

Türkiye Elektrik Piyasasında Karşılaşılan Sorunlar ve Çözüm Önerileri

APLUS | ENERJİ

 **eüd**
Elektrik Üreticileri Derneği

18 Ekim 2023

İçindekiler:

AUF Mekanizması	3
Lisanssız Santraller	4
DGP ve Yan Hizmetler	7
Öngörülebilirlik	8
Kapasite Mekanizması	9
Sübvansiyonlar	10
Mevzuat	12
Doğal Gaz Piyasası	13
Uzlaştırma Süreçleri	14
İhale Süreçleri	15
İzin Süreçleri	16
Karbon & Emisyon Ticareti	17
Organize Piyasa Tavan Limiti	18
Şeffaflık ve Dijitalleşme	19
Depolamalı GES & RES	20
TEİAŞ Maliyetleri	21

AUF Mekanizması

Ekim 2023 itibarıyla uygulama süresi sona eren Azami Uzlaştırma Fiyatı uygulamasının geçtiğimiz dönemde yarattığı olumsuz etkiler

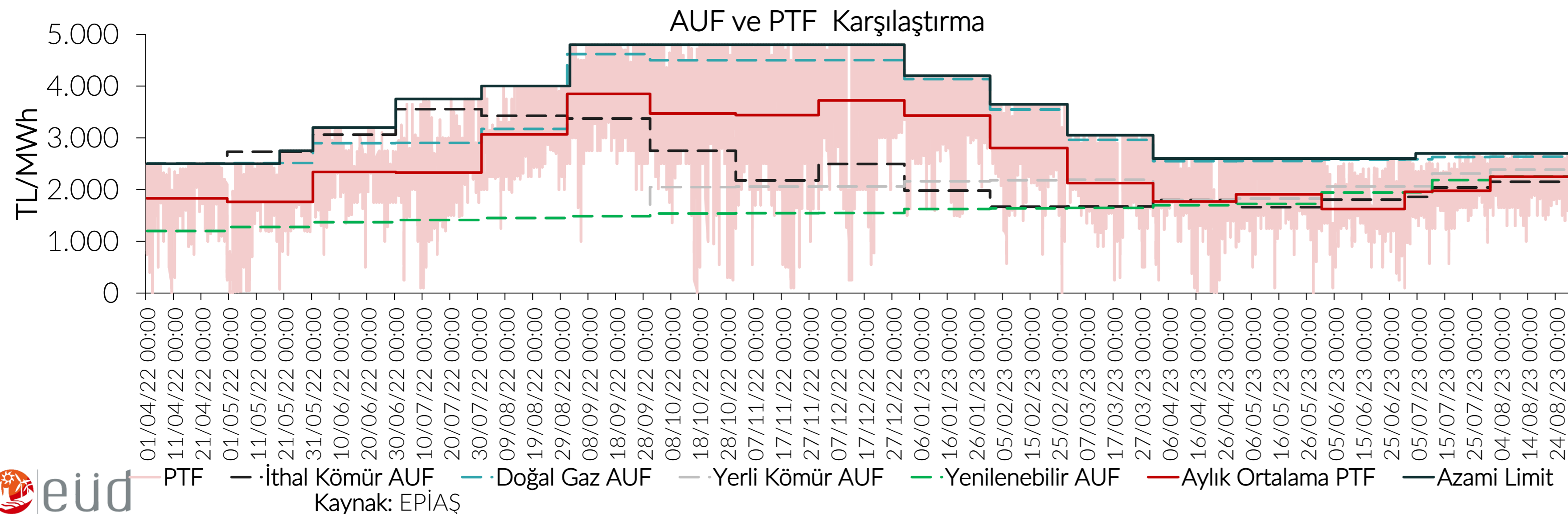
> 2022 yılının 2. çeyreğinde yürürlüğe giren AUF uygulamasının amacı, arz güvenliğinin sağlanması ve nihai tüketicileri artan elektrik fiyatlarından korumak olarak belirtilmiş, fakat uygulama süresinin 2 kez uzatılarak Eylül 2023 sonuna kadar yürürlükte olması, elektrik üretim santrallerini olumsuz etkilemiştir.

> Mekanizmanın tavan fiyat koyması neticesinde, üreticilerin gerçek gelirleri hesaplanan AUF rakamının oldukça altında kalmıştır. AUF uygulaması, elektrik üreticilerinin potansiyel gelirlerini sınırlandırarak kredi geri ödemelerinde sorun yaşamalarına, gelecek dönem yatırımları ve süresi gelen büyük bakımlar için sermaye biriktirmelerine engel olmuştur. Ulusal Enerji Eylem Planı'nda yer alan hedeflere ulaşmak için yatırımlara ihtiyaç olan bu dönemde, yeni yatırımlara sermaye aktarılamaması orta vadede ülkenin arz güvenliği için sorun oluşturabilecektir.

> AUF uygulaması Ekim 2023 itibarıyla sonlandırılmış olsa dahi, Kanun'daki ilgili hükmün uygulamanın yürürlüğe girmesi için hiçbir öngörülebilir koşul içermemesi uzun vadeli yatırım planlarını olumsuz etkilemektedir. Nisan 2022-Eylül 2023 arasında yapılan uygulama nedeniyle, yatırımcılar benzer bir durumu bir regülasyon riski olarak değerlendirmekte ve bu risk de yatırımların fizibilitesini olumsuz etkileyebilmektedir. Bununla birlikte, uygulamanın herhangi bir anda, öngörülme bir şekilde tekrar devreye alınması riski, üretici/tedarikçi ve tüketici tarafları arasında en temel risk yönetim aracı olan hedge mekanizmalarının çalıştırılmasını engelleyebilir.

Çözüm Önerisi:

- Nisan 2022 - Ağustos 2023 dönemi içinde AUF düzenlemesiyle tedarik şirketlerine aktarılan bedel 100 milyar TL'yi aşmış ve geçiş döneminde çok büyük bir katkı sağlamıştır. Ekim 2023 itibarıyla uygulamanın devam etmemesi üretim yatırımları ve elektrik ticareti açısından olumludur.
- Ancak serbest piyasa koşullarının tekrar işlerlik kazanabilmesi için, gelecek dönemde AUF'un yeniden uygulanmaması için gereken yasal düzenlemelerin yapılması önerilmektedir. İlgili Kanun maddesinin değiştirilememesi durumunda ise en azından uygulamaya başlamak için somut kriterlerinin belirlenmesi azami önem taşımaktadır.



Nisan 2022- Ağustos 2023

dönemi boyunca 12.432 saatte santrallerin gelirlerinin kısıtlandığı saat sayıları şöyledir:

Doğal gaz santralleri 2.099 saat,

İthal kömür santralleri 6.870 saat,

Yerli kömür santralleri 9.077 saat,

Yenilenebilir enerji santralleri 9.936 saat

Geri kalan saatlerde PTF, kaynak bazında belirlenen AUF altında kalmaktadır.

Lisanssız Santraller

Lisanssız projelerin öztüketim hedefinden ziyade büyük kapasiteli elektrik üreticisi konumuna gelmesi ve lisanssız üretimin yarattığı dengesizlik maliyetinin soruna neden olan kesime yansıtılmaması

- > Lisanssız elektrik üretimi aşağıdaki amaçlara hizmet etmektedir:
 - > Sanayi tesislerinin elektrik ihtiyaçlarını kendilerine ait üretim tesisinden karşılaması,
 - > Enerji yatırımları için gereken finansman yükünün bir kısmının küçük paketler halinde tabana yayılması,
 - > Talep tarafının yönetilmesi sureti ile arz güvenliğinin hızlı bir şekilde temin edilmesi,
 - > Sanayinin önemli girdisi olan elektrik maliyetlerindeki dalgalanmaya karşı tüketiciye doğal bir koruma sağlanması,
 - > Karbonsuzlaşma yolunda üreten tüketicilerin de katkısıyla yenilenebilir enerji payının artırılması,
 - > Yerinde ve dağıtık üretime olanak sağlayarak kayıp miktarlarının düşürülmesi.
- > Lisanssız projeler için sürecin daha kısa olması nedeniyle lisanssız projelerin bağlantı kapasitesini hızlıca aldığı görülmektedir. Yönetmelikte yapılan değişiklikler, sanayi tüketicilerine sözleşme gücünün iki katı kadar lisanssız enerji santrali kurma ve bir önceki yılki tüketimi kadar elektriği satma izni vermektedir. Ayrıca farklı dağıtım bölgelerinde kurulum yapma ve kapasite tahsisinde öncelik tanınması sebebiyle de bu santrallerin kurulu güçteki payı artmaktadır. (Diğer taraftan hibrit ve kapasite artışı yapmak isteyen lisanslı projeler bu kapasiteleri elde etmekte zorlanmaktadır.)
- > Kesintili enerji üretim tesislerinin, özellikle dengesizliklerini yönetmekle ilgili bir zorunluluk ya da teşvik olmadığı sürece sistemde daha çok dengesizliğe yol açması kaçınılmaz bir sonuçtur.

- > Elektrik üretim sektörü ve sanayi sektörlerinin fiili görev ve amaçları göz önünde bulundurularak **sanayici ve elektrik üreticisi ayrımının** korunması,
- > Sanayi sektörünün talep tarafı yönetiminin ötesine geçerek elektrik üretim sektörü oyuncusu olmasının önüne geçilerek **fazla üretimin piyasa takas fiyatından makul bir oranda düşük bir fiyatla satılması** yönünde düzenleme yapılması,
- Çözüm Önerisi:** > Elektrik üretim şirketlerinin üstlendiği **dengesizlik yükümlülüklerinin, bu alana giren tüketicilere uygulanması** (yani yaratılan maliyetin sosyalleştirilmemesi, maliyeti yaratan kişiye yansıtılması),
- > Yerinde tüketimi teşvik eden ve **Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması ile uyumlu** lisanssız üretimin teşvik edileceği şekilde yasal düzenlemelerin yapılması önerilmektedir.

