik noktası da burada başlıyor.

Çünkü bu soruların cevabı bizi yalnızca üretim teknolojilerine değil, elektrik şebekesinin fiziksel sınırlarına, gerçek zamanlı sistem işletmesine ve piyasa ile teknik işletme arasındaki ilişkiye götürüyor.

Üretim Planını Kim Değiştiriyor?

Elektrik piyasasında üreticiler bir gün önceden hangi saatte ne kadar üretim yapacaklarını teklif eder ve Gün Öncesi Piyasası sonucunda ekonomik açıdan en uygun üretim planı oluşturulur. Ancak bu plan, yalnızca piyasa koşullarını esas alan ekonomik bir optimizasyon sonucudur. Elektrik sisteminin fiziksel olarak aynı şekilde çalışacağı anlamına gelmez.

İşte bu noktada **Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)** devreye girer. TEİAŞ yalnızca iletim hatlarını işleten bir kurum değildir; aynı zamanda Türkiye elektrik sisteminin gerçek zamanlı işletmecisidir. Sistemin her an arz ve talep dengesini korumak, frekansı 50 Hz ($\pm 0,2$ Hz) seviyesinde tutmak ve iletim şebekesini güvenli şekilde işletmek TEİAŞ'ın temel sorumluluğudur.

Bazı durumlarda Gün Öncesi Piyasası'nın oluşturduğu üretim planı teknik açıdan uygulanabilir olmayabilir. Bunun nedeni piyasanın yanlış çalışması değildir. Elektrik, depolanması sınırlı olan ve fizik kurallarına göre hareket eden bir üründür. Üretilen enerji istenilen noktaya her zaman istenilen miktarda taşınmayabilir.

Bunun en önemli nedeni **iletim kısıtlarıdır**. Her yüksek gerilim hattının güvenli taşıma kapasitesi bulunur. Eğer belirli bir bölgede düşük maliyetli üretim yoğunlaşmış ancak bu enerjiyi tüketimin yüksek olduğu bölgelere taşıyacak hatlar kapasite sınırına ulaşmışsa, sistem işletmecisi ekonomik açıdan daha pahalı olsa bile tüketim bölgesine yakın santralleri devreye almak zorunda kalabilir.

Benzer şekilde herhangi bir iletim hattının devre dışı kalması ihtimali, trafo merkezlerindeki yük sınırları, kısa devre seviyeleri, gerilim kontrolü, reaktif güç ihtiyacı veya frekans güvenliği gibi tamamen mühendislik temelli gereklilikler de üretim planının gerçek zamanlı olarak değiştirilmesini zorunlu kılabilir. Dolayısıyla **ekonomik olarak en uygun çözüm ile teknik olarak güvenli çözüm her zaman aynı olmayabilir**.

Bu nedenle TEİAŞ, gerçek zamanlı işletmede bazı santrallere üretimlerini artırmaları (YAL) veya azaltmaları (YAT) yönünde talimat verebilir. **Amaç fiyatı değiştirmek değil; elektrik sisteminin güvenli, kesintisiz ve kararlı şekilde çalışmasını sağlamaktır**. Ancak bu teknik müdahaleler, üretim kompozisyonunu değiştirdiği ölçüde sistem maliyetini ve dolaylı olarak piyasa fiyatlarının yorumlanmasını da etkileyebilir.

İşte bu nedenle 30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki üretim değişimini yalnızca yakıt maliyetleri veya yenilenebilir üretimdeki azalma ile açıklamak yeterli değildir. Aynı zamanda sistem işletmecisinin, fiziksel şebeke koşulları nedeniyle üretim planında yaptığı gerçek zamanlı düzenlemelerin de değerlendirilmesi gerekir. Bu da bizi dengeleme piyasası verilerine ve YAL/YAT talimatlarına götürmektedir.

Üretim Neden Değişti? Piyasa Tek Başına Bu Soruyu Cevaplayamaz

Buraya kadar ulaştığımız sonuç oldukça açık.

