SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi

Agora Energiewende

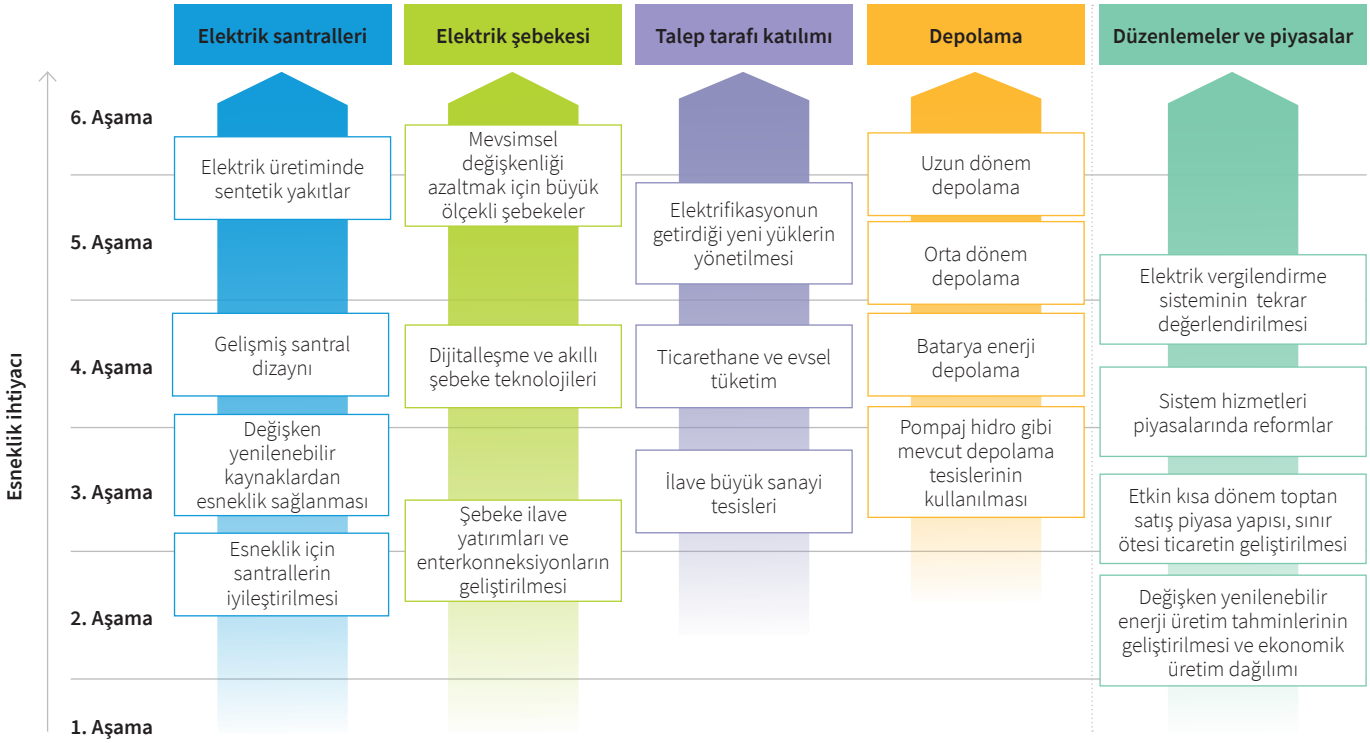
Sistem Esnekliğinde Elektrik Piyasalarının Rolü:

Almanya enerji dönüşümünden örnekler

Giriş

Elektrik sisteminin güvenli olarak işleyişinin ötesinde, dayanıklılık olarak adlandırılan olağanüstü koşullarda da işletimle ilgili becerilerini sürdürmeleri beklenmektedir. Herhangi bir elektrik sisteminin dayanıklılığı çeşitli sistem desteklerinin beraberinde getirdiği esneklikle artar. Elektrik sistemine esneklik sağlayacak daha esnek kömür santralleri ya da enerji depolama gibi teknoloji bazlı seçeneklerin yanında, regülasyon ve piyasa temelli kaynaklar da mevcuttur (Şekil 1).

Şekil 1: *Sisteme esneklik sağlayan seçenekler*



Kaynak: IEA World Energy Outlook 2018[1]

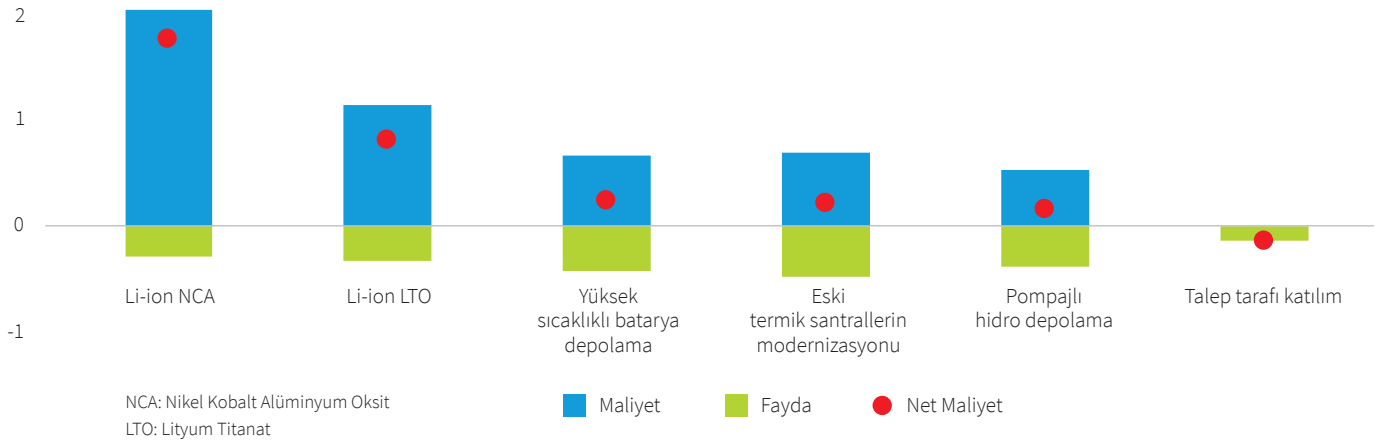
SHURA'nın Mayıs 2018'de yayımlamış olduğu şebeke entegrasyon çalışmasına göre[2], yüksek gerilim iletim şebekelerinin (154 kilovolt (kV) ve üzeri) 2026'ya kadar, planlanan yatırımların ötesine geçen yatırımlara gerek duyulmaksızın ve işletimle ilgili güçlükler yaşanmaksızın, toplam 40 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisini entegre edebileceğini göstermiştir. Aynı raporda, planlanan rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 2026'ya kadar üç katına, yani 60 GW'a çıkarılmasının da mümkün olduğu, ancak bu büyüklükteki bir kapasitenin entegre edilmesinin, örneğin daha esnek kömür santralleri, talep tarafı katılımı ya da enerji depolama gibi seçeneklerin devreye sokulmasıyla daha esnek bir enerji sistemi gerektireceği belirtilmektedir. Belirtilen esneklik seçenekleri farklı seviyelerde faydaları beraberinde getirecektir. Aynı çalışmada, sistemin esnekliğinin artırılmasının fayda ve maliyetlerine ilişkin değerlendirilmeler, dağıtık batarya depolama, pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler, talep tarafı katılımı ve eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi kapsamında ele alınmıştır. Seçilen esneklik seçenekleri portföyünün toplam ek maliyeti megavat saat (MWh) başına 1,7 Euro ile 3,4 Euro gibi yüksek bir düzey, yani 2026 sistem

[1] https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018
[2] https://www.shura.org.tr/turkiyenin-enerji-sisteminde-yenilenebilir-kaynaklarin-artan-payi-iletimde-genisleme-ve-esneklik-secenekleri/

seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyetinin (LCOE) %4,5'i ile %8,9'u arasında değişmektedir. Elde edilen toplam fayda ise MWh başına 1,3 Euro ile 1,5 Euro, yani sistem LCOE'sinin %3,5'i ile %4,0'ü arasında değişmektedir. Şekil 2'de çalışmanın çıktılarından biri olan, esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının karşılaştırması gösterilmektedir.