Lisanssız Santraller

Lisanssız elektrik üreticilerinin aylık mahsuplaşmaya tabi olmaları ve piyasa tarafından öngörülmemiş bir şekilde sisteme elektrik vermeleri

- > 2019 yılındaki güncelleme ile Türkiye'de lisanssız elektrik üretimi yatırımlarında aylık mahsuplaşma uygulanmaya başlanmıştır. Aylık mahsuplaşmayla birlikte genellikle gündüz saatlerinde üretilen elektriğin, ilgili ayın herhangi bir saatindeki tüketime karşılık gelecek şekilde mahsup edilmesi mümkün olmaktadır.
- > 5.1.h kapsamında farklı dağıtım bölgelerinde kurulan büyük kapasiteli tesisler, yerinde tüketim felsefesinden uzaklaşarak, iletim sistemine yük getireceklerdir. Ayrıca büyük kapasiteli lisanssız tesislerin TEİAŞ'ın kontrolü dışında üretim yapması, arz güvenliği ve sistem işletimi açısından olası sorunlara neden olabilir.

- > Sabit fiyatlı alım garantisinin yarattığı maliyet ve ileri süreçte artarak devam edecek olan dengeleme maliyeti göz önünde bulundurulduğunda, Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği kapsamında **çatı üstü kurulumlar ve 1 MW altındaki santraller muaf tutularak saatlik mahsuplaşma sistemine** geçilmesi,

Çözüm Önerisi:

- > **İletim kısıtlarını** negatif yönde etkileyen yatırımlara ilgili maliyetlerin yansıtılması,
- > Sistemde **enerji fazlası** varken yapılacak **(öztüketimin üzerindeki) üretime ek maliyet** getirilmesi,
- > Bu santrallere depolama yatırımı zorunluluğu getirilerek **TEİAŞ'ın da doğrudan müdahale edebileceği** bir yapının kurulması önerilmektedir.

Plansız Üretim

Lisanssız projelerin geri dönüş oranları çok yüksek olduğundan, şebeke boyutunda çok büyük lisanssız üretim projeleri geliştirilmektedir. Gün Öncesi Planlamaya doğrudan tabi olmayan bu büyük tesisler, **sistem işletmecisinin kontrolü dışında üretim** yapabilmektedirler. Çoğunlukla güneşin en yoğun olduğu yaz öğle saatlerinde şebeke ihtiyacının üstünde üretim yapmaları beklenen bu tesislerin, devreden çıktıklarında veya üretimleri ani azaldığında ise **hızlıca ikame edilmeleri** gerekmektedir.

Piyasa Katılımı ve Esneklik

Lisanssız üreticiler, ürettikleri enerjiyi şebekeye satma veya kendi tüketimlerini karşılama imkanına sahipken; lisanslı üreticilerin **daha katı ve kompleks piyasa katılım kuralları** vardır. Bu durum, lisanslı üreticilerin daha fazla düzenlemeye ve bürokrasiye tabi olmalarını gerektirmektedir. Bu da yatırımcıların lisanslı yatırımlara yönelmesini engelleyen bir durumdur. Lisanssız santrallerin üretimlerini bildirme yükümlülüğü olmaması, daha fazla dengesizlik oluşturmakta ve bunun sonucunda daha esnek bir sistem ihtiyacını beraberinde getirmektedir.

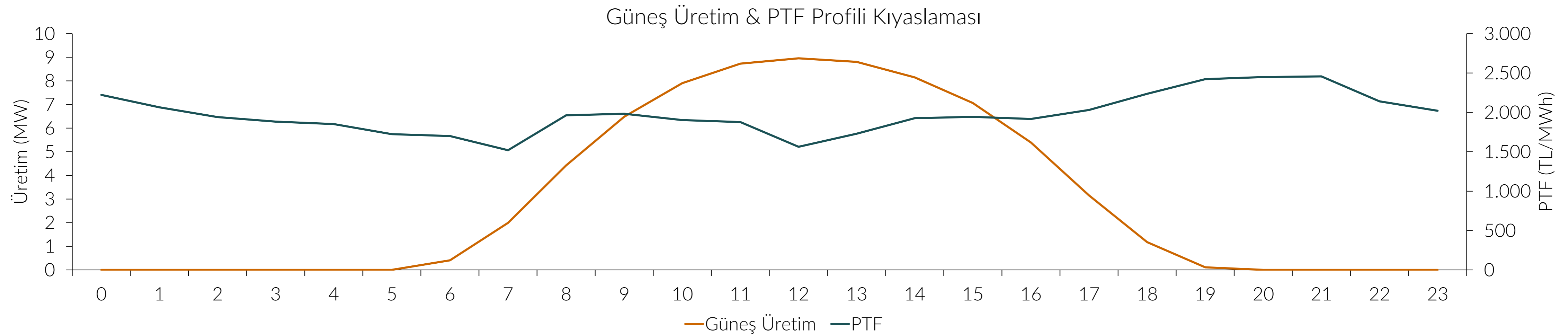
Destek Mekanizmaları

Aylık mahsuplaşma sistemi ile lisanssız üreticilerin fazla üretimlerini –aldıklarından farklı bir fiyattan- şebekeye satmaları ve gelir elde etmeleri sağlanırken, **ilgili santrallerin serbest piyasa koşullarında elde edeceği faydanın çok üstünde bir kazanç sağlamaktadırlar**. Bu konuyu daha detaylı gösteren üretim-fiyat profillerini ve açıklamalarını bir sonraki sayfada bulabilirsiniz.

Lisanssız Santraller

Lisanssız elektrik üretim alış fiyatının tüketim tesisine satış fiyatından farklı olması nedeniyle tarife üzerinde ek yük oluşması ve termik santrallerin devre dışı kalma durumu

- > Aylık mahsuplaşmanın YEKDEM birim maliyetine etkisinin analizi için 10 MWe kurulu güce sahip bir güneş santralinin Temmuz 2023 için üretim profili ile aynı dönemdeki saatlik PTF profili beraber incelenmiştir. Buna göre:
 - > Örnek güneş santrali için **ağırlıklı ortalama PTF değeri 1.850 TL/MWh**, AUF ile kısıtlanmış ağırlıklı ortalama PTF değeri **1.816 TL/MWh** olarak hesaplanmıştır.
 - > İlgili dönem için **sanayi aktif enerji bedeli ise 2.507 TL/MWh** olarak belirlenmiştir.
 - > Mevcut durumda, santralin aylık mahsuplaşma sonucu görevli tedarik şirketine satacağı elektrik için birim fiyat **%38 daha yüksektir**. Bu fark ise ilave YEKDEM bedelinin artmasına neden olmaktadır (AUF olmasaydı bu oran %36 olacaktı).
- > Gelecek dönemde devreye girmesi beklenen 10 GW üstünde toplam lisanssız kurulumunun, PTF ile aktif enerji bedeli arasındaki farkı belirgin bir şekilde artırması beklenmektedir. **Aylık mahsuplaşma uygulamasının devam ettiği senaryoda YEKDEM maliyetindeki artış, tüketicilere ilave yükler doğuracaktır.**
- > Lisanssız GES kapasitesi arttıkça, gün ortasında fiyatın (PTF) sıfıra yaklaştığı saatlerin sayısı artacak; bu durum **termik santrallerin blok şeklinde devrede olabileceği yeterli saat bırakmayacaktır**. Oluşacak bu durumun **arz güvenliği ve yan hizmet maliyetleri** açısından planlanması gerekmektedir.



DGP ve Yan Hizmetler

Dengeleme güç piyasası talimatlarının santraller tarafından yerine getirilememesi ve yeni yan hizmet türleri ihtiyacı

- > DGP teklifleri saatlik olarak verilmekte ve 15 dakika içinde yerine getirilmeleri gerekmektedir; ancak özellikle termik santrallerin durmak ve sonrasında tekrar kalkmak ile ilgili santralin tasarımına bağlı olarak kısıtlamaları bulunmaktadır. Bu nedenle **bazı tekliflerin yerine getirilmesi teknik olarak mümkün olamamaktadır.**
- > Özellikle hidroelektrik santrallerde, önceki saatlerde gerçekleşen çalışma durumu, mabadaki santrallerin çalışma rejimi ve gelen su miktarı gibi gün öncesinde planlanamayan nedenlerle talimatlara uyulamaması durumu oluşabilmektedir.
- > DGP teklifleri 8-32 saat sonrası için verilmekte ve sonrasında değişen koşullara bağlı olarak değiştirilememektedir (Sadece GİP'te yapılan işlemler değişikliğe olanak tanımakta; bu da işlemin yönü ve miktarıyla sınırlı olarak yapılabilmektedir). **Geçerliliğini yitirmiş teklifler sistemde kaldığından, yerine getirilemeyen talimat oranı artmaktadır.**
- > TEİAŞ ve EPDK'nın uyarılarıyla yıllar bazında yerine getirilemeyen talimat oranı azalsa da, yukarıdaki kök nedenler devam ettiği için hala yüksek seviyelerde seyretmektedir.
- > İlgili saat içindeki negatif ve pozitif dengesizliklerin netleştirilmesi nedeniyle oluşan SMF fiyatları sistemin yönünü doğru yansıtmamakta ve GİP işlemleri için motive edici olmamaktadır.
- > Yenilenebilir santrallerin ve esneklik ihtiyacının artması ile bir çok gelişmiş piyasada sistem operatörleri çeşitli **yeni yan hizmetleri** kullanıma almışlar ve **şebeke kodlarını değiştirmişlerdir.**
- > Bugünkü teknoloji ile yenilenebilir üretimi mümkün kılan **esnek ve kontrol edilebilir (dispatchable) santrallerin piyasa fiyatları ile yaşamaları zorlaşmaktadır.**
- > Yenilenebilir üretim oranı arttıkça, daha önce sistemde doğal olarak bulunan «iletim sisteminin ataleti» azalmaktadır.

