



Bu proje Avrupa Birliği tarafından finanse edilmektedir

**Avrupa Birliği / Katılım Öncesi
Yardıı Aracı (IPA) Enerji Sektörü
Teknik Yardıı Projesi**

EU IPA13/CS-02.a

2013 ENERJİ SEKTÖR PROGRAMI FAZ-2 PROJESİ

Enerji Piyasası Gelişimi

**Doğalgaz Piyasası ve Sürekli Ticaret Platformu Tavsiye
Raporu
[Türkçe Versiyon - Revizyon 2]**

Kasım 2019



Yasal ve Gizlilik Uyarısı

Bu Rapor, Avrupa Birliği / Katılım Öncesi Yardım Aracı (IPA), Enerji Sektörü Teknik Yardım Projesi: EU-IPA13/CS02-a "Enerji Piyasası Gelişimi Projesi" (Proje) kapsamında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Dış İlişkiler ve Avrupa Birliği Genel Müdürlüğü'nün ("Müşteri") talebi üzerine, MRC-ECCO-EXERGIA konsorsiyumunun ("Danışman") altyüklenicisi Orhan Çıtanak ("Altyüklenici Danışman") tarafından hazırlanmıştır.

Rapor, Müşteri tarafından sağlanan bilgiler, kamuya açık bilgiler ve Danışman'ın ve Altyüklenici Danışman'ın kendi mülkiyetindeki bilgiler kullanılarak hazırlanmıştır.

Belgede yer alan bilgilerin doğruluğu ve bütünlüğu Danışman ve/veya Altyüklenici Danışman tarafından beyan ve garanti edilmemektedir.

Zaman içerisinde, ilgili verilerde ve/veya varsayımlarda değişiklikler yaşanabilir ve bu değişiklikler raporda yer alan tespit, görüş, değerlendirme ve önerin de değişmesi neticesini doğurabilir. Danışman ve/veya Altyüklenici Danışman, belge üzerinde herhangi bir bildirimde bulunmaksızın değişiklik gerçekleştirilebilir.

Rapor'da yer alan içeriğin herhangi bir şekilde kullanımı ve/veya Rapor'a istinaden bazı kararların alınması ve/veya işlemlerde bulunulması neticesinde oluşacak sonuçlardan Danışman sorumlu değildir.

Versiyon	Versiyon Tarihi	Yorumlar
Versiyon 1.0	02.05.2019	
Versiyon 2.0	11.19.2019	

İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	4
1 ÖNSÖZ.....	5
2 ÖNERİLER	6
3 ÖNERİLERE İLİŞKİN AÇIKLAMA VE İLAVE DEĞERLENDİRMELER	10
3.1 TÜM KAPASİTENİN PİYASA KATILIMCILARININ KULLANIMA SUNULMASI VE ASGARİ ALIM YÜKÜMLÜLÜKLERİ KONUSU	10
3.2 YILLIK İKİLİ ANLAŞMA İHALELERİ.....	12
3.3 HHI DEĞERİNİN VE PİYASA KONSANTRASYONUNUN AZALTILMASI	14
3.4 BOTAŞ TARAFINDAN KİRALANMIŞ LNG TERMİNAL KAPASİTESİNİN PİYASA KATILIMCILARININ KULLANIMINA SUNULMASI.....	15
3.5 MALİYET RİSK VE ARZ -TALEP DENGESİNİ YANSITAN DİNAMİK BİR FİYATLANDIRMA YAKLAŞIMINA GEÇİLMESİ	16
3.6 REKABETÇİ PİYASA YAPISI İÇERİSİNDE TİCARET YÖNETİMİ	17
3.7 ALIM GÜCÜ DÜŞÜK TÜKETİCİLERİN KORUNMASI	19
3.8 SÖZLEŞME YAPISI	20
FİYAT MADDESİ VE ÖNGÖRÜLEBİLİRLİK	20
MİKTAR, TESLİMAT NOKTASI VE TALEP TARAFI KATILIMI.....	21
3.9 VADELİ İŞLEMLER PİYASASI.....	22
3.10 ENTERKONNEKSİYON İŞLETİM ANLAŞMALARI VE OPERASYONEL DENGELEME ANLAŞMALARI	24
3.11 GÜNEYDOĞU AVRUPA PİYASALARI İLE ENTEGRASYONUN GÜÇLENDİRİLMESİ VE İLGİLİ PROJELERDE AKTİF ROL ALINMASI	25
3.12 KAPASİTE İHALE YÖNTEMLERİ	26
3.13 İLETİM SİSTEMİ İŞLETMECİSİNİN BAĞIMSIZ VE TARAFSIZ AYRI BİR TÜZEL KİŞİLİĞE SAHİP OLMASI 27	
3.14 BOTAŞ'IN KİT STATÜSÜNDE OLMAYAN HAREKET KABİLİYETİ YÜKSEK BİR TÜZEL KİŞİLİK OLARAK YAPILANDIRILMASI.....	30
4 ÖNERİLEN HAZIRLIK ÇALIŞMALARI.....	31

KISALTMALAR

AB:	Avrupa Birliği
ABD:	Amerika Birleşik Devletleri
ACER:	Avrupa Birliği Enerji Sektörü Düzenleyici Kurumları için İşbirliği Ajansı
AGTM:	Avrupa Doğal Gaz Piyasasına ilişkin olarak, 2011 yılında Council of European Energy Regulators (CEER) tarafından ortaya konan ve Gas Target Model (Doğal Gaz Hedef Modeli) ismi verilen vizyon 2014 yılında Agency for the Corporation of Energy Regulators (ACER) tarafından güncellenmiş ve AGTM adını almıştır; GTM2014 olarak da bilinir.
Bakanlık:	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
bcm:	Milyar metreküp
BOTAŞ:	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
EBT:	Elektronik Bülten Tablosu
ENTSOG:	European Network of Transmission System Operators for Gas / Avrupa Doğal Gaz Sistem İşletmecileri Birliği
EPIAŞ:	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB:	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
IPA:	Avrupa Birliği Katılım Öncesi Yardım Aracı
HHI:	Herfindahl-Hirschmann Endeksi
LNG:	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
mcm:	Milyon metreküp
mcm/g:	Milyon metreküp / gün
PUE:	Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları
UDN:	Ulusal Dengeleme Noktası

1 ÖNSÖZ

Bu Doğalgaz Piyasası ve Sürekli Ticaret Platformu Tavsiye Raporu, Avrupa Birliği / Katılım Öncesi Yardım Aracı (IPA), Enerji Sektörü Teknik Yardım Projesi: EU-IPA13/CS02-a “Enerji Piyasası Gelişimi Projesi” (Proje) kapsamında MRC-ECCO-EXERGIA konsorsiyumunun altyüklenicisi Orhan Çıtanak tarafından hazırlanmıştır.

Rapor’un hazırlanması sürecinde, aynı kapsamda hazırlanan Doğalgaz Piyasası ve Sürekli Ticaret Platformu Tavsiye’nda yer alan iyileştirme fırsatlarından yola çıkılarak sektörel hedeflere ulaşılması adına gerekli ve faydalı olacağı düşünülen çalışmalara ilişkin öneriler geliştirilmiştir.

Rapor, söz konusu bu önerilerin Proje kapsamındaki ilgili taraflara aktarılması amacıyla hazırlanmıştır.

Bu çerçevede,

- Öneriler Bölüm 2’de
- Önerilere ilişkin ilave açıklamalar Bölüm 3’de,
- Önerilerin hayata geçirilmesine yönelik çalışmaları içeren yol haritası Bölüm 4’te

yer almaktadır.

Önerilerin kendilerinden beklenen faydayı sağlayabilmeleri iç tutarlılığı olan bütüncül bir program kapsamında uygulanmalarına bağlıdır. Önerilerin bir kısmı piyasa gelişim sürecine tek başına katkı sağlayabilecek olsalar da, amaçlara ulaşılabilmesi için tek başlarına yeterli olamazlar. Bazı durumlarda, olumsuz etki yaratmaları da mümkün olabilir.

2 ÖNERİLER

Türkiye Doğal Gaz Piyasası'nın gelişimine ve kendinden beklenen faydaları sağlamasına yönelik önerilerimiz aşağıda listelenmiştir.

Önerilere ilişkin ilave açıklamalar Bölüm 3'de, önerilerin hayata geçirilmesine yönelik çalışmaları içeren yol haritası Bölüm 4'te yer almaktadır.

Önerilerin kendilerinden beklenen faydayı sağlayabilmeleri iç tutarlılığı olan bütüncül bir program kapsamında uygulanmalarına bağlıdır. Önerilerin bir kısmı piyasa gelişim sürecine tek başına katkı sağlayabilecek olsalar da, amaçlara ulaşılabilmesi için tek başlarına yeterli olamazlar. Bazı durumlarda, olumsuz etki yaratmaları da mümkün olabilir.

Öneriler:

1. Tüm âtil giriş ve çıkış kapasitelerinin, İletim Sistem İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması ve bu kapsamda, Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun BOTAŞ'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkelerle yeni gaz alım sözleşmesi yapılmasını engelleyen Geçici 2'inci Maddesi'nin tadil edilmesi.

Öneriye ilişkin ilave değerlendirmeler [Bölüm 3.1'de](#) ele alınmıştır.

2. Herhangi bir piyasa katılımcısının kullanmadığı kapasiteyi âtil tutmasının ve bu suretle rekabetin kısıtlanmasının engellenmesi adına, "Kullan ya da İade Et" yöntemi ile, bir taşıtana tahsis edilmiş ancak kullanılmayan kapasitenin İletim Sistemi İşletmecisi'ne iadesinin sağlanması.
3. Tüm âtil giriş ve çıkış kapasitelerinin, piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması önerisinin kabulü durumunda, uzun dönemli sözleşmeler ile ithalat yapan şirketlerin satış miktarlarının sözleşmeleri kapsamındaki asgari alım seviyesinin altına düşmesi riskinin yönetilmesinin gerekli görülmesi durumunda, yıllık ikili anlaşma ihaleleri modelinin geliştirilmesi ve uygulamaya alınması¹.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.2'de](#) ele alınmıştır.

4. HHI değerinin ve piyasa konsantrasyonunun azaltılması amacıyla, zaman içerisinde talep artışına ve/veya mevcut uzun dönemli sözleşmelerin bitişine ve/veya ihracat imkanlarına bağlı olarak ihtiyaç duyulabilecek ilave alımların, mümkün mertebe daha kısa vadeli ve ticari esnekliği yüksek sözleşmeler üzerinden ve BOTAŞ'ın dışındaki piyasa katılımcıları tarafından yapılması

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.3'de](#) alınmıştır.

5. BOTAŞ'ın kiraladığı bulunduğu LNG terminal kapasitelerini, piyasa katılımcısı rolü ile değil, İletim Sistem İşletmecisi rolü ile elinde tutması ve ilgili kapasitelerin tüm piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması.

Bu kapsamda:

- a. Söz konusu kapasitelerin optimal kullanımına izin verecek şekilde dinamik (yurt içi doğal gaz ve LNG fiyatları arasındaki farka göre hareket eden) bir terminal kapasite ve hizmet bedeli fiyatlandırma yaklaşımının izlenmesi;

¹ Uzun dönemli sözleşmelerin süreleri dikkate alındığında, ilave yükümlülüklerin altına girilmemesi halinde, 2021 sonrasında asgari alım yükümlülüklerinin karşılanamaması ilişkin kayda değer bir risk kalmayacağı anlaşılmaktadır. Riskin devam ettiği süre boyunca, gerekli görülmesi halinde, yıllık ikili anlaşma ihaleleri ya da ithalat kotası gibi yaklaşımlarla risk minimize edilebilir. Bu konudaki yaklaşım taslak seviyededir. Nihai öneri, yapılacak Çalıştay'da elde edilecek görüş ve öneriler ile şekillenecektir. Yıllık ikili anlaşma ihaleleri yaklaşımının yeterince tatmin edici şekilde geliştirilememesi halinde, çok daha kolay uygulanabilir olan ithalat kotası uygulaması tercih edilebilir.

- b. Düşük kapasite kullanımının ve/veya yurt içi doğal gaz ve LNG fiyatları arasındaki farka bağlı olarak tarife altı fiyatlandırma ihtiyacı neticesinde gerekli gelirin elde edilememesi ya da yüksek kapasite kullanımına bağlı olarak fazla gelir elde edilmesi hallerinde, oluşacak gelir farkının iletim ve sevkiyat kontrol tarifelerine esas oluşturacak iletim sistemi gelir tavanlarının belirlenmesinde yer alan Gelir Farkı Düzeltme Bileşeni hesabına dahil edilmesi;
- c. BOTAŞ'ın piyasa katılımcısı olarak kullanacağı kapasiteyi diğer piyasa katılımcıları gibi iletim Sistem İşletmecisi'nden kiralaması.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.4'de](#) ele alınmıştır.

6. BOTAŞ Ticaret'in, maliyet, risk ve piyasadaki arz- talep dengesini yansıtan dinamik (ilgili bağımsız değişkenlerdeki değişime bağlı olarak anlık olarak değişebilen) bir fiyatlandırma yöntemine geçmesi.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.5'de](#) ele alınmıştır.

7. BOTAŞ Ticaret'in (i) ağırlıklı olarak petrol fiyatlarına ve ABD Doları /TL kuruna bağlı olarak değişim gösteren alım maliyetlerindeki volatilitiyi sınırlandırmak, (ii) TL/1000Sm³ bazında maliyetlerini yeterli bir doğrulukla öngörebilmek ve vadeli işlemler piyasasında bu bazda fiyatlama yapabilmek, (iii) çeşitli risk senaryolarında oluşabilecek istenmeyen neticeleri sınırlandırmak amacıyla, özellikle kur ve emtia fiyatlarına ilişkin riskleri etkin bir şekilde yönetmesini sağlayacak uygulamaları ve kurumsal risk yönetim sistemlerini hayata geçirmesi.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.6'de](#) ele alınmıştır.

