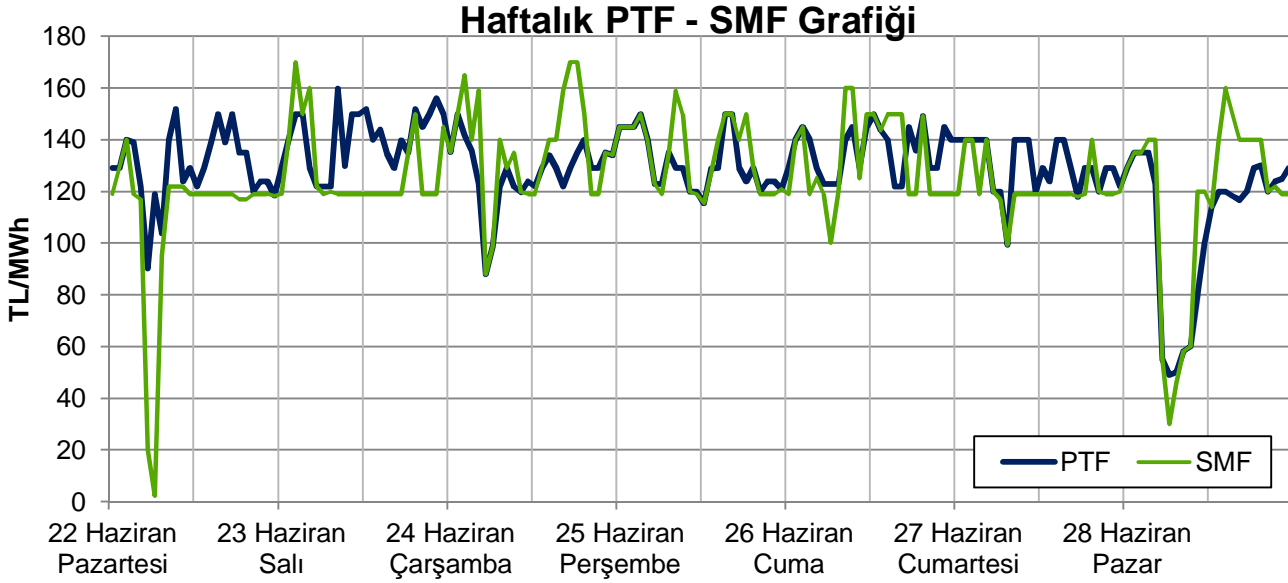


EİGM HAFTALIK PİYASA GÖZLEM RAPORU

YIL: 2015

HAFTA: 26

SAYI: 104



Bu raporda Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası incelenmektedir.

Yönetici Özeti

- Geçen hafta ortalama PTF 2 hafta öncesine göre 4 TL (%3) azalarak 129 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. 2014 yılının benzer haftasına göre 42 TL (%25), 2013 yılının aynı haftasına göre 36 TL (%22) düşmüştür. ABD doları cinsinden haftalık ortalama fiyat 4,81 \$cent/kWh; kümülatif bazda 2015 yılında 5,11 \$cent/kWh olup geçmiş yıllara göre 2,1-2,7 \$cent/kWh daha düşüktür.
- Soğutma ihtiyacı haftanın genelinde 2004-2014 yılı ortalamalarının 15 puan civarında altında seyretmiştir. Bu yüzden, haftalık bazda elektrik talebi değişimi 2 hafta öncesine göre %0,7 yukarı; ancak 2013 ve 2014'ün benzer haftasına göre %1,4 ve %3,7 aşağı yönlüdür.
- Rüzgarın haftalık tüketim içindeki payı %4,9 ile 2 hafta öncesinin 1,7, geçen yılın 1 puan üzerindedir. Hafta boyunca minimum 800 MWh, maksimum 2.400 MWh saatlik üretim değerleri oluşmuştur. Rüzgar üretiminin pik yaptığı saatlerde, PTF ve SMF arasında negatif bir ilişki görülmemiştir. 29 Haziran itibarıyla kümülatif rüzgar üretimi 5,36 TWh ve toplam üretim içindeki payı %4,2 olup 2014 yılı benzer döneminin 1,8 TWh ve 1,3 puan üzerindedir.
- Hidrolik kaynakların haftalık tüketim içindeki payı %30,5 ile 2 hafta öncesinin 1,4, geçen yılın 14 puan üzerindedir. Akarsu santrallerinin üretimi %5 azalsa da barajlı santrallerinin üretimi %11 artmış olup bu durum PTF'deki yatay seyrin devamındaki etkenlerden bir olarak görülmektedir.
- Termik kaynakların haftalık tüketim içindeki payı %61,9 ile 2 hafta öncesinin 3, geçen yılın 15 puan altındadır. Doğal gaz santrallerinin haftalık tüketim içindeki payı %30,4 ile 2007 yılından beri olan veriler incelendiğinde, son 8 yılın en düşük oranıdır.
- Barajlı hidrolik santrallerin üretimlerindeki kayda değer artış, diğer kaynak türlerinin üretimlerindeki iyileşme ve mevsim normallerinin altında seyreden hava sıcaklıklarının elektrik talebine olan etkisiyle birlikte doğal gaz santrallerinin üretimi 2 hafta öncesine göre %13 düşmüştür. 29 Haziran itibarıyla kümülatif doğal gaz üretimi 44,7 TWh olup geçen yılın 12,6 TWh altında, hidrolik santrallerin üretimi 35 TWh olup geçen yılın 13,7 TWh üzerindedir.
- Pazartesi ve Çarşamba günü saat 5-7 saatlerinde 100 TL'nin altında oluşan fiyatlar dışında haftanın içi günlerde, tüm saat dilimlerindeki fiyatlar 120-150 TL bandında oluşmuştur. Hafta boyunca fiyatın, dar bir bant aralığında seyretmesi; PTF'nin rezerv, yük ve SSM ile olan ilişkilerinin zayıflamasına yol açmıştır.
- Salı ve Çarşamba günleri günün ilk saatlerinde, net talimat hacmi YAT yönünde iken çok hızlı bir şekilde YAL yönüne geçmiş ve bu saatlerde 300-500 MWh YAL yönündeki net talimat hacmine karşılık oluşan SMF'ler 165-170 TL ile haftanın en yüksek değerleri olmuştur.
- YAL1 talimat hacmi 2 hafta öncesine göre 19.000 MWh azalmış olup haftalık talimat miktarı 88.000 MWh civarındadır. 1.000 MWh'in üzerinde talimatın olduğu 42 saat görülmüş olup 2 hafta öncesine göre 7 saat düşüş vardır. 2015 yılının ilk 26 haftası itibarıyla verilen toplam YAL1 talimat miktarı 2014 yılının %2 altında, 2013 yılının %43 üzerinde olup yıllık tüketimin %1,29'unu oluşturmaktadır.
- Son haftalarda YAT1 talimat hacmindeki düşüş geçen hafta da devam etmiş olup haftalık talimat miktarı 2 hafta öncesine göre 39.000 MWh azalarak 49.500 MWh'e gerilemiştir.