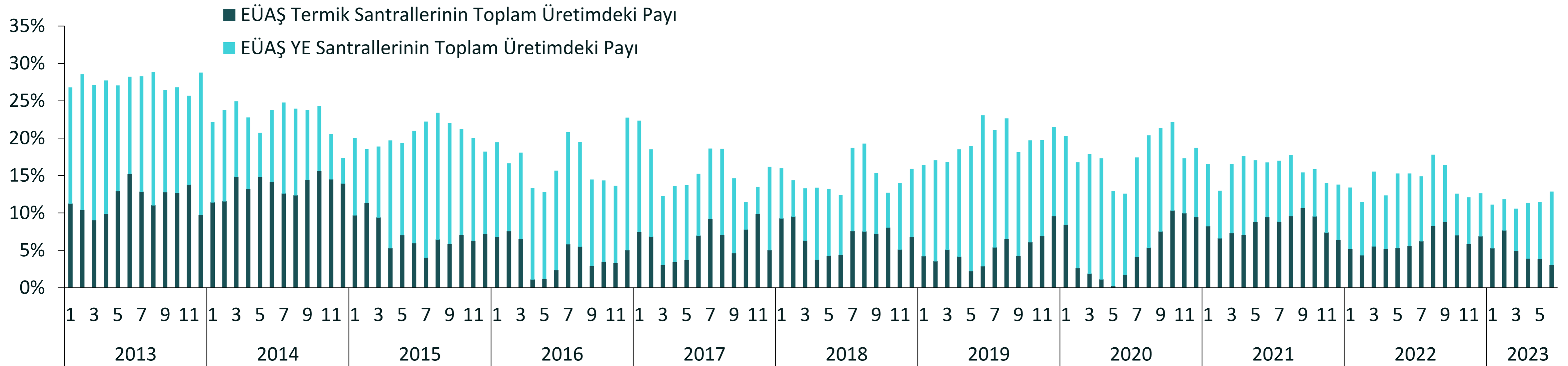
Çözüm Önerisi:

- > DGP'de blok teklif yapısının getirilmesi,
- > Bildirimlerde arıza ve kaynak yetersizliğinin ayrılması ve farklı şekillerde izlenmesi,
- > Yerine getirilemeyeceği belli olan teklif ve KGÜP'lerin güncellenebilmesi, farklı santrallere kaydırılabilmesi,
- > Network kodlarının günümüzün ihtiyaçlarına göre güncellenerek FFP (Fast Frequency Response), voltaj hizmetleri (primer, sekonder ve tersiyer, DRR-Dynamic Reactive Response), RM (Ramping Margin) ve atalet hizmetleri (SIR-Synchronous Inertial Response) vb. tanımlanması,
- > Kısa vadede DGP ve hesaplanan SMF'nin 15 dakikalık yapılması; orta vadede ise çift yönlü olması önerilmektedir.

Öngörülebilirlik

Kamuya ait santrallerin işletme rejimlerinin zaman zaman kar motivasyonundan uzaklaşması ve belirlenen işletme rejiminin şeffaf olmaması

- > 2000'li yıllardan itibaren takip edilen serbestleşme politikaları ile birlikte kamunun elektrik üretim sektöründeki payı hızla azalmıştır. Buna karşın 105.661 MW toplam kurulu gücün %20'lik kısmına denk gelen 21.025 MW'lık kurulu güç, kamuya ait olan EÜAŞ'ın portföyü altındadır.
- > Kaynak yoğunluğuna bakıldığında barajlı hidroelektrik santrallerin yaklaşık %60'ının hala EÜAŞ kontrolünde olduğu görülmektedir. Toplam elektrik üretimine son derece büyük bir katkı sağlayan hidroelektrik santrallerin elektrik üretim rejimleri dönemsel olarak değişmekte ve zaman zaman suyun değerinin piyasa koşullarına uygun belirlenmediği gözlemlenmektedir.
- > Halihazırda küresel piyasalardan, döviz bazlı yakıt maliyetinden ve kur riskinden kaynaklanan doğal öngörülebilirlik problemlerine ilave olarak, iyi optimize edilmeyen bir kamu portföyünün olması öngörülebilirlik problemini birkaç seviye birden yukarı çıkarmaktadır.



Çözüm Önerisi:

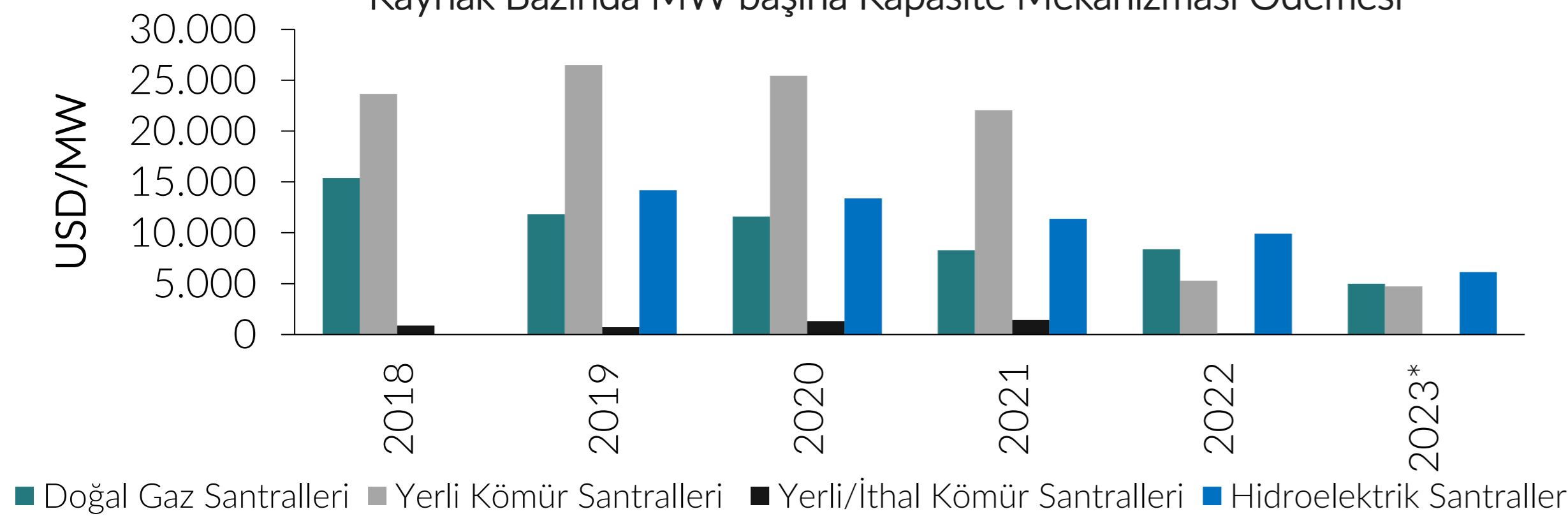
- > Önemli bir üretim potansiyeli olan **depolamalı HES**'lerde **üretim rejiminin** suyun değeri ve hat kapasitesi, sulama ihtiyacı, taşkın kontrolü gibi teknik kısıtlar göz önüne alınarak belirlenmesi,
- > Kamuya ait santrallerin **kâr motivasyonlu** çalışması, bir fiyat kontrol enstrümanı olarak kullanılmaması; EÜAŞ'ın üretimini pik talep saatlerinde yaparak daha fazla gelir sağlamayı hedefleyen bir üretici konumuna gelmesi önerilmektedir.

Kapasite Mekanizması

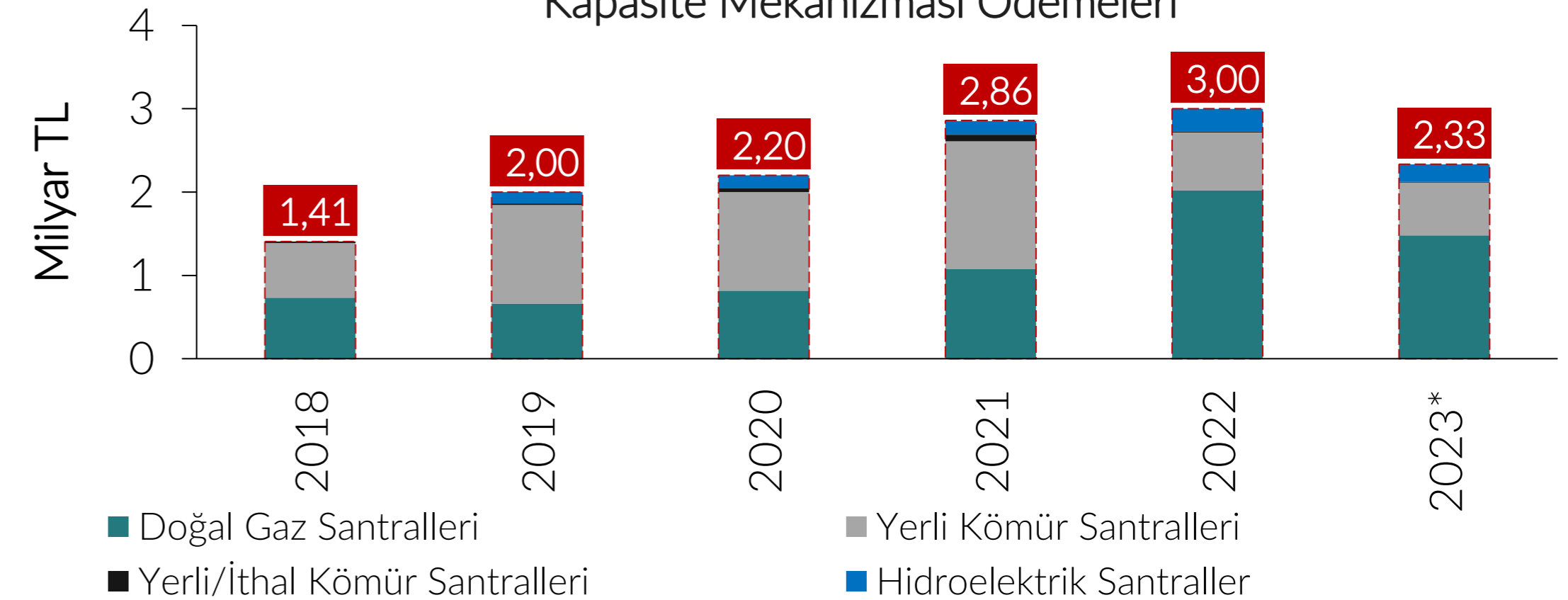
Kapasite mekanizması uygulamasının güncel piyasa koşullarına göre gözden geçirilmesi