30 Haziran ile 1 Temmuz arasında toplam üretimde olağanüstü bir artış yaşanmadı. Buna karşılık üretim kompozisyonunda belirgin bir değişim gerçekleşti. Rüzgâr ve barajlı hidroelektrik santrallerinin üretimi azalırken, doğalgaz ve kömür santrallerinin üretimi arttı. Aynı dönemde PTF de yaklaşık %50 yükseldi.

Peki bu değişimin nedeni neydi?

Aslında bu sorunun tek bir cevabı yok.

Elektrik piyasasında en sık yapılan hatalardan biri, tek bir veri setine bakarak bütün resmi açıklamaya çalışmaktır. Oysa piyasa sonuçları çoğu zaman birden fazla dinamiğin aynı anda etkisi altında oluşur. Yakıt maliyetleri, hava koşulları, üretici teklifleri, tüketim profili ve sistem güvenliği birlikte değerlendirilmeden kesin bir sonuca ulaşmak mümkün değildir.

Bu nedenle burada "neden buydu" demek yerine, verilerin işaret ettiği olası mekanizmaları değerlendirmek daha doğru olacaktır.

İlk Olasılık: Yenilenebilir Üretimdeki Azalma

En görünür değişim rüzgâr üretimindeki gerilemedir.

Rüzgâr santralleri, yakıt maliyetleri olmadığı için piyasaya genellikle düşük fiyatlı teklifler sunar. Bu nedenle rüzgâr üretiminin azalması, sistemin daha pahalı üretim kaynaklarına ihtiyaç duymasına neden olabilir.

Benzer durum barajlı hidroelektrik santralleri için de geçerlidir. Su yönetimi, rezervuar seviyesi veya işletme stratejileri nedeniyle hidroelektrik üretiminin azalması, oluşan açığın başka santraller tarafından kapatılmasını gerektirir.

Eğer bu boşluk doğalgaz ve kömür santralleri tarafından dolduruluyorsa, marjinal maliyetin yükselmesi beklenen bir sonuçtur.

Ancak elimizdeki veriler bunun tek başına yeterli açıklama olup olmadığını göstermiyor.

Çünkü üretim değişiminin zamanlaması da önemlidir.

Gün Ortasında Yaşanan Fiyat Hareketi

Elektrik piyasasında yüksek fiyatlar genellikle akşam saatleriyle ilişkilendirilir. Güneş üretiminin azaldığı, konut tüketiminin arttığı bu zaman diliminde daha pahalı santrallerin devreye girmesi olağan kabul edilir.

Ancak 1 Temmuz verileri farklı bir tablo ortaya koyuyor.

Saat 10.00 ile 16.00 arasında, yani güneş üretiminin en güçlü olduğu zaman diliminde de PTF belirgin biçimde yükselmiştir.

Bu saatlerde güneş üretiminde önemli bir değişiklik görülmezken, rüzgâr ve barajlı hidroelektrik üretiminde gerileme devam etmektedir. Aynı anda termik santrallerin üretimi artmaktadır.

Bu gözlem önemli bir soruyu gündeme getiriyor.

Eğer güneş üretimi yüksek seviyesini korurken sistem yine de daha fazla termik üretime yöneliyorsa, yalnızca "güneş battı, fiyat yükseldi" açıklaması yeterli değildir.

Demek ki sistemin karar mekanizmasını etkileyen başka değişkenler de vardır.

Şebeke Her Elektrikçi Her Yere Taşıyamaz

Elektrik piyasası çoğu zaman ülke genelinde tek bir fiyat üzerinden değerlendirilir. Ancak fiziksel elektrik sistemi tek bir noktadan oluşmaz.

Türkiye'nin farklı bölgelerinde yüzlerce üretim tesisi ve milyonlarca tüketici bulunmaktadır. Bu noktalar birbirine yüksek gerilim iletim hatlarıyla bağlanmıştır. İlk bakışta bir bölgede üretilen elektriğin ülkenin her yerine serbestçe taşınabileceği düşünülebilir.

