



SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında

European Climate Foundation (ECF), Agora Energiewende ve Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi (IPM) tarafından kurulan SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, yenilikçi bir enerji dönüşüm platformu olarak enerji sektörünün karbonsuzlaşmasına katkıda bulunmayı amaçlamaktadır. Aynı zamanda Türkiye'deki enerji sektörünün politik, teknolojik ve ekonomik yönleri üzerine yapılan tartışmalarda sürdürülebilir ve kabul görmüş bir ortak zemine olan ihtiyacını karşılamayı hedeflemektedir. SHURA gerçeklere dayalı analizler ve en güncel veriler ışığında, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji üzerinden düşük karbonlu bir enerji sistemine geçişi desteklemeyi odağına almaktadır. Farklı paydaşların bakış açılarını göz önünde bulundurarak bu geçişin ekonomik potansiyeli, teknik fizibilitesi ve ilgili politika araçlarına yönelik bir anlayışın oluşturulmasına yardımcı olmaktadır.

Yazarlar

Ahmet Acar, Alkım Bağ Güllü, Hasan Aksoy (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Kenan Sitti (MRC)

Teşekkürler

Raporun hazırlanma sürecinde sağlamış oldukları değerli geri bildirimleri için SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Yönlendirme Komitesi Başkanı Selahattin Hakman'a teşekkür ederiz. Ayrıca Yael Taranto (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Gülay Dinçel, Dursun Baş (IPM), Jan Rosenow (RAP), Mathis Rogner (Agora Energiewende), Hasan Akbulut (Türkiye Çelik Üreticileri Derneği) ve Didem Benzer, Canan Derinöz Gencel ve Osman Nemli'ye (Türkçimento) rapora önemli katkılarından dolayı teşekkür ederiz.

Bu rapor, www.shura.org.tr sitesinden indirilebilir. Daha ayrıntılı bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için info@shura.org.tr adresinden SHURA ekibiyle temasa geçiniz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, bu rapor için BMWi tarafından sağlanan cömert finansmana müteşekkirdir.

Tasarım

Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti.

Telif Hakkı © 2023 Sabancı Üniversitesi

ISBN 978-625-6956-15-5

Sorumluluk Reddi

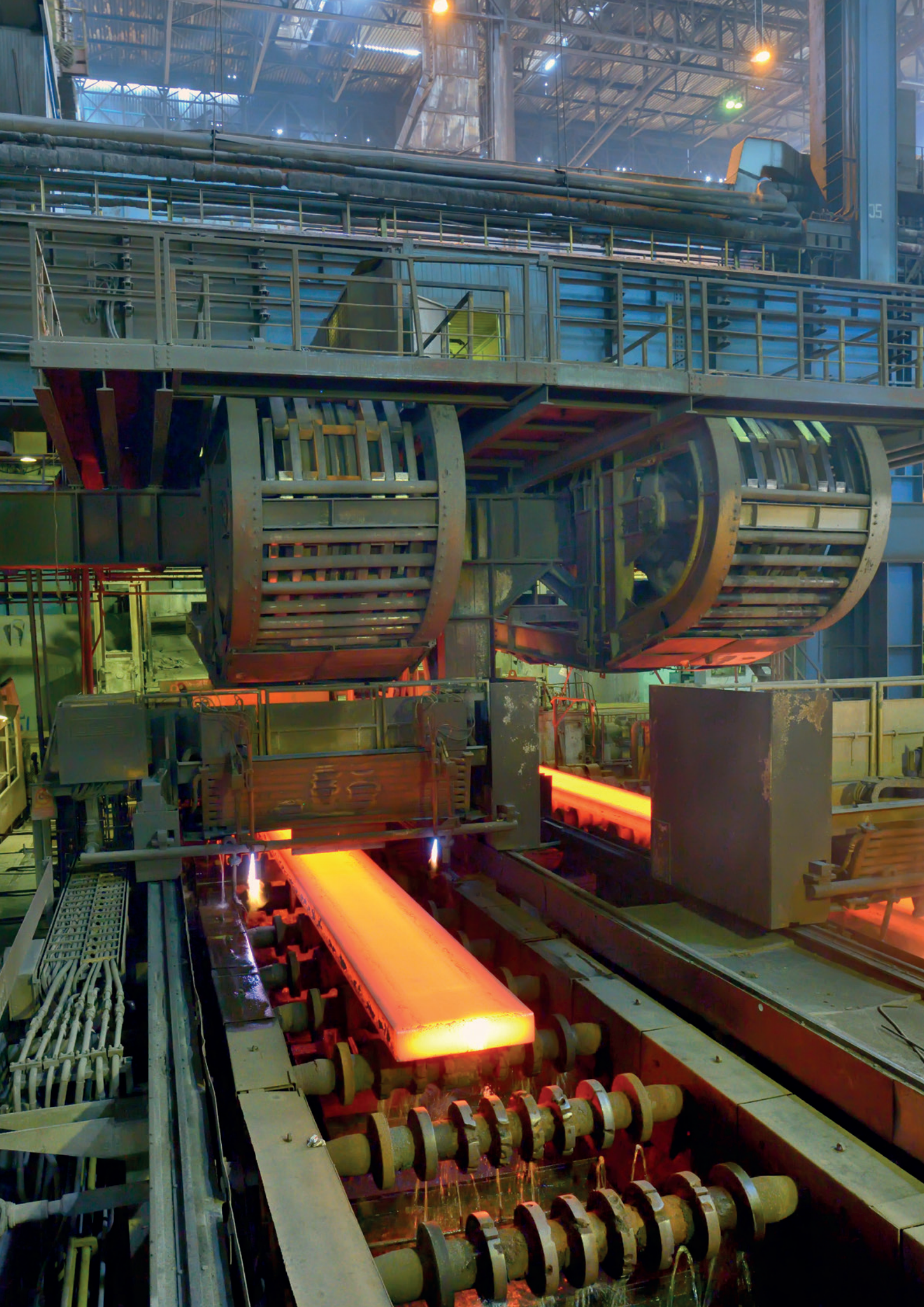
Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulmuş kabuller ve 2022 yılsonu itibarıyla mevcut olan piyasa koşulları doğrultusunda hazırlanmıştır. Bu kabuller ve piyasa koşullarının değişime açık olması nedeniyle, rapor kapsamındaki gelecek dönem öngörülerinin, gerçekleşecek sonuçlarla aynı olacağı garanti edilemez. Bu raporun hazırlanmasına katkı yapan kurum ya da kişiler, raporda sunulan öngörülerin gerçekleşmemesi ya da farklı şekilde gerçekleşmesinden dolayı oluşabilecek ticari kazanç ya da kayıplardan sorumlu tutulamazlar.



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

Türkiye'de Konut ve Sanayi Sektörünün Elektrifikasyonu





Şekiller listesi	4
Tablolar listesi	6
Kısaltmalar listesi	7
Yönetici özeti	9
1. Giriş	27
2. Yeni teknolojiler ve uluslararası en iyi uygulamalar	31
2.1. Isı pompaları	32
2.2. Elektrikli kazanlar	35
2.3. Demir-çelik üretimi ile ilgili teknolojiler	36
2.4. Çimento üretimi ile ilgili teknolojiler	40
2.5. Kimyasal malzeme üretimiyle ilgili teknolojiler	42
3. Türkiye’de konutların elektrifikasyonu – mevcut durum ve potansiyel	45
3.1. Doğalgaz ile ısıtma	47
3.2. Kömür ile ısıtma	49
3.3. Konutlarda elektrifikasyon potansiyeli	50
4. Türkiye’de endüstriyel proses ısısı – mevcut durum ve potansiyel	53
4.1. Demir-çelik üretimi	55
4.2. Çimento üretimi	61
4.3. Gıda sanayi	63
4.4. Kimya sanayi	64
4.5. Tekstil sanayi	67
4.6. Türkiye sanayi sektöründe elektrifikasyon potansiyeli	69
5. Elektrifikasyon ekonomisi ve fayda-maliyet analizi	75
5.1. Binalar	75
5.2. Sanayi	83
5.3. Ekonomik fizibilite öngörüsü	87
5.4. Elektrik şebekesine etki analizi	88
5.5. Elektrifikasyonun ülke çapında faydası	89
6. Politika önerileri	93
Kaynakça	97

Şekil 1: Toplam nihai enerji tüketimi (2021)	10
Şekil 2: Ulaşım hariç nihai enerji tüketimi (2021)	10
Şekil 3: Spot elektrik fiyatları ile doğalgaz fiyatları arasındaki oran	11
Şekil 4: 2016-2022 yılları arasında enerji kaynaklı ve toplam dış ticaret açığı, cari açık ve petrol fiyatının gelişimi (milyon ABD\$)	11
Şekil 5: Konutlarda enerji tüketim dağılımı	12
Şekil 6: Şehirler için ortalama havadan suya ısı pompası COP değerleri	13
Şekil 7: Mesken elektrik ve doğalgaz fiyatlarının spot piyasa fiyatlarına kıyasla sübvansiyon düzeyi	13
Şekil 8: Eşdeğer ısı değeri ($\text{€/MWh}_{\text{ısı}}$) bağlamında doğalgaz ve elektrik tarifelerinin COP kıyaslaması	14
Şekil 9: Konutlarda ısı pompası gelişim projeksiyonu - Isı pompalı konutların payı	15
Şekil 10: Konut enerji tüketiminde elektrik payı	15
Şekil 11: Sanayide yakıt tüketim dağılım ve elektrifikasyon oranı	16
Şekil 12: Sanayi sektöründe nihai enerji tüketimi	16
Şekil 13: Sanayi sektöründe fosil yakıt tüketim payları (2021)	17
Şekil 14: Türkiye’de sanayide fosil yakıt kullanımının yerine geçecek ilave elektrik talebi (TWh)	18
Şekil 15: Türkiye’nin sanayi elektrik tüketim projeksiyonu (TWh)	18
Şekil 16: Sanayi sektöründe elektrifikasyon seviyelerinin değişimi projeksiyonu (2021 - 2053)	19
Şekil 17 : Sanayi sektöründe elektrik ve doğalgaz fiyatları (€/MWh)	19
Şekil 18 : Serbest piyasa sanayi perakende elektrik / Doğalgaz fiyat oranı	20
Şekil 19: Isı pompaları için eşitleyici COP değeri	20
Şekil 20: Isı pompalarının aylık ilave yük etkisi (2053)	21
Şekil 21: Elektrifikasyon sayesinde nihai enerji tüketimi içindeki doğalgaz ithalat miktarında yıllık azalma (milyar m^3)	23
Şekil 22: Sektörlerin nihai enerji tüketim payları (2021)	28
Şekil 23: Nihai enerji tüketimi (2021)	28
Şekil 24: Sanayi ve konutlarda nihai enerji tüketim payları (2021)	29
Şekil 25: Yakıt türüne göre binalarda küresel enerji tüketimi	31
Şekil 26: Dünya genelinde binalarda ısıtmada kullanılan enerji kaynaklarının payı	31
Şekil 27: Isı pompası çevrimi için akış şeması	33
Şekil 28: Konut ısıtma ihtiyacı için kullanılan ısıtma eğrisi varsayımı	35
Şekil 29: Buhar/Kızgın su kazanı (Fosil yakıt ve elektrikli)	35
Şekil 30: Fosil yakıtsız, H_2 bazlı DRI (Doğrudan indirgenmiş demir) prosesi	37
Şekil 31: HYBRIT çelik üretim akış diyagramı	37
Şekil 32: Elektro-winning tabanlı çelik üretimi	38
Şekil 33: H_2 bazlı demir üretimi (Elektro-winning)	38
Şekil 34: Klinker üretimi	40
Şekil 35: Coolbrook rotodinamik ısıtıcı	41
Şekil 36: Karbonsuz (Su elektrolizi) amonyak üretimi	42
Şekil 37: Türkiye ortalama ısıtma gün-dereceleri haritası (2007-2020 ortalaması)	45
Şekil 38: Türkiye’nin yıllık HDD’si (16°C 'ye göre)	45
Şekil 39: İstanbul’un bir yıldaki saatlik sıcaklık frekansı	46
Şekil 40: Isıtma yakıtlarına göre konutların payı	46
Şekil 41: Isıtma sistemine göre konutların payı	47
Şekil 42: Doğalgaz konut abone sayısı ve tüketimleri	48

Şekil 43: Aylık konut doğalgaz ısıtma tüketimi (milyar m ³)	48
Şekil 44: Isıtma amaçlı kömür tüketimi	49
Şekil 45: Konutlarda doğalgaz ve kömürden kaynaklanan karbon emisyonları	49
Şekil 46: Konutlarda ısı pompası gelişim projeksiyonu - Isı pompalı konutların payı	50
Şekil 47: Konut nihai enerji talebinde elektrik payı (%)	51
Şekil 48: Konut nihai enerji talebinde elektrik payı (2021-2053)	51
Şekil 49: Sanayi sektöründe fosil yakıt tüketim payları (2021)	53
Şekil 50: Sanayi sektöründe kömür tüketim payları (2021)	53
Şekil 51: Sanayi sektöründe doğalgaz tüketim payları (2021)	54
Şekil 52: Sanayi sektöründe elektrik tüketim payları (2021)	54
Şekil 53: Sanayi sektöründe doğrudan yenilenebilir tüketim payları (2021)	54
Şekil 54: Sanayide kullanılan yakıtların karışımı ve elektrifikasyon oranı	55
Şekil 55: Türkiye ham çelik üretimi (bin ton)	55
Şekil 56: Çelik üretiminde enerji kaynakları payları (2021)	56
Şekil 57: Çelik üretim yolları	57
Şekil 58: Türkiye çimento üretim-tüketimi	61
Şekil 59: Çimento üretiminde enerji payları (2021)	62
Şekil 60: Çimento üretim süreci	62
Şekil 61: Gıda üretiminde enerji kaynakları payı (2021)	64
Şekil 62: Kimyasal üretiminde enerji kaynakları payı (2021)	65
Şekil 63: Konvansiyonel amonyak üretimi	66
Şekil 64: Tekstil üretiminde enerji kaynakları payı (2021)	68
Şekil 65: Ana tekstil üretim proseslerinde enerji tüketimi	68
Şekil 66: Bir entegre tekstil fabrikasında ısı enerjisi kullanımı	69
Şekil 67: Mevcut endüstriyel fosil yakıtlı ısı talebinde elektrifikasyon potansiyeli (2021)	71
Şekil 68: Türkiye sanayisinin elektrik tüketim projeksiyonu	72
Şekil 69: Sanayide fosil yakıtları ikame eden ilave elektrik talebi (TWh)	72
Şekil 70: Türkiye sanayi sektörü elektrik tüketim projeksiyonu	73
Şekil 71: Sanayi sektöründe elektrifikasyon seviyelerinin değişimi projeksiyonu (2021 - 2053)	74
Şekil 72: Şehirler için ortalama hava kaynaklı ısı pompası COP değerleri	75
Şekil 73: Toprak derinliğine göre sıcaklık değişimi	76
Şekil 74: Eşdeğer ısı Değeri (€/MWh _{ısı}) bağlamında doğalgaz ve elektrik tarifelerinin COP kıyaslaması	77
Şekil 75: Mesken doğalgaz tarifelerinin sübvansiyon düzeyi	78
Şekil 76: Mesken elektrik tarifelerinin sübvansiyon düzeyi	78
Şekil 77: Düzenlemeye tabi elektrik ve doğalgaz fiyatlarını başa baş noktasına getirecek COP değerleri	79
Şekil 78: Serbest piyasa perakende elektrik ve doğalgaz fiyatlarını eşitlemek için COP değerleri	79
Şekil 79: Mesken ısı pompaları için kümülatif CAPEX gereksinimi (milyon €)	83
Şekil 80: 2.000 kg/h buhar kazanı; sol: doğalgaz kazanı, sağ: elektrikli kazan (üç set)	84
Şekil 81: Sanayi elektrik ve doğalgaz tarifeleri (€/MWh)	85
Şekil 82: Sanayide doğalgaz ve elektrik maliyetlerini eşitlemek için gerekli COP değerleri	86
Şekil 83: Sanayi tüketicileri için perakende birim enerji maliyetleri	86
Şekil 84: Serbest piyasa perakende elektrik / Doğalgaz fiyat oranı	87

Şekil 85: Isı pompaları için başa baş COP'i değerleri	88
Şekil 86: Isı pompalarının aylık ek elektrik tüketim etkisi (2053)	89
Şekil 87: 2016-2022 yılları arasında enerji kaynaklı ve toplam dış ticaret açığı, cari açık ve petrol fiyatının gelişimi (milyon ABD\$)	90
Şekil 88: Elektrifikasyon sayesinde nihai enerji tüketimi içindeki doğalgaz ithalat miktarında yıllık azalma (milyar m ³)	91
Şekil 89: Nihai tüketimde elektrifikasyon kaynaklı CO ₂ emisyonlarında yıllık azalma	91
Şekil 90: Elektrifikasyon nedeniyle nihai enerji tüketimi içindeki doğalgaz ithalat değerinde yıllık azalma (milyon €)	92

TABLolar LİSTESİ

Tablo 1: Demir-çelik sektöründe doğrudan elektrifikasyon ile ilgili teknolojilerin durumu	39
Tablo 2: Demir-çelik sektöründe izabe redüksiyonunun durumu	39
Tablo 3: Çimento endüstrisi için elektrikli ısıtma teknolojileri	41
Tablo 4: Yöntemlere göre çelik üretiminin enerji kaynakları	59
Tablo 5: Yassı ve uzun çelik üretim hacmi öngörüsü (milyon ton)	59
Tablo 6: Çelik üretim proseslerinin sıcaklık dağılımı	60
Tablo 7: Çimento üretim proseslerinin sıcaklık dağılımı	63
Tablo 8: Gıda üretiminin sıcaklık dağılımı	64
Tablo 9: Kimyasal üretim proseslerinin ana ürünlere göre sıcaklık dağılımı	66
Tablo 10: İstihdam büyüklüğüne göre THD tesislerinin sayısı	67
Tablo 11: Tekstil üretiminde tipik proses buhar sıcaklıkları	69
Tablo 12: Seçilmiş sektörlerde elektrifikasyon potansiyelleri (%)	70
Tablo 13: Demir-çelik ve çimento harici sektörlerin elektrifikasyon potansiyeli	70
Tablo 14: Serbest piyasa elektrik ve doğalgaz fiyatlarına göre yıllık ısıtma maliyeti (2023-2037)	80
Tablo 15: Düzenlenen doğalgaz tarifeleri ve çatı GES / Isı pompaları ile yıllık ısıtma maliyeti	81
Tablo 16: Çatı GES / Isı pompaları için NPV (Düzenlemeye tabi doğalgaz tarifelerine kıyasla)	81
Tablo 17: Sübvansiyonsuz doğalgaz fiyatları ve çatı GES / Isı pompaları ile yıllık ısıtma maliyeti karşılaştırması	82
Tablo 18: Çatı GES / Isı pompaları için NPV (Serbest piyasa doğalgaz fiyatlarına kıyasla)	82

KISALTMALAR LİSTESİ

TL	Türk Lirası
kr	Kuruş (100 kr = 1 TL)
\$/USD	Amerikan Doları
AG	Alçak gerilim (<1 kV)
ASHP	Hava kaynaklı ısı pompası (air source heat pump)
BF	Yüksek fırın (blast furnace)
BOF	Bazik oksijen fırını (basic oxygen furnace)
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
CAGR	Yıllık bileşik büyüme oranı (compound annual growth rate)
CAPEX	Sermaye yatırımı (capital expenditure)
CCGT	Doğalgaz kombine çevrim türbini/santrali (combined cycle gas turbine)
CCS	Karbon tutma sistemi (carbon capture and storage)
CCUS	Karbon tutma, kullanma ve depolama (carbon capture, utilization, and storage)
CO	Karbonmonoksit
CO ₂	Karbondioksit
COP	Performans katsayısı (coefficient of performance)
Çatı GES	Çatı üstü güneş santrali
DRI	Doğrudan indirgenmiş demir (direct reduced iron)
EAF / EAO	Elektrik ark ocağı (electric arc furnace)
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EV	Elektrikli araç (electric vehicle)
FOB	Gemiye yükleyerek teslim (free on board)
GAZBİR	Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
GRF	Gaz referans fiyatı
H ₂	Hidrojen
HDD	Isıtma gün-derecesi (heating degree days)
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
IF	İndüksiyon fırını (induction furnace)
KDV	Katma değer vergisi
MEB	Milli Eğitim Bakanlığı
NPV	Net bugünkü değer (net present value)
OG	Orta gerilim (1 kV - 36 kV)
OPEX	İşletme gideri (operational expenditure)
ÖTV	Özel tüketim vergisi
PV	Fotovoltaik
RDH	Rotodinamik ısıtıcı (rotodynamic heater)
SKDM	Sınırdaki karbon düzenleme mekanizması (carbon border adjustment mechanism)

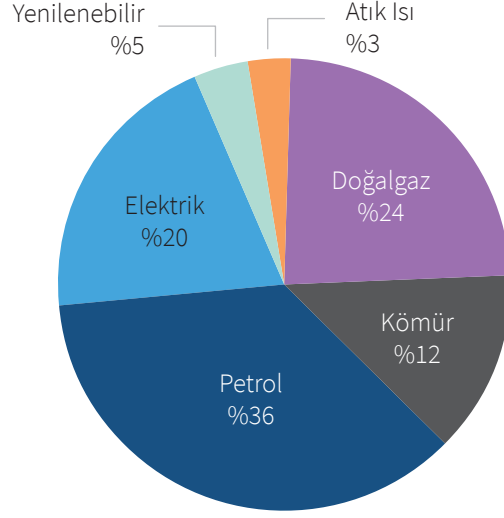
STB	Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı
THD	Tekstil, hazır giyim ve deri ürünler
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması
~	Yaklaşık olarak
Birimler	kWh Bin watt-saat
	MWh 1 milyon watt-saat
	GWh 1 milyar watt-saat
	TWh 1 trilyon watt-saat
	t ton
	Gt Gigaton
	Tep ton eşdeğeri petrol

Elektrifikasyon, bir makine veya sistemin elektrik kullanır hale dönüşümü anlamına gelmektedir. Elektrifikasyona örnek olarak benzinli araçlardan elektrikli araçlara, doğal gaz ile çalışan kombilerden ısı pompalarına ve doğal gaz ile çalışan ocaklardan elektrikli ocaklara geçiş verilebilir. Elektrifikasyon, aynı zamanda enerji sektörünün karbonsuzlaşması için en önemli stratejilerden biridir. Küresel olarak elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kullanımı ile karbonsuzlaşma yolunda önemli aşamalar kaydedilirken sanayi, konutlar ve ulaştırma gibi enerji-yoğun son kullanıcı sektörler hala yoğun olarak fosil yakıtlara bağımlıdır. Yenilenebilir enerji kullanımının son derece sınırlı olduğu bu sektörlerin elektrifikasyonu, kullanılan elektriğin yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak üretilmesi ile tüketim tarafındaki fosil yakıtların yenilenebilir enerji kaynaklarıyla ikame edilmesini sağlamaktadır. Aynı zamanda elektrifikasyon, dijital teknoloji ile birleştiğinde, enerjinin akıllı ve verimli kullanılmasını sağlayan ve son kullanıcı sektörler için önemli tasarruf sağlayan bir süreçtir. Son kullanıcı sektörlerde sağlanan verimlilik ve kullanılan fosil yakıtların sıfır emisyonlu elektrikle ikame edilmesi sayesinde enerji tüketiminden kaynaklanan sera gazı emisyonlarını azaltmak mümkündür. Elektrik üretimindeki yenilenebilir enerji payı arttıkça, elektriğin doğrudan kullanıldığı son tüketim noktaları da temiz enerji kullanmış olacak, karbonsuzlaşma yolunda önemli ilerlemeler sağlanacaktır. Bu bağlamda elektrifikasyonun ülkemiz için en önemli katkısı, son tüketimde kullanılan fosil yakıt bağımlılığını azaltmasıdır. Bu sayede elektrifikasyon, enerjide dışa bağımlılığı yüksek olan Türkiye'nin enerji ithalatının ve cari açığının düşürülmesi ve enerji arz güvenliğinin sağlanması için de önemli olacaktır.