8. Alım gücü düşük tüketicilerin korunması mekanizmasının kurulması.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.7'de](#) ele alınmıştır.

9. Belli bir büyüklüğe sahip ve gerekli görülecek şartları sağlayan serbest tüketicilerin sabit miktarlı ve UDN'de teslimatlı sözleşmelere girmelerine, spot piyasada işlem yapmalarına ve kendi dengesizlik risklerini taşımalarına.²

10. Tezgah üstü piyasalarda, standart EFET sözleşmelerinin Türkiye Doğal Gaz Piyasası'na uygunlaştırılmış bir versiyonunun kullanımının yaygınlaştırılması. Bu kapsamda, sabit miktarlı, UDN'de teslimatlı, sözleşme tarihinde belirlenmiş ve sözleşme dönemi boyunca geçerli olacak (a) sabit fiyatlı ya da (b) her bir teslimat için ödenecek fiyatın net bir şekilde hesaplanabilmesine olanak tanıyan formüller içeren ve bu sayede tarafların formülde yer alan parametrelerin değerlerinde yaşanacak değişimlere karşı kendini koruyabilmesine (ilgili hedging işlemlerini yapabilmesine) izin veren sözleşme yapılarının yaygınlaştırılması.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.8'de](#) ele alınmıştır.

11. Vadeli İşlemler Piyasası'nın kurulması.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.9'de](#) ele alınmıştır.

12. Her bir enterkonneksiyon için BOTAŞ ile komşu sistem iletim sistemi işletmecisi arasında Enterkonneksiyon ve Operasyonel Dengeleme Anlaşmaları'nın imzalanması.

Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.10'da](#) ele alınmıştır.

² Alternatif olarak, söz konusu serbest tüketicilerin tedarikçileri ile yapacakları sözleşmenin, aynı esnekliği ve finansal neticeleri sağlayacak şekilde kurgulanması düşünülebilir.

13. Enterkonneksiyon kapasitelerinin optimal ve etkin kullanımının sağlanması adına, enterkonneksiyon noktasının her iki tarafındaki giriş - çıkış kapasitelerinden oluşan birleşik kapasite ürünlerinin (örneğin, Türkiye Gaz Ticaret Merkezi çıkış kapasitesi ile Yunanistan Gaz Ticaret Merkezi giriş kapasitesinden oluşan) tanımlanması ve ilgili kapasite işlemleri tek bir tahsisat ihalesi süreci içerisinde yürütmesi.
14. Özellikle (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity Project kapsamında) Güneydoğu Avrupa'da devam etmekte olan altyapı yatırımlarının, piyasa ve sistem işletime ilişkin gelişmelerin yakından takip edilerek, altyapı yatırımların ve diğer hazırlıkların senkronize edilmesi.
- Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.11'de](#) ele alınmıştır.
15. Standart kapasite ürünlerinin, kesintisiz ve kesintili olarak iki sınıfa ayrılması. Bu kapsamda,
- İletim Sistemi İşletmeci tarafından, sözleşmesel olarak kesintisiz olacağı taahhüt edilmiş kapasitelere ilişkin ürünlerin "Kesintisiz Kapasite Ürünleri"
 - İletim Sistemi İşletmeci tarafından, sözleşmesel olarak kesintisiz olacağı taahhüt edilmeyen kapasitelere ilişkin ürünlerin "Kesintili Kapasite Ürünleri"
- olarak anılması.
16. Standart kapasite ürünleri, uzun dönemli ve kısa dönemli ürünler olarak iki sınıfa ayrılması. Bu kapsamda,
- Yıllık, 3 aylık ve aylık ürünlerin, uzun dönemli ürünler
 - Günlük ve gün içi ürünlerin³, kısa dönemli (ya da spot) ürünler,
- olarak anılması.
17. Kesintisiz ve kesintili olarak piyasaya sunulması mümkün olan teknik kapasite miktarlarının çeşitli işletme senaryoları ışığında yapılacak simülasyon çalışmaları çerçevesinde İletim Sistemi İşletmecisi tarafından belirlenmesi.
18. Kapasite ürünlerinin piyasa katılımcılarına bir ihale mekanizması üzerinden arz edilmesi. Uzun dönemli kapasite ürünlerinin Çok Turlu İhale Yöntemi ile, kısa dönemli kapasite ürünlerinin ise Tek Turlu İhale Yöntemi ile tahsis edilmesi.
- Öneriye ilişkin detaylar [Bölüm 3.12'de](#) ele alınmıştır.
19. Uzun vadeli ürünlerle tahsis edilmesine rağmen, taşıtanlar tarafından yapılan günlük taşıma miktar bildirimleri çerçevesinde kullanılmayacağı bildirilen kapasitelerin günlük olarak yeniden ihale edilmesi. İhale sonucunda Taşıtanlara tahsis edilen kapasitelerin ilgili taşıtan tarafından kullanılmayacağı bildirilmemesi durumunda kapasite tahsisatının ilgili taşıtan için iptal edilmesi. Bu ihalelerde elde edilen gelirlerin, ilgili kapasiteye sahip olup bu hakkını kullanmayan piyasa katılımcılarına aktarılması.
20. İhale sonrasında piyasa katılımcıları arasında bu ürünlerin el değiştirmesine olanak tanınması.
21. ACER Gas Target Model- AGTM çerçevesinde (toptan satış piyasalarının piyasa katılımcılarının ihtiyaçlarının karşılama seviyesine ve piyasanın sağlık durumuna ilişkin olarak) tanımlanan göstergelerin değerlerinin, öncelikle Doğal Gaz Sürekli Ticaret Platformu'nda ve kurulması sonrasında vadeli piyasalarda, ölçülmesi, sonuçların

³ Gün içi ürünleri ilk aşamada olmasa da, daha ileri bir aşamada devreye alınması düşünülebilir.

Şeffaflık Platformu'nda yayınlanması ve ölçüm ve analizlerin işaret ettiği iyileştirme fırsatlarının gündeme alınması.

22. BOTAŞ'ın (i) BOTAŞ Doğal Gaz Altyapı Şirketi ve (ii) BOTAŞ Doğal Gaz Ticaret Şirketi⁴ olarak iki ayrı tüzel kişilik olarak yapılandırılması.

Öneriyi ilişkin detaylar [Bölüm 3.13'de](#) ele alınmıştır.

23. Sistem işletmecisi ve altyapı varlıklarının sağlayıcısı ve işletmecisi konumunda olacak olan Doğal Gaz Altyapı Şirketi'nin, bağımsız, tarafsız, şeffaf, etkin, verimli, finansal olarak güçlü, gerekli kurumsal yetkinliklere ve stratejik planlara sahip bir kurum olarak yapılandırılması.
24. Türkiye Doğal Gaz Piyasası'nın en büyük (ve hâkim bir pozisyona sahip) piyasa katılımcısı konumunda olacak olan BOTAŞ Doğal Gaz Ticaret Şirketi'nin, özellikle portföy yönetimi, risk yönetimi ve fiyatlandırma noktalarında yetkin, etkin, verimli, finansal olarak güçlü bir petrol ve doğal gaz şirketi olarak yapılandırılması.
25. Söz konusu bu iki tüzel kişiliğin, rekabetçi piyasa yapısı içerisinde ihtiyaç duyacakları hareket kabiliyetine sahip olabilmeleri adına, 233 Sayılı KHK'ye tabii bir KİT statüsünden ziyade, THY ya da kamu bankaları gibi EPDK, SPK, RK gibi kurumların düzenlemelerine tabii ama yönetim olarak özerk bir tüzel kişi olarak yapılandırılması.

Bu çerçevede, Türkiye Varlık Fonu'nun payının zaman içerisinde azalması olasılığı çerçevesinde, Kamunun belirli konulardaki kontrolü elinde tutmaya devam etmesini sağlayacak imtiyazlı hisselerin tanımlanması.

Öneriyi ilişkin detaylar [Bölüm 3.14'de](#) ele alınmıştır.

⁴ Bu noktada BOTAŞ Doğal Gaz Ticaret Şirketi ile birleştirilmesi de değerlendirmeye alınabilir.

3 ÖNERİLERE İLİŞKİN AÇIKLAMA VE İLAVE DEĞERLENDİRMELER

3.1 TÜM KAPASİTENİN PİYASA KATILIMCILARININ KULLANIMA SUNULMASI VE ASGARİ ALIM YÜKÜMLÜLÜKLERİ KONUSU

Son yıllarda giriş kapasitesinde önemli artışlar olmuştur.

Spot Boru Gazı İthalat Miktarı ve Uygulama Yönteminin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar'ın yürürlüğe girmesi de, ithalatın serbestleşmesine yönelik olarak atılmış önemli bir adımdır. Hedeflenen neticelere varılabilmesi için, bu olumlu adımın yanısıra, bu raporda belirtilen başkaca adımların da atılması gerektiği düşünülmektedir.

Tüm âtıl giriş ve çıkış kapasitelerinin, İletim Sistem İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması,

- hub/LNG fiyatlarının petrol fiyatlarına endeksli uzun dönemli sözleşmelerin fiyatlarına göre ucuz kaldığı dönemlerde, (i) arzı ve rekabeti arttıracak, (ii) piyasa konsantrasyonunu azaltacak, (iii) daha fazla sayıda serbest tüketiciye tarifeler üzerinden daha yüksek oranda indirim yapılmasını sağlayacak ve (iv) Türkiye'nin toplam enerji ithalat bedelinin ve cari açığının düşmesine katkı sağlayacaktır;
- Türkiye piyasasındaki gaz fiyatlarının Avrupa piyasalarındaki gaz fiyatlarından düşük seyrettiği dönemlerde ise, ülkedeki arz fazlasının dinamik piyasa yapısı içerisinde ihraç edilmesine imkân sağlayacaktır.

Bununla birlikte, bu şekilde sağlanacak ilave arzın belli bir seviyeyi geçmesi durumunda,

- BOTAŞ'ın ve özel ithalat şirketlerinin mevcut ithalat sözleşmeleri kapsamındaki asgari alım yükümlülüklerini karşılayacak seviyede satış yapamamaları ve al ya da öde düzenlemeleri kapsamında teslim alınamayan gaz peşinen ödeme yapmaları,
- pazar payı kaybetmemek ve bir üst paragraftaki duruma düşmemek için zararına satış yapmaları, ya da
- zararına satışın veya teslim alınamayan gaz için yapılacak peşin ödemenin finanse edilememesi durumunda, ilgili ithalatçının temerrüde düşmesi

söz konusu olabilecektir. Her durumda, belli bir finansal zarar söz konusu olacaktır.

Bir bakış açısıyla,

- bu durum ve ilgili potansiyel zararlar piyasa dönüşüm sürecinin doğal bir parçası olarak değerlendirilebilir,
- uzun dönemli sözleşmeler sebebiyle oluşabilecek bu zarara rağmen dip toplamda kazancın daha büyük olacağı hesaplanabilir,
- bu noktada, kazancın sadece tüketici fiyatlarındaki gevşeme ile sınırlı olmayacağı, düşük maliyetli arz imkanının uzun dönemli sözleşmelerin yeniden müzakeresi sürecini destekleyebileceği, bu müzakerelerde miktarlara ve teslimat noktalarına ilişkin esneklikler, fiyat indirimleri, fiyat formüllerinde petrol ürünlerinin ağırlığının azaltılıp, hub fiyatlarının formüllere dahil edilmesi gibi kazanım elde edilebileceği düşünülebilir,
- sonuç olarak, spot ithalatın herhangi bir şekilde sınırlandırılmasına yönelik özel bir tedbir gerekli görülmemeyebilir ve

- oluşacak belli zararların sektörel dönüşüm bedeli bir ücret ile tabana yayılması, sosyalleştirilmesi tercih edilebilir.

İlgili sözleşmelerin gizliliği sebebiyle, ilgili zararları ve kazanımları sayısallaştırmak için gerekli bilgilere sahip olmamız mümkün değildir. Ancak, karar aşamasında yukarıda belirtilen olası kazanımların değerinin dikkate alınmasında fayda olacaktır.

Öte yandan, başka bir bakış açısıyla (ya da hesaplamalar neticesinde) mevcut piyasa katılımcılarının korunması ve böyle bir zarara imkân verilmemesi adına, âtil giriş kapasitelerinin piyasa katılımcılarının kullanıma açılmaması ya da dönemlik ithalat kotaları uygulanması da düşünülebilir.

Ancak, bu durumda da, rekabetçi piyasa modelinden uzaklaşılacak ve yukarıda sayılan faydaların gerçekleşmemesine bağlı olarak bir zarar oluşacaktır.