SHURA'nın sistem esnekliğini artırmak için gereken seçenekleri incelediği çalışması, sisteme daha fazla yenilenebilir enerji entegrasyonu için elektrik piyasası tasarımı dışında teknolojik çözümlere odaklanmıştır. Bu çalışmanın sonuçları, sisteme esneklik sağlayan teknolojik çözümlere ek olarak, elektrik piyasası tasarımının yenilenebilir enerji entegrasyonu ve şebeke esnekliği için kilit rol oynayacağını göstermiştir. Bu esneklik seçeneklerini sisteme kazandırmak için, farklı gereksinimlerinin yanı sıra optimum maliyetli sistem esnekliğine ulaşılmasını mümkün kılan bir piyasa tasarımını da göz önünde bulunduran politika mekanizmaları gerekecektir. Bu nedenle, mevcut elektrik piyasası tasarımını anlamak ve elektrik piyasasının mevcut durumunu güçlendirecek, bu sayede daha fazla değişken yenilenebilir enerji kaynağının entegrasyonunu kolaylaştıran olası iyileştirmelerin belirlenmesi gerekecektir.

Şekil 2: *Farklı iletim şebekesi esneklik seçeneklerinin birim fayda ve maliyeti (Euro$_{2016}$/MWh)*



NCA: Nikel Kobalt Alüminyum Oksit
LTO: Lityum Titanat

Kaynak: SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, Sistem esnekliğini artırmak için gereken seçeneklerin maliyet ve faydaları[3]

Daha önceki çalışmalarında güneş ve rüzgâr enerjisi entegrasyonunun teknoloji açılarını değerlendiren SHURA'nın 2020 yılı içinde yayınlayacağı bir sonraki çalışması toptan elektrik piyasasındaki iyileşmelerin sistem esnekliğine nasıl katkı sağlayacağını araştırmaktır. Bu çalışmaya paralel olarak yürütülecek bir başka çalışmada dağıtık enerji sistemlerinin piyasa ve şebeke entegrasyonu incelenecektir.

Elektrik piyasasının güneş ve rüzgâr entegrasyonu için oynayabileceği kilit rolü gösterebilmek adına, bu kısa raporda Almanya'da 2015 yılında gerçekleşen güneş tutulması esnasında yaşananlar vaka analizi yoluyla anlatılmaktadır. Bu özet raporun hazırlanmasında, Agora Energiewende'nin "A word on flexibility, The German Energiewende in practice: how the electricity market manages flexibility challenges when the shares of wind and PV are high"[4] raporu referans olarak kullanılmıştır.

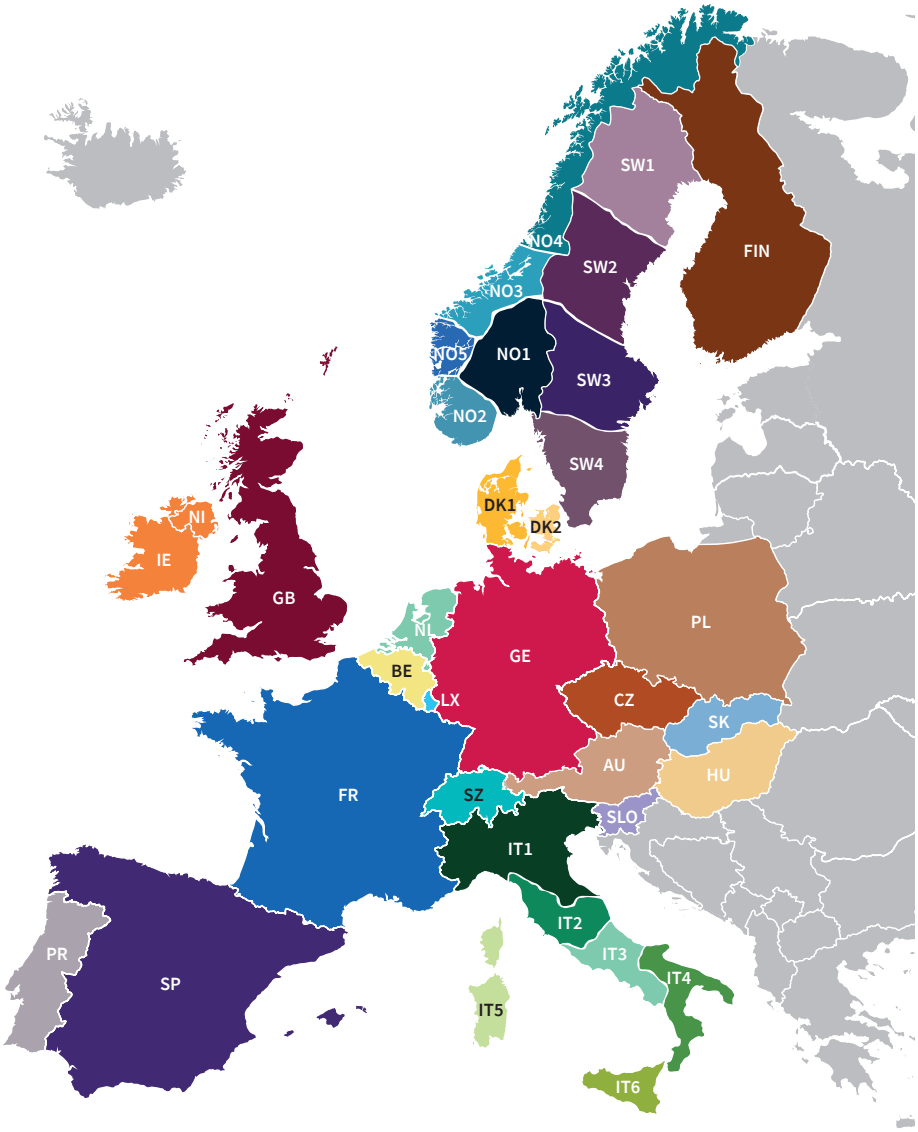
[3] https://www.shura.org.tr/sistem-esnekligini-artirmak-icin-gereken-seceneklerin-maliyet-ve-faydalari/
[4] https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/A_word_on/Agora_Energiewende_a-word-on_flexibility_WEB.pdf

Elektrik piyasa yapısına genel bakış

Almanya elektrik piyasa yapısı, büyük ölçüde Avrupa Birliği ve üye devletler tarafından Avrupa elektrik iç pazarının oluşturulması için belirlenen politikalara dayanmaktadır. Özel piyasa tasarımı, piyasa katılımcıları arasındaki rekabete ve sınır ötesi elektrik ticaretine dayanan bir hedef modelden ortaya çıkmıştır.[5]

Elektrik spot fiyatının ülke genelinde aynı olduğu piyasa yapısı, tek fiyat bölgesinden oluşur (bkz. Şekil 3). (Orta, Batı ve Kuzey Avrupa'da coğrafya ve fiyat bölgesi yapılandırması.[6] Fiyat bölgelerinde ticaret, ithalat ve ihracatı optimize eden sınır ötesi piyasa denge fiyatı algoritması, piyasa birleşmesi aracılığıyla gerçekleşir.