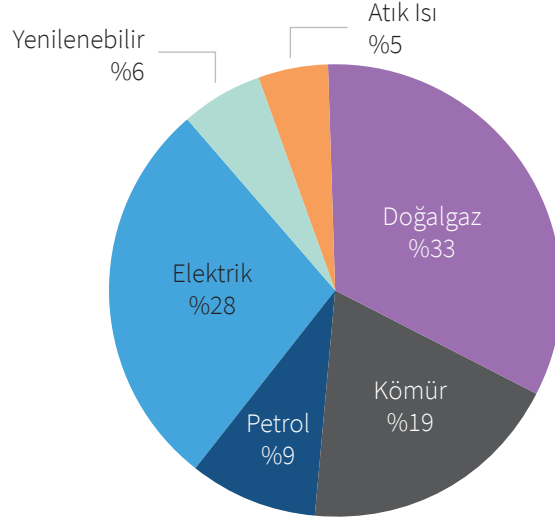
Türkiye, Ekim 2021'de Paris Anlaşması'nı onaylamış ve akabinde 2053 yılına kadar net-sıfır sera gazı emisyonlu bir ekonomiye ulaşma taahhüdünü açıklamıştır. Net-sıfır emisyon hedefi, fosil yakıt kaynaklarından yenilenebilir enerjiye dayalı bir sisteme geçişi gerektirirken, sanayi, binalar ve ulaşım gibi enerji yoğun sektörlerin karbonsuzlaşmasını zorunlu kılmaktadır. Hedef, sanayide enerji yoğun üretimden, enerjiyi verimli kullanan, düşük karbonlu ve katma değeri yüksek üretime geçişi de içermektedir. Türkiye'nin enerji dönüşümü kapsamında arz güvenliği, enerjiye ekonomik erişim ve emisyon azaltımı önemli unsurlar olmakla birlikte, Türkiye'de bu doğrultuda birçok politika geliştirilmektedir. Elektrifikasyon bağlamında en önemli stratejilerden bazıları bu sektörlerin doğrudan (örneğin, elektrikli araçların veya binalarda ısı pompalarının kullanılmasıyla) ya da dolaylı olarak (örneğin, elektroliz gibi yöntemlerle elde edilen yeşil hidrojen veya sentetik yakıtlar aracılığıyla) elektrik kullanımını sağlamaktır. Bu bağlamda elektrik sistemi, net-sıfır emisyon hedeflerine ulaşılmasının ve ekonominin karbonsuzlaşmasının omurgasını oluşturmaktadır.

Elektrik tüketimi, ulaşım sektörü ve sanayide hammadde olarak kullanılan fosil yakıtlar hariç tutulduğunda, Türkiye'deki nihai enerji tüketiminin yalnızca %28'ini oluşturmaktadır (ETKB, 2021). Nihai enerji tüketiminin %6'sı doğrudan yenilenebilir kaynaklardan (biyokütle, jeotermal ve güneş enerjisi) karşılanırken, %66'lık enerji ihtiyacı Şekil 2'de gösterildiği gibi atık ısı, doğalgaz, kömür ve petrol ile karşılanmaktadır. Dolayısıyla, elektrik sektörünün tamamen karbondan arındırılması sağlansa da, bu durum tüm enerji kullanımının karbondan arındırıldığı anlamına gelmemektedir. Bu bağlamda, tüm sektörlerde elektrik kullanım payının artması ve kullanılan elektriğin yenilenebilir enerji kaynakları ile karşılanması karbonsuzlaşma için önemli bir stratejidir.

Şekil 1: Toplam nihai enerji tüketimi (2021)



Şekil 2: Ulaşım hariç nihai enerji tüketimi (2021)

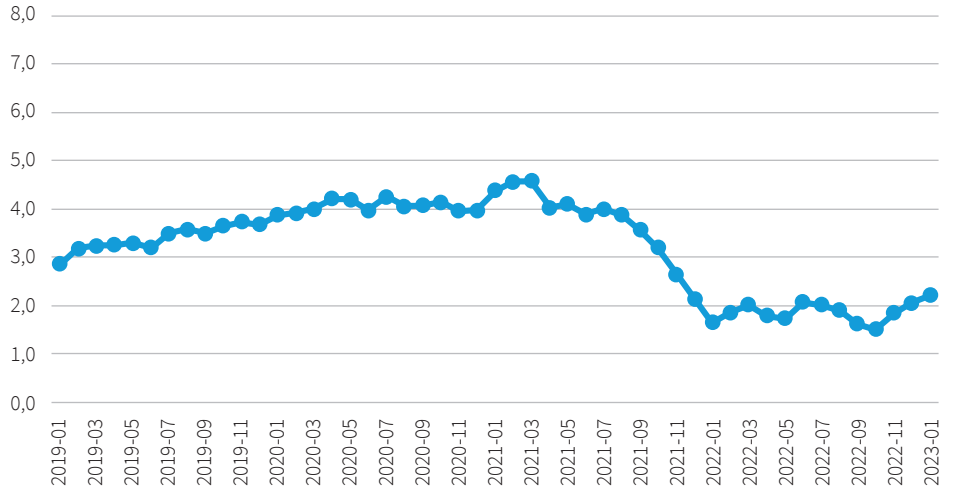


Şekil 1’de gösterildiği üzere, Türkiye’de nihai enerji tüketiminin içinde toplam elektrifikasyon seviyesi yaklaşık %20 seviyelerindedir. Elektrifikasyona geçiş, nihai enerji tüketiminde elektrik payının artması olarak tanımlanabilir. Bu rapor kapsamında, **hem fosil yakıt kullanımının doğrudan elektrik kullanımıyla ikame edilmesi, hem de halihazırda elektrikli olan süreçlerin yeni yatırımlarla büyüyerek önümüzdeki yıllarda paylarının artması** elektrifikasyon olarak tanımlanmaktadır. Ancak elektrikle elektroliz yoluyla hidrojen üretilmesi ve bunun daha sonra yakıt olarak kullanılması gibi dolaylı elektrifikasyon yöntemleri bu araştırmanın kapsamı dışında tutulmuştur.

Sanayi ve binalardaki ısı ihtiyacı günümüzde büyük ölçüde fosil yakıtlardan sağlanmaktadır. Geleneksel olarak fosil yakıtlar, geçmişten gelen altyapı yatırımları ve bu yakıtların görece daha az maliyetli olmaları nedeniyle elektrik yerine tercih edilmiştir. Elektrik sistemimizde elektrik üretiminin ağırlıklı olarak fosil yakıtlara bağımlı olması sebebiyle fosil yakıt fiyatlarındaki yükselmeler elektrik fiyatının yükselmesiyle sonuçlanmıştır. Son dört yıl için elektrik fiyatları ile perakende doğalgaz fiyatları arasındaki oran aşağıda Şekil 3’te gösterilmektedir. Şekilde fiyatları sübvansiyon etkisinden arındırmak için EPIAŞ’ta yayımlanan toptan elektrik piyasası fiyatları ve doğalgaz piyasası fiyatları dikkate alınmıştır.

Şekil 3: Spot elektrik fiyatları ile doğalgaz fiyatları arasındaki oran¹

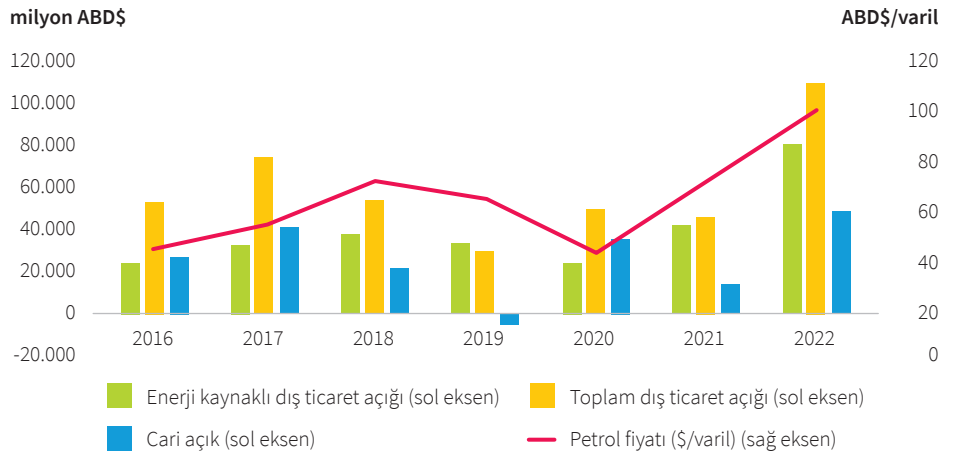
Elektrik/Doğalgaz fiyatı



Şekil 3'te görüleceği gibi, son yıllarda elektrik fiyatları, doğalgaz fiyatlarına kıyasla 1,5 ila 4,6 kat daha yüksektir. Öte yandan, yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaşması nedeniyle, **elektrik fiyatları doğalgaz ve kömür gibi fosil yakıt fiyatlarından bağımsız olma yolundadır.** Bu sebeple, elektriğin son tüketici sektörlerde kullanımı daha ekonomik olabilecektir. Enerji perspektifinden bakıldığında da elektriğin doğrudan kullanımı fosil yakıtlı kaynaklara kıyasla daha verimlidir. Bu durum, ekonomik açıdan elektrik fiyatlarının tüm son kullanıcı sektörler için yıllar içinde daha da avantajlı olacağına işaret etmektedir.

Enerji ürünleri ithalatı Türkiye'nin dış ticaret açığında yüksek bir pay oluşturmaktadır (Şekil 4). **Bu nedenle yenilenebilir enerjinin artmasına paralel olarak elektrifikasyonun artması, ülkemizin bu açığı azaltmasına yardımcı olacaktır.** Isı pompalarının ihtiyaç duyacağı elektriğin tamamı doğalgaz santrallerinde üretilse dahi, yüksek performans katsayısı (coefficient of performance – COP) değerleri sayesinde doğalgaz ithalatında %50 tasarruf sağlanacaktır.²

Şekil 4: 2016-2022 yılları arasında enerji kaynaklı ve toplam dış ticaret açığı, cari açık ve petrol fiyatının gelişimi (milyon ABD\$)



¹ Dağıtım bedeli ve vergiler dahildir.

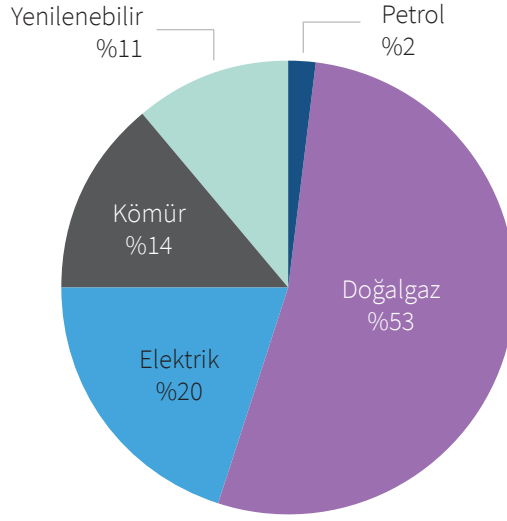
² 0,55 kWh doğalgaz 0,33 kWh elektrik üretir. 0,33 kWh elektrik, COP=3 ısı pompası ile 1 kWh ısı üretir. Öte yandan, 0,55 kWh doğalgaz, bir gaz kazanında 0,50 kWh ısı üretir.

Elektrifikasyon, hem getirdiği yüksek verimlilik, hem de yenilenebilir enerji kaynaklarıyla üretilen elektriğin kullanılması ile birlikte Türkiye'nin ithalata olan bağımlılığını azaltacak, enerji arz güvenliğini güçlendirecek, enerji maliyetlerini düşürecek ve enerji sektörünün karbondan arındırılmasını sağlayacaktır. Bu çalışma kapsamında hem konut ısıtmasının hem de endüstriyel proses ısısının elektrifikasyonu analiz edilmiştir.

Konutlar

Türkiye'de konutlar ağırlıklı olarak fosil yakıtlarla ısıtılmaktadır. Binaların %60'ı doğalgaz, %34'ü kömür ile ısıtılırken, elektrik payı %6 civarındadır (TÜİK, 2021). Konutlardaki enerji tüketim dağılımı Şekil 5'te gösterilmektedir.

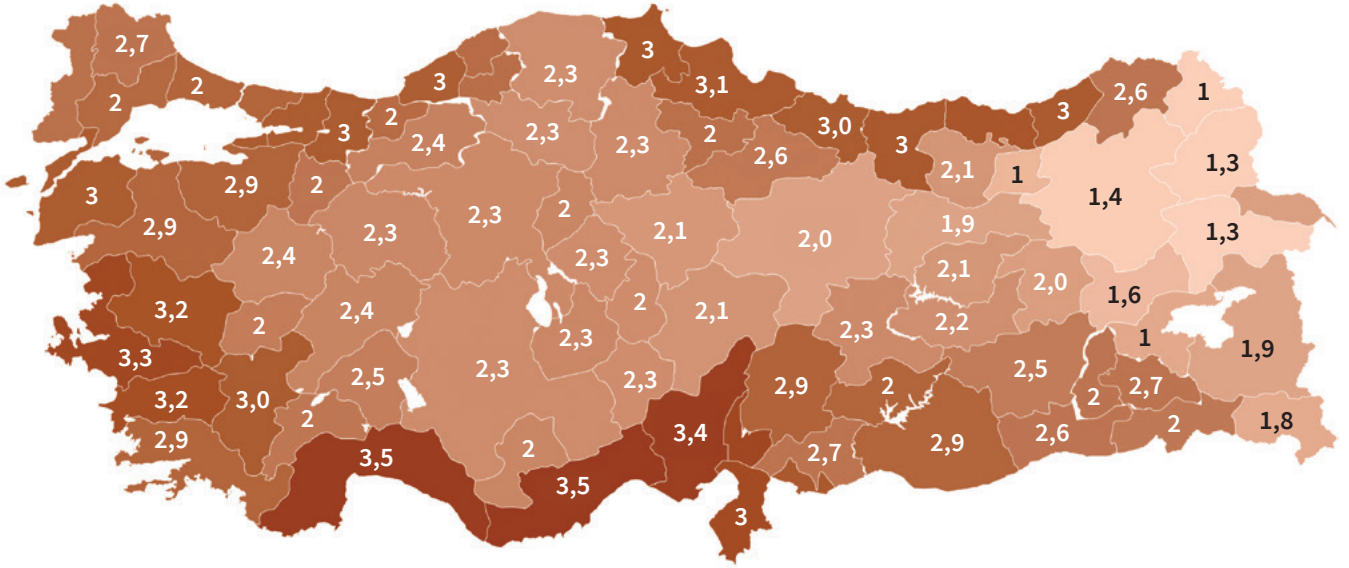
Şekil 5: Konutlarda enerji tüketim dağılımı



Isı pompası, yüksek verimi nedeniyle elektrifikasyon bağlamında binalarda ısınma için en uygun teknolojidir. Doğalgaz kombi/kazanları %85-90 verime sahipken, ısı pompaları kullanılan elektriğin yaklaşık 3 ila 5 katı kadar ısı üretebilmektedir (IEA, 2022). Bir ısı pompasının performans katsayısı (COP), elde edilen ısı enerjisi ile tüketilen elektrik enerjisi arasındaki orandır. Isı pompasının giriş ve çıkış sıcaklıkları birbirine yaklaştıkça COP artar. Bu nedenle toprak kaynaklı ısı pompaları kullanılarak giriş sıcaklığı artırılırsa veya yerden ısıtma kullanılarak çıkış sıcaklığı düşürülürse ısı pompasının verimi artar. Ancak, Türkiye'de yerden ısıtma sık olarak kullanılmaz ve özellikle ülkenin orta ve doğu kesimlerinde kış aylarında dış ortam sıcaklıkları düşüktür. Bu nedenle, Şekil 6'da gösterildiği gibi, konut tipi hava kaynaklı ısı pompalarının COP'si³ Türkiye'de ortalama yaklaşık 2,75'tir.

³ COP değeri 2'nin altında ise toprak kaynaklı ısı pompaları düşünülmelidir.

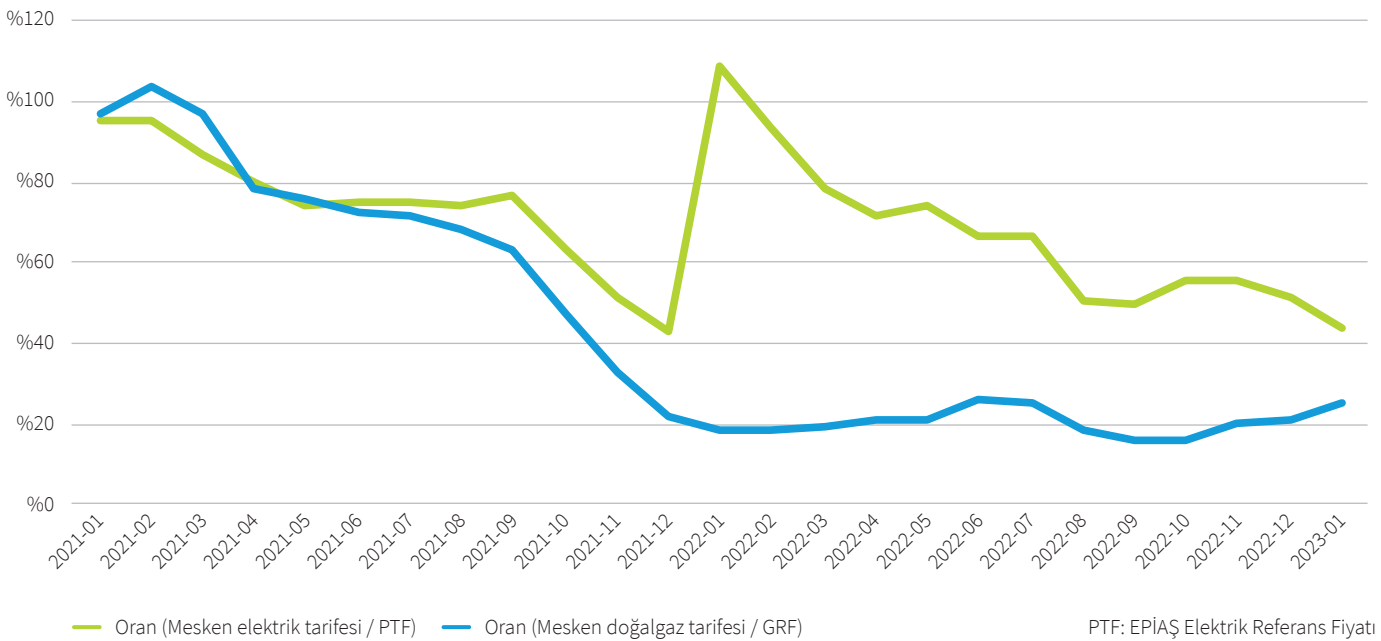
Şekil 6: Şehirler için ortalama havadan suya ısı pompası COP değerleri



Şekil 3'te gösterilen fiyat oranları, COP değerinin 2'nin üzerinde olması ve hem elektrik hem de doğalgazın serbest piyasadan temin edilmesi durumunda, ısı pompalarının işletme maliyetleri açısından doğalgaz ile rekabet edebilecek düzeyde olduğunu göstermektedir. Ancak Türkiye'de **hem düzenlemeye tabi perakende elektrik tarifelerinde hem de doğalgaz tarifelerinde sübvansiyon uygulanmaktadır**. Mevcut durumda, mesken doğalgaz tarifeleri mesken elektrik tarifelerine göre daha fazla sübvansiyon edilmektedir. Aşağıda Şekil 7'de, meskenler için elektrik ve doğalgaz fiyatlarının spot piyasa fiyatlarına kıyasla sübvansiyon seviyeleri gösterilmektedir. Örneğin Ocak 2023'te düzenlemeye tabi elektrik fiyatları EPIAŞ gün öncesi piyasa takas fiyatlarının (PTF) %44'ü iken, düzenlemeye tabi doğalgaz fiyatları gaz referans fiyatının (GRF) %25'i kadardır.