Her 3 durumda (âtil giriş kapasitelerinin piyasa katılımcılarının kullanıma tamamen açılması, kotalı bir uygulama ile kısmen açılması ve açılmaması durumlarında) ülke ekonomisi adına nette nasıl bir sonuç doğacağı ve ilgili şirketlerin finansal olarak ne seviyede etkileyeceği birçok parametreye bağlıdır:

- Örneğin hub/LNG fiyatlarının petrol fiyatlarına endeksli uzun dönemli sözleşmelerin fiyatlarına göre çok düşük olması durumunda, bu düşük fiyatlı alım imkanından yararlanılmasının faydası, al ya da öde düzenlemelerine bağlı olarak oluşacak zarardan (teslim alınamayan gazın çok da uzakta olmayan bir tarihte teslim alınabilmesi halinde) daha büyük olabilecektir.
- İlgili fiyat avantajının küçük olması halinde ise, sağlanan fayda, al ya da öde düzenlemeleri kapsamında teslim alınamayan gaz peşinen ödeme yapmaktan doğacak zarardan küçük olacaktır. Bu durumda, al ya da ödeye düşme noktasında olan ithalatçının pazar payını korumak için yapması gereken indirim de küçük olacağı için, söz konusu ithalatçının da indirim yapması ve asgari alım miktarının altına düşme durumunun oluşmaması beklenir.
- Konuya makro açıdan değil de, ilgili şirketler açısından baktığımızda, spot ithalatı gerçekleştiren şirket bu işlemlerden kar elde ederken, uzun dönemli sözleşmelere sahip ithalatçı zarar edecektir. İki şirketin ısrarla fiyat rekabetini tercih etmeleri durumunda, spot piyasa fiyatı daha fazla düşecek ve iki şirketin de zarar etmesi söz konusu olabilecektir. Öte yandan, söz konusu bu zarar, tüketicilere indirim olarak yansıtacaktır.
- Her 3 durumda (âtil giriş kapasitelerinin piyasa katılımcılarının kullanıma tamamen açılması, kotalı bir uygulama ile kısmen açılması ve açılmaması durumlarında) tüketici fiyatları, ülkenin toplam doğal gaz ithalat faturası ve ilgili şirketler açısından oluşacak finansal neticeler, LNG fiyatlarına, petrol fiyatlarına, talep seviyesine, depolama kapasitesine, şirketlerin finansal gücüne, finansman imkân ve maliyetlerine göre değişecektir. Her bir senaryonun sonucunu modellememiz ve her bir senaryonun gerçekleşme ihtimalini belirlememiz mümkün değildir.

Bu noktada, ara bir çözüm olarak ilgili spot ithalatın tamamını BOTAŞ yapsın ve tüm fayda ve maliyet unsurlarını dikkate alarak spot ithalat miktarını optimum seviyede tutsun şeklinde düşünülebilir. Böyle bir yaklaşımın bazı artıları olacağı açıktır. Ancak, böyle bir yaklaşım bizi rekabetçi piyasa modelinden ve bu model ile hedeflediğimiz kazanımlardan uzaklaştıracaktır.

Tüm atıl giriş - çıkış kapasitelerinin İletim Sistem İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması önerisinin özellikle

- yıllık ikili anlaşma ihaleleri
- maliyet bazlı fiyatlandırma
- alım gücü düşük tüketicilerin korunması mekanizmasının kurulması

önerileri ile birlikte entegre bir yol haritasının bir parçası olarak ele alınması gerekmektedir.

Alım gücü düşük tüketicilerin korunması mekanizmasının kurulmaması halinde, maliyet bazlı fiyatlandırma yaklaşımlarının dönem dönem askıya alınması riski söz konusudur. Maliyet bazlı fiyatlandırma yaklaşımının askıya alınabilme olasılığı ise, fiyat öngörülebilirliğini azaltacaktır. Bu durumda, atıl giriş kapasitelerinin piyasa katılımcılarının kullanıma açılması kendisinden beklenen faydayı sağlayamaması söz konusu olabilecektir.

3.2 YILLIK İKİLİ ANLAŞMA İHALELERİ

Tüm atıl giriş ve çıkış kapasitelerinin, piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması önerisinin kabulü halinde, ve de uzun dönemli sözleşmeler ile ithalat yapan şirketlerin satış miktarlarının sözleşmeleri kapsamındaki asgari alım seviyesinin altına düşmesi riskinin yönetilmesinin gerekli görülmesi durumunda, elektrik piyasası dönüşüm sürecinde de kullanılmış olan Geçiş Dönemi Sözleşmeleri'nin piyasa bazlı bir versiyonunun, asgari alım yükümlülüklerinin karşılanamaması riskinin azalacağı 2021-2022 yılının sonuna kadar, kullanılması düşünülebilir.

Aşağıda özetlenen öneri taslak bir yaklaşımdır. Zaman içerisinde farklı yaklaşımlar ya da bu yaklaşıma ilişkin eleştiri ve öneriler ortaya konabilir. Alternatif olarak, ithalat kotası uygulaması değerlendirmeye alınabilir.

Yaklaşım aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

İhale Edilecek Sözleşmenin Kurgusu

- EPIAŞ tarafından Bakanlık ve EPDK'nın da görüşü alınarak, piyasa katılımcıları ile istişare içerisinde standart bir sözleşme hazırlanır.
- Sözleşme süresi 1 aydır.
- Sözleşme süreci boyunca geçerli olacak fiyat, bir önceki ayın 25'inde (25'inin tatil olması halinde 25'inden önceki son iş gününde) sözleşmede yer alan formüle göre ve sözleşme için geçerli indirim oranı dikkate alınarak hesaplanır.
- 2020 içerisinde (ya da belirlenecek herhangi başka bir 12 aylık ya da daha uzun dönem boyunca) yer alan sözleşmelerde geçerli olacak fiyat formülü uzun dönemli sözleşme ile ithalat yapan şirketler tarafından yapılan öneriler çerçevesinde, EPDK tarafından belirlenir.
- Formül temel olarak, ithalatçıların TL/1000Sm³ bazındaki alım maliyetlerini yansıtacak şekilde kurulur.
- Sözleşme kapsamındaki teslimatlar UDN'de yapılır.
- Sözleşme miktarı 10 bin Sm³/gün'dür.

İhale Mekanizması

- EPIAŞ, gelecek 12 aylık dönem içerisindeki her bir (aylık) sözleşme için alıcılardan (dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri, serbest tüketiciler) alış teklifleri ve satıcılardan (uzun vadeli sözleşme ile alım yapan ve al ya da öde riski taşıyan ithalatçılar) satış tekliflerini toplar.
- Alıcılar ve satıcılar tanımlanan her bir indirim oranları seviyesinde almak ve satmak istedikleri sözleşme miktarını EPIAŞ'a bildirir.

Aşağıdaki örnekte, %1 indirim oranı ile (0.99 Fiyat Formülü Katsayısı ile), alış ve satış tekliflerinin sayıları 15.600'de (156 mcm'de) eşitlenmiştir.

ÖRNEK: İkili Anlaşma Teklifleri Tablosu - Ocak 2020

İndirim Oranı	3.0%	2.5%	2.0%	1.5%	1.0%	0.5%	0.0%	-0.5%	-1.0%	-1.5%	-2.0%	-2.5%	-3.0%
Fiyat Katsayısı	0.970	0.975	0.980	0.985	0.990	0.995	1.000	1.005	1.010	1.015	1.020	1.025	1.030
Alıcılar													
Dağıtım Şirketleri	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
Toptan 1	2,400	2,400	2,400	1,800	1,200	600	0	0	0	0	0	0	0
Toptan 2	6,000	2,400	2,100	1,800	1,500	1,200	900	600	300	0	0	0	0
Toptan 3	1,500	1,500	1,200	1,200	900	900	900	600	600	300	300	0	0
Toplam	21,900	18,300	17,700	16,800	15,600	14,700	13,800	13,200	12,900	12,300	12,300	12,000	12,000
Satıcılar													
Satıcı 1	0	0	0	0	13,800	14,400	15,000	15,600	16,200	16,800	17,400	18,000	18,600
Satıcı2	0	0	600	600	1,200	1,200	1,200	1,800	1,800	2,400	2,400	3,000	6,000
Satıcı 3	0	0	0	0	0	0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	2,400	2,400
Satıcı 4	0	0	600	600	600	600	600	1,800	1,800	1,800	1,800	2,600	3,000
Toplam	0	0	1,200	1,200	15,600	16,200	18,000	20,400	21,000	22,200	22,800	26,000	30,000

- Örnekteki ihalede %1 ve üzerinde indirim verilmesi halinde alım yapmayı teklif eden alıcılar ile %1 ve altında indirim ile satış yapmayı teklif eden satıcılar arasında 15.600 sözleşme yapılır.

İşleyiş:

- Yukarıdaki örnekte Ocak 2020 için 156 mcm/gün seviyesinde ikili anlaşma yapılmıştır.
- Herhangi bir Alıcı, aldığı gazın tamamını fiziksel olarak sistemden çekemeyecek durumdaysa, OTC, vadeli ya da spot piyasalara satış teklifi girer.
- Herhangi bir Alıcı, aldığı gazdan daha fazlasını fiziksel olarak sistemden çekmek ihtiyacındaysa, OTC, vadeli ya da spot piyasalara alış teklifi girer.
- Herhangi bir satıcının elinde sisteme fiziksel olarak verebileceği ilave arz varsa, OTC, vadeli ya da spot piyasalara satış teklifi girer.
- Herhangi bir Satıcı sattığı gazın bir kısmını fiziksel olarak sisteme giremeyecek durumdaysa, OTC, vadeli ya da spot piyasalara alış teklifi girer.
- Bu kurguda,
 - OTC, vadeli ya da spot piyasalara girilen bu alış ve satış teklifleri çerçevesinde, söz konusu piyasalardaki teklif defterleri dolmaya başlar,
 - teslim tarihi yaklaştıkça spot piyasada oluşacak fiyat tahminleri daha güvenilir bir şekilde yapılabilir ve alış ve satış teklifleri arasındaki fark (spread) daralır,
 - spread'lerin daralması ile gerçekleşen işlem adedi artmaya başlar.

- Serbest olmayan tüketicilere uygulanacak tarifede yer alan gaz bedelinin belirlenmesinde, söz konusu ikili anlaşmalar, vadeli, spot ve dengesizlik işlemleri dahil tüm alış ve satış işlemleri neticesinde ortaya çıkan ortalama maliyetin esas alınması; ortalamanın altında maliyet yakalayan dağıtım şirketlerinin daha yüksek, ortalamanın üzerinde bir maliyet yakalayan dağıtım şirketlerinin daha düşük bir kâr marjı yakalaması düşünülebilir.

Yaklaşım İlişkin Değerlendirmeler:

- İhaleye yeterince alış teklifi gelmeyebilir. Serbest tüketiciler ve serbest tüketicilere satış yapmayı hedefleyen toptan satış şirketleri söz konusu ikili anlaşmalarla alım yapmak yerine, fiyatının daha düşük olacağı düşüncesiyle daha ileri bir tarihte spot ithalat ile piyasaya girecek gazın almayı tercih edebilirler.
- Bu durumda, Alış teklifi miktarını arttırmaya yönelik ilave tedbirler almak tercih edilebilir. Alış teklif miktarının arttırabilmek noktasında, örneğin, dağıtım şirketlerine, evsel tüketicilerin öngörülen taleplerine ilişkin alımlarının tamamını söz konusu ihaleler üzerinden yapmaları yükümlülüğü getirilmesi düşünülebilir. Böyle bir yaklaşım yıllık yaklaşık 15 bcm'lik alımın bu ihaleler üzerinden yapılmasını sağlayacaktır. Miktarın arttırılması için başka Alıcılara da yükümlülük getirilebilir. Asgari alım yükümlülüklerine tekabül eden bir miktarın ihaleler üzerinden satılması durumunda, geriye kalan ilave talep, asgari alım yükümlülükleri dışında kalan ithalat yoluyla karşılanacaktır.
- Asgari alım yükümlülüklerine ilişkin finansal zararların oluşmamasına ya da asgariye çekilmesine yönelik diğer bir tedbir ithalat kotası yöntemi olabilir. Örneğin, talebin 47 bcm, asgari alım yükümlülüğünün 42 bcm olduğunun öngörüldüğü bir yıl, yaklaşık 5 bcm'lik ithalata izin verilebilir. Söz konusu bu miktar, aylık kotalara bölünebilir. Böyle bir durumda, fiili ithalat miktarı kota miktarını aşamayacağı için, fiili talep öngörülen talebin altında kalmadığı sürece, uzun dönemli sözleşmelerden yapılan toplam ithalat toplam asgari alım yükümlülüğünün üzerinde olacaktır. Yukarıdaki örnekten devam edersek, 42 bcm'lik alım yükümlülüğü olan bir yıl, uzun dönemli sözleşmeler ile ithal edilen en az 42 bcm tüketicilere satılacaktır. Bu noktada, uzun dönemli sözleşmeler ile ithalat yapan şirketler arasında bir rekabet olacaktır ve bazı şirketler asgari alım yükümlülüklerinin üzerinde alım ve satış yaparken, bazılarının alış ve satış miktarları asgari alım yükümlülüklerinin altında kalacaktır.
- Öneri taslağının kavramsal olarak işe yarayabileceğinin düşünülmesi halinde, alınacak göre ve öneriler ışığında detaylandırılması gerekecektir.

3.3 HHI DEĞERİNİN VE PİYASA KONSANTRASYONUNUN AZALTIILMASI

HHI göstergesinin ACER Gas Target Model kapsamında hedef değeri 2000'dir. Türkiye Doğal Gaz Piyasasının arz tarafındaki HHI Endeksinin değeri 2017'deki 6.787 seviyesinden 2018'da 7.088 seviyesine yükselmiştir. Piyasa konsantrasyonun bu denli yüksekken rekabetçi bir piyasa modelinin kendisinden beklenenleri verebilmesi olası değildir.

Bu noktada, HHI değerinin düşürülmesine yönelik çalışmalara öncelik verilmesinde fayda görülmektedir.

Günümüzde kadar, (i) uzun dönemli gaz alım anlaşmalarının BOTAŞ tarafından özel sektöre devredilmesi, (ii) süresi tamamlanan sözleşmelerin özel sektör tarafından yenilenmesi ve (iii) LNG giriş kapasitesinin artırılması ile HHI düşürülmeye çalışılmıştır. Geline nokta itibariyle, bu çalışmaların başarıya ulaştığını söylemek mümkün değildir.