Hazırlayanlar

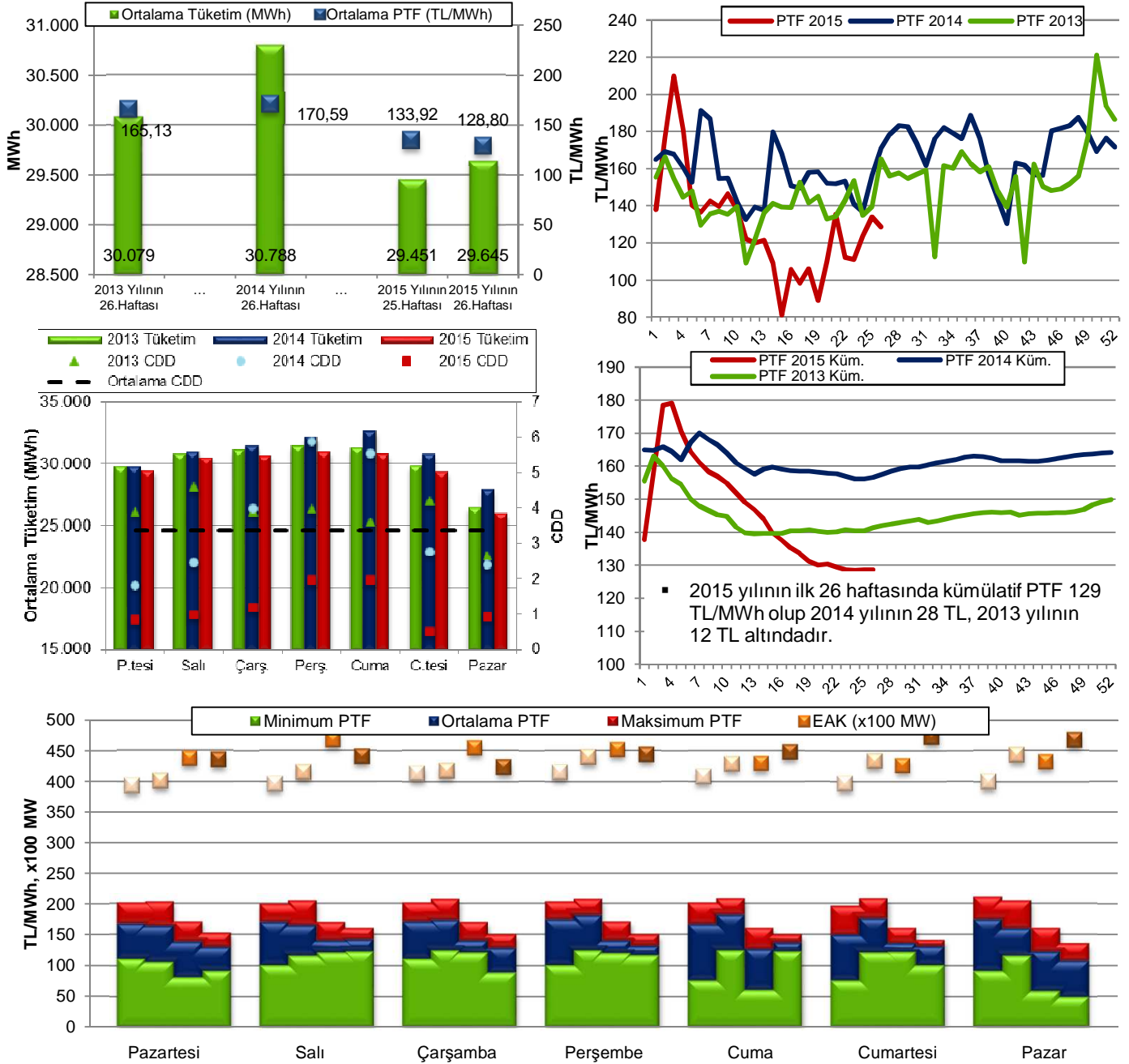
Engin İLSEVEN
ETK Uzman Yrd.
eilseven@enerji.gov.tr