Şekil 7: Mesken elektrik ve doğalgaz fiyatlarının spot piyasa fiyatlarına kıyasla sübvansiyon düzeyi*

Düzenlenmiş fiyatın piyasa fiyatına oranı



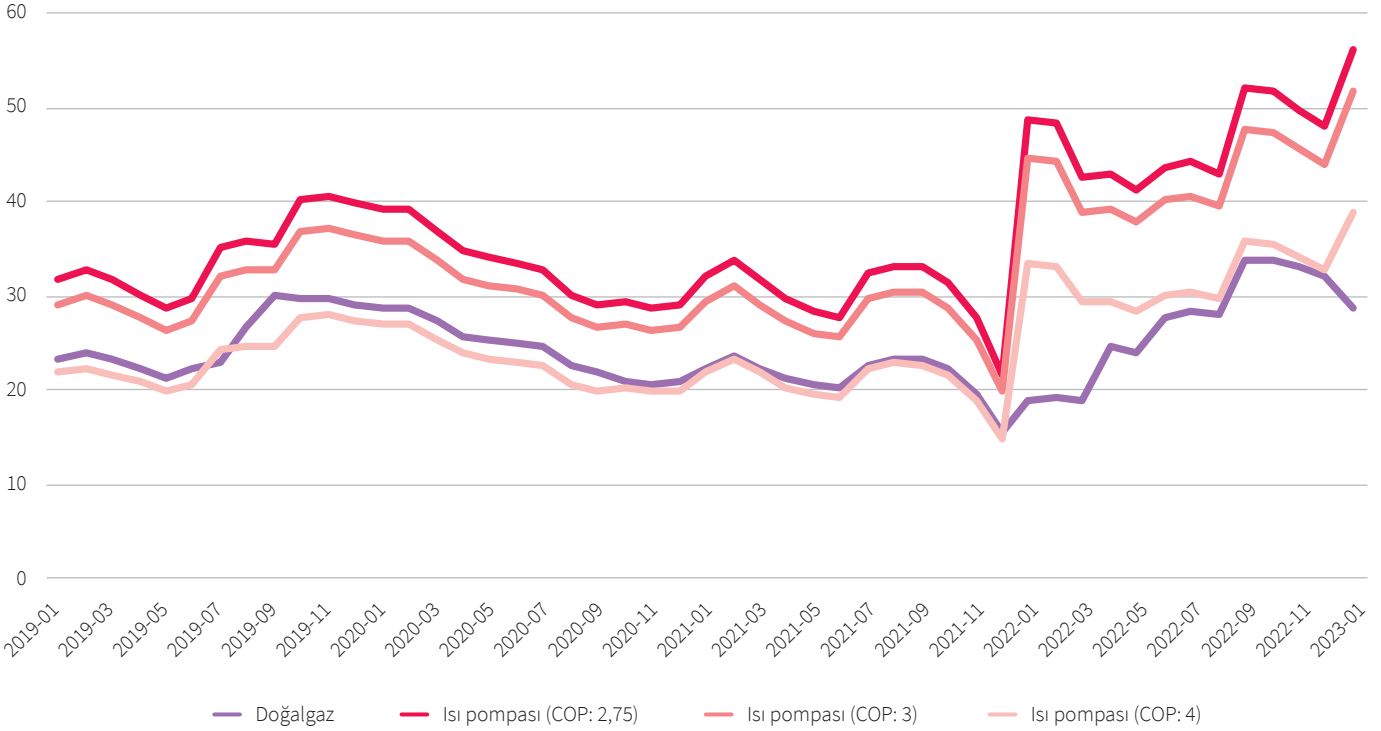
PTF: EPIAŞ Elektrik Referans Fiyatı
GRF: EPIAŞ Gaz Referans Fiyatı

* Düzenlenmiş elektrik fiyatları için >8kWh/gün kategorisi dikkate alınmıştır.

Şekil 8'de gösterildiği üzere, düzenlenmiş elektrik ve doğalgaz tarifeleri dikkate alındığında, ısı pompaları mevcut durumda yalnızca COP oranının 4 seviyesinden yüksek olduğu durumlarda rekabetçi olabilir, ancak bu oran Türkiye'de pratikte elde edilemez. Bu nedenle, sübvansiyon edilen her iki tarife fiyatı dikkate alındığında, doğalgaz fiyatının daha çok sübvansiyon edildiği ve doğalgaz kullanımının dolaylı da olsa avantaj sağladığı sonucuna varılabilir. Ancak, ısı pompaları için dezavantaj gibi görünen sübvansiyonların, ülke bütçesine ve dolaylı yoldan nihai tüketiciye yansıdığı unutmamak gerekir. Sübvansiyonların kaldırılması/azaltılması ısı pompalarının yaygınlaşmasına olan olumlu etkisinin yanı sıra, nihai tüketici üzerindeki dolaylı maliyeti kaldıracaktır. Diğer taraftan piyasada oluşan spot fiyatların, piyasa azami uzlaştırma fiyatı uygulaması gibi piyasanın işlerliğini etkileyen uygulamalar nedeniyle gerçek piyasa maliyetlerini tam olarak yansıtmadığını da dikkate almak gerekir. Dolayısıyla aynı derecede önemli olan bir başka konu da maliyet bazlı serbest piyasa koşullarının sağlanmasıdır.

Şekil 8: Eşdeğer ısı değeri ($\text{€/MWh}_{\text{ısı}}$) bağlamında doğalgaz ve elektrik tarifelerinin COP kıyaslaması

Düzenlemeye tabi fiyatlar ($\text{€/MWh}_{\text{ısı}}$)



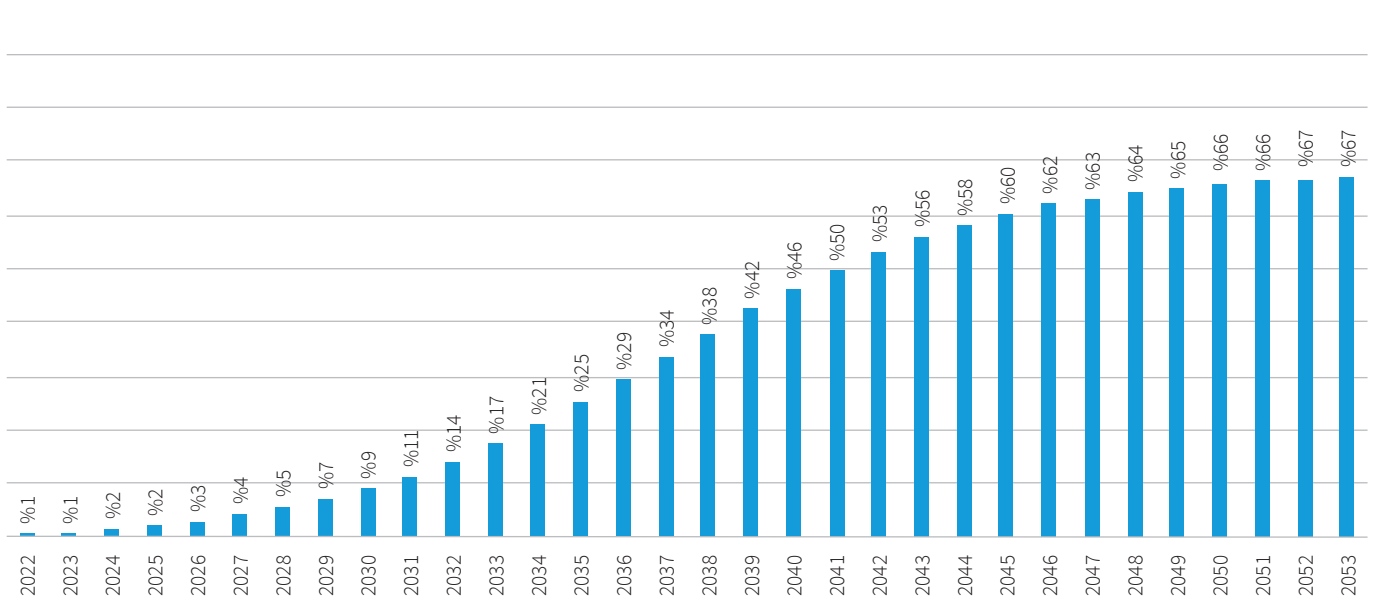
Öte yandan, elektrik çatı üstü güneş enerji santrali (çatı üstü GES) tarafından sağlanıyorsa, ısı pompasının enerji maliyeti, sübvansiyonlu doğalgaz tarifelerine kıyasla dahi daha ekonomik olmaktadır. Ancak mevcut durumda ısı pompalarının ilk yatırım maliyetinin yüksek olması, dönüşümü bir nebze yavaşlatmaktadır. Isı pompası yatırım maliyetlerinin yıllara bağlı olarak düşmesiyle bu dönüşümün hızlanması beklenmektedir.

Gelecek yıllarda, net-sıfır emisyon hedefi doğrultusunda doğalgaz tarifelerine elektrik tarifelerinden daha fazla sübvansiyon uygulanması beklenmemektedir. Tam aksine, doğalgaz fiyatlarına ek bir karbon vergisi uygulanması söz konusu olabilir. İlerleyen yıllarda, elektrifikasyonu destekleyen çeşitli politikaların da ısı pompalarının gelişimini destekleyeceği öngörülmektedir. SHURA'nın 'Net Sıfır 2053: Elektrik Sektörü için Yol

Haritası' çalışmasında ısı pompalarının payının 2053 yılına kadar konutların %67'sine ulaşması beklenmektedir (SHURA, 2023). Isı pompalarının kullanımı konutların karbonsuzlaşmasını sağlayabilecek önemli bir etken olacağından, politikaların bu doğrultuda belirlenmesi elzemdir. Isı pompalarının konutlarda kullanım oranının 2053 yılı projeksiyonu, Şekil 9'da gösterilmektedir.

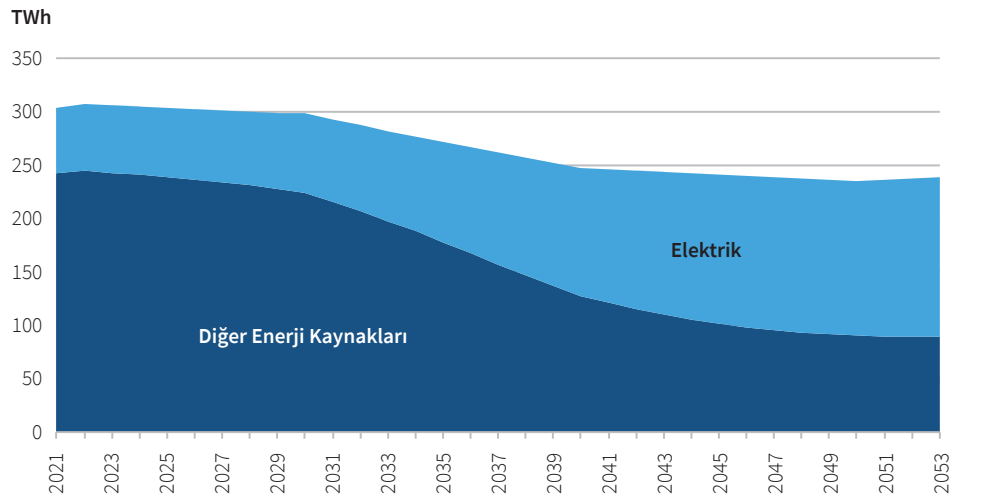
Şekil 9: Konutlarda ısı pompası gelişim projeksiyonu - Isı pompalı konutların payı

Isı pompası payı (%)



Öte yandan, elektrik tüketimi projeksiyonlarına bakıldığında, 2021 yılında konutlarda elektrik tüketimi toplam enerji talebinin %20'sini oluştururken, 2053 yılında bu oranın ısı pompası kullanımının da etkisiyle %63'e çıkacağı öngörülmektedir (SHURA, 2023).

Şekil 10: Konut enerji tüketiminde elektrik payı

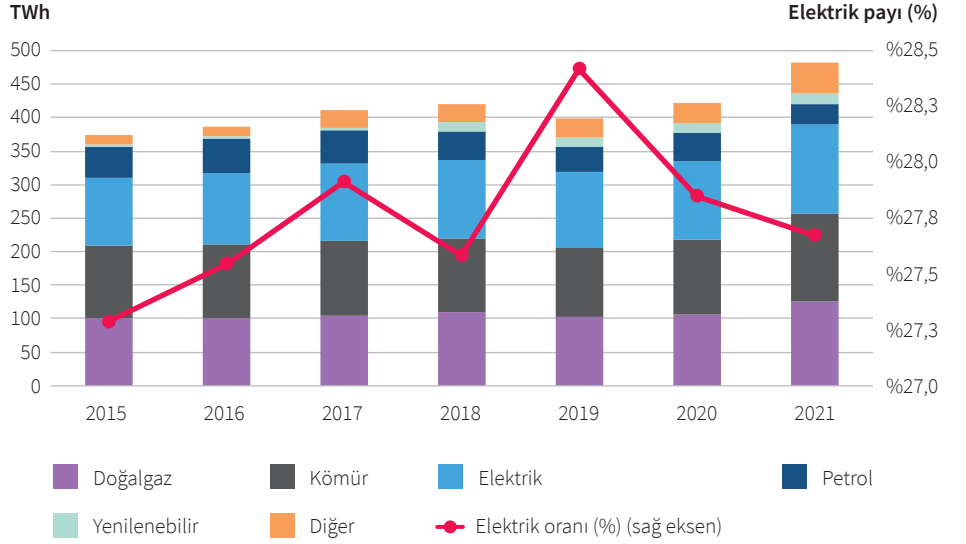


Sonuç olarak, konutlarda ısı pompalarının hızlı bir şekilde yaygınlaşarak, elektriğin 2053 yılına kadar temel ısıtma kaynağı olması beklenmektedir.

Sanayi

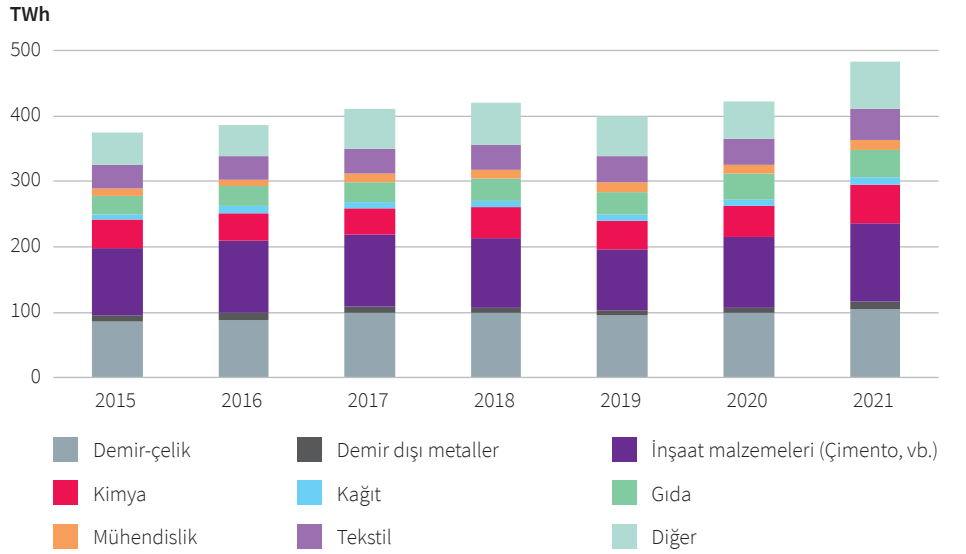
Türkiye’de sanayi enerji tüketimi, nihai enerji tüketiminin %33’ünü oluşturmaktadır olup, kömürün %71’i ve doğalgazın %36’sı bu sektörde tüketilmektedir.⁵ Fosil yakıtlar, sanayi enerji tüketiminin üçte ikisinden fazlasını oluşturmaktadır. Sanayi yakıt tüketiminin tarihsel gelişimi Şekil 11’de gösterilmiştir (ETKB, 2015-2021).

Şekil 11: Sanayide yakıt tüketim dağılım ve elektrifikasyon oranı



Demir-çelik ve çimento başta olmak üzere yapı malzemeleri en çok enerji tüketen sektörlerdir. Bu iki sektörün toplam enerji tüketimi, sanayi enerji tüketiminin yaklaşık yarısını oluşturmaktadır. Sektörel enerji tüketiminin tarihsel gelişimi Şekil 12’de gösterilmektedir (ETKB, 2015-2021).

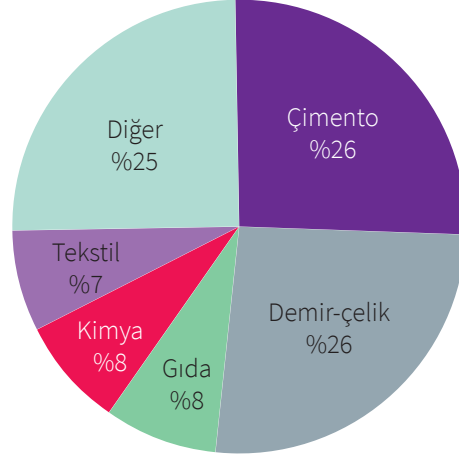
Şekil 12: Sanayi sektöründe nihai enerji tüketimi



2021 yılında sanayi sektörünün fosil yakıt tüketimi 287,4 TWh olarak gerçekleşmiştir. Demir-çelik ve çimento tesisleri, toplam fosil enerji talebinin yarısından fazlasını ve sanayideki kömür tüketiminin %77’sini oluşturmaktadır.

⁵ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Şekil 13: Sanayi sektöründe fosil yakıt tüketim payları (2021)⁶



Demir-çelik sektöründe halihazırda elektrikli ark ocakların kullanılması önemli bir karbonsuzlaşma adımıdır. Diğer taraftan demir-çelik ve çimento sektörlerindeki ana prosesler çok yüksek sıcaklıklar (>1.450 °C) gerektirmekte ve bu nedenle mevcut teknolojilerle tamamen elektrifikasyona geçişleri mümkün olmamaktadır. Neyse ki, bu sektörlerin elektrifikasyonu için elektroliz, plazma ısıtma, mikrodalga vb. gibi umut verici teknolojiler gelişmektedir. Ayrıca yenilenebilir hidrojenin yakıt olarak kullanılması ve biyokütlenin payının artırılması gibi emisyon azaltıcı çözümler bu sektörler için umut vericidir.

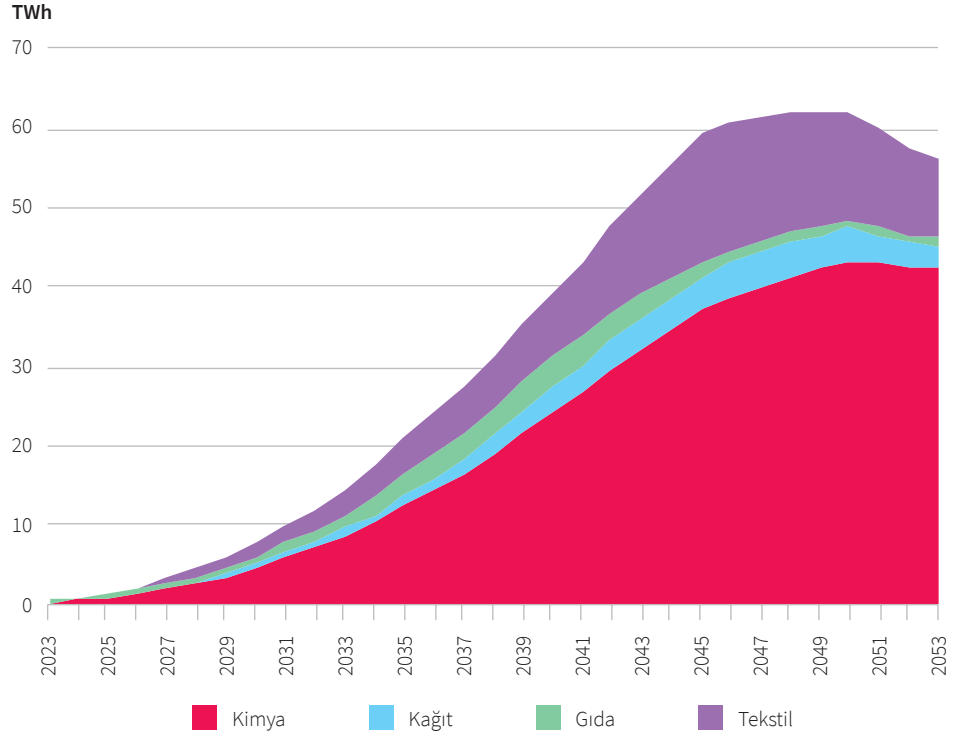
Kimya, gıda, tekstil ve diğer sektörler için teknik elektrifikasyon potansiyeli çelik ve çimento sektörlerine göre daha yüksektir. Daha düşük sıcaklık ihtiyaçları nedeniyle bu sektörlerde 150 – 200 °C'ye kadar ısı pompaları ve 500 °C'ye kadar elektrikli kazanlar kullanılabilir. Bu sektörler için ısı talebinin %52'si teknik olarak ısı pompaları için, %27'si ise kazanlar için uygundur.

Sanayide elektrifikasyona azami geçişle birlikte 2053 yılında fosil yakıtla karşılanacak 90 teravat saatlik (TWh'lik) ısı ihtiyacı 57 TWh'lik elektrikle karşılanacaktır.