- > Kapasite mekanizması temelde piyasada arz güvenliğinin sağlanması amacıyla yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması ve gelecek dönem sistem güvenliği için kurulu güç kapasitesinin korunması amacıyla uygulamaya koyulmuştur. Bu mekanizmaya katılım şartları, sağlanması gereken teknik koşullar ve ödemeler için kullanılan formül ve bileşenler zaman içinde güncellenmiştir. 18 Aralık 2021 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan son düzenlemeye göre santral sabit ve değişken maliyetleri ile Gün Öncesi Piyasa Fiyatından etkilenmektedir.
- > Özellikle yenilenebilir enerji kapasite artışlarının beklendiği gelecek dönem için "dispatchable" olarak değerlendirilen esnek kurulu gücün sistemde kalabilmesi için destek mekanizmasının varlığı son derece önemlidir.

Kaynak Bazında MW başına Kapasite Mekanizması Ödemesi



Kapasite Mekanizması Ödemeleri



- > Kapasite mekanizmasının sağladığı katkı düşünüldüğünde, bu mekanizma için yaratılan **bütçenin kısıtlı kaldığı** görülmektedir. Bütçenin ihtiyaç duyulan santral bazında yükseltilmesi,
- > Mekanizma kapsamında yapılacak ödemelerin formülasyonunda aşağıdaki hususların dikkate alınması:

Çözüm Önerisi:

- > Santralin devreye girme-çıkma durumlarının da hesaba katılabilmesi için **açma-kapama maliyetlerinin** formüle eklenmesi,
- > Formülde yer alan **başlangıç değerlerinin mevcut koşullar değerlendirilerek güncellenmesi**,
- > Küresel piyasalardaki emtia ve ülkemizdeki makro ekonomik göstergelerin öngörülebilir olmadığı durumlarda, kapasite mekanizması bütçesinin **yıl içerisinde güncellenebilmesi** önerilmektedir.

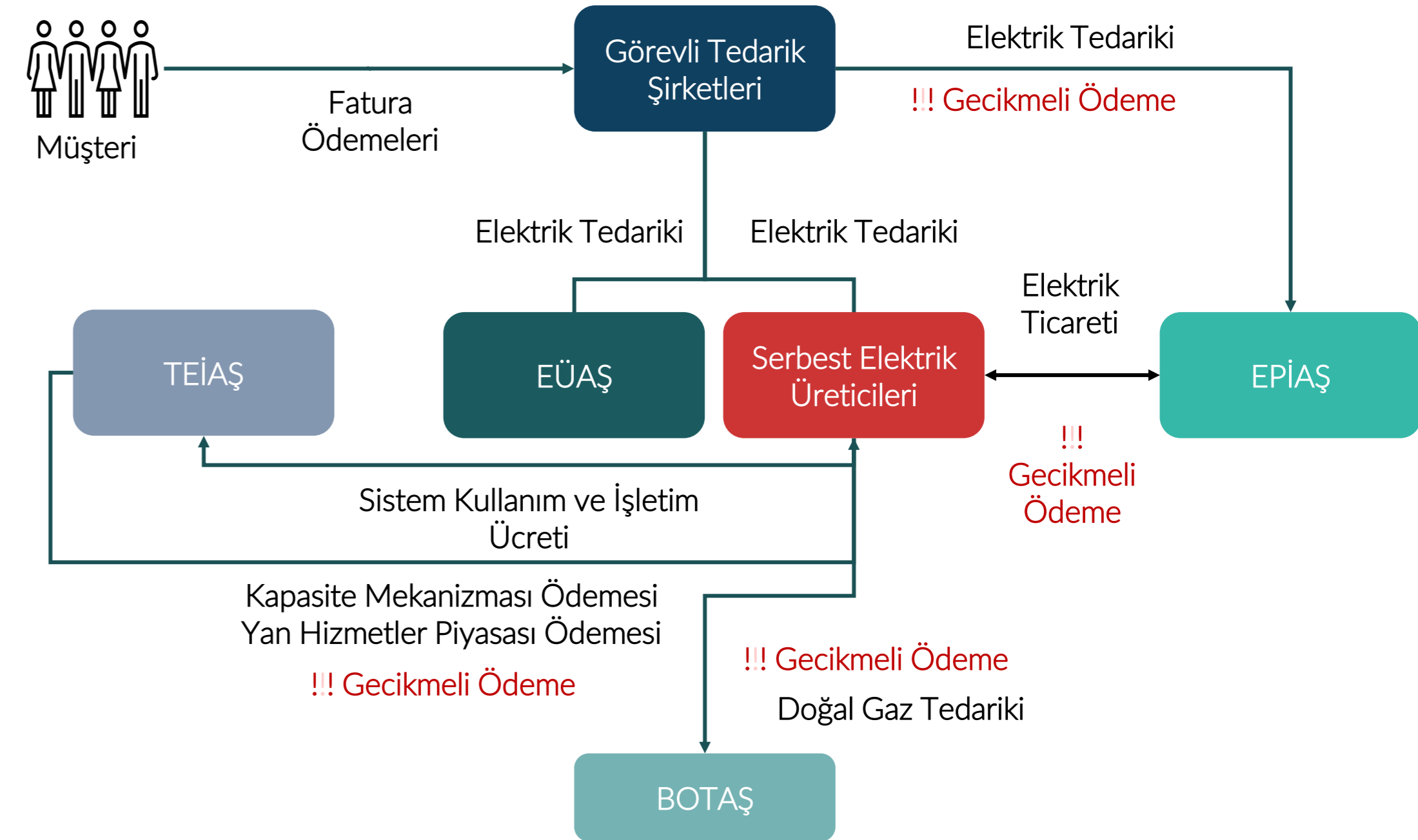
Kaynak: TEİAŞ

* 2023 yılı değerleri ilk 7 aya ait verileri içermektedir.

Sübvansiyonlar

Regüle perakende tarifenin elektrik tedarik maliyetinin oldukça altında kalması ve bunun yarattığı yükün elektrik üreticilerince karşılanması

- > 2022'nin sonlarına doğru rekor düzeyde artışlara devam eden emtia fiyatlarının etkisiyle serbest piyasadaki elektrik fiyatları çok yüksek seviyelere ulaşmıştır.
- > Görevli Tedarik Şirketleri'nin (GTŞ) perakende tarifeler üzerinden elde ettikleri gelirin tedarik maliyetinin oldukça altında kalmasıyla başlayan nakit akış sıkıntısı, kurumlar arası dengenin bozulmasına neden olmuştur.
- > EPIAŞ'ın GTŞ'lerden eksik tahsil ettiği tutarlar nedeniyle üreticilere tam ödeme yapamadığı bir dönem yaşanmış ve nakit akışının tesisi için bu ödemeler gecikmeli olarak yapılmıştır.
- > Benzer şekilde, TEİAŞ da bir dönem üreticilere yapması gereken yan hizmetler ve kapasite mekanizması ödemelerini gecikmeli olarak yapmak zorunda kalmıştır.
- > Artan fiyatlar sanayi abonelerinin tarifesine yansıtılsa da GTŞ'lerin müşteri portföyünün büyük bir kısmını oluşturan mesken abone grubunda %60'ları aşan sübvansiyona devam etmesi, bu şirketlerin de nakit akışlarında zorluklar yaşamalarına neden olmaktadır.
- > Burada önemli olan husus sektör içindeki ya da farklı sektörlerdeki grupların birbirini finanse ve sübvansiyon etmesinin önüne geçilmesi gerekliliğidir.



Elektrik sektörünün sağlıklı bir şekilde işletilebilmesi için sektör kaynaklı sübvansiyondan vazgeçilmesine yönelik iki seçenekten birinin uygulanması önerilmektedir:

Çözüm Önerisi:

- > Korunmak istenen grup için gerekli **sübvansiyonların**, öncelikle ilgili bakanlıklar tarafından **kırılgan tüketicilere** yönelik yapılması,
- > Eğer bu finansal açıdan mümkün olmuyorsa, EÜAŞ ve BOTAŞ'ın piyasayı bozmadan bu grup için kaynak sağlaması.