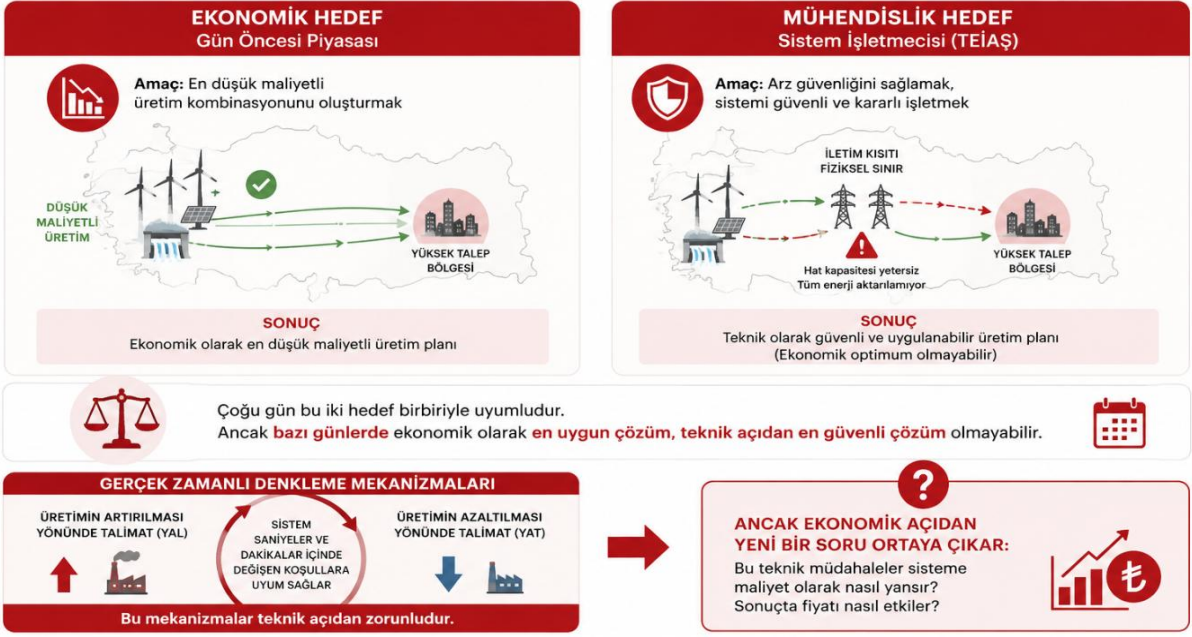
Gerçekte ise durum bundan daha karmaşıktır.

Her iletim hattının güvenli taşıma kapasitesi vardır.

Bu kapasitenin üzerinde yük oluşması, yalnızca ilgili hattı değil, bağlantılı olduğu diğer hatları ve trafo merkezlerini de etkileyebilir. Daha da önemlisi, büyük bir iletim hattında oluşabilecek arıza zincirleme sonuçlar doğurabilir. Bu nedenle sistem işletmecisi yalnızca mevcut durumu değil, olası arıza senaryolarını da dikkate alarak şebekeyi işletir.

Sonuç olarak, ekonomik açıdan en uygun görünen üretim planı her zaman fiziksel olarak uygulanabilir olmayabilir.

İşte piyasa ile sistem işletmesinin yolları tam bu noktada ayrılır.



Ekonomi ile Mühendislik Aynı Kararı Vermeyebilir

Gün Öncesi Piyasası'nın amacı en düşük maliyetli üretim kombinasyonunu oluşturmaktır. Sistem işletmecisinin amacı ise arz güvenliğini korumaktır.

Çoğu gün bu iki hedef birbiriyle uyumludur. Ancak bazı günlerde ekonomik olarak en uygun çözüm, teknik açıdan en güvenli çözüm olmayabilir.

Örneğin belirli bir bölgede çok düşük maliyetli üretim bulunabilir. Fakat iletim sistemi bu enerjinin tamamını tüketimin yoğun olduğu bölgelere güvenli biçimde aktaramıyorsa, sistem işletmecisi farklı bölgelerdeki santralleri daha fazla çalıştırmak zorunda kalabilir. Bu durumda üretim maliyeti yükselir. Ancak bu artışın nedeni piyasanın yanlış çalışması değil, fiziksel sistemin güvenli şekilde işletilmesi gerekliliğidir.