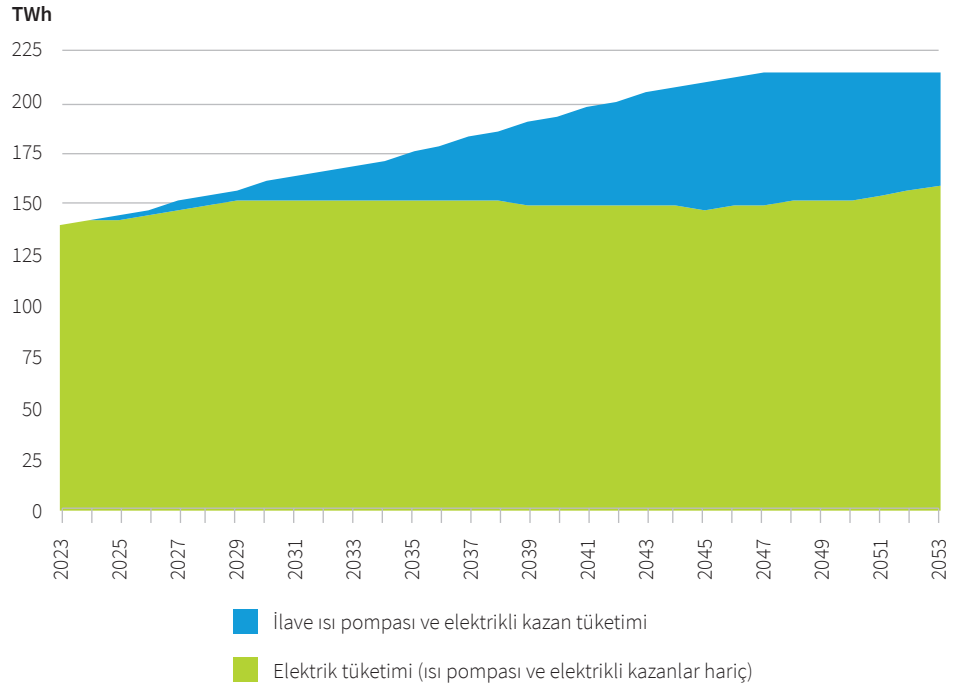
Elektrifikasyon sonucunda sanayide doğrudan elektrik kullanım payının 2021 yılındaki %28'lik seviyeden 2053 yılında %46'a çıkacağı öngörülmektedir. Sanayi elektrik tüketim projeksiyonu aşağıdaki Şekil 15'te gösterilmiştir. Elektrifikasyona ek olarak, özellikle çimento endüstrisinde biyokütle kullanımı, demir-çelik endüstrisinde yeşil hidrojen kullanımı ve doğalgaz kullanımının sentetik yakıtlarla yer değiştirmesi (yeşil hidrojen, sentetik metan ve biyogaz vb.) 2053 yılına kadar net-sıfır emisyona ulaşılmasını sağlayacaktır.

⁶ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Şekil 14: Türkiye’de sanayide fosil yakıt kullanımının yerine geçecek ilave elektrik talebi⁷ (TWh)



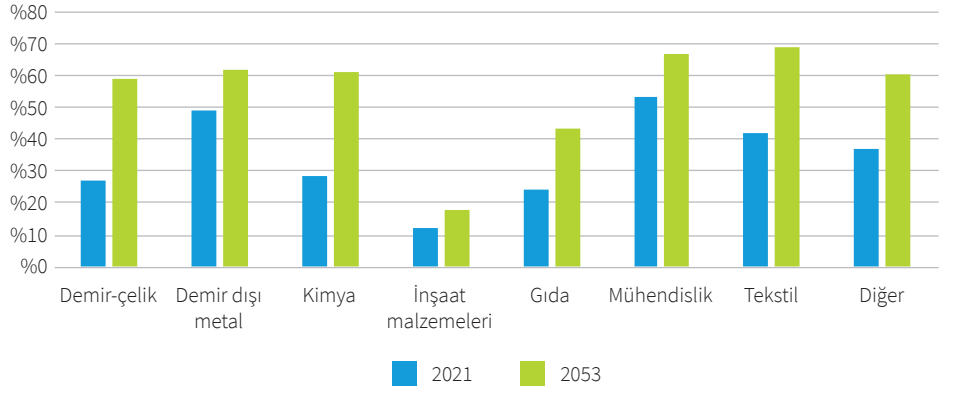
Şekil 15: Türkiye’nin sanayi elektrik tüketim projeksiyonu (TWh)



⁷ Fosil yakıt kullanan proseslerin elektrik kullanımına geçişinden kaynaklanan ilave elektrik tüketimi modellenmiştir. Yeni kurulacak elektrikli ark ocaklı demir-çelik tesisi gibi sonradan yapılacak yatırımlar bu rakamlara dahil değildir.

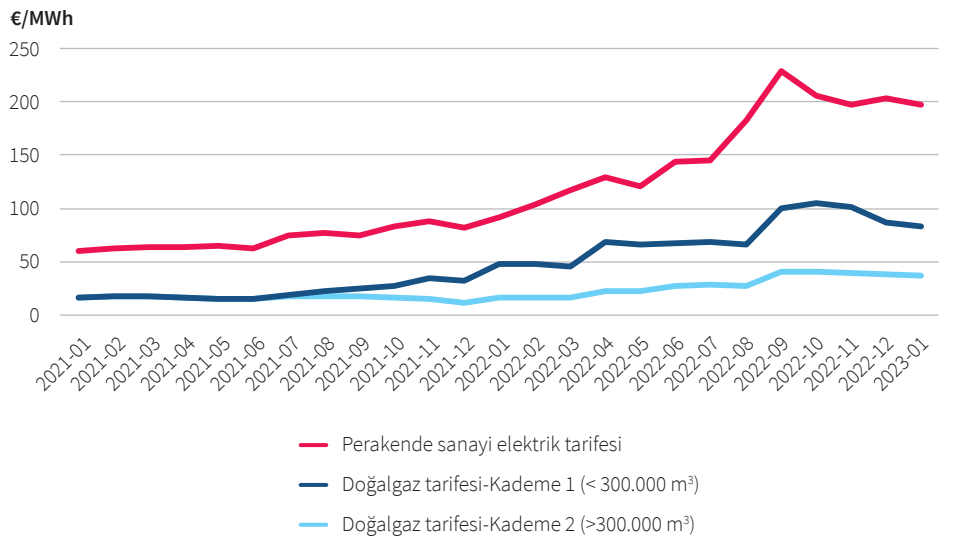
Başlıca sanayi sektörlerinin elektrifikasyon seviyeleri aşağıda Şekil 16'da gösterilmektedir. Bu hesaplamalarda elektrifikasyon oranının üç sebepten dolayı artacağı modellenmiştir: (1) Fosil yakıtlı proseslerin elektrik ile değiştirilmesi, (2) Halihazırda elektrik kullanan proseslerin payının artırılması, (3) Fosil yakıt yakma süreçlerinde enerji verimliliği uygulamaları. Örnek vermek gerekirse, elektrifikasyona geçişin zor olduğu çimento gibi sektörlerde elektrifikasyon payının artışı, esas olarak fosil yakıt tüketimindeki enerjinin verimli kullanılması ve elektrifikasyonu mümkün olan proseslere geçişten kaynaklanmaktadır. Demir-çelik sektöründeki temel artış elektrikli ark ocaklarının artan payından kaynaklanmaktadır. Diğer sektörlerde ise fosil yakıtların elektrikli proseslerle yer değiştirmesi elektrifikasyon payının artmasında ana neden olmuştur.

Şekil 16: Sanayi sektöründe elektrifikasyon seviyelerinin değişimi projeksiyonu (2021 - 2053)



Sanayi için elektrifikasyon dönüşümünde ekipman, kurulum ve ilgili süreç değişikliklerinin maliyeti genellikle yüksek olsa da, ilk yatırım maliyetleri işletme maliyetlerinden daha az belirleyicidir (IEA, 2022). Bu nedenle, elektrifikasyon kararı çoğunlukla işletme maliyetlerinin ve özellikle doğalgaz ve elektrik fiyatlarının karşılaştırılmasına bağlıdır. Şekil 17'de sanayi sektörü için günümüzdeki doğalgaz ve elektrik fiyat tarifeleri gösterilmektedir.

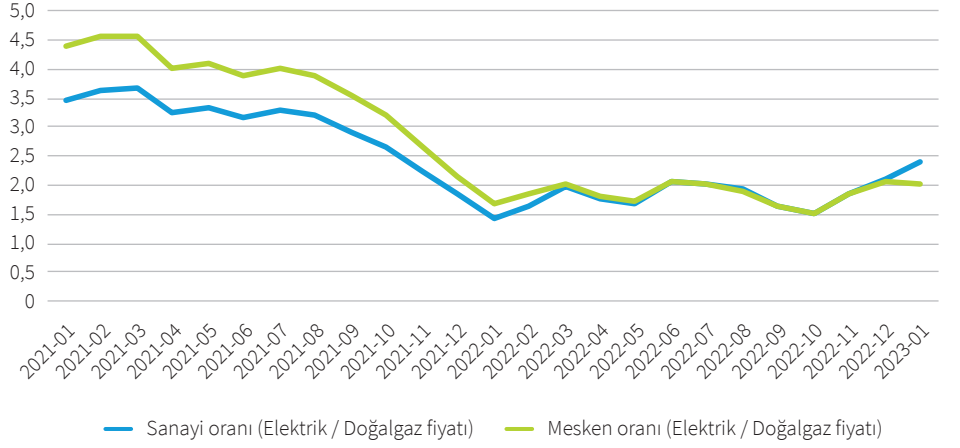
Şekil 17: Sanayi sektöründe elektrik ve doğalgaz fiyatları (€/MWh)⁹



⁹ Dağıtım bedeli dahildir.

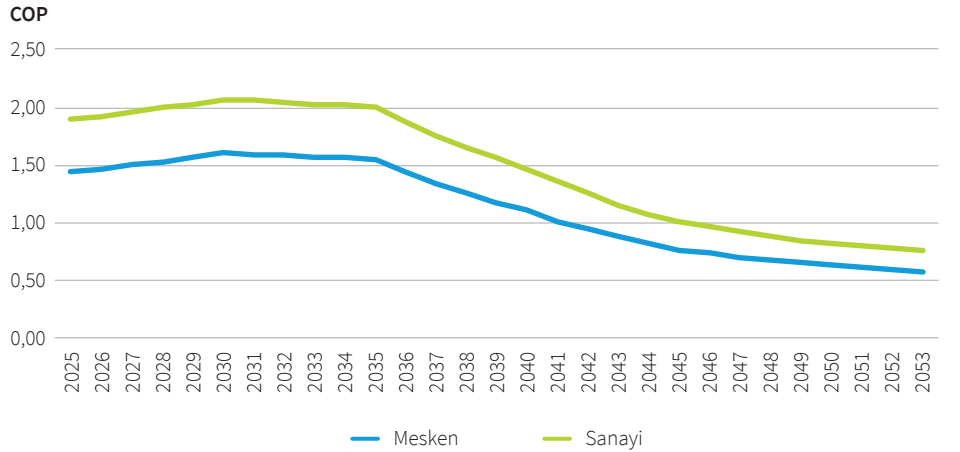
Spot elektrik piyasa fiyatları mevcuttta çoğunlukla doğalgaz santrallerinin kısa dönem marjinal maliyetine bağlı olduğundan hem elektrik hem de doğalgaz fiyatları paralel hareket etme eğilimindedir. Şekil 18'de perakende elektrik fiyatlarının doğalgaz fiyatlarına oranı gösterilmektedir. Enerji fiyatları olarak EPIAŞ referans fiyatları alınmış olup, dağıtım bedelleri ve vergiler fiyatlara dahildir. 2022 yılı fiyat seviyeleri baz alındığında COP değeri ortalama 2 olan bir ısı pompasının enerji maliyetinin daha düşük olacağı görülmektedir. Endüstriyel ısı pompalarının ortalama COP değeri 2,5'in üzerindedir ve mevcut atık ısıyı kullanarak daha yüksek sıcaklıklara, yaklaşık 150 °C'ye kadar ulaşabilmektedirler.

Şekil 18: Serbest piyasa sanayi perakende elektrik / doğalgaz fiyat oranı⁹



Sonuç olarak, elektrik sisteminde yenilenebilir enerjinin payı arttıkça, elektrik fiyatlarının doğalgaz fiyatlarından ayrışacağı ve daha ekonomik olacağı öngörülmektedir. Ayrıca, net-sıfır hedefleri doğrultusunda fosil yakıtlar için ilave vergiler (karbon vergisi, vb.) getirilmesi durumunda bu ayrışma hızlanacaktır. Dolayısıyla orta ve uzun vadede elektrik fiyatları doğalgaz fiyatlarına göre daha ekonomik olacaktır. Bu durum, ısı pompalarının ekonomik olarak uygulanabilirliğini artıracak ve başa baş yakıt maliyeti için gereken COP değeri, istikrarlı bir şekilde azalacaktır. Şekil 19'da öngörülen elektrik ve doğalgaz maliyetlerine göre başa baş COP değerleri gösterilmektedir.

Şekil 19: Isı pompaları için eşitleyici COP değeri



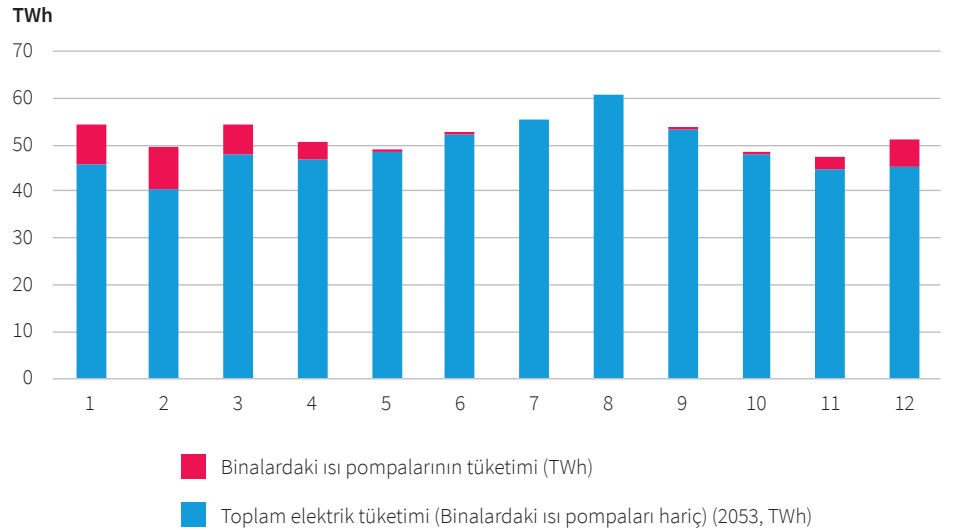
⁹ Dağıtım bedelleri ve vergiler dahildir.

Serbest piyasa perakende elektrik ve doğalgaz fiyatları dikkate alındığında, 2023 yılında kurulan bir konut tipi ısı pompasının (COP=3,0, tüketim 1.000 m³/yıl) geri ödeme süresi yaklaşık 11,9 yıl olarak hesaplanmıştır. Düşecek olan ilk yatırım maliyetleri ve elektrik fiyatları sayesinde, ısı pompası 2030 yılında kurulduğunda geri ödeme süresi 9,2 yıla, 2040 yılında kurulduğunda ise 3,2 yıla inmektedir.¹⁰ Elektrik fiyatlarının doğalgaz fiyatlarından ayrışması nedeniyle 2041 yılından sonra elektrikli ısıtıcılarla ısınmak bile doğalgazlı ısınma yöntemlerine kıyasla daha ekonomik olacaktır.

Özetle, hem binalarda hem de sanayide elektrifikasyonun artmasıyla elektrik talebinin daha güçlü bir ivmeyle artacağı öngörülmektedir. Öte yandan, ısı yalıtımı yatırımları ve enerji tasarruflu cihazlar sayesinde binalarda enerji yoğunluğunun azalması beklenmektedir. Ayrıca, daha az enerji-yoğun teknolojik endüstriler, geleneksel sanayi kollarına göre daha fazla büyüyecektir. Bu faktörlerin etkisiyle sağlanan enerji tasarrufu, elektrifikasyondan kaynaklanan ilave elektrik talebinin büyük bir bölümünü karşılayacaktır. SHURA “Net Sıfır 2053: Elektrik Sektörü için Yol Haritası” çalışmasına göre, 2021 ile 2053 yılları arasında binalarda elektrik talebi yıllık ortalama %2,8 (CAGR), sanayide ise %1,5 (CAGR) artmaktadır (SHURA, 2023). 2010-2022 yılları arasında Türkiye’de elektrik tüketimi ortalama %3,8 (CAGR) artmıştır. Dolayısıyla, gelecekteki elektrik talep artış oranlarının, elektrifikasyon artmasına rağmen tarihsel oranların altında kalması beklenmektedir.

Bununla birlikte, ısı pompaları çoğunlukla kış aylarında çalışacakları için aylık tüketim profilleri farklılık gösterecektir. Örneğin 2053 yılında binaların %67’si ısı pompaları ile ısıtılacağı zaman, bunların tüketimi ülkedeki Ocak ayı toplam elektrik tüketiminin %19’unu, Şubat ayı toplam elektrik tüketiminin ise %22’sini oluşturacaktır. Bu durumda dahi yıl içinde aylık en yüksek talebin ısı pompalarının en az kullanıldığı Ağustos ayında olacağı tahmin edilmektedir. Diğer bir deyişle, kış aylarında ısı pompaları nedeniyle oluşan toplam elektrik yükünün etkisi sınırlıdır.

Şekil 20: Isı pompalarının aylık ilave yük etkisi (2053)¹¹



¹⁰ Isı pompası CAPEX’in her 10 yılda bir %10 oranında azaldığı varsayılmıştır.

¹¹ Isı pompasız aylık yükler için 2022 yılı aylık elektrik tüketim profili kullanılmıştır.

Öte yandan, ısı pompalarının ilave tüketimi, binaların şebeke bağlantı kapasitesinde yaklaşık 3-4 kW/konut düzeyinde bir artış gerektirecektir. Ayrıca ısı pompaları soğuk hava koşullarında bölgesel olarak aynı saat aralıklarında çalışacaktır. Bu davranış, dağıtım şebekesinin eşzamanlılık faktörünü artıracaktır. Bu nedenle, yerel elektrik şebekelerinin güçlendirilmesi, ısı pompası kullanımı için bir zorunluluk olacaktır. Bununla birlikte, elektrikli araçların şarj ihtiyaçları için şebekenin güçlendirilmesi gerektiğinden, ısı pompalarının marjinal altyapı maliyeti azalabilir.

Enerji verimliliği açısından bakıldığında ise, binalarda ve sanayide ısı pompalarının kullanılması, sadece fosil yakıt tüketimini elektrikle değiştirmekle kalmamakta aynı zamanda toplam enerji talebini de azaltmaktadır.

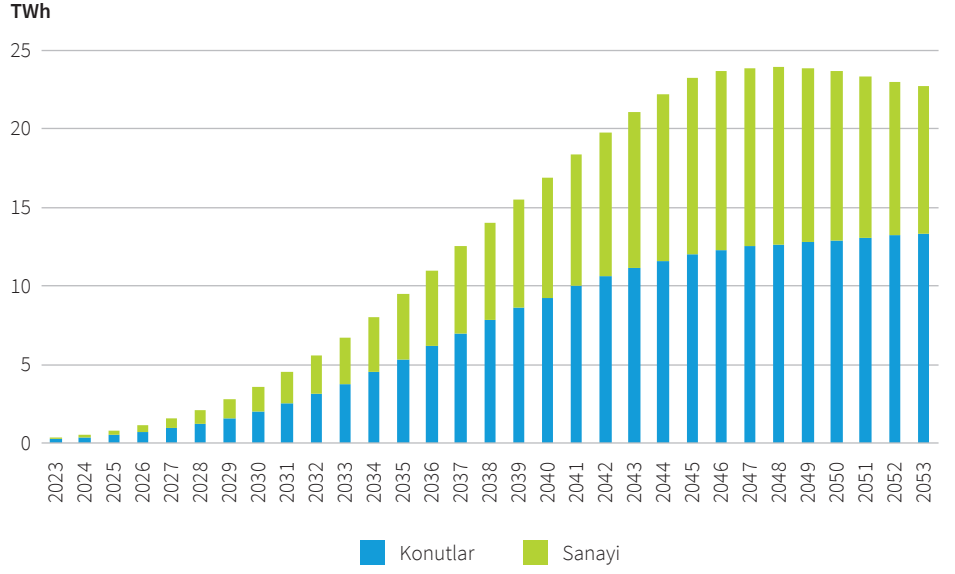
Termodinamiğin birinci yasası (enerjinin korunumu) gereği doğalgaz, kömür veya elektrikli kazanlar gibi doğrudan ısıtıcılar en fazla %100 verime sahip olabilir, ki bu durum pratikte gerçekleşmez. Ancak ısı pompaları yakıt yakarak enerji üretmezler, soğutma çevriminde olduğu gibi iki ortam arasında ısı transfer ederler. Isı pompasında tüketilen enerji, dış ortam ısı enerjisini iç ortama taşımak için kullanılır. Bu nedenle, dış ve iç ortam sıcaklıkları arasındaki farka bağlı olarak taşınan enerji, tüketilen enerjiden daha fazla olabilir. Bu nedenle, ısıtma verimleri %100'den daha yüksek olabilir.

Türkiye'de **binalar için** ısı pompalarının ortalama COP değeri 2,75'tir. Başka bir deyişle, **1 kWh elektrik kullanılarak 2,75 kWh ısı enerji elde edilebilmektedir.** Bu durum, ısı pompalarının yüksek verimliliği nedeniyle nihai tüketim verimliliğinde %64'lük bir iyileşme sağlamaktadır. Isı pompalarının artan verimlilik oranları ve daha iyi ısı yalıtımlı binalar ile 2053 yılında binalarda ısı verimliliğinin %71'e ulaşması beklenmektedir. Bu nedenle 2053 yılına kadar artan bina sayısına rağmen, Şekil 10'da gösterildiği gibi konut binalarının toplam enerji ihtiyacı azalacaktır. 2053 yılında, net-sıfır hedefi doğrultusunda, 128 TWh konut ısıtma enerjisinin 36,6 TWh elektrikle karşılanacağı ve nihai olarak **sadece elektrifikasyonla 91,4 TWh enerji verimliliği** sağlanacağı öngörülmektedir.