Şekil 3: *Orta, Batı ve Kuzey Avrupa'da coğrafya ve fiyat bölgesi yapılandırması*



Kaynak: OFGEM (2014)

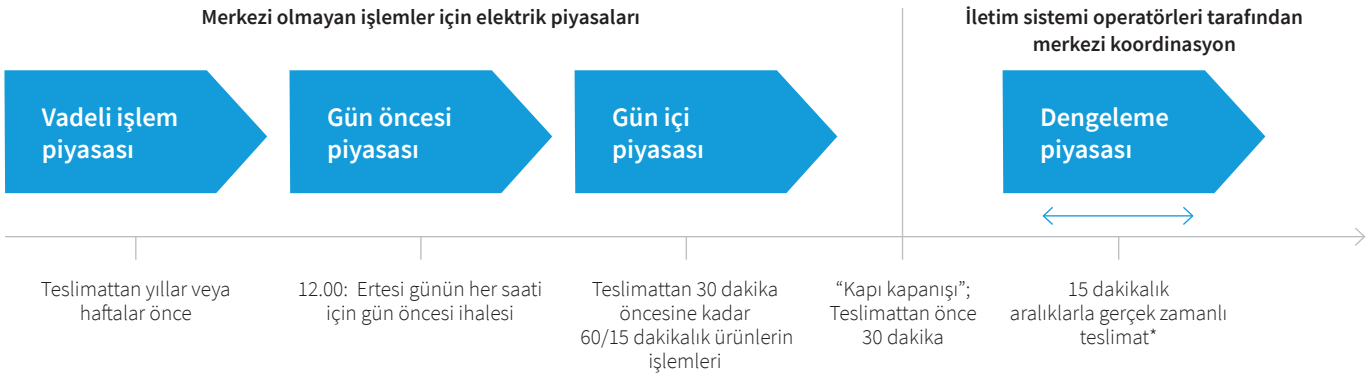
[5] Avrupa elektrik piyasası çerçevesiyle ilgili daha fazla ayrıntı için, bkz. http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers.

[6] "Ülke başına bir fiyat bölgesi" düzeninin istisnası, her biri ulusal sınırlarında birkaç fiyat bölgesi bulunan İtalya ve Kuzey ülkeleri Norveç, İsveç ve Danimarka'dır. Avusturya, Almanya ve Lüksemburg tek bir fiyat bölgesi oluşturur.

Bölgesel piyasa yapılandırması adeta bir "bakır tel" yaklaşımı varsaymaktadır. Bu elektriğin her bölgede serbestçe akışının gerçekleşebileceği anlamına gelmektedir. Buna karşın bu serbest yük akışlarını zorlayan, her bir bölge içerisinde yük akışlarıyla ilgili sıklıkla yaşanan şebeke kısıtları oluşmaktadır. Bu durum olduğunda iletim sistemi operatörleri "bölgesel piyasayı" enerji sisteminin fiziksel gerçekleriyle aynı seviyeye getirmek için yeniden dengeleme faaliyetleri gerçekleştirmek zorunda kalırlar (bkz. Bilgi Kutusu 1).[7]

Piyasa oyuncuları, elektrik piyasaları veya ikili anlaşmalar yoluyla beklenen arz ve talep yoluyla ticaret yaparlar. Şekil 4, Almanya elektrik piyasasında piyasaya dayalı işlemlerin sırasını göstermektedir. Türkiye'de mevcut elektrik piyasa yapısı ve işleyişi, rekabetçi elektrik piyasasına dayanan temeller doğrultusunda benzer şekilde tasarlanmıştır.

Şekil 4: *Almanya elektrik piyasasında, piyasaya dayalı işlemlerin sırası*



**Dengesizlik cezaları, piyasa aktörlerini, piyasa işlemlerinin fiziksel gerçeklerine uymaları için teşvik eder.*

Uzun dönemli vadeli işlemler piyasalarında işlemler, fiili teslimattan birkaç yıl önce başlar. Bunun amacı toptan satış piyasası fiyat risklerini (belirsiz gelecek) yönetmektir. Fiili enerji tüketiminin yaklaşık yarısı gün öncesi piyasasında işlem görmektedir. Burada her gün saat 12.00'de, elektriğin ertesi günün her saati için işlem gördüğü bir ihale gerçekleştirilir. Genellikle düşük talep ve/veya yüksek yenilenebilir enerji üretimi olduğu durumlarda saatlik fiyatlar daha düşük olan spesifik bir toptan satış fiyatı ile karakterizedir. Gün öncesi piyasasının ardından saatlik ve 15 dakikalık ürünlerin teslimattan 30 dakika öncesine kadar işlem gördüğü gün içi piyasasında işlemler devam eder.

Gün içi piyasası, rüzgâr ve güneş enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonu için önemlidir. Çünkü güncellenmiş üretim tahminlerine olanak sağlayarak gün içi ticarete izin verir.[8] Güncellenen rüzgâr tahminlerine bağlı olarak gün içi fiyatları, gün öncesi fiyatlarından daha yüksek ya da daha düşük olabilir.

[7] 2015 yılında Almanya iletim sistem operatörleri, konvansiyonel santrallere toplamda 17 milyar kilovat saat (TWh) yeniden dengeleme talimatı verdi (Kaynak: Federal Şebeke Ajansı (2016): Şebeke ve sistem güvenlik önlemleri hakkında 2015'in 3. çeyrek raporu, 2015'in dördüncü çeyreği ve 2015'in tamamı). Buna karşılık, 2015 yılında, Almanya enerji talebi 597 milyar kilovat saat (TWh) olarak gerçekleşti.

[8] Almanya brüt elektrik talebinin yaklaşık % 6'sı, 2015 yılında gün içi piyasasında işlem görmüştür. Kaynak: EPEX Spot (2016)

Bilgi Kutusu 1: Elektrik piyasasında dengeleme, kısıt yönetimi, yeniden dengeleme ve kesinti

Avrupa Birliği ülkelerinde elektrik, çoğunlukla merkezi olmayan elektrik piyasaları veya ikili anlaşmalar yoluyla işlem görmektedir. İşlemler, elektriğin teslimatı için saat veya dakika bazında gerçekleştirilir. Tüm alım satım tekliflerinin sonucu olarak piyasa, sistemde kaynakların tahsisini yani arz ve talep doğrultusunda teknolojilerin üretim dağılımını belirler.