Özgür SARHAN
ETK Uzman Yrd.
osarhan@enerji.gov.tr

Ömer Faruk GÜMRÜKÇÜ
ETK Uzman Yrd.
ofgumrukcu@enerji.gov.tr

GÜN ÖNCESİ PİYASASI KONTROL ANALİZİ

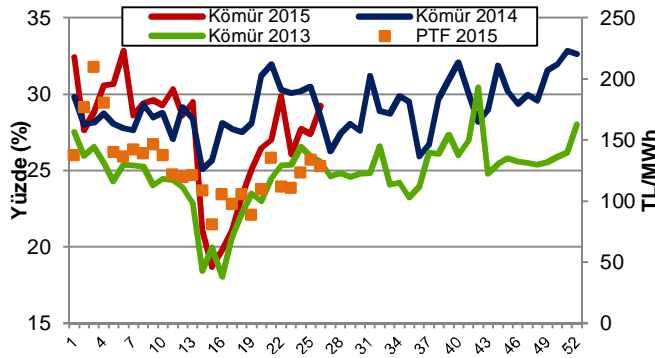
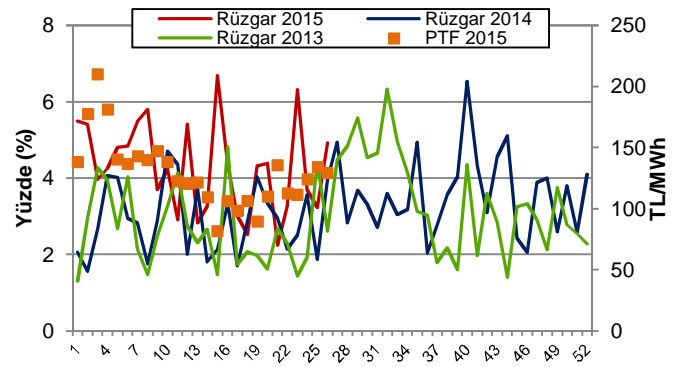
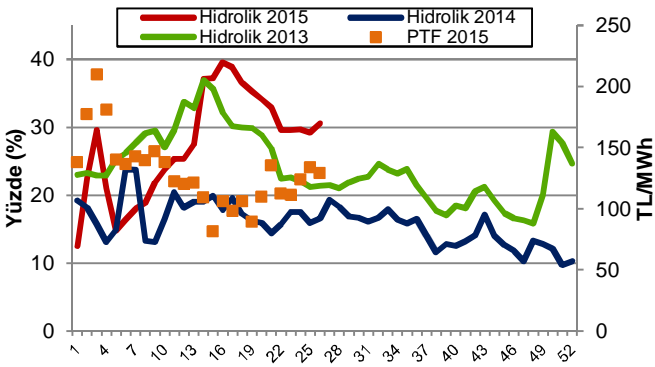
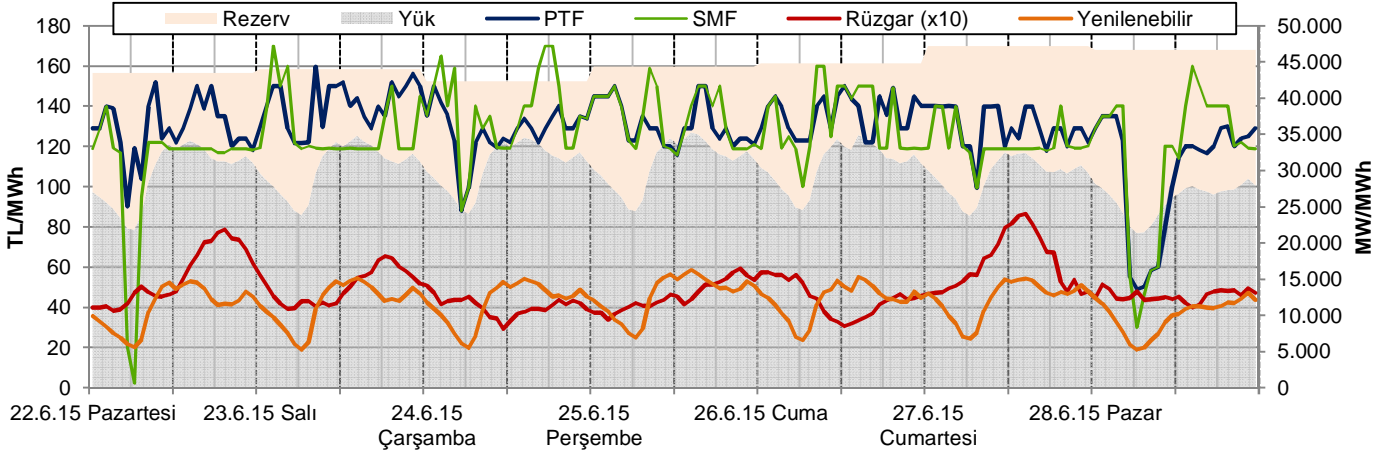
Şekil 1-2-3-4-5: Tüketim-PTF, CDD-Talep, EAK-PTF ilişkileri ve Haftalık Ortalama ve Yıllık Kümülatif PTF Değerleri



Not: Üstteki şekilde 1.sütunlar 2013, 2.sütunlar 2014, 4.sütunlar 2015 yılı benzer haftalarını, 3.sütunlar 2 hafta öncesini göstermektedir.

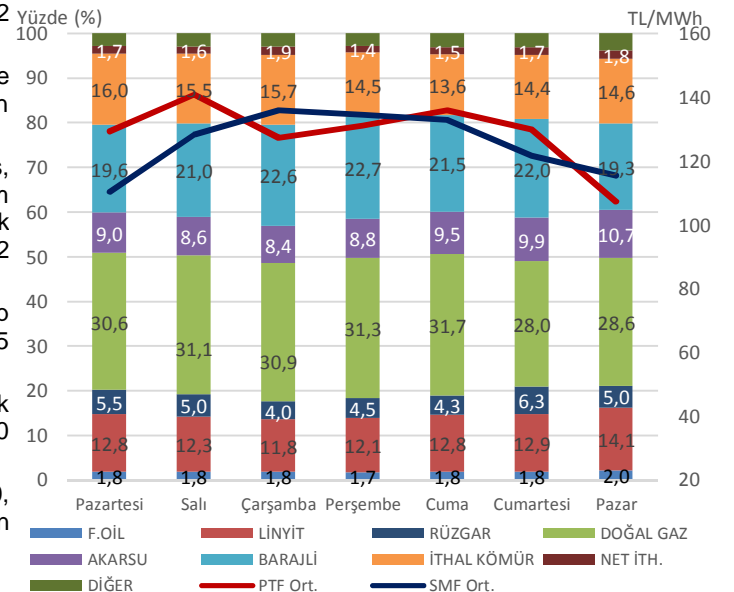
- Geçen hafta ortalama PTF 2 hafta öncesine göre 4 TL (%3) azalarak 129 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. 2014 yılının benzer haftasına göre 42 TL (%25), 2013 yılının aynı haftasına göre 36 TL (%22) düşmüştür.
- ABD doları cinsinden haftalık ortalama fiyat 4,81 \$cent/kWh; kümülatif bazda 2015 yılında 5,11 \$cent/kWh olup geçmiş yıllara göre 2,1-2,7 \$cent/kWh daha düşüktür.
- 8-20 PTF ortalama fiyatı 130 TL'dir ve haftalık ortalama PTF'ye oldukça yakındır. 2 hafta öncesine göre 11 TL, 2014'ün benzer haftasına göre 58 TL düşüş kaydedilmiştir.
- Soğutma ihtiyacı haftanın genelinde 2004-2014 yılı ortalamalarının 15 puan civarında altında seyretmiştir. Bu yüzden, haftalık bazda elektrik talebi değişimi 2 hafta öncesine göre %0,7 yukarı; ancak 2013 ve 2014'ün benzer haftasına göre %1,4 ve %3,7 aşağı yönlüdür.
- Haftanın en yüksek saatlik tüketimi 35.251 MWh ile Perşembe günü görülmüş olup 2 hafta öncesine göre yaklaşık 900 MWh düşmüş, geçen yılın benzer haftasına göre 2.800 MWh düşmüştür.
- EAK, hafta için 43.500-44.500 MW, hafta sonunda 46.500-47.00 MW bandında seyretmiştir. 2 hafta öncesine göre, hafta içi günler için ortalama 1.000 MW düşüş, geçen yılın benzer günlerine göre yaklaşık 3.000 MW artış vardır.
- Günlük minimum fiyat Pazar hariç 90-120 TL, günlük ortalama fiyatlar Pazar hariç 130-140 TL, günlük en yüksek fiyatlar hafta sonu hariç 150-160 TL bandındadır.