Tam da bu nedenle gerçek zamanlı işletmede çeşitli dengeleme mekanizmaları devreye girer. Üretimin artırılması veya azaltılması yönünde verilen talimatlar sayesinde sistem, saniyeler ve dakikalar içinde değişen koşullara uyum sağlar. Bu mekanizmalar teknik açıdan zorunludur.

Ancak ekonomik açıdan yeni bir soru ortaya çıkarılır:

Gerçek zamanlı müdahaleler, piyasanın başlangıçta oluşturduğu maliyet yapısını ne ölçüde değiştirmektedir?

Bu soru, yalnızca 30 Haziran-1 Temmuz örneği için değil, tek fiyatlı elektrik piyasalarının tamamı için önemlidir.

Çünkü eğer gün öncesinde ekonomik görünen üretim planı, gerçek zamanlı işletmede önemli ölçüde değişiyorsa; o zaman analiz edilmesi gereken yalnızca PTF değil, PTF ile gerçek zamanlı sistem maliyeti arasındaki ilişkidir.

İşte bu noktadan sonra artık dengeleme mekanizmalarına daha yakından bakabiliriz.

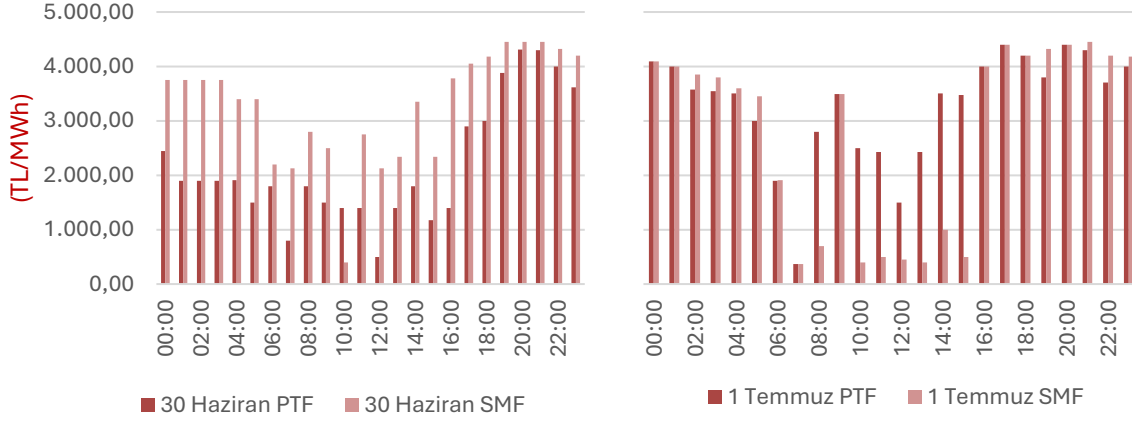
YAL-1, YAT-0 ve diğer gerçek zamanlı işletme araçları yalnızca teknik talimatlar değildir. Aynı zamanda piyasanın öngördüğü üretim planı ile fiziksel sistemin ihtiyaç duyduğu üretim planı arasındaki farkı yönetmek için kullanılan araçlardır.

Dolayısıyla bu mekanizmaları anlamak, yalnızca sistem işletmesini değil, fiyat oluşumunu da daha doğru yorumlamamızı sağlar.

PTF ile SMF'nin Yer Değiştiren Hikâyesi

30 Haziran ve 1 Temmuz verileri birlikte incelendiğinde, dikkat çeken tek unsur PTF'deki yaklaşık %50'lik artış değildir. Daha önemli olan, PTF ile Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) arasındaki ilişkinin yalnızca bir gün içinde tamamen değişmesidir.

Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan fiyat ile sistemin gerçek zamanlı işletme koşulları her zaman birebir örtüşmeyebilir. Bu nedenle analizi bir adım ileri taşıyarak **Sistem Marjinal Fiyatı'nı (SMF)** da incelemek gerekir. SMF, gerçek zamanlı dengeleme piyasasında oluşan marjinal maliyeti yansıttığı için, sistemin gün içinde karşılaştığı ilave ihtiyaçlara ilişkin önemli bilgiler sunar.



Grafik 4: Saatlik PTF-SMF Karşılaştırması

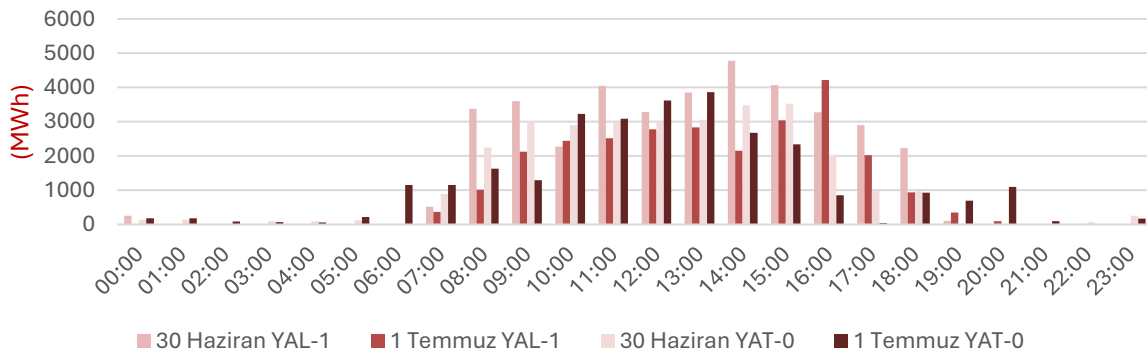
(Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu)

30 Haziran'da günlük ortalama PTF **2.189 TL/MWh** olarak gerçekleşirken, ortalama SMF **3.275 TL/MWh** seviyesine ulaştı. Başka bir ifadeyle, gerçek zamanlı sistem maliyetini yansıtan SMF, gün öncesinde oluşan referans fiyatın yaklaşık **1.086 TL/MWh** üzerinde gerçekleşti.

SMF'nin PTF'nin belirgin şekilde üzerinde oluşması, gün öncesinde planlanan üretim programının gerçek zamanlı işletmede önemli ölçüde değiştirildiğine işaret edebilir. Bunun nedeni üretim tesislerindeki beklenmedik değişimler, yenilenebilir üretim tahminlerindeki sapmalar, talep farklılıkları veya iletim sisteminin güvenli işletilmesine yönelik teknik gereklilikler olabilir.

Bu aşamada önemli olan nokta, hangi nedenin etkili olduğundan ziyade sonucun ne olduğudur.

Bu görünüm, gerçek zamanlı işletmede daha yüksek maliyetli bir üretim yapısına ihtiyaç duyulmuş olabileceğini düşündürmektedir. Bu değerlendirme, aynı gün gözlenen yüksek YAL-1 ve YAT-0 hacimleriyle birlikte okunduğunda daha anlamlı hâle gelmektedir.



Grafik 5: Saatlik YAL-1 ve YAT-0 Talimat Miktarları

(Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu)

30 Haziran boyunca sistem yalnızca üretim planını uygulamamış, aynı zamanda binlerce megavatsaatlık artırma ve azaltma talimatlarıyla üretim dağılımını sürekli yeniden şekillendirmiştir. Bu durum, sistem işletmecisinin gerçek zamanlı olarak dengeyi korumak için yoğun müdahalede bulunduğunu göstermektedir.

Ancak asıl dikkat çekici değişim ertesi gün yaşanmıştır.

1 Temmuz'da günlük ortalama PTF **3.288 TL/MWh** seviyesine yükselirken, ortalama SMF yaklaşık **2.777 TL/MWh** olarak gerçekleşmiştir. Böylece bir önceki günün tam tersine, bu kez PTF SMF'nin yaklaşık **511 TL/MWh** üzerine çıkmıştır.