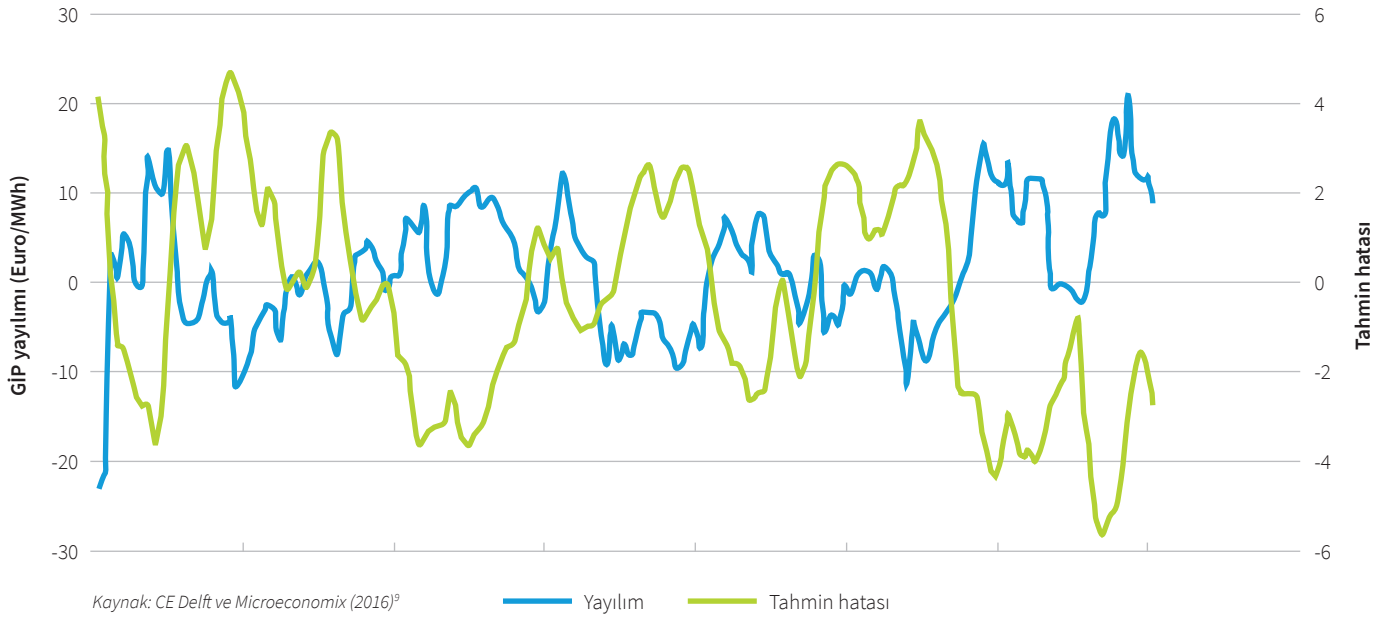
Kısıt yönetimi, elektrik piyasası kapsamında dengeleme işlemlerinin şebekenin güvenli olarak çalışmasını sağlayacak şekilde ayarlanmasını içerir. Burada önleyici tedbirler ile gerçek zamanlı dengeleme arasında bir ayrım yapılır. Kısıt yönetimi, genel olarak iletim sistemi operatörleri tarafından piyasaya dayalı düzenlemeler yoluyla ya da konvansiyonel elektrik santrallerine (yeniden dengeleme) veya yenilenebilir kaynaklara (kesinti) verilen talimatlar yoluyla, komut ve kontrol programları aracılığıyla yapılır. Kısıt yönetimi temelde toptan satış piyasalarındaki dengelemeyi (fiyat bölgesi yapısına bağlı olarak, şebeke kısıtlarını yansıtmayabilir), şebekenin fiziksel gerçekleriyle uyumlu hale getirmek anlamına gelmektedir (bkz. CE Delft ve Microeconomix (2016)[9]).

Konvansiyonel enerji santralleri için kısıt yönetimi talimatları genel olarak "yeniden dengeleme" olarak tanımlanmaktadır: Yeniden dengeleme, iletim sistemi operatörünün santrallerin toptan satış piyasasına dayalı üretim programını değiştirmesidir. "Kesinti", iletim sistemi operatörünün yenilenebilir enerjiden özellikle de rüzgâr enerjisinden elde edilen üretimi düşürdüğü durumdur. Yeniden dengeleme üretimi azaltır ya da artırırken, kesme yalnızca üretimi azaltır.

Örneğin, gün öncesinde yenilenebilir enerji üretiminin fazla veya talebin düşük tahmin edilmesi durumunda, gün içi piyasasında ek elektrik talep edilecek ve gün içi fiyatları gün öncesi fiyatlarından daha yüksek olacaktır (veya tam tersi). Şekil 5, gün içi ve gün öncesi fiyatları arasındaki farkları (gün içi yayılımı olarak adlandırılır) ve gün içi rüzgâr enerjisi tahmin hatasını yedi günlük zaman dilimi için göstermektedir.

Gün içi piyasasındaki ticaret sonucu oluşan gün içi yayılımı, gün içi rüzgâr tahmin hatası ile güçlü bir korelasyon göstermektedir.[9]

Şekil 5: *Kasım 2015'te, Almanya'da Gün İçi Piyasası (GİP) yayılımı (gün içi fiyatı eksi gün öncesi fiyatı olarak tanımlanır) ve gün öncesi rüzgâr tahmini hatası (fiili rüzgâr üretimi eksi gün öncesi tahmini olarak tanımlanır)*



Kaynak: CE Delft ve Microeconomix (2016)[9]

[9] Bkz. CE Delft ve Microeconomix (2016): Esnekliği Artırmak İçin Kısa Vadeli Elektrik Piyasalarını Geliştirme. Agora Energiewende adına yapılan çalışma. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/Penta_EOM/Agora_Penta_Refined_ST_Markets_and_Flexibility.pdf

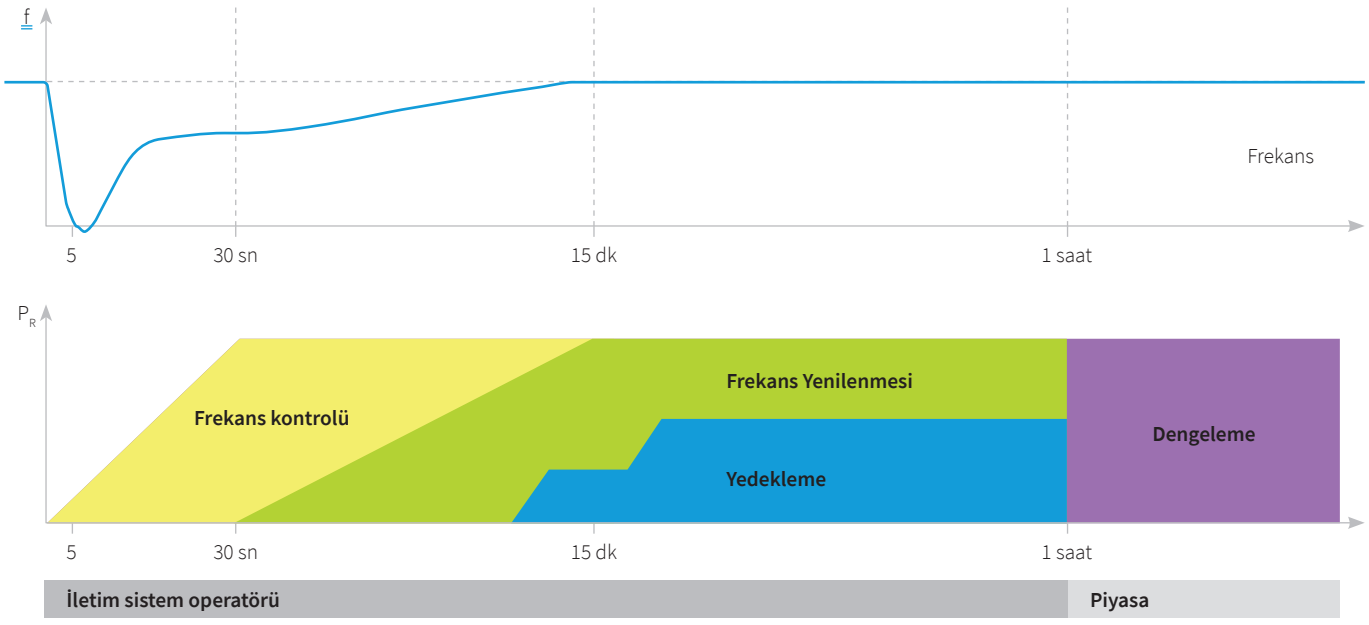
Elektriğin fiziksel olarak teslimatından 30 dakika önce elektrik piyasaları işleme kapanır. Daha sonra iletim sistem operatörleri önceki işlemlerle gerçekleşen üretim arasındaki sapmaları yöneten gerçek zamanlı dengelemeyi yapmak için merkezi dengeleme piyasalarını kullanır (bkz. Bilgi Kutusu 2).