Endüstriyel ısı pompalarının COP değeri ortalama 2,5 olacak ve 2,5 kWh fosil yakıt enerjisinin 1 kWh elektrikle değiştirilmesiyle %60 enerji verimliliği sağlanacaktır. Ayrıca elektrikli kazan kullanımı da doğalgaz kazanına göre %10'luk bir verim sağlayacaktır. Çünkü doğalgazlı kazanlarda verim yaklaşık %90 iken, elektrikli ısıtmada %100'dür. Böylelikle, sanayide elektrifikasyon 2053 yılında 90,1 TWh fosil yakıt enerjisinin yerini 56,6 TWh elektrikle değiştirecek ve **35,5 TWh nihai enerji verimliliği** sağlayacaktır.

Toplam faydaya bakıldığında, elektrifikasyonla konutların ve sanayinin toplam nihai enerji talebi 2053 yılında 127 TWh azalacaktır. Bu miktar, ülkenin 2021 yılındaki 287,4 TWh olan fosil yakıt tüketimi ile karşılaştırıldığında önemli seviyededir. **Bu dönüşüm, 2053 yılında doğalgaz ithalatını 22,8 milyar m³ ve CO₂ emisyonunu 43,6 milyon ton azaltacaktır.** Doğalgaz ithalatındaki düşüş, Türkiye'nin 2021 yılındaki 60 milyar m³ olan doğalgaz tüketimi ile kıyaslandığında hatırı sayılır bir rakamdır (EPDK, 2021). Geriye kalan fosil yakıtların yerini SHURA "Net Sıfır 2053: Elektrik Sektörü için Yol Haritası" raporunda öngörüldüğü gibi yeşil hidrojen, biyokütle ve sentetik gazlar alacaktır (SHURA, 2023).

Şekil 21: Elektrifikasyon sayesinde nihai enerji tüketimi içindeki doğalgaz ithalat miktarında yıllık azalma (milyar m³)



Önümüzdeki süreçte, net-sıfır hedefleri doğrultusunda Türkiye’de konutlarda ve sanayide elektrifikasyonun artması uygulanacak politikalara ve uygulamalara bağlı olacaktır. Türkiye’de elektrifikasyonun yaygınlaşmasını sağlayacak politika önerileri şu şekilde öne çıkmaktadır:

Isı pompası gelişimini yavaşlatan en önemli etken yüksek oranda sübvansiyonlu mesken doğalgaz tarifeleridir. Mesken elektrik tarifeleri de sübvansiyon edilmiştir; ancak Şekil 7’de gösterildiği gibi serbest piyasa fiyatlarına kıyasla doğalgaz tarifelerine göre daha az sübvansiyon bulunmaktadır. Buna karşılık hem düzenlemeye tabi mesken elektrik tarifelerindeki hem de doğalgaz tarifelerindeki sübvansiyonlar kaldırılırsa, ısı pompalarının işletme maliyeti doğalgaz kombilerine göre daha ekonomik olacaktır. **Bu nedenle, sosyo-ekonomik açıdan perakende elektrik ve doğalgaz tarifelerindeki sübvansiyonların tamamen kaldırılması mümkün olmasa dahi, en azından sübvansiyon düzeyleri eşitlenerek insanların en ekonomik ve temiz ısıtma yöntemine yönelmesi sağlanabilir.**

Rekabetçi enerji fiyatlarına yönelik vergi politikalarının temiz teknolojileri destekleyecek şekilde belirlenmesi önemli olacaktır. Elektrik ve doğalgaz üzerindeki mevcut vergilerin yeniden düzenlenerek temiz teknolojileri teşvik etmesi ve emisyonların azaltılması sağlanmalıdır. 2022 yılında elektrik fiyatlarından TRT payının (%2) ve enerji fonunun (başlangıçta %1, sonra %0,7) kaldırılması ve meskenler için KDV oranının %18’den %8’e indirilmesi (10.07.2023’ten itibaren %10 olarak değiştirilmiştir) bu açıdan olumlu gelişmelerdir. Bu gelişmeler sayesinde, mevcut durumda elektrik fiyatları üzerinde daha az vergi yükü bulunmakta ve bu da ısı pompalarına dönüşümün önünü açmaktadır.

Elektrik ve Havagazı Tüketim Vergisi’nin (ETV veya BTV), mesken ve ticari/resmi tüketiciler için elektrik fiyatı üzerinden %5, sanayi tüketicileri için %1 olarak uygulanması,¹² ısı pompaları ve diğer elektrikli teknolojiler için doğalgaza göre dezavantaj oluşturmaktadır. Havagazı artık konut ısıtmasında kullanılmayan ve yerini

¹² Belediye Gelirleri Kanunu, Madde 34.

doğalgaza bırakmış bir yakıttır. Bu sebeple, bu verginin tanımındaki havagazı ibaresinin doğalgaz olarak değiştirilmesi ve isminin Elektrik ve Doğalgaz Tüketim Vergisi olarak değiştirilmesi daha uygun olacaktır. Havagazı tüketimindeki vergi oranı da %5 olduğundan, elektrik ve doğalgaz tüketimindeki belediye tüketim vergisi (BTV) de bu şekilde eşitlenmiş olacaktır.

Alternatif olarak, karbon vergisi ya da fiyatlandırması uygulaması hayata geçirildiğinde toplanan fonun bir kısmı YEKDEM mekanizmasına aktarılabilir. Böylece yenilenebilir enerji teşvikleri, fosil yakıt tüketimiyle karşılanacak ve elektrik fiyatları üzerindeki yük azalacaktır.

Isı pompalarına ilk yatırım finansmanı sağlanabilir. Konutların ısı pompasına geçişi için; enerji verimliliğini sağlayan ekipmanların temini, yenilenebilir enerjiyle kendi enerjisinin üretilmesi ve ısı pompası kullanımını birleştiren proje paketleri için cazip finansman paketleri sağlamak faydalı olacaktır. Örneğin, yedi yıllık bir süre boyunca kWh başına elektrik için sabit bir fiyat ödenirken, sübvansiyonların kademeli olarak kaldırılmasıyla doğalgaz fiyatları aynı dönemde artacaktır. Bu da ısı pompalarını teşvik edecektir. Ayrıca ısı pompası kurulumları için de bina ısı yalıtımı yatırımlarında olduğu gibi düşük faizli kredi kullanılabilir.

Konutlarda ve sanayide ısı pompaları ve diğer elektrikli teknolojilerin yaygınlaşması için finansman paketlerini kapsayan iş modellerinin ve hizmetlerin geliştirilmesi yerinde olacaktır. Hizmet olarak enerji (EaaS) gibi iş modelleri ısı pompalarının fizibilite çalışmalarını, kurulum hizmetlerini, şebeke bağlantılı enerji yönetimini, talep tarafında artan tüketimin yönetilmesini ve gerekli finansmanın elde edilmesini sağlayarak kullanıcının teknik ve finansal ihtiyaçlarını karşılayabilir.

Elektrikli teknolojilere dönüşüm projeleri ETKB'nin enerji verimliliği destek projeleri arasında değerlendirilmekte ve 5 milyon TL yatırım bedeline kadar yatırım bedelinin %30'u hibe edilmektedir. Ancak desteğe başvurulabilmesi için tesisin minimum enerji tüketiminin 500 tep olması gerekmektedir. **Bu asgari sınırın, daha fazla tüketiciyi kapsayacak şekilde kademeli olarak azaltılması önerilmektedir.**

Doğalgaz boru hatlarının genişletilmesine yönelik politikaların net sıfır perspektifinde tekrar değerlendirilmesi önemli olacaktır: Kamunun ülke genelinde doğalgaz kullanımını yaygınlaştırma politikası bulunmaktadır. ETKB Stratejik Planı'nın (2019-2023) Hedef 1.3.5'i, doğalgaz boru hattına erişimi olan yerleşim alanlarının sayısını artırmaktır. Öte yandan, doğalgaz boru hattına erişimin olmadığı yerler ısı pompalarının ilk düşünüldüğü bölgelerdir. Bu nedenle, özellikle ülkenin güneyi ve batısı gibi ılıman iklimlere sahip bölgeler için doğalgaz dağıtım şebekesi genişleme planlarının gözden geçirilmesi ve ısı pompaları ile ikame edilmesinin değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu kapsamda, **doğalgaz boru hatlarının genişletilmesi stratejik hedefi, ısı pompaları ve diğer elektrikli teknolojilerin yaygınlaştırılması hedefi ile değiştirilmelidir.**

Türkiye'de yeni konut ihtiyacı, küçülen hanehalkı, özellikle büyük kentlerde kentsel dönüşüm ve deprem direncini artırma konuları gündeme gelmektedir. **Yeniden yapılanma sürecinde hem solo ısı pompası hem de entegre çözümler toplam bina/daire maliyeti içinde (doğalgaz şebekesi genişleme maliyetine kıyasla) bir geri dönüş hesaplamasına konu edilemeyecek kadar ihmal edilebilir olacaktır.**

Binalar ve şehirler, yenilenen elektrik sistemi ve dijital teknolojilere uyumlu olmaları ve sürdürülebilirliği dikkate alan parametreleri karşılamaları halinde çok yönlü faydalar sağlayacaktır. Sıfır emisyonlu binalar enerji açısından verimlidir, yenilenebilir enerji kaynaklarından kendi enerjisini üretebilir ve ısıtma/soğutma için elektrifikasyon, su verimliliği için verimli musluklar, yağmur suyu toplama, gri su sistemleri, çatılarda güneş enerjisiyle su ısıtma ve binanın altında sıcak su depolama yoluyla temiz enerji kullanabilir. Hem depreme dayanıklı hem de temiz enerji kaynaklarını verimli kullanan sıfır emisyonlu akıllı binalar, nihai enerji tüketiminin yüzde 26'sını kullanan konut sektörünün karbondan arındırılması için itici güç olacak ve enerji dönüşümünü destekleyecektir.

Güneş enerjisi elektrik üretimi ve ısı pompası tüketimi arasında yıllık uzlaştırma yapılabilir. Güneş enerjisi elektrik üretimi ve ısı pompası elektrik tüketimi farklı zaman dilimlerinde yani tam tersi yönde çalışmaktadır. Isı pompası tüketiminin en yüksek olduğu dönemlerde, güneş enerjisi üretimi en düşük seviyededir. Bu nedenle yaz aylarında güneş enerjisinin fazla üretimi satılmakta, kışın ise ısı pompalarının ihtiyaç duyduğu elektrik şebekeden satın alınmaktadır. Bu uyumsuzluk, çatı üstü güneş enerjisi sistemi sahibinin daha fazla dağıtım bedeli ve elektrik üzerindeki vergileri ödemesine neden olmaktadır. Normal koşullarda, teknik ve ekonomik olarak enerji dengeleme ve uzlaştırma mümkün olduğu kadar gerçek zamanlı olmalıdır. Çatı GES/ısı pompası entegre sistemlerini teşvik etmek için, ısı pompası ve çatı güneş sistemi bütünleşik olan konutlar için **yıllık mahsuplaşma** imkânı getirilebilir. Bu uygulamanın şebeke açısından farklı sakıncaları olacaktır. Dolayısıyla yıllık mahsuplaşmada bir sınır olması ve üretilen elektriğin ısı pompası tüketimi kadarlık kısmı karşılaması yaklaşımı değerlendirilebilir. Bu sayede yazın fazla olan enerji, kışın ısı pompasında tüketilebilir. Bu uygulama, ısı pompası yatırımlarının geri ödeme süresini kısaltacak ve insanların çatı GES/ısı pompası sistemlerine geçişini teşvik edecektir. Yeterli yaygınlaşma sağlandıktan sonra, aylık/yıllık mahsuplaşma uygulamalarının sonlandırılması ve gerçek zamanlı dengelemeye geçilmesi uygun olacaktır.

Konutlarda ve sanayide fosil yakıt kullanımının vergilendirilmesi dolaylı olarak ısı pompası ve diğer elektrikli teknolojilerin kullanımını teşvik edecektir. Isı pompasıyla elektrik kullanımına en büyük alternatif doğalgaz kullanımı ve ekonomisidir. Bu sebeple, fosil yakıtların çevresel etkilerinin de fiyatlarına dahil olması açısından enerji kaynaklarına emisyon seviyelerine göre bir **karbon vergisi** getirilmelidir. Bu yaklaşım, ısı pompalarına olduğu kadar, ulaşım sektörünün karbonsuzlaşması için elektrikli araçların (EV) yaygınlaşması için de fayda sağlayacaktır.

Ayrıca, AB'ye yapılan ürün ihracatında 2026 yılından sonra kademeli olarak Sınırdan Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) devreye girecektir. 2022 yılında ülke ihracatında en yüksek payı %40'lık pay ve 103 milyar dolarlık hacimle AB ülkeleri oluşturmaktadır (Ticaret Bakanlığı, 2023). Bu durum, karbonsuz endüstriyel süreçleri teşvik edecek ve elektrifikasyonun önünü açacaktır.

Elektrikli teknolojilere geçişte ilk olarak yeni yapılacak konut ve sanayi binalarının bu sistemleri kullanması vergisel avantajlarla ya da kurulum destekleriyle sağlanabilir. İlerleyen zamanlarda eski binalardaki sistemlerin dönüşümü de bu kapsamda değerlendirilebilir. Bu dönüşüm kapsamında Türkiye, önemli bir ısı pompası üreticisi/uygulayıcısı olma potansiyeline, elektrikli teçhizat-makine başta olmak üzere mühendislik sektörlerindeki uluslararası değer zincirlerine entegre güçlü bir konuma, global şirketlerin varlığına, sanayi çözümlerinin

gerektireceği mühendislik kapasitesine sahip bir ülke olarak öne çıkmaktadır. Türkiye'nin kendi iç pazar potansiyelinin yanında çok büyük finansman gerekmeden sağlanacak kimi teşviklerle iyi bir ihracat ivmesi yakalanması olasıdır. Fosil yakıt ithalatından tasarrufa ek olarak, ısı pompaları yeni bir sektör olarak yaratacağı ihracat geliriyle de dış ticaret dengesine olumlu katkıda bulunabilir.

Sonuç olarak, elektrifikasyonun artırılmasında, finansal fizibiliteler ya da fosil yakıtların fiyat seviyelerinden bağımsız olarak net-sıfır hedeflerine ulaşmak ve enerji sisteminde fosil yakıtların kullanımının sonlandırılması için belirli **yasal zorunluluklar uygulanabilir. Belirli bir tarihten sonra binalarda ve sanayide kömür ve doğalgaz kullanımları sınırlandırılabilir.** Örneğin, Almanya'da ısıtma amaçlı olarak yeni fosil yakıtlı sistem kurulumlarının yasaklanması için kanun teklifi verilmiştir (Euractiv, 2023). Türkiye'de de 13.01.2005 tarihinde yayımlanan Isıtmadan Kaynaklanan Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği'nin 20. maddesinde doğalgaz şebekesine erişim olan bölgelerde ısıtma için kömür ve fuel-oil kullanımı yasaklanmıştır.¹³ Benzer uygulama, yerli doğalgaz üretim kapasitemiz de dikkate alınarak, 2030 yılından itibaren yeni yapılan binalarda doğalgaz kullanımının kısıtlanması şeklinde hayata geçirilebilir.

¹³ 13.01.2005 tarihli Resmi Gazete (<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/01/20050113-8.htm>). 17.03.2005 tarihinde ilgili madde, ısıtma için yenilenebilir kaynaklar ve doğal gazın teşvik edileceği şeklinde değiştirilmiştir.

Fosil yakıtların hayatımızdaki payını azaltarak yenilenebilir enerji ve temiz teknolojilere geçiş, daha temiz ve sürdürülebilir bir büyümeye ulaşmak için elzemdir. Türkiye de bir devlet politikası olarak bu amaca katılma sorumluluğunu üstlenmiş ve son 15 yılda yenilenebilir enerjiyi destekleyen çeşitli teşvik sistemleri yanısıra 2053 yılına kadar net-sıfır emisyonu ulaşma hedefini ilan etmiştir. Net-sıfır emisyon hedefi, fosil yakıt kaynaklarından yenilenebilir enerjiye dayalı bir sisteme geçişi gerektirirken, aynı zamanda sanayi, binalar ve ulaşım gibi enerji yoğun sektörlerin karbonsuzlaşmasını da zorunlu kılmaktadır. Hedef aynı zamanda sanayide enerji yoğun üretimden, enerjiyi verimli kullanan, düşük karbonlu ve katma değeri yüksek üretime geçişi de içermektedir. Enerji yoğun son kullanıcı sektörlerde fosil yakıtların terk edilmesi için ulaşımda elektrikli araçlar (EV), binalarda ve sanayide enerji verimliliği ve ısı talebinin karbonsuzlaşması önemli rol oynamaktadır.

Türkiye’de elektrik üretiminin karbonsuzlaşması sürecindeki gelişmeler oldukça ümit vericidir. 2018-2022 yılları arasında Türkiye’nin elektrik üretim kurulu gücü 19.226 MW artarken, bu kapasitenin 17.907 MW’ı (%93) yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmuştur. En son yayınlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı’na göre, 2035 yılına kadar yeni kapasite ilavelerinin %74’ünün yenilenebilir enerji kaynakları ile sağlanacağı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payının %55’e çıkacağı öngörülmektedir. Ayrıca, elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının 2020’de %21,8’den 2035’te %24,9’a çıkması beklenmektedir. 2020-2035 yılları arasında elektrik tüketiminin %3,5 (CAGR) ve 2035-2053 yılları arasında %5,2 (CAGR) artarak 2053’te net-sıfır hedefine ulaşılması öngörülmektedir. Sonuç olarak, bu plana göre, nihai enerji tüketiminde elektrik payı 2053’te %55,6’ya yükselecektir (ETKB, 2022).

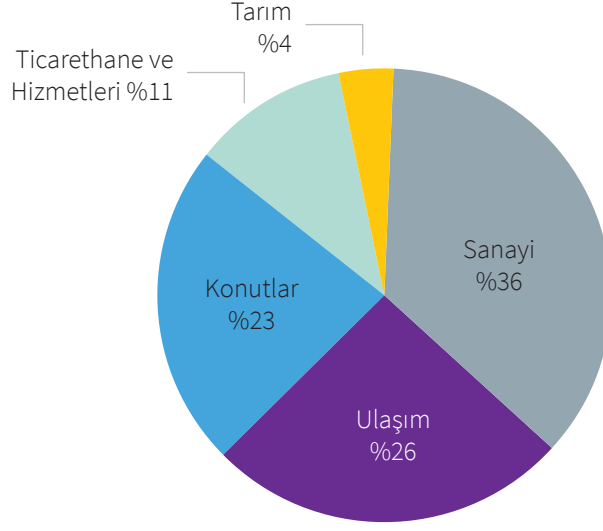
Diğer taraftan, elektrik tüketimi Türkiye’deki nihai enerji tüketiminin sadece %21’sini oluşturmaktadır (ETKB, 2021). İlaveten, nihai enerji tüketiminin %5’i doğrudan yenilenebilir kaynaklardan (biyokütle, jeotermal ve güneş) karşılanmaktadır. Geri kalan enerji ihtiyacı ise petrol (%32), doğalgaz (%25), kömür (%14) ve atık ısı (%3) ile karşılanmaktadır.*

2021 yılında Türkiye’nin nihai enerji tüketimi 1.342 TWh (~4,8 milyon TJ) olup¹⁴, bunun 482 TWh’i (%36) sanayide ve 304 TWh’i (%23) konutlarda kullanılmıştır. Ulaşım sektörü hariç enerji tüketiminin %61’ini fosil yakıtlar (doğalgaz, kömür ve petrol) oluşturmaktadır (ETKB, 2021). Şekil 22’de görüldüğü üzere, sanayi ve konut binaları toplam tüketimin %59’unu oluşturmaktadır.

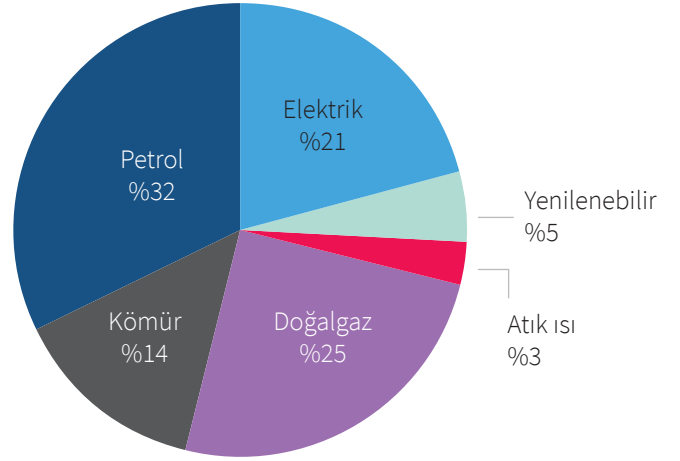
* Hammadde olarak kullanılan fosil yakıtlar (Feedstok, enerji dışı tüketim), nihai enerji tüketimine dahil edilmemiştir.