Bir gün içinde fiyat ilişkilerinin bu ölçüde yön değiştirmesi, piyasanın işleyişi açısından önemli bir sinyal vermektedir.

Bu durum, 1 Temmuz'da daha yüksek maliyetli üretim portföyünün gün öncesinden fiyatlanmış olabileceğini düşündürmektedir. Başka bir ifadeyle, gerçek zamanlı piyasada ortaya çıkan maliyetlerin bir kısmı artık Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan referans fiyatın içine taşınmış görünmektedir.

Bu noktada dikkat edilmesi gereken önemli bir ayrıntı vardır.

Bu analiz, dengeleme piyasasının PTF'yi doğrudan belirlediği anlamına gelmez. Gün Öncesi Piyasası ile Dengeleme Güç Piyasası farklı kurullarla çalışan iki ayrı mekanizmadır. Ancak her iki piyasa da aynı fiziksel sistemin ihtiyaçlarına cevap verdiği için, sistem koşullarındaki değişim farklı günlerde farklı piyasalarda fiyat etkisi oluşturabilir.

30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki geçiş tam da bu açıdan dikkat çekicidir.

İlk gün, üretim kompozisyonundaki değişim ve yüksek dengeleme ihtiyacı nedeniyle sistem maliyetinin önemli bir bölümü gerçek zamanlı işletmede ortaya çıkmış görünmektedir. İkinci gün ise üretim portföyünün daha pahalı kaynaklara kaymasıyla birlikte bu maliyetin önemli bir kısmı daha gün öncesinden fiyatlanmıştır.

Bu yorumu destekleyen ikinci önemli veri de üretim kaynaklarındaki değişimdir.

1 Temmuz'da rüzgâr ve barajlı hidroelektrik üretimi azalırken, doğalgaz, ithal kömür ve linyit santrallerinin üretimi belirgin şekilde artmıştır. Başka bir ifadeyle sistem, daha pahalı değişken maliyetlere sahip üretim teknolojilerine daha fazla ihtiyaç duymuştur.

Dolayısıyla PTF'deki yükselişi yalnızca "talep arttı" şeklinde açıklamak yetersiz kalmaktadır. Veriler, fiyat hareketinin arkasında üretim kompozisyonundaki değişim ile gerçek zamanlı sistem ihtiyaçlarının birlikte etkili olduğunu göstermektedir.

Bu noktada ise daha temel bir soru ortaya çıkmaktadır:

Elektrik piyasasında oluşan tek bir referans fiyat, fiziksel sistemin gerçek maliyetini her zaman doğru temsil edebilir mi?

Aslında 30 Haziran – 1 Temmuz örneği, bu sorunun neden önemli olduğunu açık biçimde ortaya koymaktadır. Çünkü aynı fiziksel sistem içinde, maliyet bazen gerçek zamanlı dengeleme mekanizmasında yoğunlaşırken, bazen de daha gün öncesinden piyasa fiyatına yansiyabilmektedir.

Bu nedenle PTF'yi yorumlarken yalnızca fiyatın kaç lira olduğuna bakmak yeterli değildir. Aynı zamanda o fiyatın **hangi üretim yapısıyla, hangi sistem koşullarında ve hangi düzeyde gerçek zamanlı müdahale gerektirerek oluştuğunu** da değerlendirmek gerekir.

Belki de bu iki günün en önemli dersi tam olarak budur.

Elektrik piyasasında fiyatı anlamak, yalnızca piyasayı değil; şebekeyi de anlamayı gerektirir.

Sonuç: PTF Her Zaman Bir Fiyat Değil, Bazen Bir Sinyaldir

30 Haziran ile 1 Temmuz arasında yaşanan fiyat hareketi, ilk bakışta sıradan bir piyasa olayı gibi görülebilir. Bir gün fiyat düşük, ertesi gün yüksek... Elektrik piyasasında buna benzer dalgalanmalar geçmişte de yaşandı ve gelecekte de yaşanmaya devam edecek.