Bu durumda üreticiler, tedarikçiler/perakendeciler ve büyük tüketiciler ertesi günün belirli bir saati için belirli bir miktarda megavat saat cinsinden işlem yaparlar. Gün öncesi piyasasında elektrik fiyatı, elektrik üretim tekliflerinin en ucuzdan pahalıya doğru sıralanması ve bunların talep teklifleriyle eşleştirilmesi yoluyla belirlenir. Türkiye'de de hali hazırda uygulanmakta olan "Merit Order" prensibi olarak adlandırılan bu mekanizma, işletme maliyetleri en düşük olan elektrik santrallerinin ilk önce elektrik üretmesini sağlar.

Bilgi Kutusu 2: Dengeleme piyasaları

Arz ve talep arasındaki gerçek zamanlı dengesizlikler (örneğin, ani santral duruşları veya beklenmeyen talep artışları nedeniyle) 50,0 Hz nominal frekansından sapmalara neden olur. Farklı türlerde dengeleme rezervleri (genellikle iletim sistem operatörleri tarafından önceden anlaşmalı olarak sağlanır) bu frekans sapmalarına yanıt verir ve dengesizliği giderir. Üç ana dengeleme rezervi türü şunlardır: Birincil rezervler (ayrıca primer frekans kontrolü rezervleri olarak da adlandırılır), ikincil rezervler (ayrıca sekonder frekans kontrolü rezervleri olarak da adlandırılır) ve üçüncül rezervler (ayrıca tersiyer rezervler olarak da adlandırılır). Şekil 6'da gösterildiği gibi, bu rezerv tipleri aktivasyon süresinde (saniye ila dakika arasında) ve aktivasyon süresinde (saniye ila <60 dakika arasında) farklılık gösterir.[10]

Şekil 6: *Arz ve talebin gerçek zamanlı dengesizliklerine yanıt olarak dengeleme rezerv türleri*

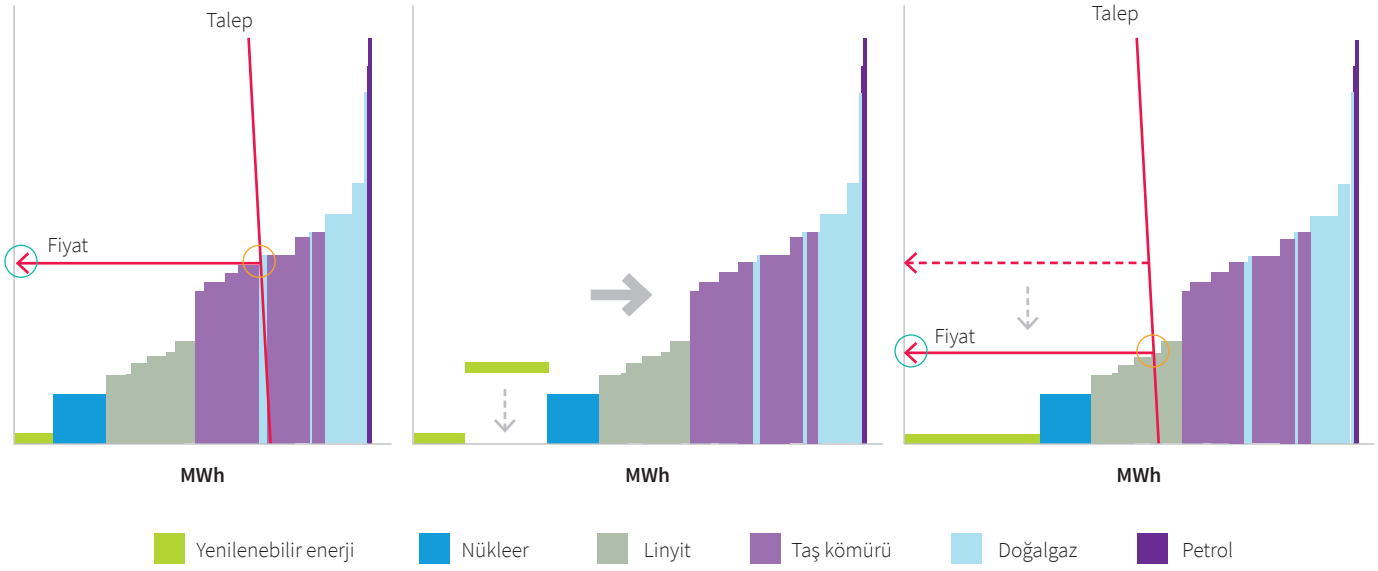


Kaynak: ENTSO-E

[10] Almanya gibi likit gün içi piyasaları ve kısa kapı kapanış süreleri olan ülkelerde, dengeleme rezervlerinin nadiren bir saate yaklaşan zaman dilimleri için kullanıldığını unutulmamalıdır

Fazla üretim mümkün olduğu sürece, fiyatlar sistemde çalışan en pahalı üretim santralinin işletme (veya kısa dönemli marjinal) maliyetlerini (kısa dönem marjinal maliyetleri esas olarak yakıt ve karbondioksit (CO_2) maliyetlerinden oluşan bir fosil yakıt tesisi) takip edecektir. Rüzgâr ve güneş enerjisi kullanımı toptan elektrik fiyatını düşürür. Rüzgâr ve güneşin kısa dönemli üretim maliyetleri sıfıra yakın olduğu için "merit order" açısından birinci sıradadırlar (bkz. Şekil 7).[11]

Şekil 7: *Toptan elektrik piyasası ve üretim teknoloji maliyetlerinin "merit order" prensibi aracılığıyla gösterimi**



** Şematik gösterim: Fosil yakıtlı tesislerin maliyetleri, yakıt ve CO_2 fiyatlarına bağlıdır → yüksek CO_2 fiyatları, gazla çalışan tesisler için, kömürle çalışan tesislerden daha düşük üretim maliyetleri sağlar.*