¹⁴Yakıtların enerji dışı kullanımı, yani ham madde olarak kullanımı hariç

Şekil 22: Sektörlerin nihai enerji tüketim payları (2021)



Şekil 23: Nihai enerji tüketimi (2021)

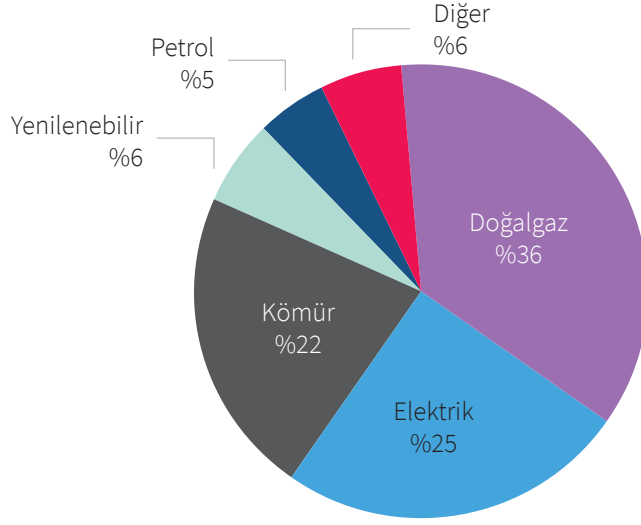


Doğalgazın yaklaşık %22'si sanayide, %28'i ise hanelerde tüketilmektedir. Ayrıca kömürün yaklaşık %9'u hanelerde ve %27'si sanayide tüketilmektedir. Geriye kalan payın büyük bir kısmı ise elektrik üretim santrallerinde kullanılmaktadır (ETKB, 2021).*

Şekil 24'te görüleceği üzere sanayi ve konutlardaki nihai enerji tüketiminde doğalgaz ve elektrik önde gelen enerji kaynakları olup, bunu kömür izlemektedir (ETKB, 2021). Bu sektörlerde yenilenebilir kaynakların (jeotermal, güneş enerjisi, biyoyakıtlar) doğrudan kullanımı nihai tüketimin %6'sını oluşturmaktadır.

* Hammaddede olarak kullanılan fosil yakıtlar (Feedstok, enerji dışı tüketim), nihai enerji tüketimine dahil edilmemiştir.

Şekil 24: Sanayi ve konutlarda nihai enerji tüketim payları (2021)



Sanayi ve konutların nihai enerji tüketiminin içinde toplam elektrifikasyon seviyesi ise %25'tir. Elektrifikasyon stratejisi, nihai enerji tüketiminde elektrik payının artırılmasını gerektirir. Bu nedenle, hem **fosil yakıt kullanımının doğrudan elektrikle değiştirilmesi** hem de **halihazırda elektrikli olan süreçlerin payının artırılması**, elektrifikasyon tanımı içerisindedir. Örneğin, hem halihazırda konutlarda ısınma amaçlı kullanılan doğalgaz kazanlarının ısı pompası ile değiştirilmesi hem de yeni binalara ısı pompası kurulması elektrifikasyon kapsamındadır. Ancak elektrikle hidrojen üretilip yakıt olarak kullanılması gibi dolaylı elektrifikasyon yöntemleri bu raporun kapsamı dışındadır.

Türkiye Ulusal Enerji Planı'na uyumlu olarak, SHURA'nın "Net-Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü Yol Haritası" raporunda da 2053'te net-sıfır hedefine ulaşmak için elektrifikasyonun önemi görülmektedir. Raporun ana mesajlarından biri, 2053 yılında net-sıfır hedeflerine ulaşmak için, yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme maksimum entegrasyonu, enerji verimliliği ve **elektrifikasyon düzeyinin** artırılması gerekliliğidir. Söz konusu raporda elektriğin sanayi enerji tüketimindeki payının 2020'de %29 iken 2053'te %46'ya yükseleceği tahmin edilmektedir. Aynı şekilde binalarda da elektrik enerjisinin payı 2020'de %20'den 2053'te %60'a çıkmakta ve sonuç olarak 2053 yılında nihai enerji tüketiminde elektriğin payı %54 olarak tahmin edilmektedir. Doğrudan elektrikle indirilemeyen prosesler, dolaylı elektrifikasyon yoluyla yeşil hidrojen ve diğer temiz teknolojilerle karbonsuzlaşmaktadır (SHURA, 2023).

SHURA'nın Net-Sıfır 2053 raporunda, elektrik sektöründen kaynaklanan CO₂ emisyonlarının 2050 yılına kadar sıfır olacağı öngörülmektedir. Bu nedenle elektrifikasyon, nihai enerji tüketiminde karbon nötr bir konuma ulaşmak için en önemli unsurlardan biridir. Ayrıca elektrifikasyon, fosil yakıtların çevrim kayıplarını ve atık ısı kayıplarını ortadan kaldırdığı için nihai tüketimde enerji verimliliği sağlamaktadır. Türkiye ekonomisinin büyümesine rağmen elektrifikasyonun ve enerji verimliliğinin etkisiyle 2030 yılından itibaren enerji talebinin azalmaya başlaması ve 2053 yılı nihai enerji tüketiminin 2020 seviyelerine yakın olması beklenmektedir (SHURA, 2023).

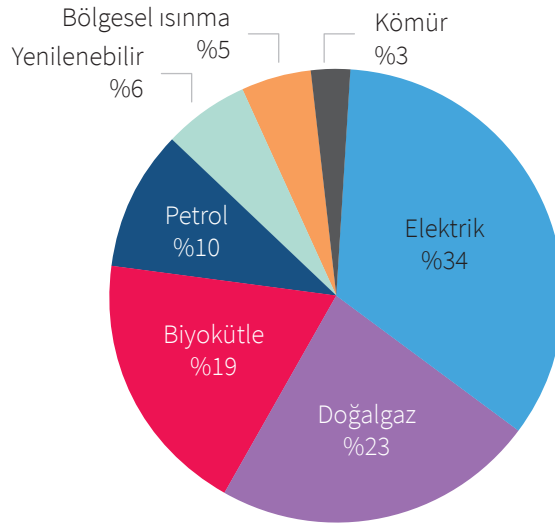
Elektrifikasyonun karbonsuzlaşmadaki önemli rolü nedeniyle, bu çalışma kapsamında, konutlarda ve sanayi sektöründe elektrifikasyon potansiyeli ve bu potansiyelin hayata geçebilmesi için dönüşümün ekonomik fizibilitesi incelenmiştir. Çalışmada ayrıca elektrifikasyonun artmasını ve azami verim elde edilmesini sağlayacak politika önerileri yapılmıştır. Bu bağlamda, çalışma iki temel kısımdan oluşmaktadır: (1) Sanayi proses ısısının elektrifikasyonu ve (2) Konutlarda ısıtmanın elektrifikasyonu. Sanayi sektöründe fosil yakıt tüketiminin %75'ini oluşturan demir-çelik, çimento, gıda, kimya ve tekstil sektörlerine odaklanılmıştır (ETKB, 2021). Binalar kısmında, bina stokunun en az %85'ini oluşturması (TUİK, 2002-2020) ve büyük ölçüde fosil yakıtlarla ısınması (%94) nedeniyle konutlar analiz edilmiştir.

Bu rapor beş ana bölümden oluşmaktadır. Rapor içerisinde, elektrifikasyon ile ilgili teknolojiler ve uluslararası en iyi uygulamalar Bölüm 2'de, konutların ve endüstriyel proses ısı talebinin mevcut durumu ve elektrifikasyon potansiyeli sırasıyla Bölüm 3 ve 4'te, elektrifikasyonun fayda-maliyet analizi Bölüm 5'te ve politika önerileri Bölüm 6'da yer almaktadır.

2. Yeni teknolojiler ve uluslararası en iyi uygulamalar

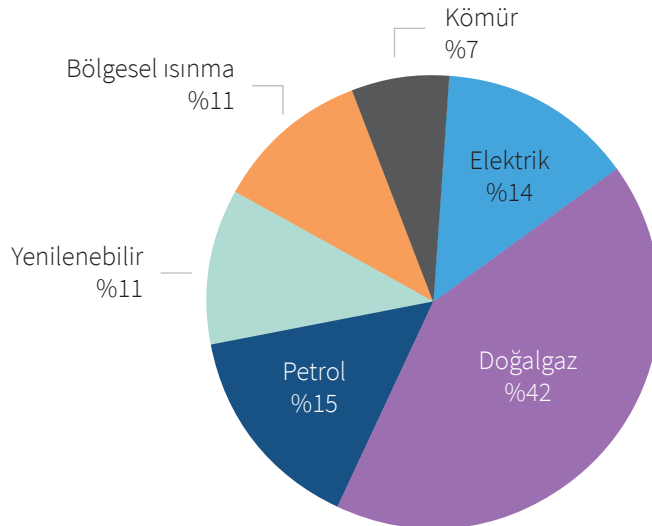
Küresel ısınma tehdidi sürerken, birçok ülke konut ısıtma ve endüstriyel süreçlerde karbonsuz teknolojilere geçişe odaklanmaktadır. Konutlarda ve sanayide elektrifikasyon ve bu elektriğin üretimi için yenilenebilir enerji kullanımı, karbonsuz enerji tüketimine geçişin önemli bir adımıdır. Küresel ölçekte binalardaki enerji tüketiminin yaklaşık %34'ü elektrikten sağlanmaktadır. 2021 yılında küresel ölçekte binalardaki enerji tüketimi, nihai enerji tüketiminin %30'unu ve toplam enerji sektörü emisyonlarının %27'sini oluşturmaktadır (IEA, 2022).

Şekil 25: Yakıt türüne göre binalarda küresel enerji tüketimi



Ayrıca, küresel olarak 2021 yılında bina enerji tüketiminin neredeyse yarısı ortam ısıtması ve sıcak su ihtiyacı için kullanılmıştır. Fosil yakıtlar, ısıtma enerjisi talebinin %64'ünü karşılamakta ve binalardaki doğrudan emisyonların %80'i ısıtma ihtiyacından kaynaklanmaktadır. Doğalgaz, %42'lik pay ile dünyanın önde gelen ısıtma enerjisi kaynağıdır (IEA, 2022). Bina ısıtmasında kullanılan diğer kaynakların payı Şekil 26'da verilmiştir.

Şekil 26: Dünya genelinde binalarda ısıtmada kullanılan enerji kaynaklarının payı



Isıtma ihtiyacının karşılanmasında fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltmak amacıyla yeni teknolojiler gelişmektedir. Fosil yakıtların kullanımı; enerji verimliliğindeki iyileştirmeler, yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan elektrifikasyon ve diğer temiz ısıtma teknolojilerinin kullanılmasıyla azaltılmaktadır.

2.1 Isı pompaları

Isı pompaları, yaygın olarak en önemli temiz enerji teknolojilerinden biri olarak kabul edilmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA'nın) Net-Sıfır 2050 Yolu çalışmasında, net sıfır emisiyona ulaşılması için önümüzdeki on yıllık süreçte ısı pompası kurulumlarında önemli artışların olacağı beklenmektedir. Bu cihazlar tarafından karşılanan bina ısıtma ihtiyaçlarının payının küresel olarak mevcut %7'lik seviyelerden 2030 yılına kadar %20'lere çıkacağı öngörülmektedir. Önümüzdeki 8 yıl içinde dünya genelinde 600 milyondan fazla ısı pompasının kurulması beklenmektedir (IEA, 2021).

Isı pompaları, dış ortam ısısını iç ortama taşıyan ve binalarda alan ve su ısıtması sağlayan ya da endüstriyel prosesler için ısı sağlayan yüksek verimli cihazlardır. Tüm ısı pompası türleri, dış ortam ısısını soğuktan (dışarıdaki hava gibi daha düşük sıcaklıktaki bir kaynak) sığağa (konut içi gibi daha yüksek sıcaklıktaki bir ortama) taşımak için bir buhar sıkıştırma döngüsü kullanır. Isı doğal olarak sıcaktan soğuğa aktığı için, bu döngüyü tersine çevirmek için genellikle elektrik olmak üzere harici bir enerji kaynağına ihtiyaç vardır. Isı pompaları, buzdolaplarına benzer bileşenler kullanır ve klima ünitelerine çok benzer. Hem ısıtma, hem de soğutma sağlayabilirler.

Isı pompaları termal enerjiyi üç ana kaynaktan alır: dış ortam havası, toprak ve su. Yaygın kullanılan klima ünitelerine benzeyen hava kaynaklı ısı pompaları, havayı geniş bir yüzey alanına üfleme için fanlar kullanarak ısıyı çeker. Toprak kaynaklı ısı pompaları, boru sistemleri veya derin sondaj delikleri kullanarak topraktan ısı alır. Daha az yaygın olan su kaynaklı ısı pompaları, deniz, nehirler ve göller gibi su kaynaklarından gelen ısıyı kullanabilir. Isı pompaları ayrıca, kanalizasyon ve atık su gibi kullanılmaması durumunda boşa gidecek olan ısı kaynaklarından da yararlanabilir ve böylece genel enerji verimliliğini artırır.

Isı pompası çevrimi için prensip akış diyagramı aşağıda Şekil 27'de gösterilmiştir. Ana prensip, bir gazın sıkıştırıldığında sıcaklığının ve basıncının artmasıdır. Daha sonra kondenserde sıvılaşarak ortama ısı verir. Daha sonra basıncı tekrar düşürülür ve ısı kaynağından ısı enerjisi alır, böylece tekrar gaz haline gelir. Gaz tekrar sıkıştırılır ve döngü devam eder. Bu şekilde ısı kaynaktan ortama aktarılır.

2.1.1 Isı pompalarının performans katsayısı (COP)

Termodinamiğin birinci yasası (enerjinin korunumu) nedeniyle doğalgaz, kömür veya elektrikli kazanlar gibi doğrudan ısıtıcılar en fazla %100 verime sahip olabilir. Pratikte bu seviyelere de çıkamazlar. Ancak ısı pompaları ısı üretmezler, iki ortam arasında ısı transferi yaparlar. Bu nedenle, ısıtma verimleri %100'den daha yüksek olabilir. Bir ısı pompası için performans katsayısı (COP), taşınan ısı enerjisinin kullanılan enerjiye oranıdır. IEA Isı Pompaları Raporu'na göre, tipik bir ev için ısı pompası COP'si 4 civarındadır, yani taşınan ısı enerjisi miktarı, onu çalıştırmak için kullanılan elektrik enerjisinden 4 kat daha fazladır (IEA, 2022). Bu durum ısı pompalarının, nihai enerji tüketimini doğalgaz kazanlarına göre 3-5 kat daha enerji verimli hale getirir. COP değeri, kaynak (giriş) ve alıcı (çıkış) sıcaklıklarına bağlıdır. Bir ısı pompasının teorik maksimum COP değeri aşağıdaki formülle hesaplanır. Kaynak ve alıcı sıcaklıkları birbirine yakınsa formülden de görüldüğü gibi COP daha yüksektir.

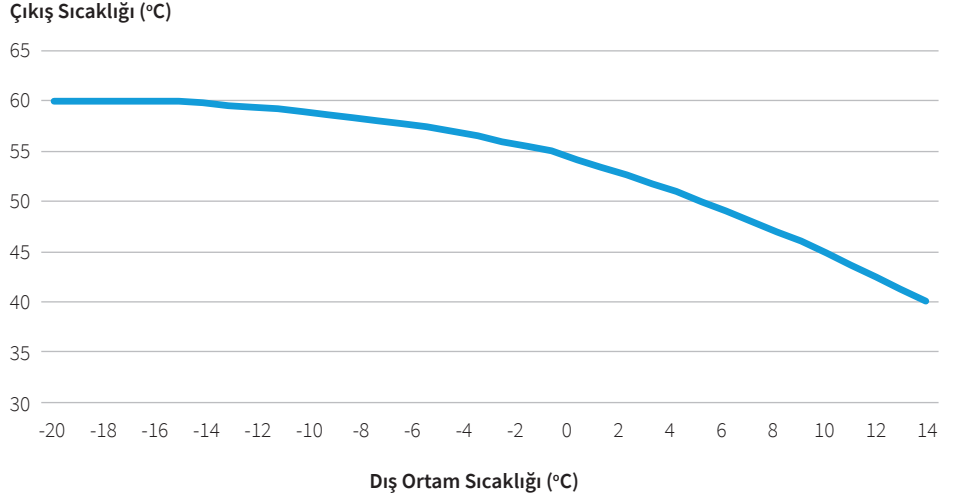
$$COP_{\text{ısıtma}} = \frac{T_{\text{alıcı}}}{T_{\text{alıcı}} - T_{\text{kaynak}}} = \frac{T_{\text{kazan}}}{T_{\text{kazan}} - T_{\text{dış ortam}}}, \text{ T: Kelvin olarak}$$

Bir bölgedeki COP değerinin hesaplanması için Şekil 39'da olduğu gibi ilgili konunun saatlik sıcaklık verilerine ihtiyaç vardır. COP, dış hava sıcaklığının 15°C'nin altında olduğu her saat için hesaplanır çünkü bu sıcaklığın üzerinde ısıtmaya gerek olmadığı varsayılır. Ancak, lokasyonlar için saatlik sıcaklık dağılımı yerine, ortalama günlük veya aylık sıcaklıklar daha yaygın olarak elde edilebilir. Literatürdeki ampirik çalışmalar, ortalama günlük sıcaklık ile ısı pompalarının COP'si arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Bu çalışmalar, ısı pompalarının performanslarının birkaç yıl boyunca giriş ve çıkış sıcaklıklarının 10 dakika veya saatlik aralıklarla kaydedilmesi ile ölçülerek yapılır. Bu ölçümler, buharlaştırıcının buzlanması ve çok soğuk havalarda ısı pompasının ters yönde çalıştırılması gibi ısı pompalarının diğer verimsizliklerini de içermektedir. Güncel bir raporda, COP değeri ile giriş ve çıkış sıcaklıkları arasındaki ilişki aşağıdaki gibi belirtilmiştir (M. Chesser, 2021):

$$COP = 5.17 - 0.06 (\text{Çıkış Sıcaklığı}) + 0.09 (\text{Dış Hava Sıcaklığı})$$

Yukarıdaki formülde, çıkış sıcaklığı, binanın ısıtma ihtiyaçlarını karşılamak için gereken çıkış sıcaklığıdır. Soğuk havalarda binaların ısı kaybı daha fazla olduğundan, kaybın telafisi için çıkış sıcaklığının da daha yüksek olması gerekir. Bu nedenle ısı pompalarının çıkış sıcaklığını belirlemek için aşağıdaki Şekil 28 kullanılmaktadır (Tech Controllers, 2020). Bu eğriye göre dış ortam sıcaklığı -10°C ise ısı pompası 59°C, dış ortam sıcaklığı 0°C ise 55°C sağlamalıdır. Binaların ısı yalıtımına göre bu eğri değişebilir ancak bu grafik ortalama bir hesaplama için kullanılabilir. Sıcaklık farkı daha yüksek olduğunda COP daha düşük olduğundan, ısı pompalarının en fazla ısıya ihtiyaç duyulan daha soğuk havalarda verimliliğinin azalacağı açıktır.

Şekil 28: Konut ısıtma ihtiyacı için kullanılan ısıtma eğrisi varsayımı

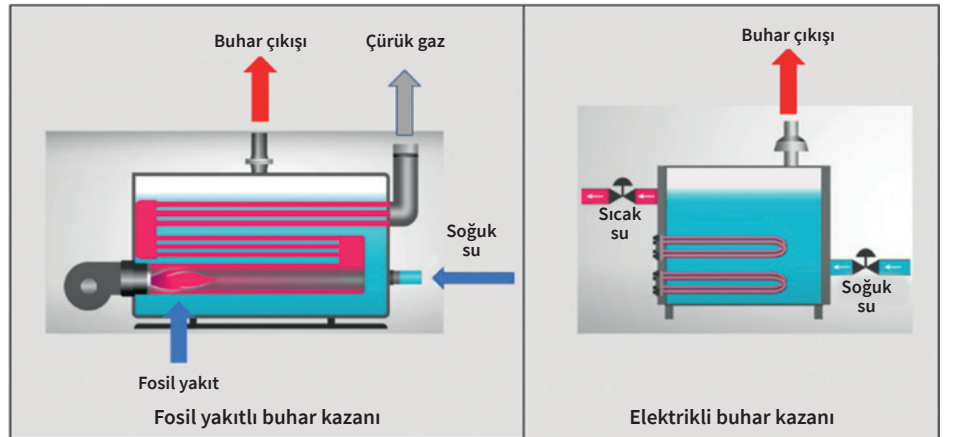


2.2 Elektrikli kazanlar

Elektrikli kazanlar, ısı üretmek için elektrik kullanır. Neredeyse %100 enerji verimliliğinde çalışırlar ve fosil yakıtlı ısıtma sistemlerinin yerini birebir alabilirler. Baca ihtiyacı olmadığı için kurulum maliyetleri gaz ve sıvı yakıtlı kazanlara göre daha düşüktür. Ayrıca dışarıdan ısı transferi için bir dış üniteye ihtiyaç olmadığı için ısı pompalarına göre maliyetleri düşüktür. Ancak elektrikli kazanların yakıt maliyetleri verim farkından dolayı ısı pompalarına göre yaklaşık 3 kat daha fazladır. Isı talebinin düşük olduğu yerlerde, elektrikli kazanlar uygun maliyetli bir çözüm olabilir.

Endüstriyel proseslerde buhar ve sıcak su ihtiyacı genellikle doğalgaz veya kömür yakıtlı kazanlarla sağlanmaktadır. Kazan teknolojisi, imalat ve uygulama yetenekleri açısından oldukça olgunlaşmıştır. İsteğe göre farklı kapasite ve tipte kazanlar üretilmektedir. Bu durum, fosil yakıtlı buhar-sıcak su üretim sürecinin elektrikli ısıtma ile değiştirilmesini nispeten kolaylaştırmaktadır. Fosil yakıtlı ve elektrikli buhar/sıcak su kazanının basitleştirilmiş akış şeması aşağıda gösterilmiştir.

Şekil 29: Buhar / Kızgın su kazanı (Fosil yakıt ve elektrikli)



Elektrikli kazanlar, 500°C'ye kadar sıcaklık sağlayabilirler (Agora Industry, FutureCamp, 2022). Bu nedenle daha yüksek sıcaklık gereksinimlerinde (> 500°C) alternatif ısıtma teknolojilerinden yararlanılmalıdır.