Şekil 6-7-8-9-10: Rezerv-PTF ilişkisi (Hafta içi), Hidrolik, Rüzgar ve Kömür Üretiminin Haftalık Tüketimdeki Payı, Üretim-Fiyat ilişkisi

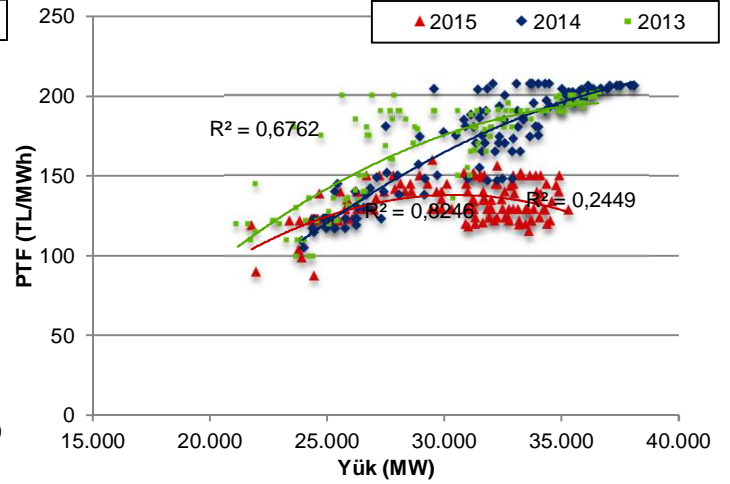
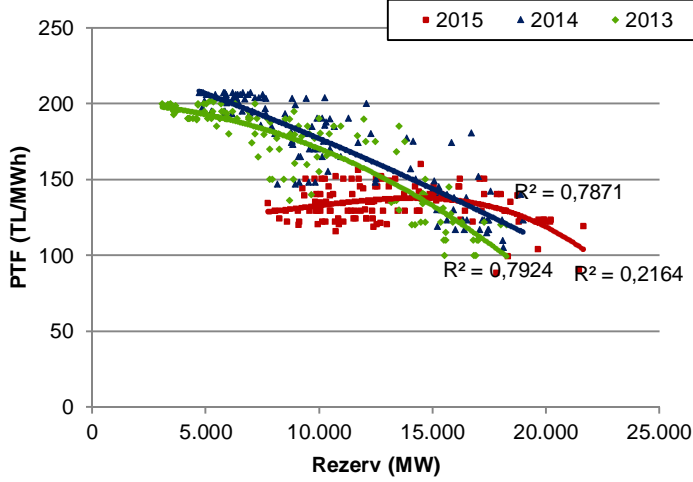


- Rüzgarın haftalık tüketim içindeki payı %4,9 ile 2 hafta öncesinin 1,7, geçen yılın 1 puan üzerindedir. Hafta boyunca minimum 800 MWh, maksimum 2.400 MWh saatlik üretim değerleri oluşmuştur. Rüzgar üretiminin pik yaptığı saatlerde, PTF ve SMF arasında negatif bir ilişki görülmemiştir.
- 29 Haziran itibarıyla kümülatif rüzgar üretimi 5,36 TWh ve toplam üretim içindeki payı %4,2 olup 2014 yılı benzer döneminin 1,8 TWh ve 1,3 puan üzerindedir.
- Hidrolik kaynakların haftalık tüketim içindeki payı %30,5 ile 2 hafta öncesinin 1,4, geçen yılın 14 puan üzerindedir.
- Akarsu santrallerinin üretimi %5 azalsa da barajlı santrallerinin üretimi %11 artmış olup bu durum PTF'deki yatay seyrin devamındaki etkenlerden bir olarak görülmektedir.

- Hem linyit hem de ithal kömür santrallerinin üretiminde, 2 hafta öncesine göre %5-7 arasında artış bulunmaktadır.
- Termik kaynakların haftalık tüketim içindeki payı %61,9 ile 2 hafta öncesinin 3, geçen yılın 15 puan altındadır.
- Doğal gaz santrallerinin haftalık tüketim içindeki payı %30,4 ile 2007 yılından beri olan veriler incelendiğinde, son 8 yılın en düşük oranıdır.
- Barajlı hidrolik santrallerin üretimlerindeki kayda değer artış, diğer kaynak türlerinin üretimlerindeki iyileşme ve mevsim normallerinin altında seyreden hava sıcaklıklarının elektrik talebine olan etkisiyle birlikte doğal gaz santrallerinin üretimi 2 hafta öncesine göre %13 düşmüştür.
- 29 Haziran itibarıyla kümülatif doğal gaz üretimi 44,7 TWh olup geçen yılın 12,6 TWh altında, hidrolik santrallerin üretimi 35 TWh olup geçen yılın 13,7 TWh üzerindedir.
- 2 hafta öncesine göre; dış alım miktarı 5.000 MWh artarak 144.000 MWh'e, dış satım miktarı 7.500 MWh artarak 62.000 MWh'e yükselmiştir.
- 2 hafta öncesine göre; kamunun payı 1,5 puan artarak %23,0, Yİ-YİD-IHD payı değişmeyerek %24,4 ve serbest üreticilerin payı 1,5 puan azalarak %52,6 seviyesinde gerçekleşmiştir.

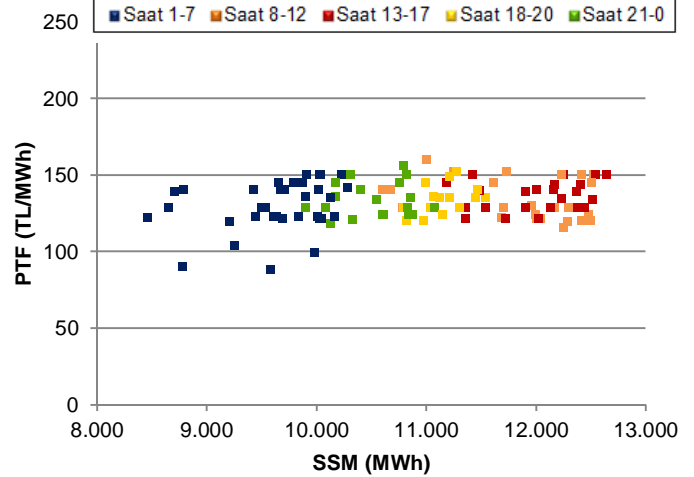
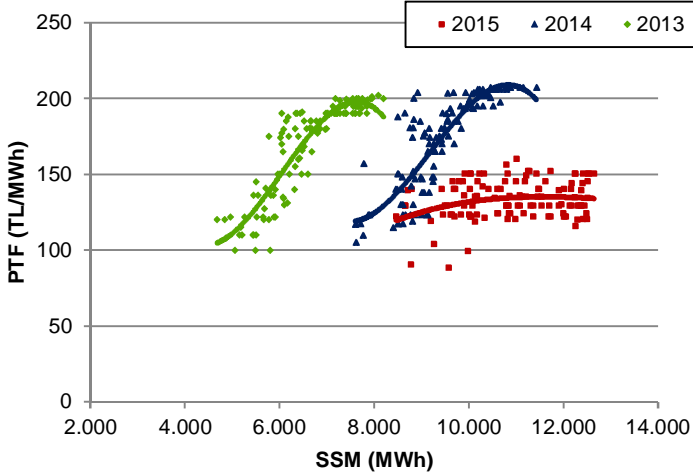


Şekil 11-12: PTF-Rezerv, PTF-Yük İlişkileri (Hafta içi)