Temsili gösterim

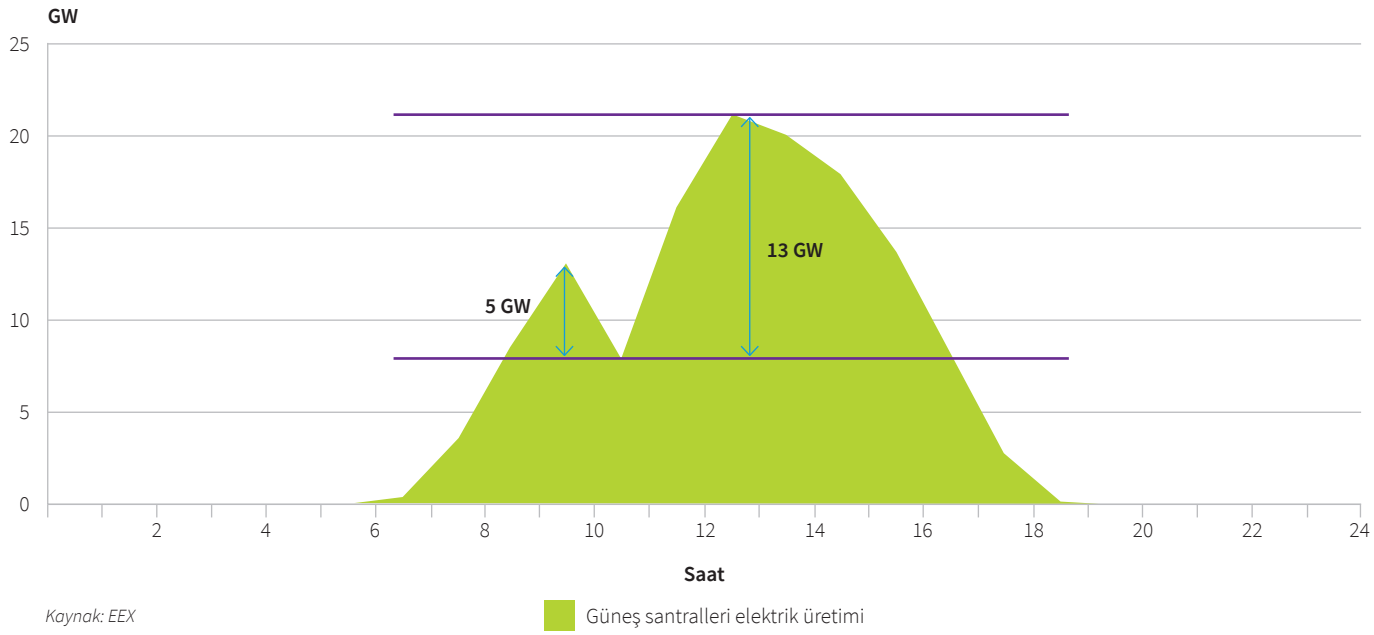
Aşağıda değişken yenilenebilir enerji üretiminden kaynaklanan esneklik gerekliliklerinin toptan elektrik piyasasına dayalı işlemler ile nasıl yönetildiğini açıklayan bir örnek vaka incelemesi sunulmaktadır.

[11] Yenilenebilir enerjilerin "merit order" etkisi Sensfuß, F., Ragwitz, M., Genoese, M. (2008)'de daha ayrıntılı olarak tanımlanmaktadır. "Merit order" etkisi: Yenilenebilir elektrik üretiminin spot piyasadaki fiyat etkisinin detaylı bir analizi. Enerji Politikası 36, 3086–3094.

2015 yılında gerçekleşen güneş tutulması

20 Mart 2015'te Almanya kısmi bir güneş tutulması olayı yaşadı. Sabah 9.30 - 12.00 saatleri arasında, dünya ile güneş arasında hareket eden ay, güneş ışığının yeryüzüne ulaşmasına engel oldu.[12] Güneş tutulmasına esnasında bir saat boyunca kararan hava, daha sonraki saatlerde tekrar aydınlandı. İlgili tarihte Almanya'da 39 gigavat (GW) kapasiteli güneş santrali kuruluydu. 20 Mart günü havanın açık olması, güneş tutulması olayı sırasında, güneş elektrik üretimini oldukça etkiledi. Tutulma başladığında güneş elektrik üretimi 65 dakika boyunca 5 GW azaldı, sonrasında ise 21 GW'lık öğle pik üretimine ulaşmadan önce 75 dakika boyunca 13 GW arttı (bkz. Şekil 8).[13]

Şekil 8: *20 Mart 2015 tarihinde güneş santrallerinin elektrik üretimi*



Kaynak: EEX

Güneş tutulmasının etkisini yönetmek için Avrupa genelindeki iletim sistem operatörleri olay öncesi ve sırasında sistem operasyonlarını koordine ettiler. Örneğin, Almanya'da daha fazla dengeleme rezervi tedarik edildi (olası şebeke kısıtlarıyla karşılaşıldığında daha fazla dengeleme rezervinden faydalanabilmek için), sistem operasyon birimlerindeki personeller özel eğitim aldı ve sayıları artırıldı. Ancak, aşağıda göreceğimiz gibi güneş tutulması nedeniyle ortaya çıkan esneklik ihtiyacı çoğunlukla gün öncesi ve gün içi elektrik piyasalarında, piyasa oyuncuları tarafından yönetildi.

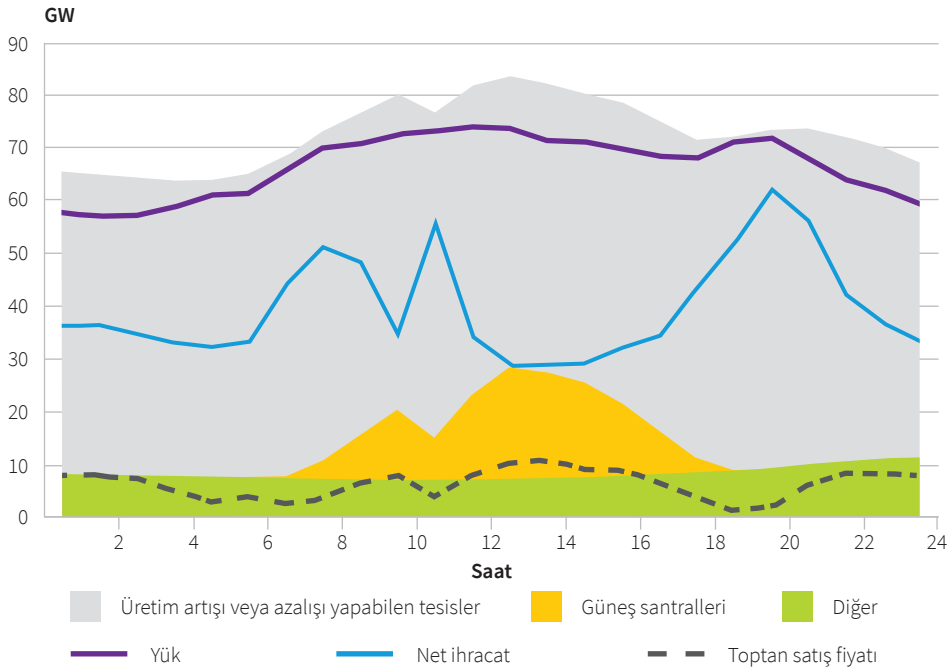
2015 yılındaki bu güneş tutulması olayı sırasında, güneş enerjisi santrallerinin elektrik üretimi kısa sürede keskin bir şekilde azaldı ve ardından tekrar arttı. Enerji sistemlerinin bu gibi durumları nasıl yönetebileceği konusunda ilerleme kaydedilmiştir.

[12] Güneşin % 82 kadarı ay tarafından örtülmüştü (50Hertz vd., 2015).
[13] Günümüzde bu dalgalanmalar sıra dışı olabilir ama 2030 yılında Almanya'da sık sık meydana gelme ihtimali yüksektir ve elektriğin %50'sinin yenilenebilir enerji kaynakları tarafından üretileceği öngörülmektedir. Buna karşılık, 2015 yılında Almanya'daki en büyük güneş enerjisi saatlik üretim artışı 8,2 GW, en büyük güneş enerjisi saatlik üretim düşüşü -7,7 GW olarak gerçekleşmiştir; güneş tutulması sırasında üretimin yaklaşık yarısı değişmiştir.