HHI'n düşmesi için, BOTAŞ'ın ithalat içerisinde payını azalması, özel sektörün payının artması; bunun olabilmesi için ise bir dizi önerinin eş zamanlı olarak hayata geçirilmesi gerekmektedir. Bu öneriler aşağıda listelenmiştir:

- Kapasitenin optimal kullanımının sağlanması. Bu kapsamda:
 - Tüm âtil giriş ve çıkış kapasitelerinin, piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması.
 - BOTAŞ'ın kiraladığı bulunduğu LNG terminal kapasitelerini, piyasa katılımcısı / taşıtan rolü ile değil, İletim Sistem İşletmecisi rolü ile elinde tutması ve ilgili kapasitelerin piyasa katılımcılarının kullanımına sunulması.
 - Bir piyasa katılımcısının kullanmadığı kapasiteyi âtil tutmasının ve bu suretle rekabetin kısıtlanmasının engellenmesi.
 - Kapasite ürünlerin piyasa katılımcılarına bir ihale mekanizması üzerinden arz edilmesi.
- Fiyat öngörülebilirliğinin artırılması. Bu kapsamda:
 - Yıllık İkili Anlaşma İhaleleri'nin düzenlenmesi.
 - BOTAŞ'ın maliyet, risk ve piyasadaki arz- talep dengesini yansıtan dinamik bir fiyatlandırma yöntemine geçmesi.
 - Belli bir büyüklüğe sahip ve gerekli görülecek şartları sağlayan serbest tüketicilerin sabit miktarlı ve UDN'de teslimatlı sözleşmelere girmelerine, spot piyasada işlem yapmalarına ve kendi dengesizlik risklerini taşımalarına olanak tanınması.
 - Sabit miktarlı, UDN'de teslimatlı, sözleşme tarihinde belirlenmiş ve sözleşme dönemi boyunca geçerli olacak (a) sabit fiyatlı ya da (b) her bir teslimat için ödenecek fiyatın net bir şekilde hesaplanabilmesine olanak tanıyan formüller içeren sözleşme yapılarının yaygınlaştırılması.
 - Vadeli İşlemler Piyasası'nın kurulması

Yukarıda sayılan önerilere ek olarak, zaman içerisinde talep artışına ve/veya mevcut uzun dönemli sözleşmelerin bitişine ve/veya ihracat imkanlarına bağlı olarak ihtiyaç duyulabilecek ilave alımların, mümkün mertebe daha kısa vadeli ve ticari esneklik sağlayan sözleşmeler üzerinden ve BOTAŞ'ın dışındaki piyasa katılımcıları tarafından yapılması bir yaklaşım olarak benimsenebilir.

3.4 BOTAŞ TARAFINDAN KİRALANMIŞ LNG TERMİNAL KAPASİTESİNİN PİYASA KATILIMCILARININ KULLANIMINA SUNULMASI

Âtil giriş kapasitesinin tamamının piyasa katılımcılarının kullanımına açılması önerisinin sayısal olarak önemli etki yaratabilmesi için, şebeke giriş kapasitesi ile birlikte LNG terminal kapasitelerinin de piyasa katılımcılarının kullanımına açılması gerekmektedir.

Bu noktada, herhangi bir piyasa katılımcısının kiraladığı olduğu ancak kullanmadığı LNG terminal kapasitenin de piyasa katılımcılarının kullanımına açılmasında fayda görülmektedir.

Bir LNG terminalinin gelirlerinin LNG fiyatları ile yurtiçi fiyatlar arasındaki farka bağlı olarak şekilleneceği; söz konusu fiyatlara ilişkin belirsizliklere bağlı olarak, belli bir gelirin sözleşmesel olarak garanti altına alınmaması durumunda, LNG terminali yatırımlarını finansmanının mümkün olmayacağı açıktır.

Bununla birlikte, LNG terminali yatırımlarının hem arz güvenliği açısından hem de ithalatçı şirketlerin pazarlık gücü açısından ne denli stratejik öneme sahip olduğu da ortadadır. Bu çerçevede, özel sektör tarafından gerçekleştirilen LNG Terminalinin kapasitesinin BOTAŞ tarafından kiralandığı, bu sayede söz konusu yatırımların finanse edilebilir hale geldiği anlaşılmaktadır.

İlgili kapasite bedeli ödemesini BOTAŞ'ın piyasa katılımcısı olarak değil, iletim sistemi operatörü olarak yapmasında ve söz konusu kapasitenin bir piyasa katılımcısının değil, iletim sistemi operatörünün elinde olması daha uygun olacaktır.

Bu noktada,

- düşük kapasite kullanımı ve/veya LNG fiyatları ile yurtiçi fiyatlar arasındaki farka bağlı olarak tarife altı fiyatlandırma ihtiyacı neticesinde gerekli gelirin elde edilememesi ya da
- yüksek kapasite kullanımına bağlı olarak fazla gelir elde edilmesi

hallerinde, oluşacak gelir farkının iletim ve sevkiyat kontrol tarifelerine esas oluşturacak iletim sistemi gelir tavanlarının belirlenmesinde yer alan Gelir Farkı Düzeltme Bileşeni hesabına dahil edilmesi ve bu şekilde sosyalleştirilmesinin uygun olacağı düşünülmektedir.

3.5 MALİYET RİSK VE ARZ -TALEP DENGESİNİ YANSITAN DİNAMİK BİR FİYATLANDIRMA YAKLAŞIMINA GEÇİLMESİ

BOTAŞ'ın, hem spot piyasa işlemlerinde, hem ikili anlaşmalarında, hem de kurulması planlanan vadeli işlemler piyasasında, maliyet, risk ve piyasadaki arz- talep dengesini yansıtan dinamik bir fiyatlandırma yöntemine geçmesi, yani (bir kamu bankasının döviz alış ve döviz satış fiyatlarını anlık olarak güncellemesi gibi) ilgili bağımsız değişkenlerdeki değişime bağlı olarak çeşitli vadelerdeki sözleşmelerin fiyatlarını değiştirebilmesi, piyasa gelişimi ve rekabetçi piyasa yapısının kendisinden beklenen faydaları sağlayabilmesi adına son derece önemlidir.

Aksi durumda, 2015-2016 yıllarındaki bazı aylarda yaşandığı gibi, petrol fiyatlarının (ya da LNG fiyatlarının) çok düştüğü, buna karşın BOTAŞ'ın tarifelerini aynı seviyede düşürmediği dönemlerde gerçekleşebilecek kısa dönemli ve spot işlemler hariç olmak üzere, BOTAŞ dışındaki piyasa katılımcılarının, kayda değer bir ilave arz bağlantısında bulunmaları mümkün olamaz.

BOTAŞ'ın maliyet, risk ve piyasadaki arz- talep dengesini yansıtan dinamik bir fiyatlandırma yöntemi uygulaması,

- diğer piyasa oyuncularının alım satım pozisyon ve fiyatlarını belirleyebilmeleri,
- bu suretle arz güvenliği, arz çeşitliliği, likidite ve rekabet için gerekli olan arz bağlantılarına girebilmeleri,
- bu sayede HHI endeksinin ve piyasa konsantrasyonunun değerinin zamanla düşmesi,
- rekabetçi bir piyasa yapısının işlerlik kazanabilmesi, yeterli likiditeye ulaşması ve nihayetinde kendisinden beklenen faydaları üretebilmesi

için (tek başına yeter şart olmasa da) olmazsa olmaz bir unsurdur.

Böyle bir fiyatlandırma yöntemine geçilmesi, doğru fiyat sinyallerinin oluşumu ve bu sayede kaynakların verimli ve optimal kullanımı açısından da büyük önem taşımaktadır. Bu konu Doğal Gaz Piyasası ve Sürekli Ticaret Platformu Değerlendirme Raporu'nun 10'uncu Kısımında detaylıca ele alınmıştır.

Toptan satış piyasasındaki volatilitiyi arttırabileceği ve dönem dönem tüketici fiyatlarının aşırı yüksek seyretmesine sebep olabileceği gerekçesiyle, BOTAŞ'ın, maliyet, risk ve piyasadaki arz-talep dengesini yansıtan dinamik bir fiyatlandırma yöntemine geçmesinin çok da iyi bir fikir olmadığı söylenebilir. Raporda yer alan önerilerin bir bütün olarak ele alınması işte bu noktada önem arz etmektedir:

- BOTAŞ'ın kur ve emtia fiyatlarına ilişkin riskleri etkin bir şekilde yönetmesini sağlayacak uygulamalara geçmesi önerisinin amacı söz konusu volatilitiyi ve gelecekte oluşacak maliyetlerin belirsizliğini sınırlandırmaktır.
- BOTAŞ'ın bir kısım maliyetlerini hedge ettiğini ve bu kısmı sabit TL/1000Sm³ fiyatla sattığını, bir kısım maliyetlerini hedge edemediğini ve bu kısmı da formüle bağlı bir fiyat ile sattığını düşünürsek, bu noktada oluşacak volatilitiyeye karşı tedbir alma görevi BOTAŞ'tan (sözleşmede yer alan bir formüle bağlı fiyatlarla) alım yapan piyasa katılımcılarına geçecektir. Formülün net bir şekilde sözleşmede yer alması öngörülebilirliği arttıracak, söz konusu hedge işlemlerinin diğer piyasa katılımcıları tarafından da yapılabilmesine olanak tanıyacaktır. Keza, akaryakıt fiyatları da aynı parametrelere göre değişmektedir ve akaryakıt fiyatlarının volatilitesine karşı benzer bir hassasiyet olmadığı görülmektedir. Bunun sebebi, akaryakıt fiyatlarının hangi parametrelere göre ne seviyede değişeceğinin ilgili taraflarca biliniyor olmasıdır.
- Alım gücü düşük olan tüketicilerin korunması mekanizmasının kurulması ise, ihtiyacı olan tüketicilerin (ihtiyaçları oranında) fiyatlarda yaşanacak artışlardan korunmasını sağlayacaktır. Söz konusu mekanizmanın doğru tasarlanması durumunda, sağlanacak destek için gerekli kaynağın, ülke kaynaklarının verimli ve optimal kullanımı neticesinde elde edilen kazanımlarla karşılanabileceği tahmin edilmektedir.
- Maliyet bazlı fiyatlandırma uygulamasının (i) etkin risk yönetimi yaklaşımları, (ii) EFET tipi sözleşmelerin kullanımına geçilmesi ve (iii) alım gücü düşük olan tüketicilerin korunmasına yönelik tedbirlerle eş/zamanlı bir şekilde hayata geçirilmesi bu yüzden önemlidir.

3.6 REKABETÇİ PİYASA YAPISI İÇERİSİNDE TİCARET YÖNETİMİ

Bir piyasa katılımcısı, elindeki gazı 1250 TL/1000Sm³ fiyat ile satarak makul bir kar elde edecek olsa dahi, piyasada 1400 TL/1000S m³ fiyatla işlem oluyorsa, malının piyasa değerinin 1400 TL/1000S m³ olduğunu düşünecek ve elindeki gazı 1400 TL/1000Sm³ seviyesine yakın bir fiyatla satmak isteyecektir.

Başka bir piyasa oyuncusu ise, belli bir zaman önce, kur ve petrol fiyatlarının artacağı ve sert bir kış geçeceği varsayımı ile mesela 1500 TL/1000Sm³ fiyatla alım pozisyonu açmış olabilir. Ancak, piyasada fiyatlar örneğin 1400 TL/1000Sm³ seviyesine gerilemiş ve gerilemeye devam ediyor olabilir. Böyle bir durumda, maliyeti ne olursa olsun, gazın o tarihteki piyasa değeri 1400 TL/1000S m³ demektir.

Söz konusu katılımcı, pozisyonunu kapatana kadar, en nihayetinde teslim tarihine kadar her gün, “zararına da olsa satış yapıp pozisyonu kapatmak” ve “pozisyonu kapatacak daha iyi bir fiyat oluşacağı beklentisi ile pozisyonu taşımaya devam etmek” seçenekleri arasında bir karar vermek durumunda olacaktır. Pozisyonun bu şekilde teslim tarihine kadara açık kalması durumunda, piyasa katılımcısı teslim tarihinde “gazı spot piyasada satmak” ya da “depoya çekmek” kararını almak zorunda kalacaktır. Gazın depoya çekilmesi halinde dahi, spot piyasadaki fiyattan daha pahalı bir stok maliyeti oluşmuş olacaktır.

Bu örneklerde izah edilmeye çalışıldığı üzere, bir katılımcı maliyet ve risklerini yansıtan ve içerisinde makul bir kâr marjı barındıran fiyatını belirleyebilir, ancak belirlediği bu fiyat ile piyasa fiyatları arasında bir fark varsa, marjın yukarıya ya da aşağıya (hatta eksiye) gitmesine sebep olacak bir fiyatlama yapılması gerekebilir.

Sonuç olarak, açılacak pozisyonların bir kısmının zararlar kapatılması kaçınılmazdır. Kardaki ya da zarardaki her bir pozisyon için alınacak karar, sadece söz konusu pozisyona ilişkin faktörlerin değil, portföyün genel durumuna ilişkin faktörlerin de hesaba katılması ile alınacaktır.

Portföyün genel durumunun izlenebilmesi noktasında

- petrol ve LNG fiyatlarına,
- Türkiye ve faaliyet gösterilen diğer doğal gaz piyasalarındaki arz, talep ve fiyatlara,
- kur hareketlerine

ilişkin onlarca farklı senaryo tanımlanacak, bu senaryoların her birisinde portföydeki pozisyonlar sonucunda oluşacak konsolide nakit akımı projekte edilecek, peşinen tanımlanmış limitlerin ötesinde istenmeyen sonuçlar yaratacak riskleri belirlenecek, bu risklerin gerçekleşmesi halinde doğacak zararı kabul edilebilir seviyeye çekecek stratejiler geliştirilecektir.

Örneğin, petrol fiyatlarındaki ve kurlardaki ani bir yükseliş ya da talepte yaşanacak daralma ya da piyasaya başka şirketler tarafından yüksek miktarda düşük maliyetli doğal gaz arz edilmesi gibi riskler sonucunda ortaya çıkacak nakit akımının henüz risk gerçekleşmeden öngörülmesi, belirlenecek stratejilere göre, örneğin

- kur ve petrol gibi ürünlerde vadeli işlem ve opsiyon pozisyonlarının alınması,
- fiyatlamaların gerekli şekilde değiştirilerek riskli pozisyonların azaltılması,
- alımların asgaride tutulup, satışların depodan çekişlerle karşılanarak, finansal likiditenin arttırılması

gibi tedbirler alınması gerekebilecektir.