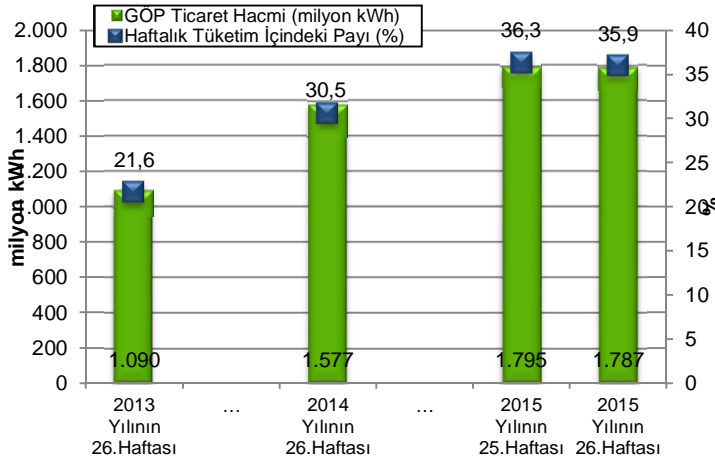
- PTF ve rezerv değişkenleri arasındaki ilişkiyi ölçen belirleme katsayısı geçen hafta 0,22 seviyesindedir ve son ayların en düşük düzeyindedir. PTF ve yük değişkenleri arasındaki ilişkiyi ölçen belirleme katsayısı da PTF-rezerv ilişkisine benzer şekilde 0,24 son ayların en düşük seviyesindedir.

Şekil 13-14: PTF-SSM İlişkisi ve 2015 Saatlik Analizi (Hafta içi)



- Geçen haftaya ait PTF ve SSM değişkenleri arasındaki korelasyon değeri 0,20 seviyesindedir ve PTF-rezerv ve PTF-yük korelasyonlarında olduğu gibi 2013 ve 2014 yılı değerlerinin altındadır.
- Pazartesi ve Çarşamba günü saat 5-7 saatlerinde 100 TL'nin altında oluşan fiyatlar dışında haftanın içindeki günlerde, tüm saat dilimlerindeki fiyatlar 120-150 TL bandında oluşmuştur.

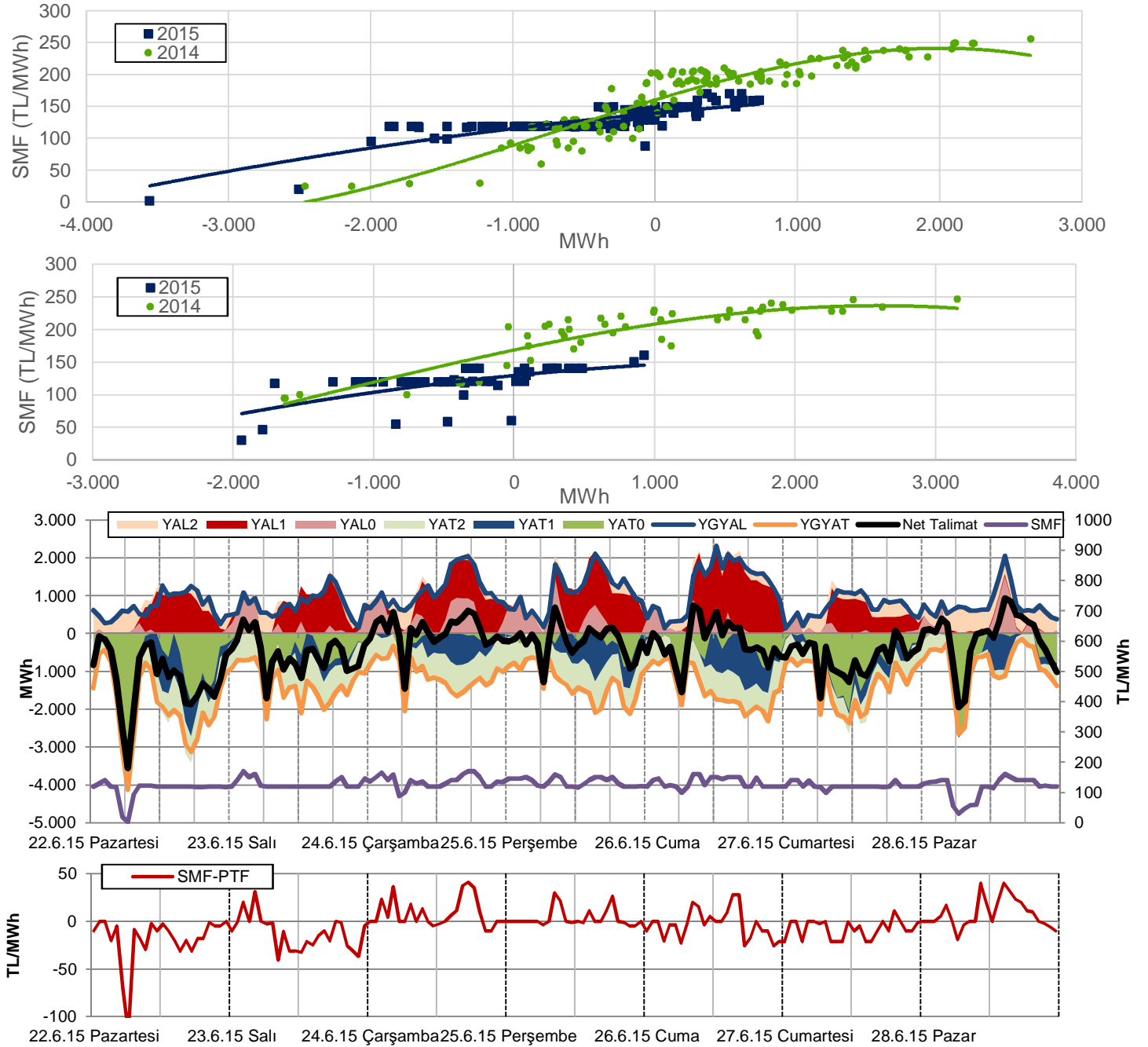
Şekil 15: Haftalık GÖP Hacmi ve Tüketim İlişkisi



- GÖP hacminin haftalık tüketim içindeki payı 2 hafta öncesine göre 0,4 puan artarak %35,9'a gerilemiştir.
- Haftalık 4,98 milyar kWh'lik tüketimin 1,79 milyar kWh'i GÖP'te alınıp satılmıştır.
- 2 hafta öncesine göre günlük ortalamalar bazında karşılaştırıldığında; GÖP hacmi 1.100 MWh, DGP hacmi 19.000 MWh azalmış; ikili anlaşma hacmi 37.000 MWh, toplam tüketim 4.500 MWh civarında artmıştır.
- GÖP hacminin tüketim içindeki payı günlük bazda %36,2 ile Salı ve Çarşamba günleri haftanın en yüksek değerini, %35,3 ile Cuma günü haftanın en düşük değerini görmüştür.