Bruno do Val / Unsplash

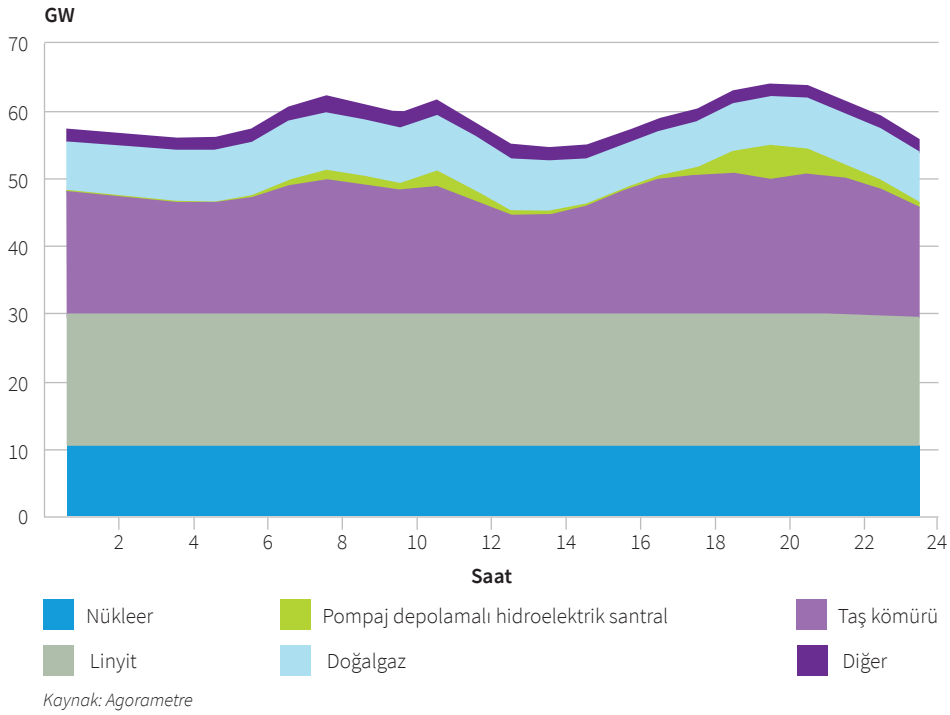
Şekil 9, saat 11'de gerçekleşen güneş tutulması olayının sebep olduğu güneş elektrik üretiminin düşmesi sebebiyle gün öncesi fiyatlarının bu saat için arttığını göstermektedir. Bu beklenen bir piyasa tepkisidir. Bu durumun başlıca nedeni ilgili saat için sıfır marjinal maliyete sahip güneş üretiminin normalden daha az gerçekleşmesidir. Artan fiyatlar sebebiyle, pompaj depolamalı hidroelektrik santraller gibi taş kömürü santralleri de saat 11'de üretimlerini artırmıştır. Güneş tutulması boyunca nükleer ve linyit santralleri tam yükte üretim gerçekleştirmiştir.

Şekil 9: *20 Mart 2015'te Almanya'nın üretimi, tüketimi ve net ihracatı*



Alttaki şekil, üretim artışı veya azalışı yapabilen enerji santrallerinden elektrik üretimini göstermektedir.

Şekil 10: *20 Mart 2015'te yük al/yük at yapabilen santrallerin elektrik üretimi*



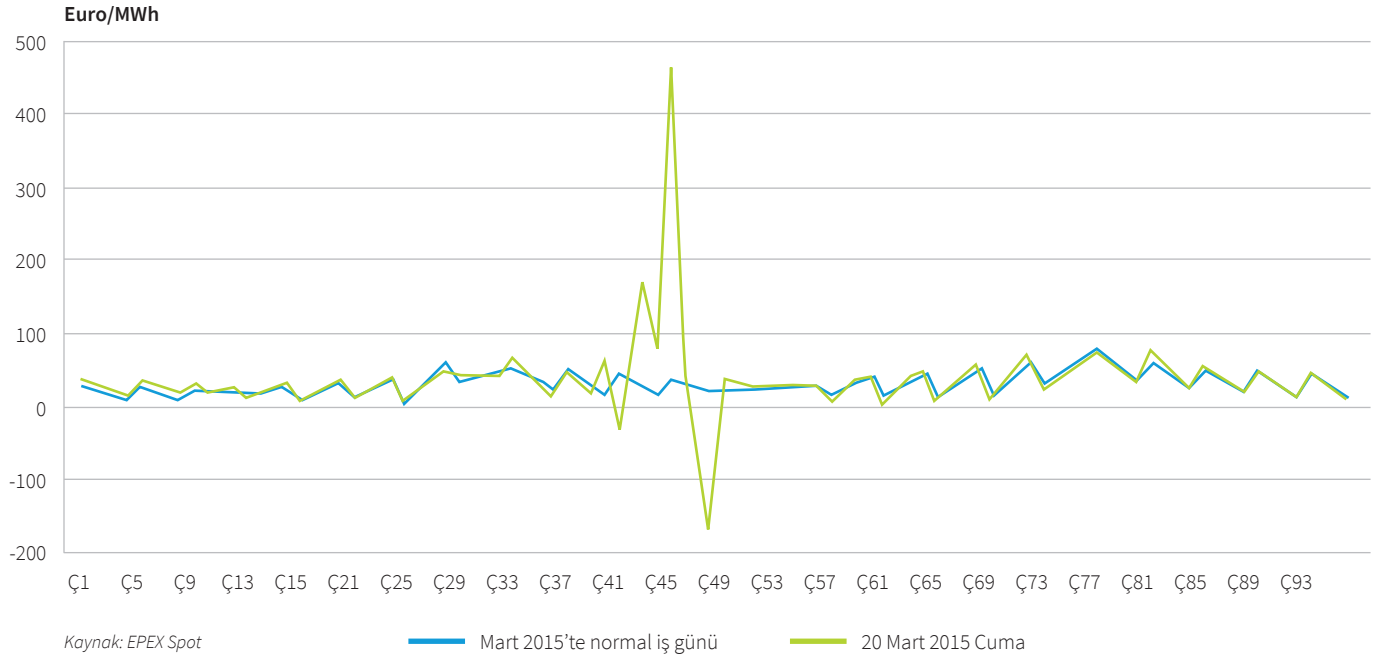
Kaynak: Agorametre

Güneş tutulması sırasında sadece birkaç gaz santrali üretimlerini artırabiliyordu. Bunun başlıca sebebi, gaz santrallerinin kısa dönem marjinal maliyetlerinin taş kömürü santrallerine göre daha yüksek olması ve o gün özelinde gaz santrallerinin ısı teslimat yükümlülüğü olan kojenerasyon tesisleri olmasıdır.

Güneş tutulmasının bir başka etkisi de güneş elektrik üretiminin azalmasına bağlı olarak, diğer ülkelere ihraç edilen elektrik miktarında azalma olmasıdır. Komşu ülkelere yapılan ihracat toplamda yaklaşık 4 ila 5 GW civarında azalmıştır. Şekil 9'da yer alan yukarıdaki grafikte gösterildiği gibi net elektrik ihracatı spot piyasa fiyatlarına bağlı olarak hareket etmiştir. Ulusal spot piyasa fiyatlarının düşük olması durumunda, ihracat potansiyeli daha yüksektir (mevcut yurt içi üretim kapasitelerinin yurt dışındaki talebi karşılamasına izin verilir), ancak ulusal spot fiyatların yüksek olduğu durumlarda kapasitelerin daha yoğun kullanılması ihracat potansiyelini de düşürür.