Uygun riskten korunma pozisyonlarının alınabilmesi için, hem portföyün hem de çeşitli piyasaların yakından takip edilmesi, gerekli canlı veri akışının sağlanması, iç ve dış verilerin anlık olarak analiz edilebilmesi gerekecektir.

Bir kısmının zararlar kapatılması kaçınılmaz olan söz konusu ticari işlemlerin yerine getirebilmesi için, ilgili personelin, günlük bazda birçok alım, satım ve fiyatlama kararını hızlı bir şekilde verebilmesine olanak tanıyacak ve kamu zararı, kişisel sorumluluk gibi endişeleri giderecek düzenlemelerin hayata geçirilmesi gerekmektedir.

Mevcut denetim yaklaşımlarının da risk yönetimi ve iç kontrol sistemlerine dönüştürülmesi gerekecektir.

Söz konusu risk yönetim sistemleri ile şirketin riskleri ve riske maruz değer sürekli bir şekilde izlenir ve raporlanırken, hazırlanacak risk yönetimi politika ve prosedürleri ile ve tanımlanacak işlem limitleri ve onay mekanizmaları ile riskin sürekli bir şekilde kabul edilebilir seviyelerde tutulması sağlanacaktır.

Organizasyon açısından bakıldığında, sistemin sağlıklı işleyişi 4 noktada alınan tedbirlerle teminat altına alınacaktır. Bir yandan ticaret biriminin kendi içerisinde uygulayacağı analizler, yetki limitleri ve onay mekanizmaları, bir yandan genel müdüre bağlı bir risk yönetim biriminin

yapacağı kontrol, izleme, onay ve raporlama işlemleri, bir diğer yandan genel müdürden bağımsız olarak doğrudan şirket hissedarları adına inceleme ve değerlendirmelerde bulunacak denetim ekibi ve en nihayetinde bağımsız denetim firmaları tarafından yapılacak çalışmalar, işlemlerin risk politika ve prosedürleri ile uyumlu bir şekilde sürdürülmesini ve riske maruz değerin kabul edilebilir sınırlar içerisinde tutulmasını garanti altına alacaktır.

Bu çerçevede,

- risk yönetim politika ve prosedürleri,
- risk hesaplamaları için gerekli risk modelleri, risk göstergeleri ve veri temini,
- limit, onay ve raporlama tanımlamaları ve
- iç kontrol ve denetim yapıları,

Kurumsal Risk Yönetim Sistemi'nin ana unsurlarını oluşturacaktır.

3.7 ALIM GÜCÜ DÜŞÜK TÜKETİCİLERİN KORUNMASI

Farklı tanımlar yapılmakla birlikte, "Enerji Yoksulluğu"nu "bireylerin ve hane halklarının evlerini yeterince ısıtmaya ya da ihtiyaç duydukları ölçüde enerji temin etmeye finansal olarak güçlerinin yetmemesi" durumu olarak tanımlayabiliriz.

AB Üyesi ülkelerde halkın %10-12'sinin, 50 milyon civarında insanın enerji yoksulu olduğu düşünülmektedir.

Çok daha önceki tarihlerde başlamış olan ilgili çalışmalar, 2009 Direktiflerinde (2009/72/EC ve 2009/73/EC) somutlaşmıştır. Direktif'te,

- Enerji Yoksulluğu'nun AB içerisinde büyüyen bir sorun olduğu,
- tüm tüketicilerin yeterince enerji tüketebilmelerinin garanti altına alınması gerektiği,
- bu doğrultuda Üye Ülkelerin enerji yoksulluğunu azaltmaya yönelik ulusal planlar geliştirmekten sorumlu olduğu

ifade edilmiştir.⁵

Enerji Yoksulluğu ile mücadelede ilk adım kimlerin enerji yoksulu (başka bir ifadeyle Kırılgan Tüketici, Vulnerable Consumer) olduğunun, dolayısıyla kimlerin desteklenmesi gerektiğinin ortaya konmasıdır. Bu noktada Üye Ülkeler farklı yöntemler izlemişlerdir. Bazı ülkeler, bir tüketicinin, (i) enerji harcamalarının gelirine oranının ulusal medyanın 2 katından (ya da belli bir orandan) fazla olması, (ii) enerji harcamalarının ulusal medyanın yarısından az olması, (iii) evini yeterli sıcaklıkta tutamaması ve (iv) faturalarını ödeyememesi gibi enerji sektörü ile doğrudan ilgili indikatörler kullanırken, diğer bazı ülkelerin düşük gelire sahip olmak, belli bir yaşın üzerinde olmak, işsiz olmak, belli bir sağlık durumuna sahip olmak, sosyal desteklerden yararlanma hakkına sahip olmak gibi enerji ile doğrudan ilgili olmayan kriterleri dikkate aldığı görülmektedir.⁶

⁵ Energy poverty is a growing problem in the Community. Member States which are affected and which have not yet done so should therefore develop national action plans or other appropriate frameworks to tackle energy poverty, aiming at decreasing the number of people suffering such situation. In any event, Member States should ensure the necessary energy supply for vulnerable customers. In doing so, an integrated approach, such as in the framework of social policy, could be used and measures could include social policies or energy efficiency improvements for housing. At the very least, this Directive should allow national policies in favour of vulnerable customers (2009/72/EC (53)).

⁶ 2018 tarihli "Addressing Energy Poverty in the European Union: State of Play and Action" isimli Rapor

Türkiye’de ise tüketici fiyatlarının genel olarak düşük seviyede tutulduğu, ihtiyacı olsun olmasın tüm tüketicilerin bu düşük fiyattan yararlandığı ve bu açıdan Türkiye’nin Üye Ülkelerin tamamından farklı bir yöntem izlediği görülmektedir. AB ülkelerindekine benzer şekilde, ihtiyacı olan tüketicilere gerekli destekler sağlanırken, diğer tüketicilere piyasa bazlı fiyatlar uygulamak suretiyle, hem gereksiz indirimlerin finansal yükünden kurtulmak hem de daha tasarruflu tüketime bağlı olarak toplam ithalat faturasını düşürmek mümkün görülmektedir.

Bu çerçevede, son dönemde uygulamaya konulan “İhtiyaç Sahibi Hanelere Elektrik Tüketim Desteği Verilmesi” yaklaşımının (özellikle tarifelerin maliyetleri yansıtan seviyelere getirilmesi halinde) son derece olumlu bir adım olduğuna inanıyoruz. Söz konusu yaklaşımın daha da geliştirilebileceği ve gaz piyasasında da benzer bir uygulamaya yer verilebileceği düşüncesindeyiz. Bu sayede maliyet, risk ve piyasadaki arz- talep dengesini yansıtan dinamik bir fiyatlandırma yöntemine geçilmesinin önündeki engellerden birisi ortadan kalkacak, doğru fiyat sinyallerinin oluşmasına olanak tanınmış olacak ve kaynak verimliliğinde önemli iyileştirme sağlanacaktır.

Hangi tüketicilerin desteklenmesi gerektiğinin doğru tanımlanması kadar, söz konusu desteğin şekli de önemlidir:

Bir tüketicinin gelirinin yüksek bir kısmını enerjiye harcaması, o kişinin gelirinin düşüklüğüne, enerji verimliliğinin düşüklüğüne ve enerji fiyatlarının yüksekliğine bağlı olabilir. Bu doğrultuda, ilgili tedbirlerin geliştirilmesinde (i) tüketicinin geliri, (ii) enerji fiyatları ve (iii) enerji verimliliği beraberce ele alınır. Tüketicinin geliri bir bağımsız değişken olarak ele alınırken, rekabetçi piyasa yapısı ile enerji fiyatları, enerji verimliliği ile tüketim aşağıya çekilmeye çalışılır. Bu şekilde, fiyatların ve tüketimin aşağıya çekilmesine rağmen enerji faturasının tüketicinin gelirine göre yüksek olması durumunda ise finansal destek programları uygulanır.

Finansal destek yaklaşımı kısa vadede en etkin çözümken, köken soruna yönelik bir iyileşme sağlamaz. Enerji verimliliğinin artırılarak, tüketimin ve fatura tutarının düşürülmesine yönelik desteklerde ise, verimlilik projelerine yönelik hibe ve uygun krediler sağlanmaktadır.

Alım gücü düşük tüketicilerin korunmasına yönelik sistemin tasarlanması bu Proje’nin konusu olmamakla birlikte, söz konusu tüketicilerin korunmasını sağlayacak bir mekanizmanın uygulamaya alınması, rapor kapsamındaki çeşitli önerilerin hayata geçirilebilmesi için bir ön koşuldur.

3.8 SÖZLEŞME YAPISI

FİYAT MADDESİ VE ÖNGÖRÜLEBİLİRLİK

Sözleşmelerin, sözleşme dönemi boyunca geçerli olacak (a) sabit fiyat ya da (b) her bir teslimat için ödenecek fiyatın net bir şekilde hesaplanabilmesine olanak tanıyan formüller içermesi piyasa gelişimi ve rekabetçi piyasa yapısının kendisinden beklenen faydaları sağlayabilmesi adına son derece önemli başka bir konudur.

https://www.energypoverty.eu/sites/default/files/downloads/publications/18-08/paneureport2018_final_v3.pdf
2015 tarihli “Energy poverty and vulnerable consumers in the energy sector across the EU: analysis of policies and measures” isimli Rapor.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/INSIGHT_E_Energy%20Poverty%20-%20Main%20Report_FINAL.pdf

Mevcut uygulamalara bakıldığında, BOTAŞ'ın tarifelerinin bir ay boyunca geçerli olduğu, müteakip aylarda hangi fiyatın geçerli olacağını belli olmadığı görülmektedir. Tarifeler bir önceki ayın / dönemin son günlerinde açıklanmakta, piyasa katılımcıları çok yakın bir zaman içerisinde karşılaşacakları fiyatlara ilişkin son derece kısıtlı bir öngörülebilirliğe sahip olabilmektedirler.

Spot elektrik piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatları da çoğu saat gaz fiyatına göre şekillenmektedir. Bu duruma bağlı olarak, doğal gaz fiyatlarındaki öngörülemezlik, elektrik fiyatlarını da öngörülemez kılmaktadır. Hem alıcılar, hem de satıcılar bu öngörülemezliği teklif fiyatlarına yansıtmakta; alış ve satış teklifleri arasındaki fark açılmakta; bu durum vadeli işlemler piyasasındaki hacmin çok düşük olmasına sebep olmaktadır.

Sözleşmelerde sözleşme dönemi boyunca geçerli olacak sabit bir fiyat ya da her bir teslimat için ödenecek fiyatın net bir şekilde hesaplanabilmesine olanak tanıyan bir formül olması öngörülebilirliği önemli ölçüde arttıracaktır. BOTAŞ'ın maliyet, risk ve piyasadaki arz- talep dengesini yansıtan dinamik bir fiyatlandırma yöntemine geçmesi daha uzun vadeler için yapılacak fiyat projeksiyonlarını da mümkün kılacaktır.

MİKTAR, TESLİMAT NOKTASI VE TALEP TARAFI KATILIMI

Belli bir büyüklüğün üzerinde olan ve gerekli şartları sağlayan serbest tüketiciler,

- (halihazırda olduğu gibi) sözleşme kapsamındaki alım miktarlarını çekiş miktarlarına eşit kabul eden ve dengesizlik riskini tedarikçilerine aktaran sözleşmelerle ya da
- peşinen tanımlanmış sabit miktarlarda ya da peşinen tanımlanmış limitler içerisinde günlük olarak belirleyecekleri miktarlarda alım yapmalarına izin veren (dolayısıyla kendi dengesizliklerinden kendinin sorumlu oldukları) sözleşmelerle

alım yapma seçeneklerine sahip olmalılardır.

Sözleşmesindeki miktarın ya da profil bandının dışında çekiş yapan bir tüketici, söz konusu dengesizlikten sorumlu olmalı, öngörebiliyorsa, ilave vadeli ve/veya spot piyasa işlemleri ile alım ve öngörülen çekiş miktarlarını eşit seviyeye getirmeye çalışmalı, buna rağmen dengesizlik oluşuyorsa, sistem dengesizlik fiyatı üzerinden uzlaştırılmalıdır.

Örneğin, yıllık bir sözleşme ile UDN teslimatlı ve sabit miktarlı (mesela günde 1 mcm) gaz alan bir doğal gaz yakıtlı elektrik santrali, kapasite faktörünün düşeceğini tahmin ettiği ikinci çeyrekte almış olduğu gazın bir kısmını ikili anlaşma ile ya da spotta geri satabilmeli, daha fazla gaza ihtiyaç duyacağı dönemlerde, herhangi bir satıcıdan, mesela LNG fiyatları düşük ise, bir LNG ithalatçısından ilave alım yapabilmelidir.

Sözleşmenin bu tür ilave alım ve satım işlemlerine izin vermesi, rekabet, piyasa gelişimi, konsantrasyonun düşürülebilmesi ve kaynak optimizasyonu açılarından büyük önem arz etmektedir.

Söz konusu tüketicinin hacmi bu işlemlerin kendi başına yapmak için yeterli değilse, tedarik sözleşmesinin hükümleri, tüketicinin tedarikçisi üzerinden yaklaşık olarak aynı finansal neticelerle karşılaşması sonucunu doğurmalı; tedarikçi aynı işlemleri tüketicisi adına yapmalıdır.

Bu kurguda, tüketicinin talebinin sözleşme miktarının üzerine çıkacağını öngörülmesi durumunda, tüketici ya da tedarikçisi piyasada bir alım pozisyonu açacaktır ve söz konusu bu alım pozisyonun karşı bacağındaki (satıcı pozisyonundaki) piyasa katılımcısı fiziksel arzını arttırarak ya da fiziksel talebini kısarak kendisini pozisyonunu ve sistemi dengede tutacaktır.