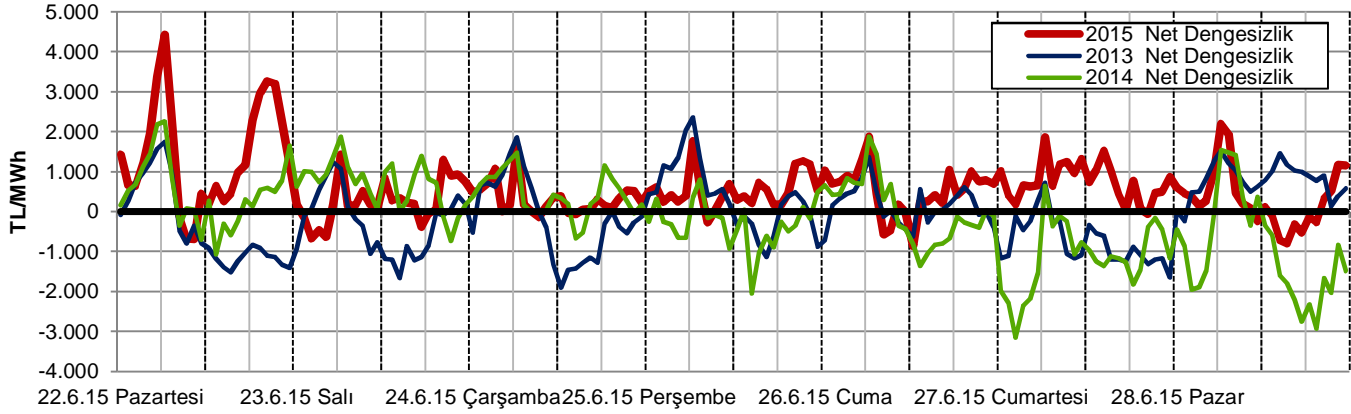
DENGELEME GÜÇ PİYASASI KONTROL ANALİZİ

Şekil 16-17-18: Net Talimat Miktarı-SMF İlişkileri (Hafta İçi - Hafta Sonu), Saatlik YAL-YAT Talimatları



- Geçen hafta yerine getirilen toplam YAL miktarı 2 hafta öncesine göre %26 oranında azalarak 155.500 MWh'e gerilemiş olup YAL talimatlarının %24'ü 0 kodlu, %53'ü 1 kodlu, %23'ü 2 kodludur. Yerine getirilen YAT miktarı da 2 hafta öncesine göre %26 oranında azalmış ve 224.700 MWh'e düşmüş olup talimatların %42'si 2 kodlu, %37'si 0 kodlu, %21'i 1 kodludur.
- Geçen hafta sistem, haftanın 46 saatinde açık, 122 saatinde ise fazla yönünde olmuştur ve bu saat sayıları 2 hafta öncesine göre benzerdir; ancak 2014 ve 2013'ün benzer haftalarında açık yönündeki saat sayıları 106 ve 113 ile çok daha yüksekti.
- SMF ortalaması 2 hafta öncesine göre 6 TL azalarak 126 TL'ye gerilemiş olup 2013-2014 yılları benzer haftalarına göre 40-50 TL daha düşüktür. En yüksek SMF 170 TL ile Salı günü gece 2'de görülmüş olup 2 hafta öncesinin 28 TL, geçen yılın 86 TL altındadır.
- Salı ve Çarşamba günleri günün ilk saatlerinde, net talimat hacmi YAT yönünde iken çok hızlı bir şekilde YAL yönüne geçmiş ve bu saatlerde 300-500 MWh YAL yönündeki net talimat hacmine karşılık oluşan SMF'ler 165-170 TL ile haftanın en yüksek değerleri olmuştur.
- Sabah saat 6'da YAL yönündeki net talimat hacmi değerleri, günün en yüksek seviyesinde olmuştur. Pazartesi sabah 3.500 MWh net talimat hacmi ile 2 TL, Pazar günü 1.950 MWh net talimat hacmi ile 30 TL'ye düşen SMF'nin, PTF'den sapma miktarı geçen haftalara göre düşük seyretmiştir.
- Sistemin yön değiştirdiği, başka bir ifadeyle, fazla yönden açık yönüne ya da açık yönünden fazla yönüne geçtiği saat sayısı 34'tür ve 2 hafta öncesinin 18, 2014 yılı benzer haftasının 6 saat üzerinde olmuştur.

Şekil 19: Net Dengesizlik Analizi-1 (Hafta içi)

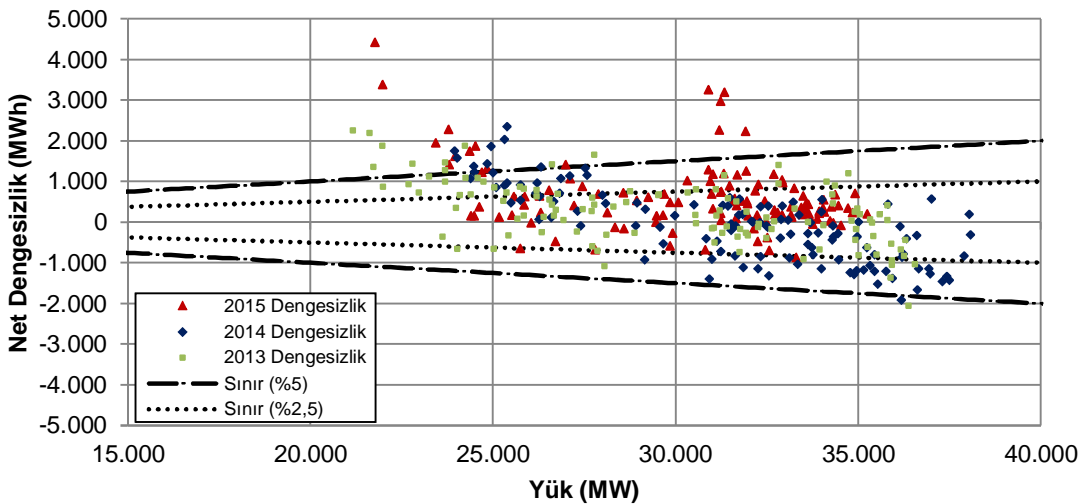


- En yüksek net pozitif dengesizlikler; çoğunlukla Pazartesi günü görülmüş olup sabah saatlerindeki net dengesizlik hacmi 4.500 MWh'e yaklaşmıştır. Net pozitif dengesizlik hacminin; hafta içi ve hafta sonu günlerde, sabah 6'da artış eğiliminde olduğu görülmektedir.
- Net negatif dengesizlikler hacim olarak net pozitif dengesizliklerin oldukça altında gerçekleşmiş olup hafta içi gündüz saatlerinde artış eğilimindedir.