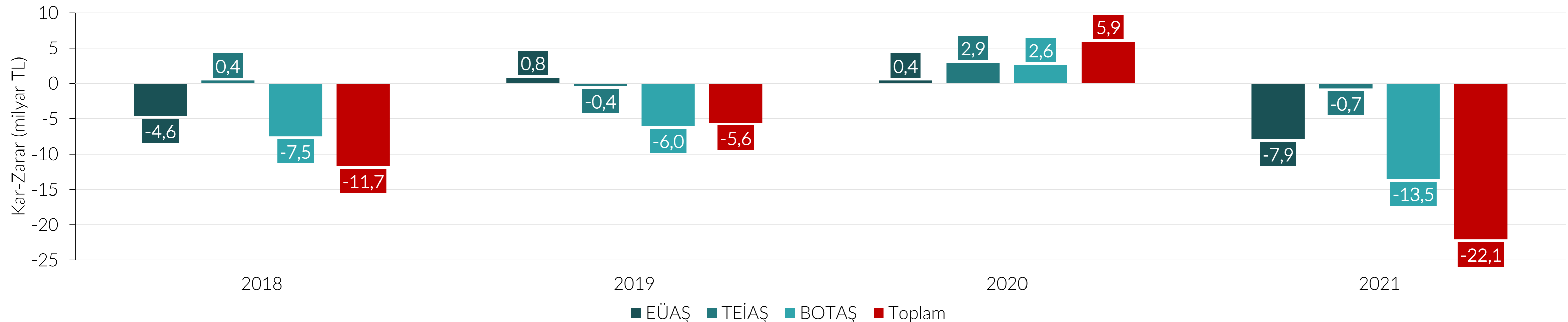
Sübvansiyonlar

Temel amacı tüketiciyi korumak olan sübvansiyonların dönem içinde kamu kurum ve kuruluşları üzerinde yük oluşturmaları ve sübvansiyonların kalıcı hale gelme algısının oluşması

- > Doğal gaz ve elektrik sektörlerinde uygulanan sübvansiyonlar, 2018, 2019 ve 2021 yıllarında kurumların zarar etmesine neden olmuştur. Özellikle artan kur ve biten uzun dönemli anlaşmalara karşın doğal gaz tarifelerinde uygulanan sübvansiyonlar nedeniyle BOTAŞ, yüksek maliyete katlanmak zorunda kalmıştır.
- > 2020 yılında Covid-19 Pandemi etkisi ile Türkiye geneli tüketim azalmış ve yıl sonu bütçelerinde kâr etmişlerdir.

Çözüm Önerisi:

- > Öncelikli olarak piyasa üzerindeki sübvansiyon yaklaşımının **takvimlendirilerek sonlandırılması** ve bunun yerine doğrudan tüketiciye destek yoluna gidilmesi,
- > Mevcut durumda abonelik bazında uygulanan sübvansiyonlar yerine direkt hane bazlı destek uygulamasına geçilerek **tekil hane bazlı** destek sağlanması,
- > Tüketicilere yönelik uygulanan sübvansiyonların kurumlar üzerinde yarattığı **yükün, elektrik üreticilerine aktarılmaması** ve hazine bütçesinden karşılanması,
- > İlgili kurum ve kuruluşlar tarafından doğrudan **ihtiyaca yönelik bir destek yapısının** oluşturulması,
- > Destek yapısının, **yalnızca enerji faturalarında kullanılmak üzere** tasarlanması önerilmektedir.



Mevzuat

Mevzuat değişiklik süreci daha öngörülebilir tasarlanmalı ve mevzuat değişikliklerinin yatırım ortamına etkileri düşünülmelidir

- > Enerji sektöründeki mevzuat değişiklikleri, sektör oyuncularını finansal ve operasyonel olarak ciddi anlamda etkilemektedir.
- > Ani, öngörülemeyen ve paydaşlar arasında mutabakat sağlanmadan gerçekleştirilen mevzuat değişiklikleri, sektördeki mevcut ve olası yeni yatırımcılar için belirsizlik yaratmaktadır. Sonuç olarak, finansman kuruluşlarının ve yatırımcıların Türkiye enerji piyasasında fonlama yaparken risk primi talepleri artmakta; artan risk primi ise ülke ekonomisine ciddi bir maliyet yaratmaktadır.
- > Yapılan değişikliklerin geçmişe dönük olarak uygulandığı örnekler de yatırımcı açısından öngörülebilirlik ve güven problemi yaratmaktadır.
- > Geçmiş dönemdeki uygulamalara bakıldığında; yayımlanmadan önce görüşe açılmayan yönetmelikler olduğu, bazı yönetmeliklerin yayımlandıktan çok kısa süre içinde yürürlüğe girdiği, bir kısmının ise yayımlandıktan sonra değişiklikler geçirdiği görülmektedir.
- > Yönetmeliklerde bu denli değişiklik yapılması, öngörülebilirliği azaltan bir etken olarak değerlendirilmektedir.

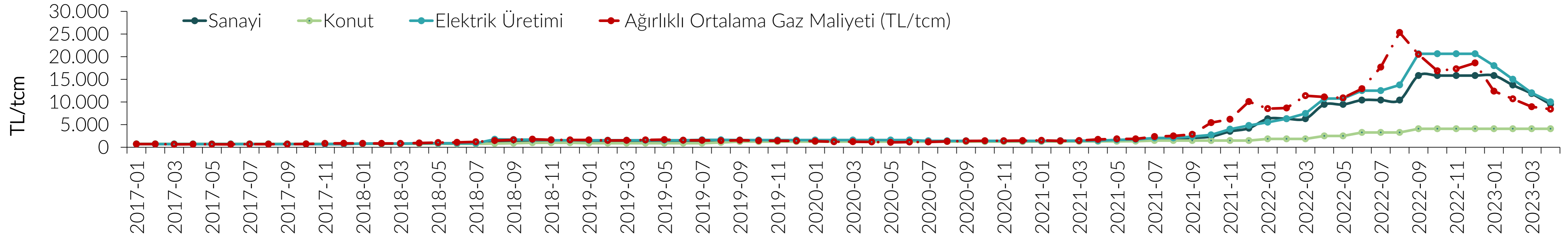
- > Özel sektör ve diğer kuruluşların görüş oluşturabilmesi ve hazırlık yapabilmesi için EPDK tarafından mevzuat zaman planının yayımlanması,
- > Taslak oluşturulmadan önce ihtiyaç analizi ve çözüm önerilerine ilişkin bir durum analiz dokümanının hazırlanması ve kamuoyu ile paylaşılması,
- > Hazırlanan durum analiz raporu üzerinden görüş alınmak üzere küçük çaplı çalıştayların düzenlenmesi,
- > Mevzuat oluşturma ya da değiştirme aşamasında öncelikle taslağın başlangıcında amacın/gerekçenin yazılması,
- > Uzun vadede kurumsal hafızanın sağlanması için taslak üzerine görüş toplama sürecinde verilen geri bildirimlerin ve bunlara ilişkin EPDK görüşlerinin saklanması ve tercihen EPDK internet sitesinde paylaşımında olması,
- > Yayımlanma ile yürürlük tarihi arasında piyasa aktörlerine makul bir hazırlık süresinin tanınması,
- > Yapılan değişikliklerin geçmişe dönük uygulanmasının önüne geçilmesi ve uygulamanın başlama tarihinin değişiklikten daha ileri bir tarih olarak belirlenmesi önerilmektedir.

Çözüm Önerisi:

Doğal Gaz Piyasası

Doğal gaz santrallerinin yakıt maliyetlerinin volatiliteye açık olması ve bunun piyasaya olumsuz yansımaları

- > Türkiye'nin doğal gaz ithalatı ve satışında en yüksek hacme sahip olan BOTAŞ, kullanıcılar bazında fiyat belirlemekte ve politikalara göre sübvansiyonlu ya da kârlı satışlar yapmaktadır.



- > 2022 Ekim ayında ise BOTAŞ satış tarifesinde değişikliğe gitmiş ve sanayi tarifesinde uygulanacak satış fiyatlarını Türkiye Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası'nda (OTSP) belirlenen Günlük Referans Fiyatı'na (GRF) endekslediğini açıklamıştır. GRF'ye endekslenen fiyatın olması öngörülebilirlik yaratsa da, her ay açıklanan bir katsayı ile fiyatın hesaplanması bu öngörülebilirliği zayıflatmaktadır.
- > 2022 yılında elektrik üretimi amacıyla tüketilen doğal gazın tedarikinde BOTAŞ'ın payı %100'e yakın olmuştur. BOTAŞ tarafından uygulanacak doğal gaz tarifi ise genellikle ayın son günü geç saatlerde açıklanmaktadır. Elektrik ticaretinin büyük çoğunluğunun gerçekleştiği gün öncesi piyasasında üretici maliyetini bilmeden teklif vermektedir. Üreticiler kendi hesaplamalarıyla doğal gaz maliyetine yönelik tahminler yapsa da, BOTAŞ'ın açıkladığı tarife ile arasında farklılık oluşabilmektedir.

Çözüm Önerisi:

- > Üreticilerin yakıt maliyeti kaynaklı risklerini yönetebilmeleri için BOTAŞ'ın elektrik üretimi amaçlı doğal gaz kullanan tüketicilere farklı dönemli ve miktar bazlı kontratlarla satış yapması,
- > Dönemsel ve miktar bazlı kontrat yapısının oluşması ile tüketicinin alım karışımı oluşturarak gelecek dönemlerde bu piyasanın gelişmesi için bir alanın yaratılması,
- > BOTAŞ'ın elektrik üretimi amaçlı doğal gaz kullanan tüketicilere uygulayacağı tarifeyi bir formülasyona bağlayarak bunu uygulama dönemi öncesinde kamuoyuna planlanmış takvim çerçevesinde duyurması önerilmektedir.