Örneğin, fiziki talebin yükseldiği kış aylarında, evsel tüketicilere satış yapan dağıtım şirketleri, dengesizliğe düşmemek için ilave alım yapmak isteyeceklerdir. Bu noktada fiyatlarda bir yükselme yaşanacaktır. Fiyatlarda yeterli yükselme sağlanması durumunda, bazı tüketiciler (sanayi ya da elektrik santrali gibi), önceden almış oldukları miktarları piyasaya arz edeceklerdir. Bu tüketiciler, gönüllü olarak taleplerini kısacaklardır.

İstisnai operasyonel senaryolar haricinde kaydedilir seviyede bir arz güvenliği riskinin olmadığı düşünmekle birlikte, talep tarafı katılımının hala önem arz ettiği görüşündeyiz. Bu katılım seviyesi, (a) elektrik talebi, (b) elektrik talebinin elastik kısmı, (c) emreamade kapasite, (d) ithalat kapasitesi, (e) tüm bunlara bağlı olarak devre dışı bırakılabilecek doğal gaz santrali kapasitesi ve (f) sanayiden gelen gaz talebinin elastik kısmı parametrelerinin ilgili gündeki değerlerine bağlı olarak şekillenecektir.

3.9 VADELİ İŞLEMLER PİYASASI

Vadeli İşlemler Piyasası, sağladığı standart ürünlerle, merkezi karşı taraf hizmeti ile, pozisyonların netleştirilmesi imkanına bağlı olarak teminat ihtiyacını azaltmasıyla, spekülatif oyuncularının sağladığı ilave likidite ile piyasa katılımcılarının beklentilerine uygun fiyatlamalar bulmaları halinde kendilerini spot piyasalardaki fiyat dalgalanmalarından koruyacak pozisyonlar açmalarını sağlayan, fiyat öngörülebilirliğini yükselten, önemli bir piyasa mekanizmasıdır.

EPIAŞ'ın fiziksel teslimatlı bir vadeli işlemler piyasasına yönelik olarak, Sürekli Ticaret Platformu'nda ve İleri Tarihli Fiziksel Teslimatlı Elektrik Piyasası Çalışmalarında olduğu gibi, son derece kapsamlı ve hassas hazırlık çalışmasının yürütüldüğü bilinmektedir. Bu noktada, Danışman,

- kurulacak vadeli işlemler piyasasının yeterli likidite seviyesine ulaşabilmesi durumunda piyasa gelişimine önemli katkı sağlayacağı,
- bununla birlikte, kurulacak vadeli işlemler piyasasının yeterli likidite ulaşabilmesi için (fiziksel teslimatlı ya da nakdi uzlaştırmalı olmasından bağımsız bir şekilde) bazı ön koşulların sağlanması gerektiği,
- söz konusu ön koşulların sağlanamaması durumunda, kurulacak vadeli işlemler piyasasının maalesef yeterli likiditeye ulaşamayacağı ve kendisinden beklenenleri karşılamakta yetersiz kalacağı,
- bu noktada, vadeli işlemler piyasasının kurulmasına ilişkin hazırlıklarla birlikte, söz konusu ön koşullara da odaklanmak gerektiği

görüşündedir.

Vadeli işlemler piyasasında yeterli likidite oluşabilmesi için öncelikle, piyasa katılımcılarının, aylık, 3 aylık, yıllık gibi çeşitli vadelerdeki sözleşmeleri TL/1000Sm³ bazında sabit fiyatlar ile fiyatlandırabilmeleri gerekmektedir.

Konuya öncelikle arz tarafındaki piyasa katılımcıları (ithalatçılar) açısından bakarsak, Brent petrol ve çeşitli petrol ürünlerinin fiyatlarına ve ABD Doları/TL kuruna bağlı olarak TL bazındaki maliyetleri değişim gösteren ithalatçı kuruluşların böyle bir fiyatlama yapabilmek için

- gelişmiş Emtia ve Risk Yönetimi (Commodity Trade and Risk Management) sistemlerini devreye almış olmaları ve
- CME bünyesindeki Globex gibi platformlarda açacakları vadeli emtia sözleşmeleri ile ve yurtiçinde açabilecekleri vadeli döviz sözleşmeleri ile TL/1000Sm³ bazındaki maliyetlerini yeterli bir doğrulukla öngörebilir olmaları

gerekir.

Hem kurdaki oynaklık, hem petrol fiyatlarının jeopolitik risklere verdiği yüksek tepki dikkate alındığında, bu tür hedging pozisyonları açmaksızın, herhangi bir ithalatçının örneğin 2020 Q1 ya da 2020 sözleşmesini TL/1000Sm³ bazında fiyatlamakta aşırı zorlanacağı, fiyatlama yapıp satış pozisyonu bağlamadan da ilave ithalat bağlantısında bulunma ihtimalinin düşük olacağı açıktır.⁷

Öte yandan, doğal gaz fiyatını sabitlemek adına Brent'te uzun pozisyon açmak için, Brent'in 75 dolar civarındaki seviyesinin de çok uygun olmadığı düşünülmektedir. Büyümenin global olarak baskı altında olduğu ve Amerikan ham petrol üretiminin günlük 12 milyon varili de aştığı bir ortamda petrol fiyatlarının 75 dolar seviyesinden çok daha aşağıda olması beklenebilir. Ancak, özellikle İran ve Venezüella kaynaklı riskler ve OPEC'in yaklaşımları yaklaşık 6 aylık bir zaman içerisinde Brent petrol fiyatının yaklaşık %50 artmasına ve 75 dolar seviyesine ulaşmasına sebep olmuştur. Yükseliş trendinin devamının sınırlı olacağı tahmin edilmekle birlikte, trend henüz tamamlanmış görünmemektedir.

Bahsedilen bu faktörler, TL/1000Sm³ bazında fiyatlama yapmanın ve vadeli işlemler tarafındaki likiditenin önündeki önemli engellerdir.

Fiyatlamaya talep tarafından, örneğin bir elektrik santrali açısından bakarsak ve pozisyonun "fiyatlar yükselecek, daha iyi fiyat bulamam, en olmadı gazı geri satar kar ederim" gibi spekülasyon bir yaklaşımdan ziyade, "hedging" amaçlı açılmak istendiğini düşünürsek, santralin aynı vadedeki elektrik fiyatlarına ilişkin bir öngörüye de sahip olması, hatta gaz tarafında alım yaparken eş zamanlı olarak elektrik tarafında satış yapması gerekecektir.

Yaşanan deneyimler, öngörülerine yeterince güvenmeyen piyasa katılımcılarının, sürüden ayrılmama yaklaşımı ile, spot piyasada yer alma, yüksek ya da düşük, piyasadaki diğer oyuncularla aynı fiyatlara maruz kalma eğiliminde olduklarını göstermiştir.

Vadeli sözleşmelerin fiyatlanması doğası gereği zaten zor bir işken, hem doğal gaz piyasasında, hem de elektrik piyasasında yüksek pazar payına sahip oyuncuların maliyet bazlı olmayan fiyatlandırma ve arz planlaması yapılabilmeleri ihtimali, piyasa katılımcılarının kendi yaptıkları fiyat projeksiyonlarına güvenememelerine, kendi kuruluşları içerisinde almaları gereken onayları alamamalarına, sonuç olarak vadeli işlemler piyasalarında işlem yapamamalarına yol açmaktadır.

Buna ilaveten, yeterli seviyede teminat ile desteklenmemiş sözleşmelerin, spot fiyatların yükselmesi durumunda satıcılar tarafından, spot fiyatların düşmesi durumunda alıcılar tarafından haksız feshi durumunda, söz konusu sözleşmeyle kendini spot piyasadaki fiyat hareketlerinden koruduğunu zannederken haksız feshe uğrayan piyasa katılımcıları zarar görebilmektedir. 2018 yazında, ani fiyat hareketi neticesinde, elektrik piyasasında çok sayıda ikili anlaşma bu şekilde fesih edilmiştir ve bu deneyim piyasa oyuncularının hafızalarındaki yerini almıştır. Bu durum, ikili anlaşmalara güveni ve ilgiyi azaltmıştır.

Kurulacak vadeli işlemler piyasasında vadeli işlem sözleşmesi alış ya da satış işlemi yapan bir katılımcının hesabında sözleşme fiyatının değişimi sonucu kâr ya da zarar oluşacaktır. İşlemlerde zarar oluşması durumunda katılımcının teminat bakiyesi düşecek, katılımcıya teminat tamamlama çağrısı yapılacak, katılımcının teminatı tamamlayamaması durumunda, pozisyon kapatılacaktır.

Önemli sayıdaki piyasa katılımcısının işletme sermayesi açığına sahip olduğu dikkate alındığında vadeli işlemler için gerekli teminatların piyasa katılımcıları için ilave bir finansal yük oluşturacağı açıktır. Öte yandan, bu kaçınılmaz bir durumdur; teminatların yeterli seviyede olmaması durumunun sonuçları 2018 yazında elektrik piyasasında yaşanmıştır. Volatilitenin yüksek olması, teminat gereksinimini ve yükünü de yükseltecektir.

⁷ Döviz kurlarına ve petrol fiyatlarına endeksli formüller içeren ikili anlaşmalarla vadeli sözleşmeler yapılabilir ama bu tür sözleşmelerin vadeli işlemler piyasasında işlem görmesi beklenmemektedir.

Özetlemek gerekirse:

- Kurulacak vadeli işlemler piyasasının amaçlarına ulaşabilmesi yeterli likidite seviyesine ulaşabilmesine bağlıdır.
- Likiditenin yükselebilmesi hem satıcılar hem de alıcılar tarafında belirsizliklerin azalmasına ve fiyat öngörülebilirliğinin oluşabilmesine bağlıdır.
- Satıcıların (birinci el olarak ithalatçıların) TL/1000Sm³ bazında maliyetlerini öngörebilmeleri ve fiyatlama yapabilmeleri için kur ve emtia tarafında hedging yapabilmeleri gerekir.
- Alıcıların (tüketicilerin ya da nihayetinde tüketicilere satış yapacak toptancıların) alım yapabilmesi için, (i) teslim tarihine kadar olan dönemde ne tür fiyat hareketleri olabileceğine dair bir öngörülerinin ve cari fiyatların alım için ne denli uygun olduğu hakkında yeterince güvenilir bir fikre sahip olması ve/veya (ii) eş zamanlı olarak başka bir pozisyon açarak (mesela elektrik satış) bir marjı garantiye alması gerekir.
- Bu noktada (i) doğal gaz ve elektrik piyasalarında yüksek pazar payına sahip kamu şirketlerinin maliyet bazlı fiyatlandırma ve maliyet bazlı planlama metodolojileri izlemeleri ve (ii) doğal gaz ve elektrik piyasalarında benzer adımların eş zamanlı olarak atılması önem arz edecektir.
- Piyasa katılımcılarının yeterli işletme/risk sermayesine sahip olmaları, açmak isteyebilecekleri pozisyonları açabilmelerini mümkün kılacaktır.

3.10 ENTERKONNEKSİYON İŞLETİM ANLAŞMALARINI VE OPERASYONEL Dengeleme Anlaşmaları

Halihazırda enterkoneksiyonlar uzun dönemli alım anlaşmalarının çerçevesinde işletilmektedir. Piyasa işlemleri neticesinde gerçekleşecek akışlarının yönetimi günümüzdeki uygulamalardan bir miktar farklı olacaktır.

Enterkoneksiyonun işletilebilmesi ve birleşik kapasite ürünlerinin hayata geçirilebilmesi için, ilgili iletim sistemi işletmecileri arasındaki Enterkoneksiyon İşletim Anlaşması'nın ve Operasyonel Dengeleme Anlaşması'nın (OBA – Operational Balancing Agreement) imza altına alınması ve birleşik kapasite ürünlerine ilişkin kapasite miktarı, ihale miktarı, ihale başlangıç fiyatı, kullanılacak ihale platformu ve ödeme konularında mutabakata varılmış olması gerekmektedir.

Birleşik kapasite ürünleri tanımlansın ya da tanımlanması, işletim için her durumda, Enterkoneksiyon İşletim Anlaşmalarına ihtiyaç vardır.

3.11 GÜNEYDOĞU AVRUPA PİYASALARI İLE ENTEGRASYONUN GÜÇLENDİRİLMESİ VE İLGİLİ PROJELERDE AKTİF ROL ALINMASI

Mevcut yapı içerisinde de uygulanabilecek bir yaklaşım olmakla birlikte, Rapor'un ilerideki kısımlarında izah edilen SNAM, Fluxys, National Grid ve Enagas örneklerinde öne çıktığı üzere, ulusal doğal gaz altyapı şirketlerinin uluslararası projelerde yer alması, yeniden yapılanma sonrasında şirketlerin tercih ettiği bir stratejidir. Bu strateji, şirketlerin finansal performansına, teknik gelişimine ve bölgesel seviyede etkin bir rol edinmelerine katkı sağlamaktadır.

Türkiye özelinde bakıldığında ise, kaynak ülkelerle güçlü bir enterkonneksiyon olduğu, LNG giriş ve depolama kapasitesinde de ciddi seviyede artış yaşandığı görülmektedir. Bu noktada altyapı tarafındaki temel ihtiyacın Güneydoğu Avrupa Piyasaları ile enterkonneksiyon kapasitesinin güçlendirilmesi ve ortaklaşa hayata geçirilen uluslararası projelerde yer alması olduğu düşünülmektedir.

Planlama çalışmalarında Güneydoğu Avrupa Piyasalarında devam eden gelişmelerin dikkate alınmasında fayda görülmektedir.