2.3 Demir-çelik üretimi ile ilgili teknolojiler

Demir-çelik üretiminin karbonsuzlaşması, Avrupa Birliği'nin (AB'nin) yanı sıra birçok ülkede devlet tarafından desteklenen bir strateji olmakla birlikte bu konudaki araştırmalar hızlı şekilde devam etmektedir. AB'de çelik üreticileri, üniversiteler, elektromekanik ekipman üreticileri, petrol ve gaz üreticileri ve diğer ilgili şirketler gibi farklı sektörlerden düşük emisyonlu çelik üretimini destekleyen birçok paydaş bulunmaktadır.

Demir-çelik üretiminin karbonsuzlaşmasıyla ilgili olarak, karbon azaltımı ve tam karbonsuzlaşma için çeşitli yöntemler üzerinde durulmaktadır. Bunlar arasında kömür yerine biyokütle kullanımı, karbon yakalama teknolojileri, indirgeyici ve yakıt olarak hidrojen kullanımı ve demir cevheri elektrolizi yer alır. Bu alternatifler arasında sadece demir cevherinin elektrolizi bu rapor kapsamında doğrudan elektrifikasyon kapsamında değerlendirilmektedir.

Çelik üretimine yönelik yeni teknolojiler, indirgeyici ve yakıt olarak hidrojenin kullanıldığı DRI-EAF sürecine odaklanmıştır. Elektroliz (electro-winning) durumunda olduğu gibi elektriğin doğrudan kullanımı, henüz küçük ölçekli araştırma düzeyindedir. Elektrifikasyon yöntemlerinin detayları aşağıdaki başlıklar dahilinde incelenmiştir.

2.3.1 Elektrik ark ocakları

Elektrik ark ocakları (EAF), metal hurdayı eritmek için yüksek akımlı elektrik arkları kullanır. EAF'de yüklü malzeme doğrudan bir elektrik arkına maruz kalır ve ocak elektrotlarından gelen akım yüklenen malzemedan geçer.

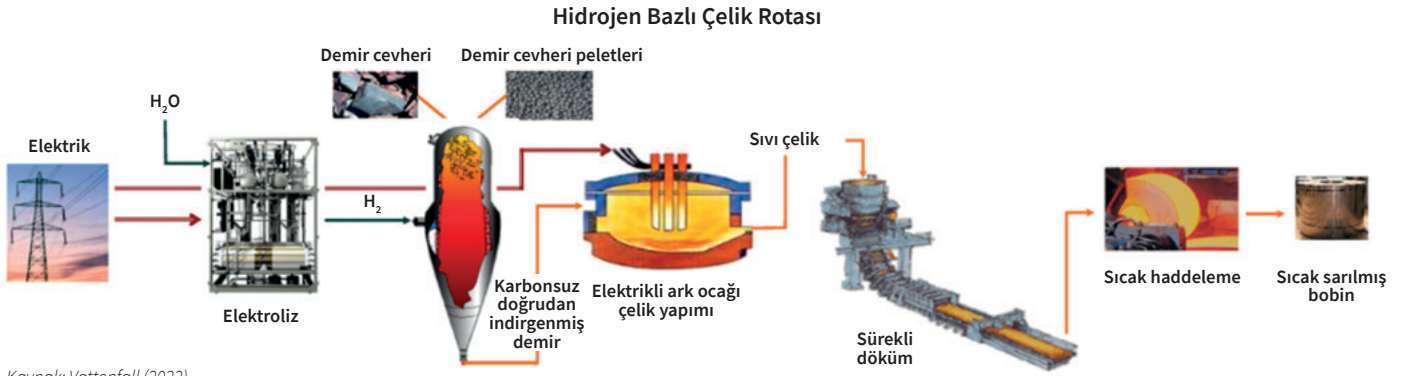
EAF'li tesislerde, demir cevheri kullanılarak üretim yapılan entegre tesislerden farklı olarak, ocağa beslenen hurda çelik ve diğer katkı malzemeleri kullanılarak ham çelik üretimi yapılır. Dünyada ham çeliğin %25'i EAF'li tesisler tarafından üretilirken, bu yöntemin Türkiye'deki payı %71'dir.

2.3.2 Doğrudan indirgenmiş demir (DRI)

Geleneksel olarak, demir-çelik endüstrisi yüksek fırınlarda (BF) yüksek kalorili kömür yakar ve demir cevherini demire dönüştürmek için indirgeyici olarak kok kömürü kullanır. Bu süreçte BF çalışma sıcaklığı ~1.800°C'ye kadar ulaşır. Kömür (kok) yakmaya benzer şekilde, doğalgaz da BF'de benzer bir işlemde veya sıcak çeliğin şekillendirilmesi (tavlanması) gibi sonraki işlemlerde kullanılır.

Çelik üretiminde indirgeyici olarak ve aynı zamanda ana ısı kaynağı (H₂-DRI/EAF üretim rotası) olarak hidrojen kullanmak, emisyonları %100'e kadar azaltmak için en umut verici yöntemdir. Bu proseste hidrojen (H₂) sudan elektroliz (yeşil hidrojen) ile elde edilir ve proseste kullanılır. Fosil yakıt içermeyen yeşil H₂ bazlı DRI ve tamamlayıcı EAF sürecinin basitleştirilmiş akış şeması aşağıdaki şekilde gösterilmektedir.

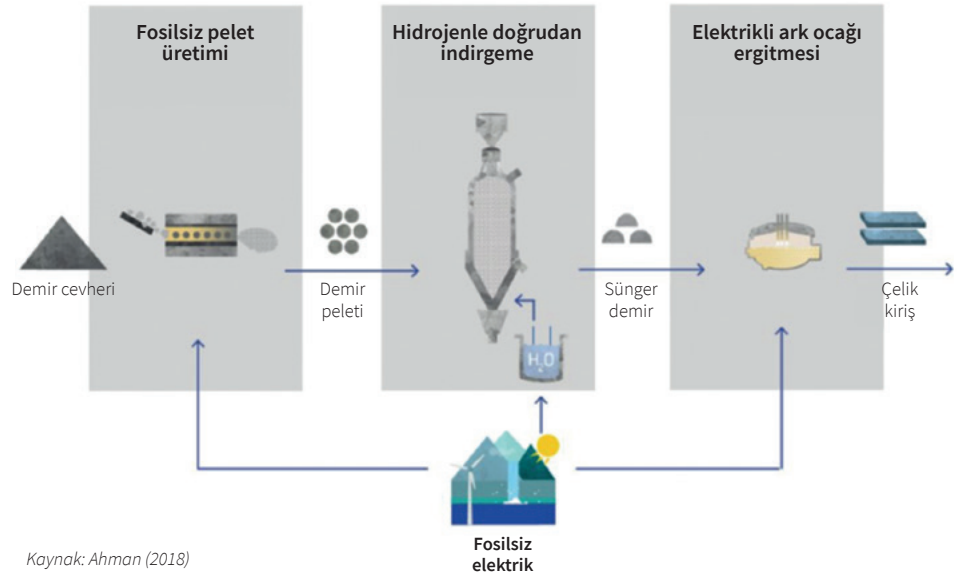
Şekil 30: Fosil yakıtsız, H₂ bazlı DRI (Doğrudan indirgenmiş demir) prosesi



Kaynak: Vattenfall (2022)

Net-sıfır sera gazı emisyonuna ulaşmayı hedefleyen İsveçli şirketler Luossavaara-Kiirunavaara Aktiebolag (LKAB), Svenskt Stål AB (SSAB) ve Vattenfall, İsveç'te fosilsiz bir çelik üretim süreci geliştirme ve uygulama hedeflerini duyurmuşlardır. Bu işlem, demirin doğrudan indirgenmesi için kömürün hidrojenle değiştirilmesini ve sürecin elektrik ark ocağıyla tamamlanmasını sağlayacaktır. Proses neredeyse tamamen karbon emisyonuz gerçekleştirilecektir (Åhman, M. et al, 2018). Bahsi geçen "HYBRIT" projesinin basitleştirilmiş akış şeması aşağıda Şekil 31'de gösterilmiştir.

Şekil 31: HYBRIT çelik üretim akış diyagramı



Kaynak: Åhman (2018)

SSAB, 2026 yılına kadar fosilsiz çelik üretmeyi hedeflemektedir. Şirket, 2025 yılında HYBRIT demo tesisi kurmayı ve Oxelösund'daki geleneksel tesisini fosil yakıtsız çelik üretim tesisine dönüştürmeyi planlamıştır (SSAB, 2023).

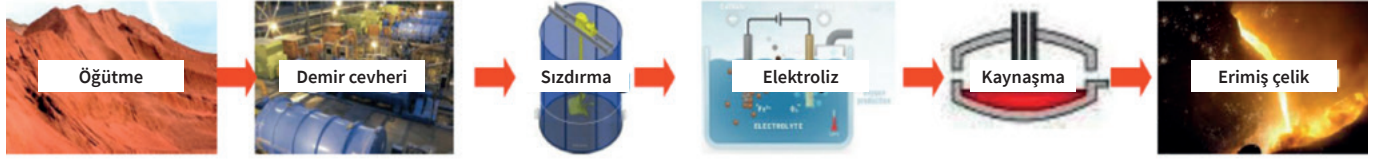
DRI-EAF'nin pratikte kullanıma hazır hale gelmesinin, 2025 yılından önce gerçekleşmesi beklenmektedir (Agora, 2021).

2.3.3 Demir cevheri elektrolizi

Bu teknolojiye demir cevheri, elektrik akımının oksijen iyonlarını negatif olarak yüklediği ve O₂'yi demir cevherinden ayırdığı yüksek sıcaklıklarda bir çözücü içinde çözülür. Bu yöntemde iki ana yol vardır: Ergiyik oksit elektrolizi (MOE) ve electrowinning prosesi (ULCOWIN).

Avrupa Birliği Horizon 2020 tarafından finanse edilen SIDERWIN (Development of new methodologies for Industrial CO₂-free steel production by electroWInning) adlı bir girişim mevcuttur. Bu yöntem, su bazlı bir elektrolit içinde düşük sıcaklıklarda doğal olarak oluşan oksitlerden elektrolizle demir kazanarak geleneksel çelik üretim yöntemine kıyasla çığır açan bir yenilik geliştirmeyi hedeflemektedir. Bu süreç, halihazırda kullanılan alüminyum üretim prosesi gibidir. Bu teknolojinin ana üretim süreçleri olan elektro-winning, demir cevherinden erimiş çeliğe kadar aşağıdaki şekilde (Patisson, F., et al, 2020) gösterilmektedir.

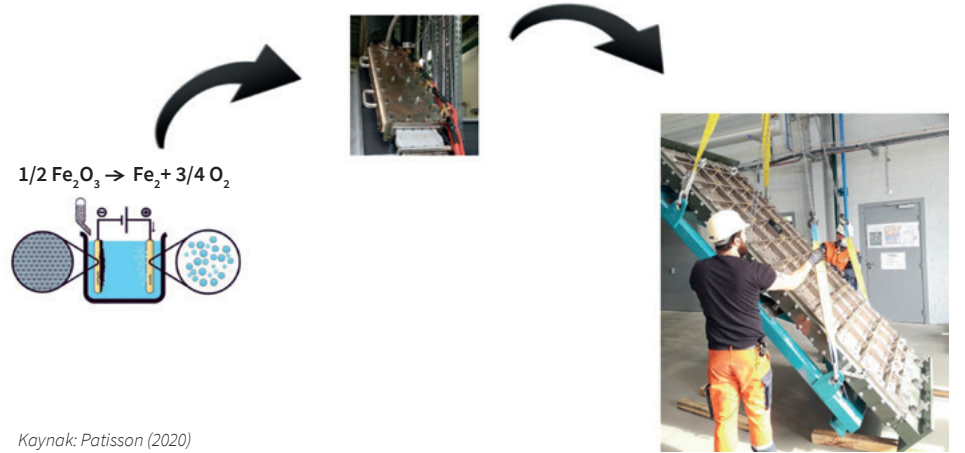
Şekil 32: Elektro-winning tabanlı çelik üretimi



Kaynak: Patisson (2020)

Bu “elektro-winning” yöntemi henüz araştırma aşamasındadır. Bazı laboratuvar ve küçük ölçekli pilot projeler deneysel olarak başarılı olmuştur. Elektroliz işlemindeki ana zorluk, elektroliz işlemi tarafından üretilen büyük miktardaki oksijen kabarcıklarını gidermek için doğru hücre tasarımını bulmaktır. Bunu sağlamak için hücrenin tasarım aşamasında Bilgisayarlı Akışkanlar Dinamiği (CFD) yöntemi kullanılmıştır. Tasarım-modelleme-prototip ve küçük ölçekli kurulumu gösteren diyagram aşağıda gösterilmiştir.

Şekil 33: H₂ bazlı demir üretimi (Elektro-winning)



Kaynak: Patisson (2020)

Demir cevherinden oksijen içeriğini uzaklaştırmak için kullanılabilen doğrudan elektrifikasyon teknolojilerinin özeti aşağıda Tablo 1’de verilmektedir (IEA, 2020).

Tablo 1: Demir-çelik sektöründe doğrudan elektrifikasyon ile ilgili teknolojilerin durumu

Teknoloji	Teknoloji Hazırlık Düzeyi (1: ilk fikir, 11: İstikrar Kanıtı)	Yıl Mevcut	Önem Net-Sıfır için Emisyonlar	Teknoloji Durumu
Elektroliz: Düşük sıcaklık	4	-	Orta	<ul style="list-style-type: none"> Daha önce ULCOWIN süreci (elektro-winning) üzerine inşa edilen SIDERWIN projesi ULCOS programı tarafından geliştirilen; 2020 sonunda pilot ölçekli bir tesise yönelik çalışmalar (Siderwin, 2019)
Elektroliz: Yüksek sıcaklıkta erimiş oksit	4	-	Orta	<ul style="list-style-type: none"> ULCOS, 2004-12 çalışma programı sırasında MIDEIO adlı konsepti önerdi (Wiencke ve diğerleri, 2018) MIT’de yapılan araştırma, Boston Metal’in kurulmasına yol açtı ve ilk şirketini açtı. 2014 yılında prototip hücre (1 tondan fazla metal üretili); şimdi pilot fabrika hedefleniyor (Boston Metal, 2019)

Demir cevheri elektroliz yönteminin 2040 yılından sonra piyasada ticari olarak yer alması beklenmektedir (Agora, 2021).

2.3.4 Ergitme İzabesi: H₂ Plazma

İzabe indirgemesi, bir metalin ısı kullanılarak cevherinden çıkarılması için kullanılan genel bir terimdir. Hidrojen plazma izabe indirgemesinde, demir cevheri bir plazma ark reaktöründe plazma halindeki H₂ ile indirgenir. SuSteel (Avusturya) ve Utha Üniversitesi (ABD) bu teknoloji üzerinde çalışmaktadır. Bu teknoloji CO₂ emisyonlarını %100 oranında ortadan kaldırmaktadır (IEA, 2020).

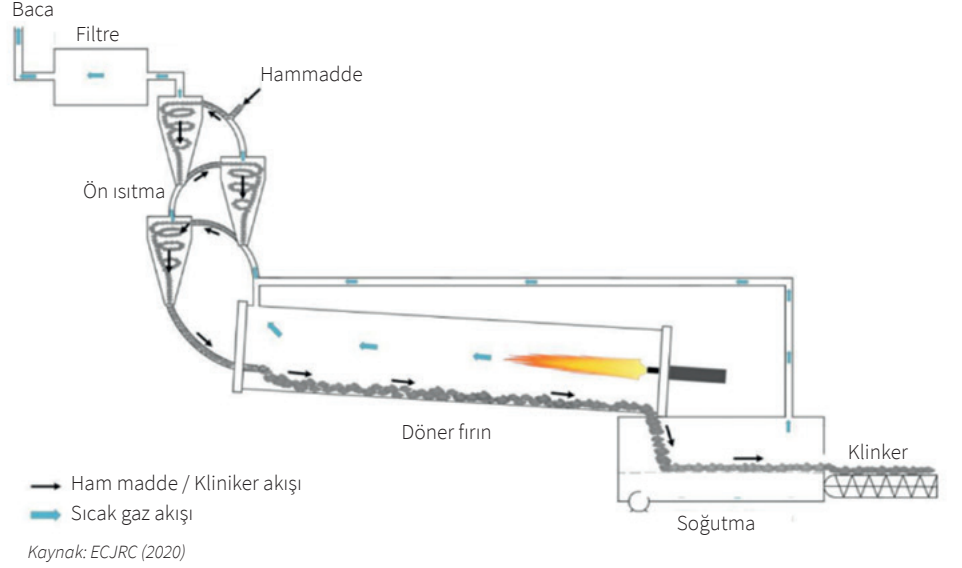
Tablo 2: Demir-çelik sektöründe izabe redüksiyonunun durumu

Teknoloji	Teknoloji Hazırlık Düzeyi (1: ilk fikir, 11: İstikrar Kanıtı)	Yıl Mevcut	Önem Net-Sıfır için Emisyonlar	Teknoloji Durumu
Ergitme indirgeme: H ₂ plazma	4	-	Orta	<ul style="list-style-type: none"> Avusturya’daki voestalpine fabrikasında SuSteel araştırma projesi; şu anda 100 g’lık bir reaktörün ölçeğini 50 kg’a yükseltme sürecinde, 2020’de devreye alma (K1MET, 2018; Primetals, 2019) Utah Üniversitesi’nde geliştirilmekte olan flaş demir üretim teknolojisi, devreye alınan mini pilot reaktör (Sohn ve diğ., 2017)

2.4 Çimento üretimi ile ilgili teknolojiler

Çimento endüstrisi, döner fırında klinker üretimi için yüksek sıcaklıklar elde etmek amacıyla ağırlıklı olarak fosil yakıtları (kömür ve petrokok) yakmaktadır. Proses sıcaklığı demir-çelik prosesinde olduğu gibi yüksektir (~1.450°C). Çimento üretiminin ana prosesi, yani klinker üretimi aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.

Şekil 34: Klinker üretimi



Avrupa Komisyonu Bilim ve Bilgi Servisi Ortak Araştırma Merkezi, *ısı için elektrifikasyon, ısı için hidrojen, karbon tutma sistemleri ve düşük karbonlu çimento alternatifleri* dahil olmak üzere çimento endüstrisinin karbonsuzlaşmasını ele almıştır (European Commission Joint Research Centre, 2020).

Bu alternatifler içerisinde “düşük karbonlu çimento”, klinkerin kısmen kömür santrallerinden çıkan uçucu kül ve çelik fabrikalarından çıkan yüksek fırın cürufu ile ikame edilmesine dayanmaktadır. Bununla birlikte, bu geleneksel tesisler, karbonsuzlaşma yoluna bağlı olarak gelecekte daha az kullanılabilir olacaktır. Portland çimentosundan (dünyada kullanılan en yaygın çimento türü) daha az CO₂ yayan alternatif klinkerler üzerine devam eden önemli araştırmalar vardır. Bazıları halihazırda ticari olarak mevcuttur (ancak sınırlı uygulamalarla), diğer bazı kavramsal tasarımlar ise araştırma ve geliştirme aşamasındadır.

Karbon yakalama sistemleri (CCS) sektördeki ana araştırma alanıdır, çünkü CO₂'nin çoğunluğu yakıt yanmasından ziyade üretim aşamasındaki kimyasal reaksiyonlardan salınır. İkinci odak noktası, ısı kaynağı olarak hidrojenin kullanılmasıdır.

Çimento sanayi, plazma jeneratörleri ve mikrodalga enerjisi yoluyla ısı üretimi de dahil olmak üzere, çimento üretimini elektrikleştirmek için henüz gelişim aşamasında olan çeşitli teknolojileri araştırmaktadır. Plazma jeneratörlerini bir ön ısıtıcı, ön kalsinatör fırınında kullanma konsepti şu anda ana teknoloji yoludur. Plazma teknolojisini kullanan bir pilot tesisin inşası şu anda düşünülmektedir (Vatennfall, 2019). Bu alanda geliştirilen elektrikli ısıtma teknolojilerinin avantajları ve dezavantajları aşağıdaki tabloda verilmiştir (Tokheim, et al, 2019).