En yüksek pozitif net dengesizlikler				
Tarih	Gün	Saat	MWh	SMF
22.6.15	Pazartesi	6	4.435	2,2
22.6.15	Pazartesi	5	3.387	20,05
22.6.15	Pazartesi	20	3.272	118,94
22.6.15	Pazartesi	21	3.208	118,93
22.6.15	Pazartesi	19	2.973	116,98
22.6.15	Pazartesi	7	2.286	95,08
22.6.15	Pazartesi	18	2.273	116,99
22.6.15	Pazartesi	22	2.239	118,96
28.6.15	Pazar	6	2.203	30
22.6.15	Pazartesi	4	1.955	117

En yüksek negatif net dengesizlikler				
Tarih	Gün	Saat	MWh	SMF
26.6.15	Cuma	12	-865	150
28.6.15	Pazar	15	-800	150
28.6.15	Pazar	14	-726	160
22.6.15	Pazartesi	10	-688	121,98
22.6.15	Pazartesi	9	-673	121,98
23.6.15	Salı	2	-666	170
23.6.15	Salı	4	-640	160
26.6.15	Cuma	8	-573	160
28.6.15	Pazar	17	-521	140
26.6.15	Cuma	9	-470	160

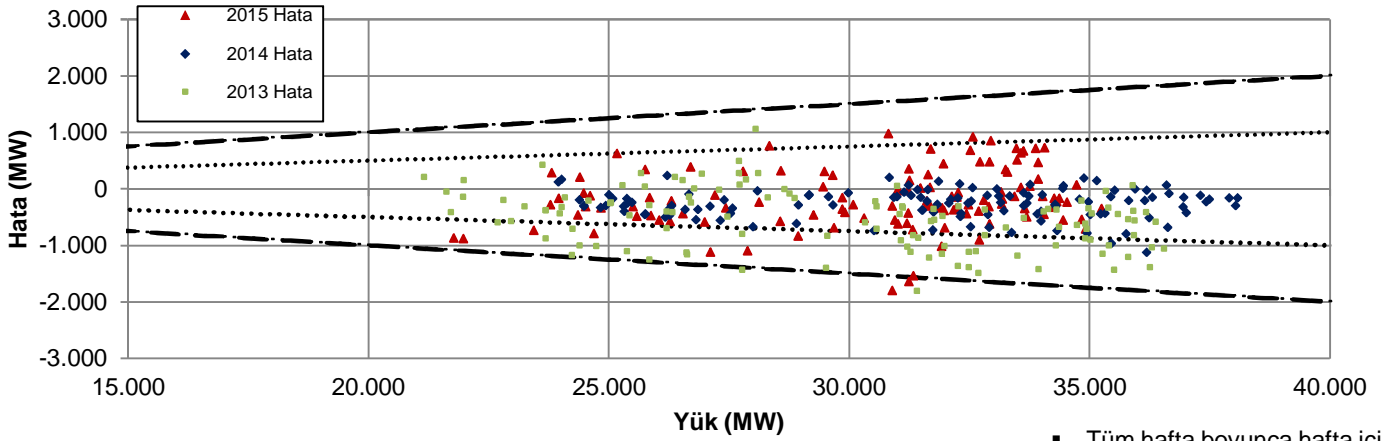
Şekil 20: Net Dengesizlik Analizi-2 (Hafta içi)



- Net dengesizliğin, ilgili saatteki sistem yükünün %5'inden yüksek çıktığı; hafta içinde 15, hafta sonunda 3 olmak üzere toplamda 18 saat bulunmaktadır.
- %2,5'lik dilimin dışında ise hafta içinde 35 ve hafta sonunda 20 saat olmak üzere toplamda 55 saat vardır. Bu dilimdeki saat sayısı 2 hafta önce 86 idi.
- 1.000 MWh'in üzerinde 38 saat net pozitif dengesizlik görülmüş iken 1.000 MWh'in altında net negatif dengesizlik herhangi bir saatte görülmemiştir.

Net Dengesizlik	5%'in dışı saat sayısı		>1000 MWh saat sayısı		<-1000 MWh saat sayısı	
	H.İçi	H.Sonu	H.İçi	H.Sonu	H.İçi	H.Sonu
2015 Yılı	15	3	26	12	0	0
2014 Yılı	11	18	17	3	5	27
2013 Yılı	14	3	15	8	23	13

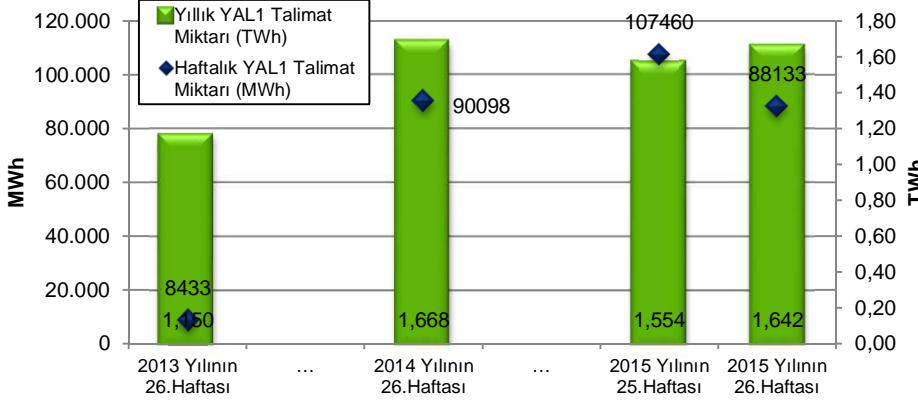
Şekil 21: Saatlik Yük-Yük Tahmin Hatası İlişkisi (Hafta içi)



En yüksek yük-tahmin hataları (pozitif)				En yüksek yük-tahmin hataları (negatif)			
Tarih	Gün	Saat	MW	Tarih	Gün	Saat	MW
22.6.15	Pazartesi	9	972	22.6.15	Pazartesi	20	-1.808
22.6.15	Pazartesi	10	920	22.6.15	Pazartesi	19	-1.648
22.6.15	Pazartesi	16	852	22.6.15	Pazartesi	21	-1.540
22.6.15	Pazartesi	8	756	24.6.15	Çarşamba	3	-1.127
22.6.15	Pazartesi	14	728	24.6.15	Çarşamba	2	-1.096

- Tüm hafta boyunca hafta içi 2 saatte sistem yükünün %5'i, 16 saatte %2,5'i ile belirlenen sınırın dışına çıkan hatalar görülmüştür.
- Hataların değeri hafta sonu oldukça azalmıştır. Pozitif yöndeki en yüksek hatalar Pazartesi sabah, negatif yöndeki hatalar aynı gün akşam saatlerinde olmuştur.