Ancak bu iki günü ilginç kılan, fiyatın yönünden çok fiyatın oluşma biçimidir. Bu bağlamda yaşanan fiyat hareketinden ve yaptığımız analizden üç temel çıkarım yapabiliriz.

İlk olarak, yaklaşık %50'lik PTF artışı toplam üretimde benzer büyüklükte bir artışla açıklanamamaktadır. İki gün arasındaki toplam üretim değişimi oldukça sınırlı kalırken, üretim portföyü belirgin şekilde değişmiştir. Rüzgâr ve barajlı hidroelektrik üretiminin azalması, buna karşılık doğalgaz ve kömür santrallerinin daha fazla devreye girmesi, sistemin daha yüksek değişken maliyetli kaynaklara yöneldiğini göstermektedir.

İkinci olarak, 30 Haziran'da PTF ile SMF arasında olağan dışı sayılabilecek büyüklükte bir fark oluşmuştur. Gerçek zamanlı piyasanın daha yüksek maliyetli çalışması, gün öncesinde planlanan üretim programının işletme sırasında önemli ölçüde revize edildiğini düşündürmektedir. Ertesi gün ise aynı ilişkinin tersine dönmesi, daha pahalı üretim portföyünün gün öncesinden fiyatlanmaya başlamış olabileceğine işaret etmektedir.

Üçüncü olarak ise yüksek YAL-1 ve YAT-0 hacimleri, sistem işletmesinin her iki günde de aktif biçimde dengeleme yaptığına işaret etmektedir. Bu durum, piyasa sonuçlarının yalnızca arz ve talep eğrilerinden ibaret olmadığını; gerçek zamanlı sistem güvenliğinin de fiyat oluşumunu dolaylı olarak etkileyebildiğini göstermektedir.

Bu üç gözlem birlikte değerlendirildiğinde önemli bir sonuca ulaşılabilir. Elektrik piyasasında oluşan fiyat, tek başına sistemin o günkü gerçek maliyetini temsil etmek zorunda değildir.

PTF, Gün Öncesi Piyasası'nın ekonomik optimizasyonunun sonucudur. SMF ise gerçek zamanlı sistem ihtiyaçlarının fiyat sinyalidir. Dengeleme talimatları ise bu iki yapı arasında fiziksel sistemin güvenliğini sağlayan işletme araçlarıdır. Dolayısıyla bu göstergelerin her biri aynı sistemin farklı bir yönünü anlatır.

Yalnızca PTF'ye bakıldığında gerçek zamanlı işletmenin yarattığı ek maliyetler gözden kaçabilir. Yalnızca SMF'ye bakıldığında ise piyasanın başlangıçta hangi ekonomik dengeyi kurduğu anlaşılabilir. Yalnızca YAL-1 ve YAT-0 talimatlarına odaklanıldığında ise bu müdahalelerin fiyat oluşumuna nasıl yansıtıldığı eksik kalabilir.

Bu nedenle elektrik piyasasını anlamak, bu göstergeleri birbirinden bağımsız değerlendirmekle değil, birlikte okumakla mümkündür.

30 Haziran–1 Temmuz Bize Ne Öğretiyor?

Bu iki gün, elektrik piyasasında fiyat analizinin yalnızca tek bir gösterge üzerinden yapılamayacağını açık biçimde göstermektedir. Bir fiyat hareketini değerlendirirken şu sorular birlikte sorulmalıdır:

- Talep gerçekten ne kadar değişti?
- Üretim hangi kaynaklardan karşılandı?
- Marjinal üretici hangi teknoloji oldu?
- PTF ile SMF arasında nasıl bir ilişki oluştu?
- Gerçek zamanlı dengeleme ihtiyacı olağan seviyelerde miydi?
- Sistem işletmesi üretim planını ne ölçüde değiştirmek zorunda kaldı?

Bu soruların tamamı cevaplanmadan yapılan değerlendirmeler, çoğu zaman resmin yalnızca bir bölümünü gösterir.

Bundan Sonra Neye Bakmalıyız?