- 10 Temmuz 2015 tarihinde Avrupa Birliği, Arnavutluk, Avusturya, Bosna Hersek, Bulgaristan, Hırvatistan, İtalya, Macaristan, Makedonya, Moldova, Romanya, Sırbistan, Slovakya, Slovenya, Ukrayna ve Yunanistan arasında Orta ve Güneydoğu Avrupa Doğal Gaz Bağlantısı (Central and South-Eastern European Gas Connectivity - CESEC) İnisyatifi kapsamında bir Mutabakat Muhtırası (MOU) imzalanmıştır.
- Taraflar, bu muhtıra çerçevesinde, vatandaşlarına güvenli, sürdürülebilir, rekabetçi ve uygun maliyetli enerji temin edebilmek adına gaz tedarikine ilişkin zorlukları işbirliği içerisinde ve AB mevzuatına uygun bir şekilde çözüme konusunda azami gayreti göstermeyi taahhüt etmişlerdir. Bu mutabakatın bir parçası olarak çeşitli yatırım projeleri içeren bir eylem planı üzerinde de fikir birliği sağlanmıştır.
- Central and South-Eastern European Gas Connectivity – CESEC Programı kapsamında, Yunanistan, Arnavutluk, Adriyatik Deniz ve İtalya güzergahından geçen toplam 878 kilometrelik TAP - Trans Adriatic Pipeline Projesi, Bulgaristan, Romanya, Macaristan ve Slovakya güzergahından geçen toplam 1210 kilometrelik EastRing Projesi ve Yunanistan, Makedonya, Sırbistan, Macaristan ve Avusturya güzergahından geçen TESLA Projesi gibi uluslararası yatırımlar, bölgedeki ülkelerin kendi şebekelerini ve komşu ülkeler arasında çift yönlü akışı sağlayacak enterkonneksiyon yatırımları ve Hırvatistan'daki 2 bcm/yıl, Yunanistan'daki 6.1 bcm/yıl kapasiteli FSRU projeleri, bölgenin arz kaynağı çeşitliliğini, kendi içerisindeki ve Avrupa'nın geri kalanı ile arasındaki enterkonneksiyon kapasitesinin arttırmaya yönelik projelerdir.
- Central and South-Eastern European Gas Connectivity – CESEC Programı kapsamında, altyapı yatırım projelerinin yanısıra, söz konusu ülkelerdeki piyasa yapılarındaki eksikliklerin giderilmesine yönelik kapsamlı bir çalışma da yürütülmektedir. Bu çalışmada, temel olarak (i) altyapıya erişim, kısıt yönetimi ve kapasite tahsis mekanizması, (ii) dengeleme, (iii) enterkonneksiyon anlaşmaları ve ortak sistem işletimi, (iv) ticaret platformları, (v) fiyat düzenlemeleri, (vi) piyasa açıklığı, (vii) ithalat ihracat serbestliği, (viii) şeffaflık başlıklarında her bir ülkenin durumu analiz edilmiş, ülkelerin yapması gereken düzeltmeler belirlenmiş ve bir takvime bağlanmıştır.
- Önümüzdeki birkaç yıl içerisinde, CESEC Programı kapsamındaki bu fiziki altyapı yatırımlarının tamamlanması ve piyasa ve sistem işletimine ilişkin düzenleme ve uygulamaların hayata geçmesi neticesinde, aynı dönemde Türkiye'nin de gerekli hazırlıkları yerine getirmesi halinde, Türkiye ile Avrupa piyasaları arasında, Yunanistan ve Bulgaristan üzerinden çift yönlü gaz akışının ve ticaretin başlamasının mümkün olabileceği anlaşılmaktadır.

3.12 KAPASİTE İHALE YÖNTEMLERİ

Çok Turlu İhale Yönteminde aşağıdaki usul ve esasların izlenir:

1. İhale süreci, düzenlemeye tabi tarifede yer alan kapasite bedeli ile başlatılır ve piyasa katılımcıları söz konusu fiyat seviyesinde talep ettikleri kapasite miktarını bildirirler. Talep edilen kapasite, emre amade kapasiteye eşit ya da emre amade kapasiteden düşük ise, ihale sonlandırılır.
2. Talep edilen kapasitenin emre amade kapasitenin üzerinde olması durumunda, kapasite bedeli belirlenmiş fiyat aralıkları ile yükseltir ve piyasa katılımcıları yeni fiyat seviyesinde talep ettikleri kapasite miktarını bildirirler.
3. Talep edilen kapasite, emre amade kapasiteye ya da altına inene kadar fiyat artırmalı turlara devam edilir. Talep edilen kapasite, emre amade kapasitenin altına düşmesi ile birlikte bir önceki fiyat seviyesinden daha küçük fiyat adımları ile fiyat azaltmalı turlara geçilir.
4. Talep edilen kapasite, emre amade kapasiteyi aşana kadar, fiyat azaltmalı turlara devam edilir. Talep edilen kapasite, emre amade kapasiteye eşit ya da emre amade kapasiteden düşük olduğu noktada, ihale sonlandırılır.
5. İhalenin son turundaki fiyat, ihaleden uzun dönemli kapasite ürünü almış olan tüm piyasa katılımcıları için geçerli olan kapasite fiyatıdır.
6. İletim Sistemi İşletmecisi
 - a. yıl içerisinde açılacak ihalelerin takvimini yıl başlamadan yeterli süre önce
 - b. açılan her bir ihaleye ilişkin gerekli detayları ihaleden yeterli zaman önce ve
 - c. açılan ihaleye ilişkin sonuçları ihale gününü takip eden gün içerisindeEBT üzerinden ilan eder.

Tek Turlu İhale Yönteminde aşağıdaki usul ve esasların izlenir:

1. İhale süreci, düzenlemeye tabii tarifede yer alan kapasite bedeli ile başlatılır.
2. Piyasa katılımcıları, tekliflerinde, (i) söz konusu kapasite bedeline ek olarak ödemeyi teklif ettikleri primi, (ii) talep ettikleri kapasiteyi ve (iii) kabul edecekleri minimum kapasite miktarını bildirirler.
3. Talep edilen kapasite, emre amade kapasitenin üzerinde ise, yüksek fiyattan düşük fiyata doğru yapılacak bir sıralama ile emre amade kapasite talep sahibi piyasa katılımcılarına paylaşılır.
4. Kabul gören en düşük teklifteki fiyat, ihaleden kısa dönemli kapasite ürünü almış olan tüm piyasa katılımcıları için geçerli olan kapasite fiyatıdır.
5. Her gün saat 16:30'da ertesi gün için ihale edilen kapasite miktarı duyurulur; 16:30–17:00 arasında teklifler alınır ve saat 17:30'da ihale sonuçları ilan edilir.

3.13 İLETİM SİSTEMİ İŞLETMECİSİNİN BAĞIMSIZ VE TARAFSIZ AYRI BİR TÜZEL KİŞİLİĞE SAHİP OLMASI

İletim Sistem İşletmecisi'nin gaz üretimi ve/veya ticareti faaliyeti ile uğraşan şirketlerden ayrıştırılması ve bağımsız ve tarafsız bir yapıya kavuşturulması, (i) Şeffaflık, (ii) Altyapıya Erişim (Third Party Access) ve (iii) Tarife Düzenlemeleri ile birlikte, AB Gaz Piyasası'nın 1990'larda başlayan dönüşüm sürecinin 4 ana başlığından birisi olmuştur.

AB Gaz Piyasası'nda yaşanan deneyimler, Altyapıya Erişim ve Şeffaflık konularında önemli düzenlemeler yapılmasına ve hesap/yönetim ayrıştırma uygulamalarına karşın, İletim Sistem İşletmecisi'nin tarafsız olabilmesi ve gerçek anlamda adil rekabet ortamının tesis edilebilmesi için İletim Sistem İşletmecisi'nin ayrı bir tüzel kişilik olarak yapılandırılmasının gerekli olduğunu göstermiştir. Bu doğrultuda, 2009 yılında uygulamaya konulan 3'üncü Enerji Paketi'nde İletim Sistem İşletmecisi'nin ayrı bir tüzel kişilik olarak yapılandırılması (Full ownership unbundling of energy suppliers and producer from network operators) konusu öne çıkmıştır.

Ülkemizde daha önceki dönemlerde de bu konuda çeşitli çalışmalar yapılmış ve konu detaylı bir şekilde değerlendirilmiştir. Bu değerlendirmelerde, BOTAŞ'ın iki ayrı tüzel kişilik olarak yapılandırılmasının BOTAŞ'ı güçsüzleştireceği, etkinlik seviyesini aşağıya çekeceği yönünde görüşler gündeme gelmiştir ve İletim Sistemi İşletmecisi'nin ayrı bir tüzel kişilik olarak yapılandırılması tercih edilmemiştir.

Aynı tüzel kişilik bünyesinde yer almalarına rağmen, İletim Sistemi İşletmeciliğini yürüten birimlerle gaz ticareti yapan birimler arasında bilgi akışı olmadığı, İletim Sistemi İşletmeciliği fonksiyonun tarafsızlığını ve bağımsızlığını koruduğu ifade edilmiştir.

İletim Sistemi İşletmecisi'nin ayrı bir tüzel kişilik olarak yapılandırılması, adil rekabet ortamının tesis edilmesi ve bu konuda piyasa katılımcılarının herhangi bir endişe duymaması amacını güden, bu amaca ulaşılabilmesi gerekli olmakla birlikte tek başına yeterli olmayan bir öneridir. Söz konusu amaca ulaşılabilmesi için, Rapor kapsamında ifade edilen başka önerilerin de, özellikle altyapıya erişim ve maliyet bazlı fiyatlandırma konularındaki önerilerin hayata geçirilmesi gerekmektedir.

Bu noktada, BOTAŞ'ın iki ayrı tüzel kişilik olarak yapılandırılmasının BOTAŞ'ı gerçekten güçsüzleştirip güçsüzleştirmeyeceği konusundaki değerlendirmelere katkı sağlamak üzere AB Doğal Gaz Piyasası'nda yaşanmış bazı deneyimler hakkında, özellikle İtalyan SNAM, Belçikalı Fluxys, Birleşik Krallık'tan NationalGrid ve İspanyol Enegas'ın dönüşümleri hakkında bilgi vermekte fayda görülmektedir:

SNAM ve ENI Örneği

SNAM,

- 14,6 milyar Euro'luk piyasa değeri ile,
- 2018 yılında taşıdığı 72,8 bcm doğal gaz ile,
- 2018 sonu itibarıyla 32,6 bin kilometrelik iletim hattı, 12,4 bcm'lik depolama kapasitesi, 20,3 milyar Euro büyüklüğündeki Varlık Tabanı ve 3 binin üzerindeki çalışanı ile,
- 2018 yılında elde ettiği, 2,5 milyar Euro'nun üzerindeki gelir, 2 milyar Euro'nun üzerinde EBITDA ve 1 milyar Euro'nun üzerindeki net kar ile,
- 2019-2022 yıllarında yapmayı planladığı 5 milyar Euro yatırım ile
- 11,5 milyar Euro tutarındaki finansal borcu alabilmiş olmasıyla,

- Terēga, TAG, TAP, GCA, Interconnector UK, DESFA, JV Snam – Albgaz gibi uluslararası yatırımları yürüten şirketlerdeki payı ile,

Avrupa Doğal Gaz Piyasası'ndaki İletim Sistemi İşletmecileri arasında lider konumdadır.

2000 yılında İtalyan Parlamentosu, doğal gaz iletimi ve sevkiyatı faaliyetlerinin, doğal gaz üretimi ve satışı faaliyetlerini yürüten ENI şirketinden ayrıştırılmasını içeren 98/30/EC no'lu Direktifi (EU Gas Directive 98/30/EC) onaylamış ve bu karar sonucunda, Haziran 2001'de Snam Rete Gas isimli doğal gaz altyapı şirketi kurulmuştur.

Snam Rete Gas şirketinin halka arzı ilk defa 6 Aralık 2001 tarihinde gerçekleştirilmiştir. Halka arz yöntemi ile ENI şirketinin Snam Rete Gas'da bulunan hisse payı %59,76'ya düşürülmesine karşın, ENI hisse çoğunluğunu bulundurmaya devam ettirmiştir.

Snam Rete Gas, 2009 yılında doğal gaz depolamadan sorumlu Stogit şirketini ve doğal gaz dağıtım bölgelerinden sorumlu Italgas şirketini ENI'dan satın almıştır.

2012 yılında, Snam Rete Gas şirketi ismini SNAM olarak değiştirmiştir. SNAM şirketi altında dört iştirak kurulmuştur. Bu şirketler doğal gaz iletimi ve sevkiyatından sorumlu Snam Rete Gas şirketi, LNG (yeniden gazlaştırma) terminallerinden sorumlu GNL Italia şirketi, doğal gaz depolamadan sorumlu Stogit şirketi ve doğal gaz dağıtım bölgelerinden sorumlu Italgas şirkettir.

SNAM'ın bu yeni yapısı, Üçüncü Enerji Paketinde yer alan Bağımsız İletim Sistemi İşletmecisi yapısına uygun bir şekilde kurgulanmıştır. 25 Mayıs 2012 itibariyle, ENI %30 hissesini CDP Bankasına (İtalyan Devlet Bankası) devrederek mülkiyet ayrışması ("ownership unbundling") sürecini tamamlamıştır. 2016 yılında doğal gaz dağıtım şirketi Italgas, SNAM'dan ayrılmıştır.

SNAM'ın mevcut ortaklık yapısına bakıldığında, hisselerinin %66,2'sinin özel yatırımcıların elinde olduğu görülmektedir. %2,8 hisse İtalyan Hazine'sinin, bakiye %31 hisse ise CDP RETI isimli özel amaçlı bir fonun elindedir. SNAM'ın en büyük hissedarı konumundaki CDP RETI'nin ortaklık yapısına baktığımızda ise, (i) çoğunluk hissesi İtalyan Ekonomi Bakanlığına ait olan Cassa Depositi e Prestiti Spa'nın %59,1, (ii) Çin kamu iletimi şirketinin bir iştiraki olan State Grid Europe Limited – SGEL'in %35 ve (iii) çeşitli İtalyan kurumsal yatırımcıların % 5.9 paya sahip olduklarını görmekteyiz.