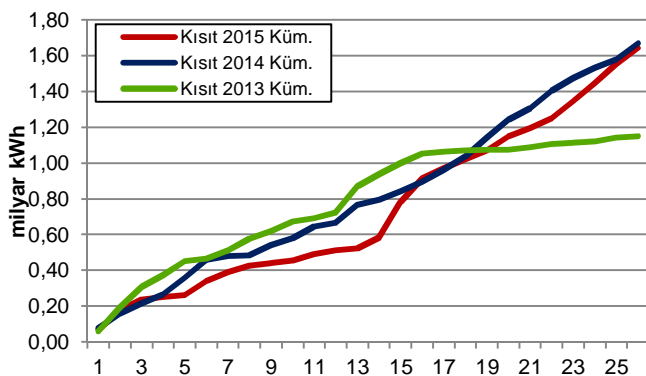
Şekil 22: YAL1 Talimat Miktarı



En yüksek YAL1 talimatları			
Tarih	Gün	Saat	MWh
26.6.15	Cuma	16	1.782
26.6.15	Cuma	15	1.781
26.6.15	Cuma	14	1.649
26.6.15	Cuma	11	1.645
26.6.15	Cuma	17	1.532
26.6.15	Cuma	14	1.516
26.6.15	Cuma	12	1.511
26.6.15	Cuma	13	1.509
26.6.15	Cuma	18	1.478
25.6.15	Perşembe	16	1.439

Geçen hafta verilen kısıt talimatları/tüketim (%)	1,77	Saat sayısı	YAL1		YAT1	
2015 yılında verilen kısıt talimatları/tüketim (%)	1,29		>100 MWh	>1000 MWh	>100 MWh	>1000 MWh
Geçen hafta		98	42	94	10	
2 hafta öncesine		107	49	124	33	
2014 yılının aynı haftası		131	25	81	0	
2013 yılının aynı haftası		26	0	0	0	

Şekil 23: Kümülatif YAL1 Miktarı



- YAL1 talimat hacmi 2 hafta öncesine göre 19.000 MWh azalmış olup haftalık talimat miktarı 88.000 MWh civarındadır.
- 1.000 MWh'in üzerinde talimatın olduğu 42 saat görülmüş olup 2 hafta öncesine göre 7 saat düşüş vardır. Haftalık tüketimin, YAL1 talimatlarından karşılama oranı %1,77'dir.
- 2015 yılının ilk 26 haftası itibarıyla verilen toplam YAL1 talimat miktarı 2014 yılının %2 altında, 2013 yılının %43 üzerinde olup yıllık tüketimin %1,29'unu oluşturmaktadır.
- 1,000 MWh'in üzerinde 1 kodlu YAT talimatının verildiği saat sayısı 2 hafta öncesine göre 23 saat azalarak 10 saat olmuştur.
- Son haftalarda YAT1 talimat hacmindeki düşüş geçen hafta da devam etmiş olup haftalık talimat miktarı 2 hafta öncesine göre 39.000 MWh azalarak 49.500 MWh'e gerilemiştir.

HAFTALIK ÖZET TABLO

	2013 Yılı'nın 26.Haftası	2014 Yılı'nın 26.Haftası	2015 Yılı'nın 25.Haftası	2015 Yılı'nın 26.Haftası
PTF Ort. (TL/MWh)	165,13	170,59	133,92	128,80
PTF Ort. Değişim Miktarı (TL/MWh)	25,53	14,25	10,28	-5,12
PTF Ort. Değişim Yüzdesi (%)	18,29	9,12	8,32	-3,82
PTF Mak. (TL/MWh)	202,00	207,00	170,05	159,78
SMF Ort. (TL/MWh)	163,27	177,06	131,73	125,59
SMF Ort. Değişim Miktarı (TL/MWh)	15,68	13,22	5,76	-6,14
SMF Ort. Değişim Yüzdesi (%)	10,63	8,07	4,57	-4,66
SMF Mak. (TL/MWh)	205,06	256,21	197,70	170,00
GÖP Ciro (milyon TL)	183,56	272,45	242,64	231,22
GÖP Ciro Değişim Miktarı (TL)	49,62	33,24	19,01	-11,42
GÖP Ciro Değişim Yüzdesi (%)	37,05	13,89	8,50	-4,71
YAL1>100 Saat Sayısı	26	131	107	98
YAL1>500 Saat Sayısı	1	73	78	76
YAL1>1000 Saat Sayısı	0	25	49	42
Toplam YAL1 Talimat Miktarı (MWh)	8.433	90.098	107.460	88.133
Saatlik Ortalama YAL1 Talimat Miktarı (MWh)	50	536	640	525
Maksimum Saatlik YAL1 Miktarı (MWh)	750	1.918	2.590	1.782
Sistem Yönünün FAZLA Olduğu Saat Sayısı	62	55	114	122
Sistem Yönünün AÇIK Olduğu Saat Sayısı	106	113	54	46
Sistemin Yön Değiştirdiği Saat Sayısı	23	28	18	34
Günlük Ortalama Piyasa Hacmi (MWh)	937.822	1.085.610	1.109.873	1.127.068
En Yüksek Günlük Piyasa Hacmi (MWh)	973.132	1.127.624	1.167.989	1.170.414
Yük Tahmin Hatası Saatlik Ortalama (MW)	336	527	745	376
En Yüksek Saatlik Yük Tahmin Hatası (MW)	1.295	1.816	2.362	1.808
En Yüksek Günlük Mutlak Net Talimat Hacmi (MWh)	25.324	29.902	26.557	28.518
Saatlik Ortalama Mutlak Net Talimat Hacmi (MWh)	737	861	966	573
En Yüksek Saatlik YAT Yönü N. Tal. Hac. (MWh)	-2.107	-2.463	-3.825	-3.555
En Yüksek Saatlik YAL Yönü N. Tal. Hac. (MWh)	2.355	3.154	1.807	928
Ortalama Saatlik Tüketim Miktarı (MWh)	30.079	30.788	29.451	29.645
En Yüksek Tüketim Miktarı (MWh)	36.563	38.073	36.135	35.251

Kısaltmalar

DGP:Dengeleme Güç Piyasası
EAK: Emreamade Kapasite
GÖP: Gün Öncesi Piyasası
PTF: Piyasa Takas Fiyatı
SMF: Sistem Marginal Fiyatı
SSM: GÖP'teki Sistem Satış Miktarı
YAL1: 1 Kodlu Yük Alma Talimatı
YAT1: 1 Kodlu Yük Atma Talimatı

Not: Bu rapor, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı uzmanları tarafından yalnızca bilgilendirme amacıyla hazırlanmaktadır. Bu raporda yer alan değerlendirmeler, raporun yazarlarına aittir. Raporda yer alan bilgi ve değerlendirmelerin doğru ve eksiksiz olması konusunda herhangi bir şekilde garanti verilmemektedir.