Uzlaştırma
Süreçleri

TEİAŞ ve EPIAŞ tarafından piyasa katılımcılarına ödenmesi gereken tutarların zamanında ödenmemesi ve gecikmeli ödemelerde faiz uygulanmaması

- > Son dönemlerde artan elektrik üretim maliyetlerine karşın, satışa ilişkin gelirin artmaması piyasadaki finansal dengeyi bozmuştur. Zamanında ödenmeyen ve gecikmeli ödenen bazı faturalara herhangi bir faiz uygulanmaması elektrik üreticileri üzerindeki maddi yükü artırmıştır.
- > Özellikle yakıt alım ödemelerini döviz bazlı yapan şirketler, alacaklı oldukları ödemelerdeki gecikmelerden dolayı kur farkı problemi yaşamaktadırlar.



TEİAŞ tarafından serbest elektrik üreticilerine yapılan ödemeler:

- > Kapasite Mekanizması Ödemesi
- > Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası Ödemesi

EPIAŞ tarafından serbest elektrik üreticilerine yapılan ödemeler:

- > Organize Piyasa Avans Ödemeleri
- > Organize Piyasa Uzlaştırma Ödemeleri

Çözüm Önerisi:

- > TEİAŞ ve EPIAŞ ödemelerinde **yaşanan gecikmelerin** çözülmesi,
- > Piyasanın **iş ve ödeme akışlarına** sadık kalması için gerekli önlemlerin alınması,
- > TEİAŞ ve EPIAŞ tarafından zamanında yapılmayan ödemeler için **enflasyon değerlerine uygun gecikme faizinin** uygulanması,
- > Ödemelerde yaşanan gecikmelerin genelleşen bir durum olmaması için katılımcılara **mevzuatsal güvencelerinin** sağlanması önerilmektedir.

İhale Süreçleri

İhale mekanizmalarının uygulanabilir ve finanse edilebilir bir yapıya evrilmesi

- > Ülkenin kurulu güç gelişimi yatırım modeli bakımından incelendiğinde, özellikle rüzgar tarafındaki yatırımların önlisans kapasite yarışmalarından geldiği görülmektedir. Zaman içinde önlisans almak için ihale şartları değiştirilse de bu süreçlerin yürütülmesinde sorunlar yaşandığı aşikardır.
- > Rüzgar tarafında 2011 ihalesindeki şartlar yatırımların devreye alınması önünde engel oluşturmazken, 2017 yılındaki ihalede yer alan negatif fiyatlar, projelerin önlisanslarının iptal edilmesine neden olmuştur.
- > Yapılamayacak projeler ülkenin kapasite tahsislerini işgal etmektedir.
- > İhalelerdeki temel sorun, ihale fiyatlarının TL bazlı olarak belirlenmesi ve eskalasyon formüllerinin yetersiz görülmesidir.
 - > YEKA ihaleleri, YEKDEM'de verilen TL bazlı teşvikler ve yerlilik oranları finansmana erişim noktasında engel teşkil edebilmektedir. Mayıs 2023 tarihinde açıklanan YEKDEM v3.0, taban fiyat koyması açısından önemli bir adım olarak değerlendirilse de dağıtılacak kapasite konusunda belirsizlik bulunmaktadır.
 - > Yatırım harcamalarının (CAPEX) döviz bazlı olması ve döviz kurlarındaki dalgalanmalar yatırımcıların kredi bulmasını zorlaştırmaktadır.
 - > YEKA ihalelerinde oldukça düşük kalan tavan fiyat uygulaması ve taban fiyatın belirlenmemesi, gelir akışının öngörülmesini zorlaştırmaktadır.

İhale	Tahsis Edilen Toplam Kapasite	İşletmede Olan Kapasite	İşletmede Olmayan Kapasite
2011 Öncesi İhalesiz RES Projeleri	7.000 MW	6.286 MW	714 MW
2011 RES	5.525 MW	4.704 MW	1.047 MW
2017 RES	2.850 MW	192 MW	2.658 MW
YEKA RES-1	1.000 MW	-	1.000 MW
YEKA RES-2	1.000 MW	-	1.000 MW
YEKA RES-3	850 MW	-	850 MW
2015 GES İhalesi	582 MW	468 MW	114 MW
YEKA GES-1	1.000 MW	1.000 MW	-
YEKA GES-3	1.000 MW	-	1.000 MW
YEKA GES-4	1.000 MW	-	1.000 MW
TOPLAM	21.807 MW	12.650 MW	10.383 MW

- > YEKDEM v3.0'da olduğu gibi alım fiyatlarında **taban fiyat uygulamasına geçilmesi** ve **eskalasyon formülünde değişikliğe** gidilerek oranların mevcut koşullar değerlendirilerek güncellenmesi,

Çözüm Önerisi:

- > İhale fiyatlarında CAPEX ile uyumlu olacak şekilde **döviz bazlı bir mekanizmaya** geçilmesi,
- > Yapılacak ihalelere katılım şartlarının ağırlaştırılarak yatırımı gerçekleştirebilecek **rasyonel yatırımcıların kapasite tahsis hakkı elde etmesinin** sağlanması önerilmektedir.

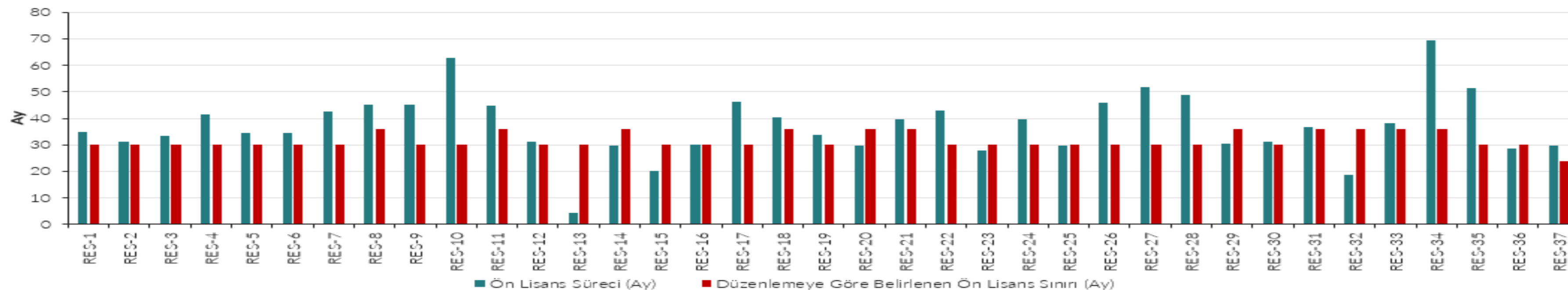
İzin Süreçleri

Lisans süreçlerinin çok uzun zaman alması ve yapılmayan projelerin askıda kalması

- > Önlisans ve lisans aşamalarının uzunluğu, pek çok farklı kurumdan onay gerekliliği ve bürokratik süreçler nedeniyle proje geliştirme ve devreye girme süreci uluslararası örneklerin üzerinde seyretmektedir. Hem zaman hem de masraf açısından maliyetli olan bu süreç, yenilenebilir enerji yatırımları üzerinde kısıtlayıcı bir etkiye sahiptir. Santral yatırımında önlisans aşamasında imar onayı almadan önce **30'dan fazla kurumla** görüşülmesi gerekmektedir. Aynı şekilde genel lisans prosedüründe önlisans aşaması **24-36 ay** lisans aşaması ise **22-60 ay** arası sürmektedir.
- > Santrallerin **teknik, çevresel ve sosyal etki değerlendirmeleri** gibi süreçlerde yaşanan öngörülemeyen sıkıntılar, önlisans süreçlerinin uzamasına sebep olabilmektedir. Yönetmeliğe göre önlisans alındıktan sonra üretim lisansı alınmasına kadar geçmesi gereken süre tesisin büyüklüğüne bağlı olarak 24 ile 36 ay arasında değişmektedir. Ancak incelenen **37 rüzgar santralinde** bu süre çeşitli uzatmalarla birlikte ortalama 37 ay olarak gerçekleşmiştir. Önlisans ihalelerine ilave olarak, **YEKA İhaleleri** Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından düzenlenmesine rağmen pek çok farklı kurumla da iletişim halinde olmayı gerektirmektedir.

Çözüm Önerisi:

- > Yatırımların daha kısa sürelerde devreye girebilmesi için **bürokratik süreçlerin kısaltılması** ve sürece ilişkin çeşitli konulardaki **belirsizliğin azaltılması**,
- > Çok sayıda kurum üzerinden yapılan işlemlerin **tek bir platform** altında toplanarak kurumlar arası koordinasyon sağlanması,
- > Öngörülebilirliğin ve projelerin gerçekleşme oranının artırılması, finansmanın bulunması ve doğru ihale fiyatına erişilmesi için **lisanslanan bir projenin tüm izinleri sağlanmış olarak ihale edilmesi**,
- > İhalelerde yatırımların gerçeğe dönüşmemesi veya lisansların devredilmesi gibi olumsuz durumlardan kaçınmak adına detaylı bir çalışmanın yapılarak ihale katılımcıları için **yeterlilik kriterlerinin** belirlenmesi,
- > İhaleyi kazanan firmaların yapım sürecinin takibinin yapılarak gerekli yaptırımların uygulanması önerilmektedir.



Emisyon ticareti mevzuatının henüz kararlaştırılmamış olması

- > Türkiye, Paris Anlaşması ve SKDM gibi faktörlerin de etkisiyle çeşitli iklim değişikliği politikaları geliştirmiş ve bunlarla beraber enerji sektörü bir dönüşüm sürecine girmiştir. Bu süreçte karbon fiyatlandırma seçenekleri ön plana çıkmaktadır. Bu doğrultuda Türkiye, Dünya Bankası finansmanı ile 2014 yılından bu yana Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığınca uygulanan **Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı (PMR) Türkiye Projesi**'ni yürütmektedir.