Güneş tutulması ilginç bir vaka çalışmasıdır. Çünkü rüzgâr ve güneşe dayalı enerji üretim sistemlerine geçişte gün içi piyasalarının kilit rol oynadığını göstermektedir. (ayrıca bkz. Şekil 4). Aslında güneş tutulması olayı sırasında sistemin esnekliği, 15 dakikalık elektrik ürünlerinin ticaretinin yapılabildiği gün içi piyasasından sağlandı denebilir. Hem hacmin hem de fiyatın ani düşüşü, güneş elektrik üretim artışının "normal" olduğu günlere göre önemli farklılıklar göstermiştir. Örneğin, güneş elektrik üretiminin ani düşüşü gün içi piyasa fiyatını 460 Euro/MWh'ye çıkarmıştır. Gün içi piyasasında 15 dakika boyunca 5 GW'lık enerji ticareti yapılmıştır (bkz. Şekil 11).

Şekil 11: *Almanya'da 20 Mart gün içi piyasasında oluşan fiyatın, o aydaki "normal" bir iş günü fiyatıyla karşılaştırılması*

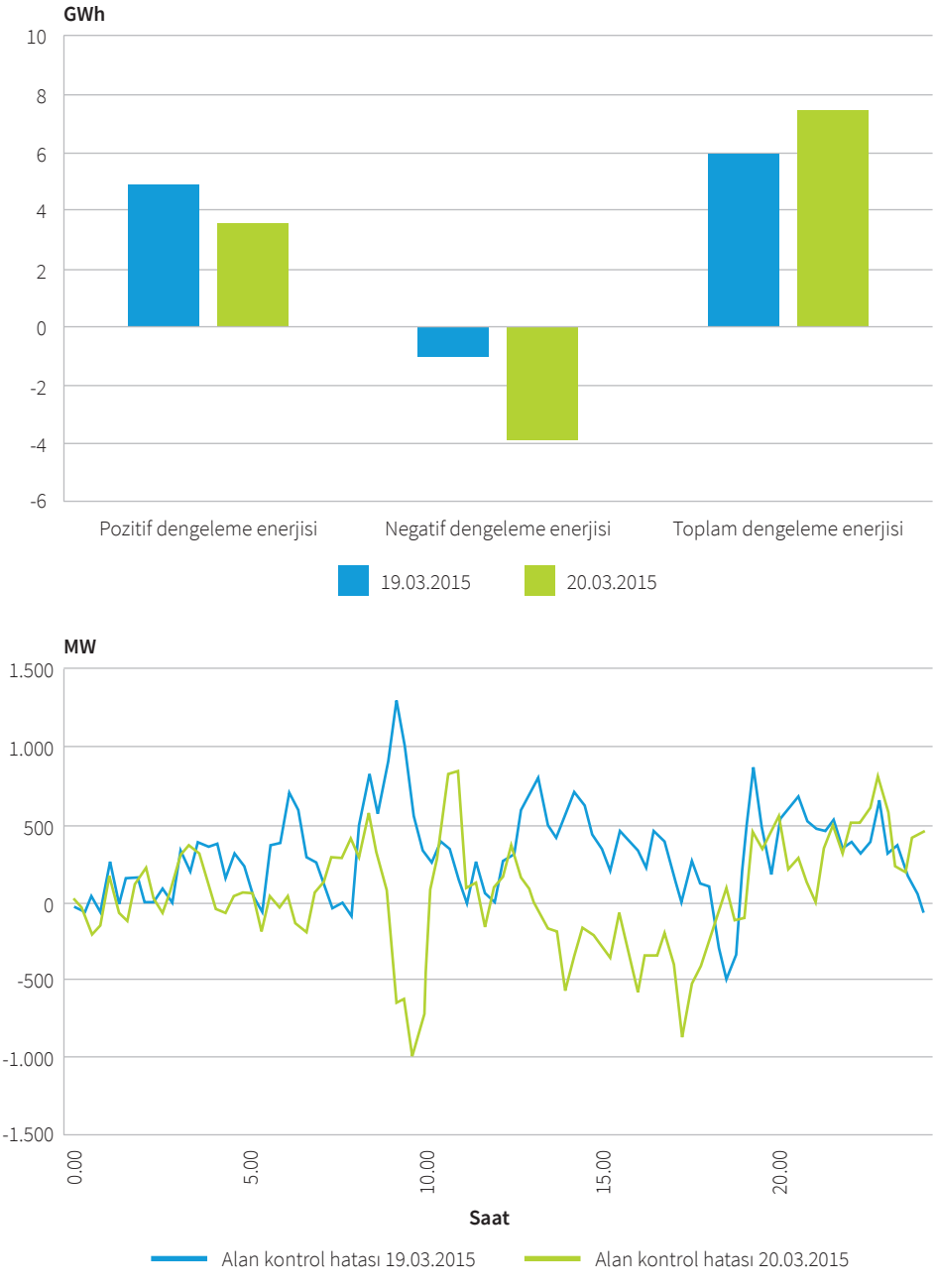


Kaynak: EPEX Spot

Elektrik tedariki tüm tutulma boyunca herhangi bir problem olmayacak şekilde sabit kalmıştır. Yukarıda gösterildiği gibi tutulma nedeniyle oluşan güneş üretimindeki dalgalanmalar gün öncesi ve gün içi piyasalarında işlem görmüştür.

İletim sistemi operatörleri önlem olarak daha fazla dengeleme rezervi sağlasalar da (tam olarak 1,5 GW daha fazla), güneş tutulmasının yaşandığı gün sadece çok az dengeleme enerjisi gerekli olmuştur. Bir önceki güne göre daha az yukarı yönlü dengeleme faaliyeti ve bir miktar aşağı yönlü dengeleme faaliyeti gerçekleşmiştir (bkz Şekil 12). Bu farklar güneş tutulması günündeki alan kontrol hatasının (dengeleme rezervlerini etkinleştirdikten sonra kalan "dengesizlik") önceki gün ile karşılaştırılmasında gösterildiği gibi, tutulma ile karşılaştırıldığında stokastik günlük dalgalanmaların bir sonucu olarak görünmektedir (Şekil 12'deki alt-grafiğe bakınız).

Şekil 12: *19 ve 20 Mart 2015 tarihlerinde Almanya elektrik şebekesinde aktif dengeleme enerjisinin (üstteki şekil) ve kalan alan kontrol hatasının (alttaki şekil) karşılaştırılması*



İletim Sistem Operatörü verilerine dayalı kendi analizi

Sonuç olarak güneş tutulması kaynaklı esneklik ihtiyacının yönetilmesi gün öncesi ve gün içi piyasaları vasıtasıyla gerçekleşmiştir. Spesifik esneklik ihtiyacı, tutulmanın gerçekleştiği 2,5 saatlik zaman diliminde güneş üretiminin ani düşüşü ve artışı birkaç büyük dalgalanmaya (saatte 15 GW'lık) neden olmuştur. Bu tür bir dalgalanma, maksimum saatlik güneş üretiminin eksi 8 GW ile artı 8 GW arasında değiştiği Almanya enerji sisteminde nadiren ortaya çıkar. Spot piyasa fiyatları, güneş elektrik üretim dalgalanmalarını karşılamak için üretimlerini ayarlayabilen pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere ve taş kömürlü santrallere adeta sinyal görevi üstlenerek ana koordinasyon mekanizması olarak hareket etmişlerdir. Spot piyasa fiyatları değiştikçe ihracat dengesi de değişmiştir. Bu durum, birbirine bağlı ulusal enerji sistemlerinin sunduğu esneklik kabiliyetini vurgulamaktadır. Dengeleme güç piyasaları, en son başvurulacak esneklik kaynağı olarak güneş tutulması sırasında nadiren kullanılmıştır.