Sonuç olarak SNAM sadece ENI'dan ayrıştırılmamış; aynı zamanda ortaklık yapısı da değiştirilmiştir ve özel sektör kuruluşu haline gelmiştir.

SNAM'ın ENI'dan ayrıştırılmasının güçsüzleşmesine ve küçülmesine yol açtığı değil, tam tersine doğal gaz altyapı faaliyetlerine odaklanmış bir şirket olarak büyümesine katkı sağladığı görülmektedir. SNAM, ülke için yatırımlara paralel olarak uluslararası yatırımlar ile büyüme stratejisi doğrultusunda,

- 2012 yılında Bacton (UK) ve Zeebrugge (Belçika) arasındaki 235 kilometrelik deniz altı boru hattına sahip Interconnector'da %23.54 pay,
- 2013 yılında 5 bin kilometrelik şebekeye ve 2.8 bcm'lik satılabilir depolama kapasitesine sahip Fransız Terega'da %40,5 pay,
- 2014 yılında 380 kilometrelik şebekeye sahip TAG'da (Trans Austria Gasleitung) %84.47 pay,
- 2015 yılında TAP (Trans Adriatic Pipeline) şirketinde %20 pay,
- 2016 yılında 554 kilometrelik şebekeye sahip Gas Connect Austria şirketinde %49 pay ve
- 2018'de 1450 kilometrelik şebekeye sahip DEFSa'da %39,6 pay

olarak büyümesini sürdürmüş ve uluslararası bir şirket konumuna gelmiştir.

Tarifelerinin düzenlemeye tabii olması ve bu düzenlemelerde kullanılan getiri oranının yeterli seviyede oluşu, şirketin öngörülebilir ve risksiz bir nakit akımına sahip olmasını sağlamakta, buna bağlı olarak şirket gerek sermaye gerekse tahvil ve kredi yatırımcılar tarafında yüksek cazibeye sahip bir yatırım aracı olarak görülmekte, gerekli finansmana erişim imkânı ve şirketin teknik kapasitesi ise şirketin farklı projelerle büyümesine olanak tanımaktadır.

SNAM'daki paylarını satan ENI ise, 2018 yılındaki 76 milyar Euro seviyesindeki geliri, 4,1 milyar Euro seviyesindeki net karı, 55 milyar Euro seviyesindeki piyasa değeri, 32 bin çalışanı, 39 bcm yurtiçi (İtalya), 38 bcm yurtdışı, 77 bcm toplam doğal gaz satışı ve günlük 1,85 milyon varil petrol eşdeğeri hidrokarbon üretimi ile dünyanın önde gelen petrol ve gaz şirketlerinden birisidir.

Diğer Örnekler

Çarpıcı bir örnek olmakla birlikte, bağımsız ve tarafsız bir iletim sistemi operatörü olarak yapılandırılması sonrasında yüksek performans gösteren tek şirket SNAM değildir:

- Birleşik Krallık (UK) Doğal Gaz İletim Sistemi İşletmecisi Lattice Group 2000 yılında British Gas'dan ayrılmış ve 2002 yılında Elektrik İletim Sistemi İşletmecisi National Grid ile birleşmiştir. Şu anda dünyanın en saygın iletim sistemi işletmecileri arasında en ön sırada yer almaktadır ve ABD'deki operasyonlarının büyüklüğü Birleşik Krallık'taki operasyonlarının büyüklüğünü geçmiş durumdadır.
- Belçikalı Fluxys diğer bir başarılı örnektir. Fluxys 2001 yılında kurulmuş ve Suez şirketinin iştiraki olan, doğal gaz iletimi, sevkiyatı, üretimi ve satışı faaliyetlerini bir arada yürüten Distrigas şirketinin doğal gaz altyapı faaliyetlerini üzerine almıştır. 2008 yılında Distrigas satın alınarak ENI'nin parçası haline gelmiştir.

Fluxys ise bir yandan Fluxys Belgium olarak Belçika'daki doğal gaz iletim, sevkiyat, LNG ve depolama faaliyetlerin yürütürken, öte yandan Fluxys Europe olarak birçok uluslararası doğal gaz proje şirketinde paya sahip olmuştur.

Fluxys Europe TAP Projesi'nde %19 paya, DESFA'da %13,2 paya, Interconnector-UK'de %76,32 paya, Almanya'daki 485 kilometrelik ve yıllık 51 bcm kapasiteli EUGAL Projesi'nde %16,5 paya, yine Almanya'daki 440 kilometrelik ve yıllık 20 bcm kapasiteli NEL projesinde %23.87 paya, İngiltere ile Hollanda arasındaki 235 kilometrelik BBL hattının %20 paya, Almanya Hollanda sınır ile Almanya İsviçre sınırı arasındaki 970 kilometrelik ve yıllık 15.5. bcm kapasiteli Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) projesinde %100 paya ve Almanya İsviçre sınır ile İsviçre Fransa sınırı arasındaki 293 kilometrelik ve yıllık 35.5. bcm kapasiteli Transitgas projesinde %50,65 paya sahiptir.

- İspanyol Enagas ise, 5 bin kilometrelik iletim hattıyla, 3 yer altı deposu, 8 LNG terminali ve 6 uluslararası boru hattındaki paylarıyla Avrupa'nın önemli doğal gaz altyapı şirketlerinden birisidir.

2012 yılında bağımsız iletim Sistemi İşletmecisi olarak akredite olmuştur.

Son dönemde DESFA'da %13,2, TAP'ta %16 pay almıştır. Bunun dışında Meksika, Şili, Peru, İsveç ve ABD'de yatırım ve faaliyetlerde bulunarak uluslararası platformda büyümeye devam etmektedir.

3.14 BOTAŞ'IN KİT STATÜSÜNDE OLMAYAN HAREKET KABİLİYETİ YÜKSEK BİR TÜZEL KİŞİLİK OLARAK YAPILANDIRMASI

Yukarıda bahsedilen örnekler incelendiğinde, BOTAŞ'tan türetilmesi önerilen BOTAŞ Doğal Gaz Altyapı Şirketi'nin ve BOTAŞ Doğal Gaz Ticaret Şirketi'nin (i) bölgesel ve hatta küresel piyasalarda faaliyet gösterebilen, (ii) dünyanın önde gelen petrol ve doğal gaz şirketleri ile ve iletim şirketleri ile rekabet ve/veya ortaklık edebilen, (iii) finansal ve kurumsal yönetim anlamında güçlü, (iv) etkin ve verimli bir organizasyon yapısına, süreçlere ve yöntemlere sahip, (v) gereken hızda karar alabilen, uygulamaya geçebilen, hareket kabiliyeti yüksek şirketler olmaları gerektiği görülmektedir.

Öte yandan, 8 Şubat 1995 tarihli ve 95 / 6526 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın bağlı ortaklığı statüsünden çıkarılan Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi, 08/06/1984 tarihli ve 233 sayılı Kamu İktisadi Teşebbüsleri (KİT) Hakkında Kanun Hükmünde Kararname hükümlerine tabi iktisadi devlet teşekkülü olup, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının ilgili bir kuruluşudur. BOTAŞ'ın ihtiyaç duyduğu yüksek hareket kabiliyetine mevcut statüsü ile sahip olamayacağı düşünülmektedir.

Bu noktada, Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası Anonim Şirketi, Türkiye Cumhuriyeti Ziraat Bankası, Türkiye Halk Bankası Anonim Şirketi, Borsa İstanbul Anonim Şirketi, Tasarruf Mevduatı Sigorta Fonu ve Türk Hava Yolları Anonim Ortaklığı örneklerine benzer şekilde, BOTAŞ'tan türetilen şirketlere gerekli kanuni istisna ve muafiyet sağlanması ve bu sayede gerekli hareket kabiliyetine sahip olmalarının sağlanması önerilmektedir.

4 ÖNERİLEN HAZIRLIK ÇALIŞMALARI

Bölüm 2’de sunulan önerilerin hayata geçirilebilmesi için gerekli olduğu düşünülen hazırlık çalışmaları aşağıda listelenmiştir:

1. Mevzuat Çalışmaları:

- a. Doğal Gaz Piyasası Kanunu’nun BOTAŞ’ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkelerden gaz alımını engelleyen Geçici 2’inci Maddesi’nin, tüm atıl giriş- çıkış kapasitelerinin, İletim Sistem İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarının kullanımına sunulmasını sağlayacak şekilde tadil edilmesi.
- b. Kapasite Yönetimine ilişkin ikincil mevzuat çalışmaları
Tarafımızca henüz detaylı bir şekilde incelenmiş olmasa da 24 Nisan 2019 tarihinde görüşe açılan Doğal Gaz Piyasasında “Spot Boru Gazı İthalat Miktarı ve Uygulama Yönteminin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar” taslağı metninin konuyu önemli ölçüde kapsadığı anlaşılmaktadır. Metne görüş ayrıca verilecektir.
- c. Yıllık İkili Anlaşma İhalelerine ilişkin ikincil mevzuat çalışmaları
- d. Özel sektör LNG terminallerinin İletim Sistemi İşletmecisi sıfatıyla BOTAŞ tarafından kiralanmasına ilişkin ikincil mevzuat çalışmaları
- e. Belli bir büyüklüğe sahip ve gerekli görülecek şartları sağlayan serbest tüketicilerin sabit miktarlı ve UDN’de teslimatlı sözleşmelere girmelerine, spot piyasada işlem yapmalarına ve kendi dengesizlik risklerini taşımalarına ve bağlı oldukları dağıtım şebekesinin bağlı olduğu çıkış noktasından kapasite rezervasyonu yapabilmelerine olanak tanınmasına yönelik ikincil mevzuat çalışmaları
- f. Alım gücü düşük tüketicilerin korunması mekanizmasının kurulmasına ilişkin ikincil mevzuat çalışmaları

2. İletim Sistemi İşletmecisi sıfatıyla BOTAŞ tarafından Yürütecek Çalışmalar:

- a. 2020 gaz yılında kullanılmaya başlanacak kapasite ürünlerinin detaylı tanımlarının, kapasite ihale takviminin, ihale edilecek miktarların belirlenmesi
- b. Kapasite ihalelerine ilişkin platformun kurulması, sanal uygulama ile test edilmesi ve işletmeye alınması.
- c. Birleşik kapasite ürünlerinin hayata geçirilebilmesine yönelik olarak ilgili iletim sistemi işletmecileri ile Enterkonneksiyon İşletim Anlaşması’nın ve Operasyonel Dengeleme Anlaşması’nın tamamlanması ve birleşik kapasite ürünlerine ilişkin ihale miktarı, ihale başlangıç fiyatı, kullanılacak ihale platformu ve ödeme konularında mutabakata varılması.
- d. Central and South Eastern Europe Gas Connectivity Project kapsamında Güneydoğu Avrupa’da devam etmekte olan altyapı yatırımlarının, piyasa ve sistem işleme ilişkin gelişmelerin yakından takip edilerek, altyapı yatırımların ve diğer hazırlıkların senkronize edilmesi.

3. Doğal Gaz Ticaret Şirketi sıfatıyla BOTAŞ tarafından Yürütecek Çalışmalar:
 - a. Fiyatlama metodolojisinin gözden geçirilmesi / yeniden tasarlanması ve bu metodoloji için gerekli bilgi sistemleri altyapısının ve veri akışının tesis edilmesi.
 - b. Portföy yönetimi / hedging sürecinin gözden geçirilmesi / yeniden tasarlanması ve bu süreç için gerekli bilgi sistemleri altyapısının ve veri akışının tesis edilmesi.
 - c. Kurumsal risk yönetimi süreç ve sistemlerinin gözden geçirilmesi / yeniden tasarlanması ve gerekli bilgi sistemleri altyapısının ve veri akışının tesis edilmesi.
4. EPIAŞ tarafından Yürütecek Çalışmalar:
 - a. Türkiye Doğal Gaz Piyasası'nda kullanılacak için standart sözleşmelerin hazırlanması.
 - b. Vadeli İşlemler Piyasası'nın Kurulması
 - c. ACER Gas Target Model- AGTM çerçevesinde toptan satış piyasalarının piyasa katılımcılarının ihtiyaçlarının karşılama seviyesine ve piyasanın sağlık durumuna ilişkin olarak tanımlanan göstergelerin değerlerinin ölçülmesi ve analizi.
5. BOTAŞ'ın (i) BOTAŞ Doğal Gaz Altyapı Şirketi ve (ii) BOTAŞ Doğal Gaz Ticaret Şirketi olarak iki ayrı tüzel kişilik olarak yapılandırılmasına ilişkin hazırlık çalışmaları:
 - a. Stratejik hedef ve planlar ile işletim modelinin gözden geçirilmesi
 - b. Yasal dayanak ve kuruluş dokümanlarının hazırlanması
 - c. Ortaklık, sermaye ve yönetim yapısına ve özellikle kamuda kalacak imtiyazlı paya ilişkin çalışmalar
 - d. Açılış tablolarının hazırlanması ve finansman kapasitesinin analizi
 - e. Organizasyonel tasarım
 - f. Bilgi sistemlerinin ayrıştırılması ve gerekli ilave sistemlerin tesis edilmesi
 - g. Özelleştirme ve finansmana ilişkin alternatiflerin ortaya konulması



Bu proje Avrupa Birliği tarafından finanse edilmektedir

**Avrupa Birliği / Katılım Öncesi
Yardıma Aracı (IPA) Enerji Sektörü
Teknik Yardım Projesi**

Bu doküman Avrupa Birliği finansal yardımıyla oluşturulmuştur. Bu yayının içeriğinden sadece Yüklenici sorumlu olup hiçbir şekilde Avrupa Birliği'nin görüşlerini yansıtmamaktadır.