İklim değişikliği alanında son yıllarda öne çıkan adımlar şöyle sıralanabilir:

- > Ulusal Niyet Katkı Beyanı - INDC (2015): 2020 ve 2030 yılları arasında Türkiye'nin üstleneceği sera gazı azaltım taahhüdü (Kasım 2022'de, COP27'de güncellenmiştir)
- > Yeşil Mutabakat Eylem Planı (2021): Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) ve Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) gibi mekanizmalara uyum stratejisi
- > Paris İklim Anlaşması (2021): 2053 Net Sıfır Emisyon hedefi belirlenmesi, iklim değişikliği ve karbon azaltımı stratejileri
- > İklim Şurası (2022): 76'sı öncelikli olmak üzere toplam 217 tavsiye kararının görüşülmesi
 - > 2053 Net Sıfır Emisyon Hedefi doğrultusunda 'Ulusal Yeşil Finans Stratejisi' 2023 yılının sonuna kadar hazırlanması
 - > Emisyon Ticaret Sistemi'nin (ETS) ülkemizde kurulması için çalışmalar hızlandırılarak; Avrupa Birliği (AB) mevzuatı gözetilerek tasarlanması ve ETS'nin uygulamaya alınmasına yönelik çalışmaların 2024 yılında tamamlanması
 - > Türkiye Ulusal Enerji Verimliliği 2030 Vizyonu ve Stratejisi'nin 2022 yılı sonuna kadar, Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'nın (2024-2030) 2023 yılı ortasına kadar hazırlanması
- > ETS Alt Süreçlerine İlişkin Toplantı (2022): ETS Piyasa Tasarım ve İşletim Süreçleri & Piyasa Gözetim ve Denetimi konularında bilgi paylaşımında bulunulmuştur.

Çözüm Önerisi:

- > 2026 yılıyla birlikte uygulamaya konulması hedeflenen karbon fiyatlandırmasının **AB'deki fiyatlarla uyumlu olması hususunun** dikkate alınması,
- > SKDM'ye uyum kapsamında etkin işleyen ulusal ETS geliştirirken, ETS'nin AB standartlarına uymayan sübvansiyonlardan kaçınarak uygulamaya koyulması ve karbon ödeneğinin adil dağıtılması,
- > Tüketim amaçlı kurulan (lisanssız) santrallerin ve yenilenebilir sertifikasyon mekanizmalarının SKDM ile uyumlu olması önerilmektedir.

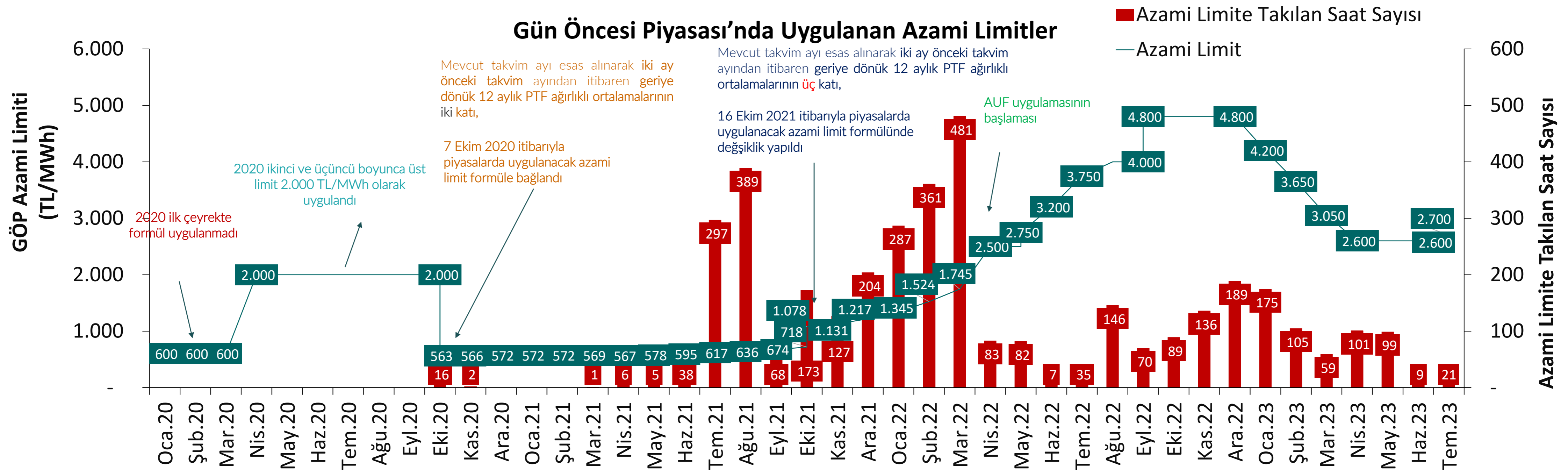
Organize Piyasa Tavan Limiti

Organize piyasalarda uygulanan tavan fiyat limitinin bir formülasyon ile belirlenmiyor olması ve doğru fiyat sinyalini sağlayamaması

- > Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası'nda uygulanacak olan azami fiyat limitleri konusunda geçtiğimiz iki yılda değişik uygulamalar getirilmiş ve bu durum piyasa öngörülebilirliğini düşürmüştür. Azami limit uygulaması, piyasa işleyişine zarar vererek santrallerin hem kârlılıklarını hem de orta ve uzun vade değerlendirmelerini olumsuz etkilemiş; ikili anlaşma ve yeni yatırımlar için olan iştahı düşürmüştür.
- > İhtiyaçtan düşük olarak belirlenen limitler dolayısıyla GÖP ve DGP piyasalarında fiyatlar tavanda oluşmuş ve sistem işletmecisinin tekliflerinde rasyonel karar verebilmesi zorlaşmıştır.

Çözüm Önerisi:

- > Ülkemizin ihtiyaç duyacağı yeni elektrik üretim yatırımlarının yapılması amacıyla piyasada oluşacak fiyat sinyallerine izin verilmesi. Bunun için Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanan üst limitin, olası elektrik kesintilerinin tüketiciye maliyetini (VOLL*) yansıtacak şekilde yükseltilmesi,
- > Gerek Gün Öncesi gerekse Dengeleme Güç Piyasalarında tavan fiyatın teklifler arasındaki farkların görünmesini sağlayacak düzeyde belirlenmesi,
- > Tavan fiyatın fiyat kontrolü amacıyla kullanılmaması önerilmektedir.



Not: 15 Ekim 2021'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır.
20 - 31 Mayıs 2022 arasında yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır.
1 Eylül 2022'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır.
4 Temmuz 2023'ten sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır.

Şeffaflık Platformu'nda veri derinliğinin bazı alanlarda yetersiz oluşu ve yaşanan aksaklıklara dair yapılan açıklamaların kapsayıcı olmaması

- > Şeffaflık Platformu'nun işleyiş düzeni ve verilerin doğruluğu, piyasada yer alan tüm katılımcılar ve bilgilendirme amaçlı yazılan tüm yazılar için oldukça önemlidir. Her ne kadar EPIAŞ, Kurul Kararı'na istinaden veri paylaşım yükümlüsü kurumlardan ve şirketlerden temin ettiği verilerin doğruluğu kapsamında sorumlu olmasa da bu verilerin doğruluğu piyasa analizi açısından önem arz etmektedir. Kamuya açık verilerin paylaşıldığı en güvenilir kaynaklardan biri olan bu platformun veri seti içeriği dönem içerisinde güncellense de piyasa tarafından beklenen bazı veri ihtiyacına henüz karşılık verememektedir.
- > Mevcut durumda Şeffaflık Platformuna veri aktarımı ile yükümlü olan kurumlar ve şirketler ise aşağıda listelenmiştir:
 - BOTAŞ – Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.
 - EİGM - Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
 - EÜAŞ – Elektrik Üretim A.Ş.
 - DSİ – Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (Üretim Lisansı Sahibi Piyasa Katılımcıları)
 - EPIAŞ – Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
 - TEİAŞ – Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

Çözüm Önerisi:

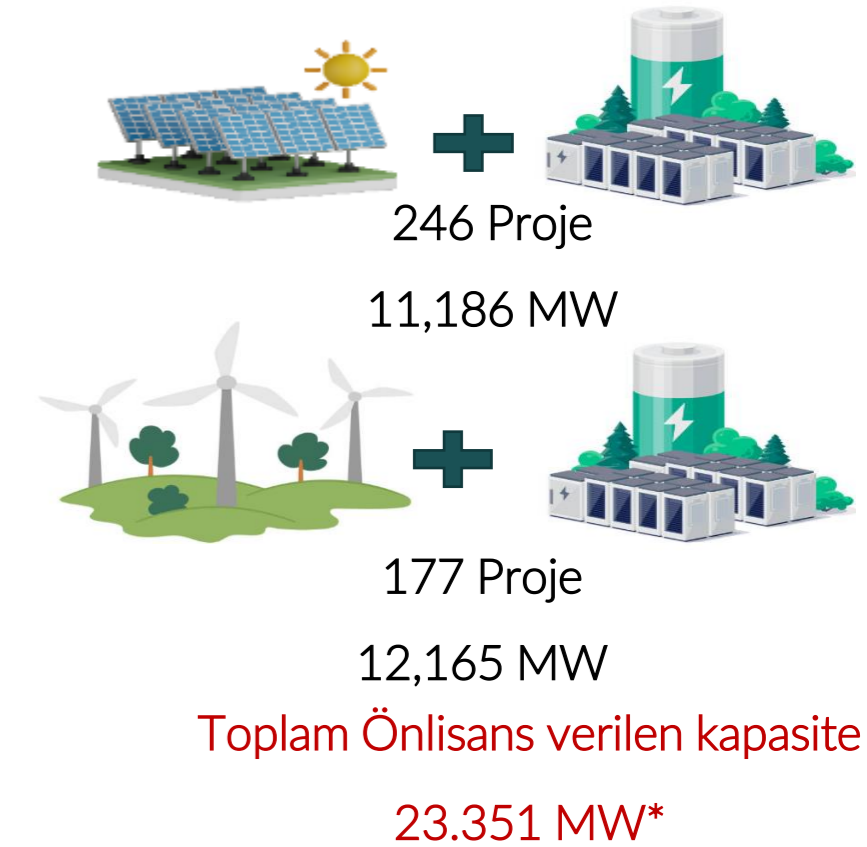
- > Veri bildiriminde aksaklık yaşanan dönemlere ilişkin “**Olay Durum Bildirim Raporu**” oluşturularak katılımcılara bildirilmesi,
- > Senelik yapılan Şeffaflık Çalıştayı'nda alınan kararlara ilişkin hedef zamanlar belirlenmesi ve ilerleme raporunun çeyreklik dönemler halinde paylaşılması,
- > Yapılan yenileme ve değişikliklere yönelik bir **değişiklik raporu**nun hazırlanması,
- > Özellikle serbest piyasa koşullarının sağlanmaya çalışıldığı ve verinin oldukça önemli olduğu bu dönemde aşağıdaki veri setlerinin de platforma dahil edilmesi:
 - Lisanssız üretim →Yan hizmetler piyasası verileri → Bakım programları → Gaz şebeke giriş-çıkış & basınç →Destekleme mekanizması verileri
- > Çalıştay öncesi beklentilere yönelik **anket yapılması**,
- > Kurumlar arası **veri tekilleşmesi** çalışması yapılması önerilmektedir:

Depolamalı GES & RES

Kasım 2022'de yürürlüğe giren ve depolamalı RES ve GES'lere yarışmasız önlisans alma hakkının verilmesine olanak sağlayan düzenlemenin uygulama esaslarının net olmaması

> 19 Kasım 2022 tarihinde yayımlanan Resmi Gazete'de Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği'nde yapılan değişikliklerle depolamalı RES ve GES'lerin herhangi bir yarışma olmaksızın önlisans almasının önü açılmıştır.

- > Depolamalı elektrik santrallerine sağlanan önlisans yarışması olmaksızın lisans alma hakkı, bu alanda çok sayıda başvuru yapılmasına neden olmuştur.
- > EPDK tarafından 21 Mayıs 2023 itibarıyla Kasım 2022'den itibaren toplamda 252.000 MW'ı aşan 270 milyar USD değerinde depolamalı güneş ve rüzgar santrali için önlisans başvurusu yapıldığı açıklanmıştır.
- > Yapılan bu başvuruların ne kadarlık bir kısmının devreye alınacağı henüz belli değildir.
- > Yönetmelikte bazı temel kurallara yer verilse de uygulama esaslarına yönelik bir çok konunun açıklığa kavuşturulması gerekmektedir. Özellikle TEİAŞ'ın isterleri ve çalışma koşulları noktasında fizibilite hesaplarını doğrudan etkileyebilecek detayların açıklanması bu hesaplamalardaki hata payını azaltacaktır.
- > Açıklanan hat kapasitesi sınırlı olduğundan dolayı, bu kapasitelerin projeyi hayata geçirebilecek yatırımcılara sağlanması oldukça önemlidir.
- > Bu denli büyük bir depolama yatırımının hayata geçirilmesi, yan hizmetlerin depolama üniteleri ile yürütülmesine olanak sağlayabilecektir. Bununla beraber halihazırda yan hizmetlerde yer alan santrallerin gelecek dönem planlaması için bu konu oldukça önem arz etmektedir.



Çözüm Önerisi:

- > Yönetmeliğin uygulama esaslarının daha net şekilde belirlenerek **kurulum süreçlerinin** netlik kazanması,
- > Santrallerle beraber kurulacak **depolama tesislerinin kullanım alanları** için ön çalışmaların yapılması ve buna göre alternatif kullanım alanlarının belirlenmesi,
- > Depolamanın farklı şekilde sağlayabileceği ve değişen şebeke koşulları için ihtiyaç duyulabilecek **yeni yan hizmetlerin tanımlanması**,
- > Depolama kaynaklı yan hizmet oranının artmasıyla, bu alanda çalışan esnek **santrallerin gelir modellerinin sürdürülebilirliğinin araştırılması**,
- > **Depolama hizmetinin** TEİAŞ ya da dağıtım şirketleri tarafından işletilmesinin ne gibi **avantaj ve dezavantajları** beraberinde getireceğinin detaylı bir şekilde **analiz edilmesi** ve süreçlerin bu doğrultuda yürütülmesi önerilmektedir.

Kaynak: 21 Mayıs 2023 itibarıyla

* Önlisans verilen kapasite için EPDK'nın Önlisans listesinden yararlanılmıştır. Aralık 2022 itibarıyla önlisans verilen güneş ve rüzgar santrallerinin depolamalı santral olduğu varsayılmıştır..

TEİAŞ Maliyetleri

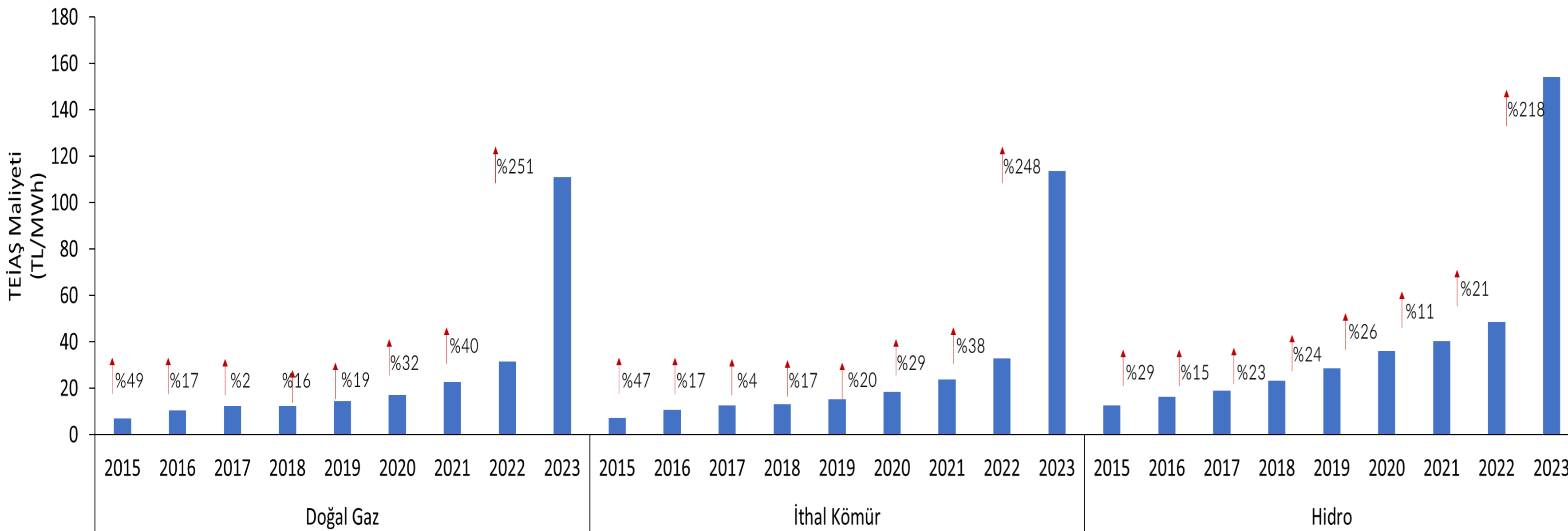
Tüketiciler için verilen iletim hizmet bedellerinin üreticilere de yansıtılması ve iletim tarifelerinin öngörülebilirliğinin düşük olması

- > TEİAŞ'a ödenen bedelin üretim santralının toplam maliyeti içindeki payı yıllar içinde değişkenlik göstermiştir. 2023 Temmuz için bu pay doğal gaz %33, ithal kömür %6, yerli kömür %23, hidroelektrik %23-50 ve rüzgar santralleri için %22 olarak hesaplanmaktadır. Sabit maliyetlerin de TL/MWh cinsine çevrilerek değişken maliyete ilave edildiği toplam TEİAŞ iletim bedelleri yıllar içinde artış göstermiştir. Yaşanan bu artışın öngörülemez olması elektrik üreticileri için bir risk oluşturmaktadır.
- > Türkiye'de TEİAŞ maliyetlerinin %50'si elektrik üreticilerine, %50'si tüketicilere bölünmektedir. Avrupa'da üreticilere yansıtılan oran bundan çok daha düşüktür.

- > Ülkemizin arz güvenliğine katkıda bulunacak yeni yatırımları teşvik etmek için 6446 sayılı kanunun Geçici 4 maddesinde, elektrik üretim tesislerinin işletmeye girmelerinden itibaren ilk 5 yıllarında iletim bedellerini %50 indirimle ödemeleri düzenlenmiştir. Ancak bu uygulama 31.12.2020 tarihinde sona ermiştir.

Çözüm Önerisi:

- TEİAŞ tarafından uygulanan sistem işletim ve sistem kullanım bedellerinin öngörülebilmesi için bir formülasyona geçilmesi,
- TEİAŞ iletim tarifesi oluşturulurken tüketici için verilen hizmetlerin ve yatırımların maliyetinin tüketiciye yansıtılması,
- Yeni devreye giren santraller için geçmişte uygulanan %50 iletim bedeli teşviklerinin uzatılması önerilmektedir.



Not: Hesaplamalarda doğal gaz santrallerinin çalışma saati 7.500 ve ithal kömürlerin çalışma saati 6.000 olarak alınırken, hidroelektrik santrallerin kapasite faktörü %25 olarak dikkate alınmıştır. Kurulu güç ise doğal gaz, ithal kömür ve hidroelektrik santral için sırasıyla 800 MWe, 600 MWe ve 100 MWe olarak varsayılmıştır.