Türkiye elektrik piyasasında yenilenebilir enerji kaynaklarının payı her geçen yıl artıyor. Bu dönüşüm, düşük maliyetli üretimin sistemdeki ağırlığını artırırken aynı zamanda üretimin değişkenliğini de artırıyor. Rüzgârın şiddeti, güneşlenme süresi ve bölgesel üretim yoğunluğu, piyasa sonuçları üzerinde geçmişe göre çok daha belirleyici hâle geliyor.

Bu nedenle önümüzdeki dönemde PTF analizlerinin yalnızca fiyat serilerine dayanması yeterli olmayacaktır.

Saatlik üretim kompozisyonu, dengeleme piyasası verileri, iletim sistemi üzerindeki kısıtlar ve gerçek zamanlı işletme kararları birlikte değerlendirildiğinde çok daha sağlıklı sonuçlara ulaşılabilir.

Elektrik piyasası artık yalnızca ekonomik bir piyasa değildir. Aynı zamanda büyük ölçekli ve anlık kararlarla yönetilen bir mühendislik sistemidir.

Bu nedenle fiyat hareketlerini anlamak isteyen herkesin yalnızca piyasa verilerini değil, şebekenin nasıl çalıştığını da dikkate alması gerekir.

Son Söz

30 Haziran ile 1 Temmuz arasındaki fiyat hareketi bize kesin cevaplar vermiyor.

Ancak doğru soruları sormayı öğretiyor.

Belki de iyi bir piyasa analizinin amacı da tam olarak budur.

Kesin hükümler vermek değil; verilerin izin verdiği ölçüde güçlü çıkarımlar yapmak ve her yeni veriyle bu çıkarımları yeniden test edebilmektir.

Elektrik piyasasında fiyatlar her gün değişebilir.

Ancak fiyatların neden değiştiğini anlamaya çalışmak, piyasanın geleceğini okumak açısından çok daha değerlidir.

Çünkü iyi bir analiz, yalnızca fiyatı değil; fiyatı oluşturan mekanizmayı anlamaya çalışır.

Mustafa Gönül
Araştırma Uzmanı
mgonul@marbasmenkul.com.tr

YASAL UYARI

Burada yer alan bilgiler Marbaş Menkul Değerler tarafından bilgilendirme amacıyla hazırlanmıştır. Yatırım sinyal, bilgi, yorum ve tavsiyeleri yatırım danışmanlığı kapsamında değildir. Yatırım danışmanlığı hizmeti; aracı kurumlar, portföy yönetim şirketleri, mevduat kabul etmeyen bankalar ile müşteri arasında imzalanacak yatırım danışmanlığı sözleşmesi çerçevesinde sunulmaktadır. Burada yer alan sinyal, yorum ve tavsiyeler, herhangi bir yatırım aracının alım satım önerisi ya da getiri vaadi olarak yorumlanmamalıdır. Bu görüşler mali durumunuz ile risk ve getiri tercihlerinize uygun olmayabilir ve sadece burada yer alan bilgilere ve sinyallere dayanarak yatırım kararı verilmesi beklentilerinize uygun sonuçlar doğurmayabilir. Burada yer alan sinyaller, fiyatlar, veriler ve bilgilerin tam ve doğru olduğu garanti edilemez; içerik, haber verilmeksizin değiştirilebilir. Tüm sinyal ve veriler, Marbaş Menkul Değerler tarafından güvenilir olduğuna inanılan kaynaklardan alınmıştır. Bu sinyal ve kaynakların kullanılması nedeni ile ortaya çıkabilecek hatalardan ve zararlardan Marbaş Menkul Değerler sorumlu değildir.

ARAŞTIRMA BİRİMİ

İletişim Bilgileri:

✉ iletisim@marbasmenkul.com.tr

☎ +90 (212) 286 30 00 / 331

☎ +90 (212) 286 30 50

📍 Esentepe Mah. Ecza Sk. Safter İş Hanı No: 6,
İç Kapı: 7, Şişli/İstanbul