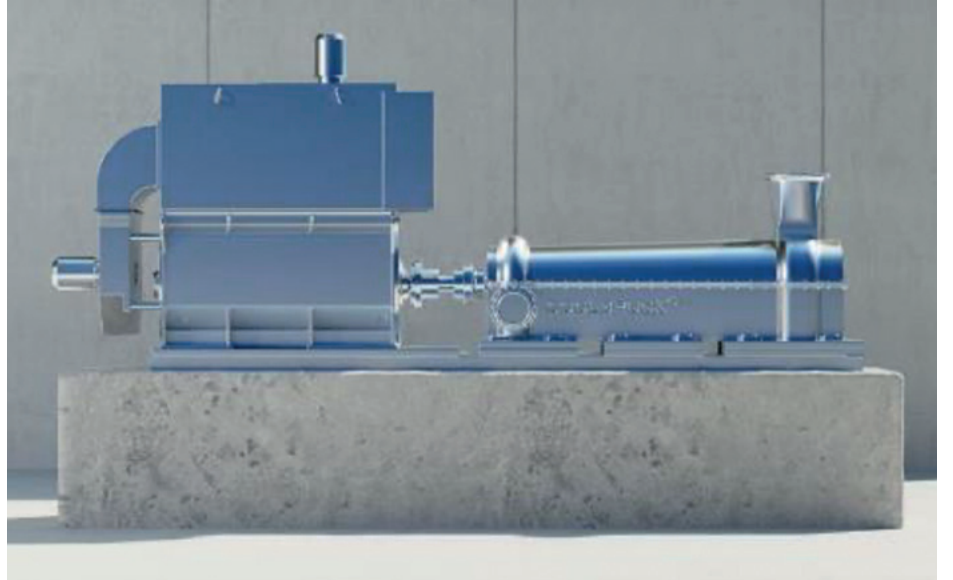
Tablo 3: Çimento endüstrisi için elektrikli ısıtma teknolojileri

Teknoloji	Tanım	Avantaj	Dezavantaj
Mikrodalga	Moleküllerin ısı üretmek için titreşmesini sağlamak için bir magnetrondan gelen elektromanyetik dalgaları kullanır.	Sıcaklığın kontrolü kolaydır, elektrikli bir fırından daha hızlı kalsinasyon sağlayabilir.	Personel için iş güvenliği endişeleri vardır, klinker hammaddelerini eritebilecek yerel sıcak noktalar oluşabilir.
Plazma Isıtma	İyonlaşan gaz sayesinde bir elektrik arkından ısı transferini mümkün kılan iletken hale gelir. Çimento endüstrisinde CO ₂ gaz olarak kullanılabilir.	Daha düşük işletme maliyetleri, yüksek termal verimlilik. Plazma ısıtmanın çimento endüstrisi için uygun olabileceği sonucuna varan bir pilot çalışma yapılmıştır (Vattenfall, 2019)	Elektrotların kısa çalışma saatleri (600 – 1.000 saat), su soğutması gerekir, bu da bir miktar enerji kaybına neden olur, yüksek ark sıcaklığında istenmeyen reaksiyonlar meydana gelebilir.
Elektriksel Rezistans Isıtma	Rezistanslı ısıtma yoluyla bir metalin ısıtılması. Böylece klinker hammaddesi konveksiyon, radyasyon veya sıcak yüzeyle doğrudan temas yoluyla ısıtılır.	Basit ve kanıtlanmış teknoloji, nispeten güvenli.	-
İndüksiyon Isıtma	Elektromanyetik indüksiyon yoluyla iletken bir nesnenin ısıtılması. İletken cisimdeki akımlar dirençli ısıtma yaparak malzemeyi ısıtır.	Kanıtlanmış teknoloji, nispeten güvenli.	Endüktif ısıtma ekipmanı soğutulmalıdır. Klinker hammaddesi elektriği iletmez ve bu nedenle doğrudan ısıtılamaz. Sabit sıcaklıklar oluşturmak zordur.

Kaynak: Tokheim (2019)

Ek olarak, bir prototip ürün olan RotoDynamic Heater (RDH), fosil yakıtları yakmadan 1.700°C'ye ulaşabilen bir elektrikli proses ısıtma teknolojisidir. RDH'de hava, azot ve proses gazları yüksek sıcaklıklara kadar ısıtılır ve ısıtılan gaz, proses ısıtmasında fosil yakıtların yakılmasının yerine ısıtıcının dışında kullanılır. Endüstriyel süreçlerde fosil yakıtlı fırınları ve çimento fırınlarını elektrikli ısıtma ile değiştirmek bir seçenektir. RDH, Finlandiya'daki bir pilot projede başarıyla test edilmiş ve 2024'te ticari kullanıma sunulması hedeflenmiştir. CEMEX, çimento üretimindeki CO₂ emisyonlarını azaltmak için RDH'yi kullanmak üzere anlaşma imzalamıştır (Coolbrook, 2023).

Şekil 35: Coolbrook rotodinamik ısıtıcı



Kaynak: Coolbrook (2023)

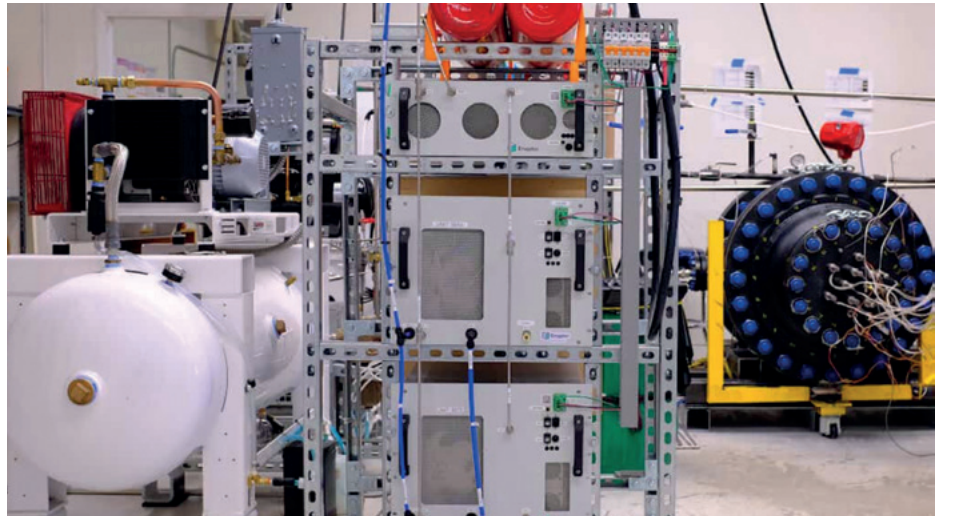
Diğer bir seçenek ise kalsine edici olarak özel, dolaylı olarak ısıtılan çelik bir kap kullanılan LEILAC işlemidir. İşlem, karbon yakalamayı basitleştiren saf bir CO₂ salımı ile sonuçlanır. Bu, süreçle ilgili toplam emisyonların yaklaşık %85-90'ının yakalanmasını sağlamaktadır. Metod aynı zamanda, kalsinatörden enerji ile ilgili emisyonları ortadan kaldıran yüksek sıcaklıktaki ısının elektrifikasyonunu da mümkün kılmaktadır. Sonuç olarak, bu yöntem, klinker ısıtma işleminden kaynaklanan emisyonların yaklaşık %77-80'ini ortadan kaldırmaktadır (Agora, 2021).

Uluslararası deneyimler olarak, Finlandiya'daki VTT Teknik Araştırma Merkezi, Finnsementti ve Nordkalk ortakları ile birlikte Kumera ile elektrikle ısıtılan bir döner fırın geliştirmiştir. Bu yıl proje, çimento ham tozu ve kireç hamurunu 12 metrelik bir fırında test etmiştir. Ayrıca, AGICO Cement (Çin), ısıtma elemanı olarak silisyum karbür kullanan bir ısıtmalı fırın geliştirmektedir. Fırın boyunca ısı üretmek için toplam 48 silisyum karbür çubuk elektriklelenmekte ve ısı, fırın duvarından malzemeye aktarılmaktadır. İlave olarak, İsveçli SaltX Technology firması Elektirk Ark Kalsiner'in Haziran 2022'de başarılı bir şekilde "yeşil sönmemiş kireç" ürettiğini duyurmuştur. Ancka, SaltX projesi henüz ticari üretime geçmemiştir (Cemnet, 2023).

2.5 Kimyasal malzeme üretimiyle ilgili teknolojiler

Mevcut durumda amonyak üretiminde hammadde olarak kullanılan hidrojen, çoğunlukla doğalgazdan (gri hidrojen) elde edilmektedir. Bunun yerine, yenilenebilir enerji ile su elektrolizi (yeşil hidrojen) karbonsulaşma için önemli bir seçenektir. Oda sıcaklığında su ve azot reaksiyonu kendiliğinden oluşmaz, ancak ortam sıcaklık ve basıncında en az 1,17 V gerilim uygulandığında azot ve su girdisiyle amonyak oluşur. Hidrojenin üretilmesinde doğalgaz yerine yenilenebilir enerji ve su kullanılmasıyla proses doğrudan elektrikle yapılmış olur (Zachary J., et al, 2017). Starfire Energy tarafından "Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E)" tarafından desteklenen bir pilot proje geliştirilmiştir. Bu proje, sudan hidrojeni sentezleyen (elektroliz) ve azotu havadan ayıran modüler bir işlemi kullanır. Pilot kurulum erken araştırma aşamasındadır ve aşağıda Şekil 36'da (Fuel Cells Work, 2019) gösterilmektedir.

Şekil 36: Karbonsuz (Su elektrolizi) amonyak üretimi



Kaynak: Fuel Cells Work (2019)

Amonyak üretimindeki elektrifikasyon ilkesi, diğer ana kimyasalların üretimi için de geçerlidir. Metanol ve etilen, karbondioksit ve suyun bir elektrokimyasal reaktörde reaksiyona sokulmasıyla üretilir. Bu da çok daha geniş bir ticari kimyasallar yelpazesinin üretiminin karbonsuzlaşmasını sağlar. Amonyakın elektrokimyasal olarak üretilmesi karbon döngüsünün değiştirilmesine bir örnek iken, karbondioksitten metanol üretimi karbon döngüsünün kapatılması için bir fırsat sağlar (Zachary J., et al, 2017).

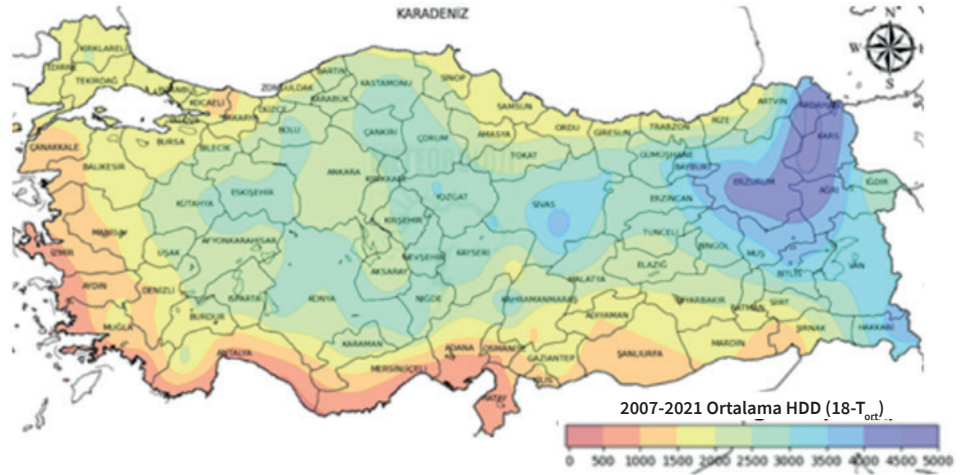
Plastik üretim sürecinde nafta, 600 - 900°C'de buharlı kırıcılarda olefinlere ve aromatlara (plastiklerin hammaddesi) dönüştürülür. Şu anda buharlı kırıcıların ısı ihtiyacı fosil yakıtlardan karşılanmaktadır ve bunlar elektrikli hale getirilmeye uygundur. Ayrıca, hammadde olarak nafta kullanımına bir alternatif olarak, yeşil hidrojen ve CO₂'den elektrikleştirme yoluyla üretilen metanol hammadde olarak kullanılabilir. Bu sayede bir ton plastik üretiminde 0,8 tCO₂ salımı önenebilir (Agora, 2021).



3. Türkiye’de konutların elektrifikasyonu - Mevcut durum ve potansiyel

Türkiye 780.043 km²’lik bir coğrafi alana sahiptir ve bölgeler arasında farklı iklim özellikleri yaşanmaktadır. Genel olarak Türkiye’nin güneyi ve batısı daha ılıman, doğusu ve iç bölgeleri ise daha soğuktur. Ortalama ısıtma gün-derecelerinin (Heating Degree Days - HDD) coğrafi dağılımı Şekil 37’de verilmiştir. HDD, gerçekleşen sıcaklık ile ısıtma ihtiyacının başladığı sıcaklık arasındaki günlük sıcaklık farklarının toplamıdır. Şekil 37’de maviden mor renge doğru işaretlenmiş bölgeler daha yüksek HDD’lere sahiptir. Bu bölgeler ülkenin doğu ve orta kesimlerinde yoğunlaşmıştır. Güney ve batı kıyıları 1.500 gün-dereceden daha az HDD’ye sahipken, kuzey doğu kısımlarında 4.000 gün-derece üzerinde HDD’ye sahip alanlar bulunmaktadır. Ülkede en fazla nüfusa sahip olan İstanbul, 1.500 - 2.000 gün-derece arasında bir HDD ile ılıman kategoride yer almaktadır. Türkiye’nin başkenti ve üçüncü büyük şehri olan Ankara, 2.000 – 2.500 gün-derece arasında HDD’ye sahiptir. Ülke genelindeki 129 meteorolojik ölçüm bölgesi baz alındığında, HDD 2007-2020 yılları arasında ortalama 2.041 gün-derece’dir (ÇŞİD, 2021).

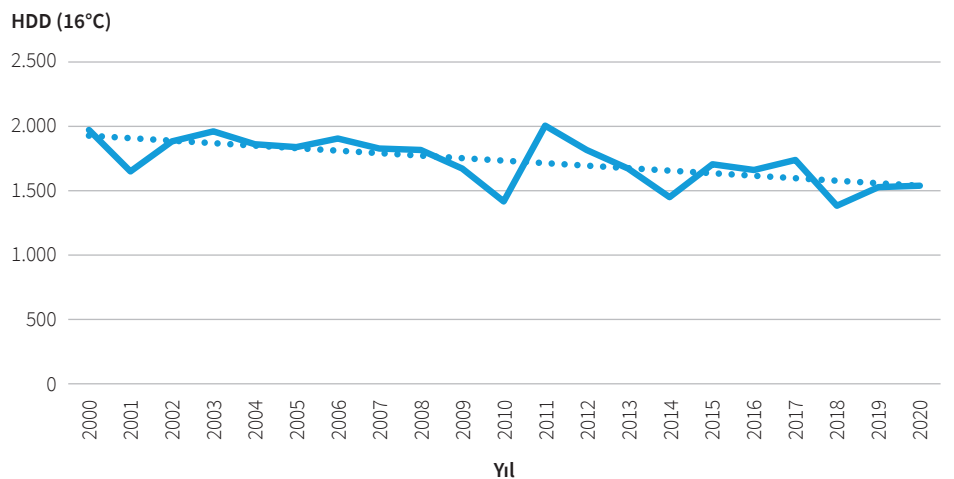
Şekil 37: Türkiye ortalama ısıtma gün-dereceleri haritası (2007-2020 ortalaması)



Kaynak: ÇŞİD (2021)

IEA verilerine göre Türkiye ortalama HDD'si 2000 yılından beri azalma eğilimindedir. Bunun nedeni ortalama sıcaklıkların 1994'ten itibaren sürekli artmasıdır (1997 ve 2011 hariç). Türkiye'nin ısınma hızı, dünya ortalamasının üzerindedir (IEA, 2021).

Şekil 38: Türkiye'nin yıllık HDD'si (16°C'ye göre)



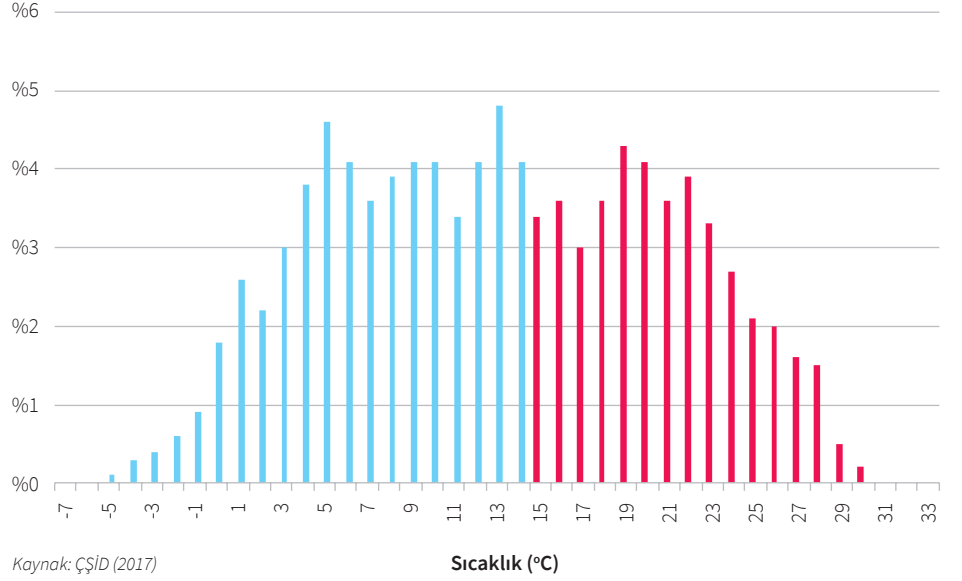
Kaynak: IEA (2021)

Türkiye'nin en yüksek nüfusuna sahip olan şehri, İstanbul'un (nüfusun %19'u) yıllık ortalama derece-saat değeri aşağıdaki şekilde verilmiştir (ÇŞİD, 2017). İstanbul'da ortalama bir yıldaki saatlerin %56,5'inde sıcaklık 15°C'nin altındadır;

- Saatlerin %2,4'ünde sıcaklık 0 °C'nin altındadır.
- Saatlerin %18'i 0 - 5 °C arasında bir sıcaklığa sahiptir.
- Saatlerin %19,8'i 6 - 10 °C arasında bir sıcaklığa sahiptir.
- Saatlerin %16,3'ü 11 - 14 °C arasında bir sıcaklığa sahiptir.

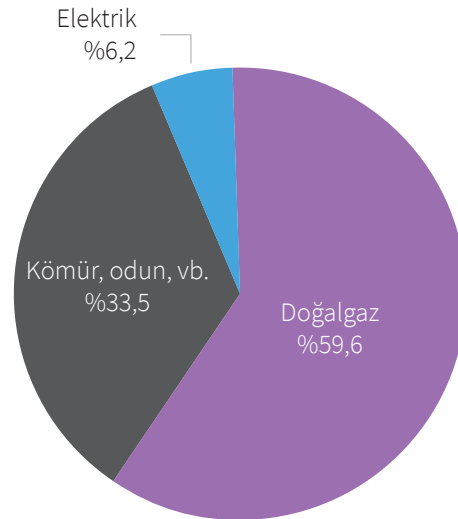
Şekil 39: İstanbul'un bir yıldaki saatlik sıcaklık frekansı

Sıcaklık



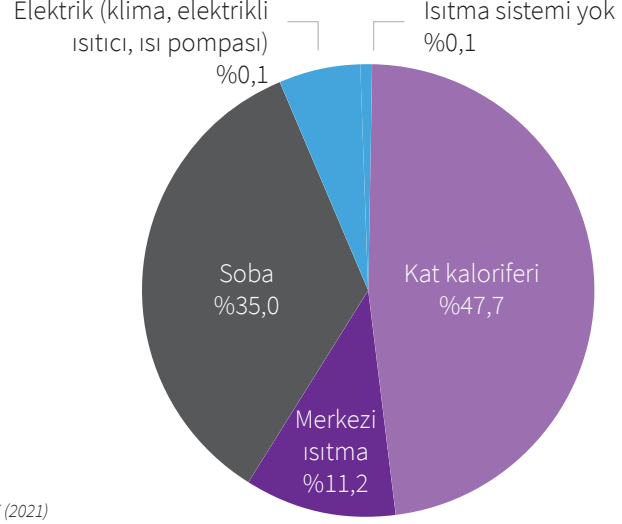
Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) Bina ve Konut Nitelikleri Araştırması'na göre 2021 yılında 25.329.833 hanenin %59,6'sı ana ısıtma kaynağı olarak doğalgaz, %33,5'i ise kömür ve odun başta olmak üzere katı yakıt kullanmaktadır. Isıtma yöntemlerinin dağılımı aşağıdaki şekilde verilmiştir (TÜİK, 2021).

Şekil 40: Isıtma yakıtlarına göre konutların payı



Ana ısıtma ekipmanlarının dağılımı ise aşağıda Şekil 41’de verilmektedir (TÜİK, 2021). Ağırlıklı olarak kömür kullanılan sobalar¹⁵ ısıtma sisteminin %35’ini oluşturmaktadır. Sobalar genellikle doğalgaz şebekesine erişimin olmadığı yerlerde kullanılmaktadır.

Şekil 41: Isıtma sistemine göre konutların payı



Kaynak: TÜİK (2021)

3.1 Doğalgaz ile ısıtma

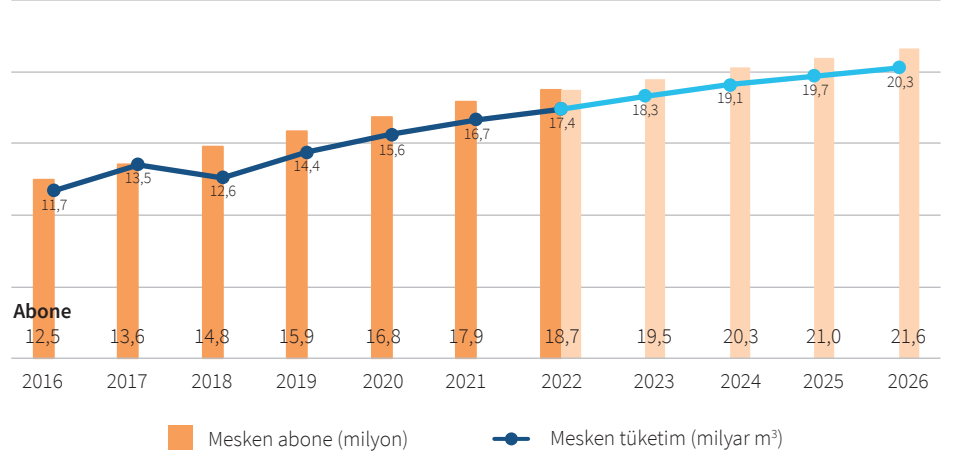
2021 yılı sonu itibarıyla Türkiye’deki 922 ilçeden 594’ünün (%64) doğalgaz dağıtım sistemine erişimi bulunmaktadır. Doğalgaz dağıtım şirketlerinin yatırım planına göre 2026 yılına kadar 320 yeni ilçe şebekeye bağlanacaktır. Dolayısıyla bu genişleme yatırımları ile ilçelerin %94’ü doğalgaz bağlantısına sahip olacaktır (GAZBİR, 2021).

2021 yılı itibarıyla 68,5 milyon kişi (nüfusun %81’i) konutlarında doğalgaz şebekesine erişebilmektedir. Ancak nüfusun %67’si evlerinde ısınmak veya yemek pişirmek için aktif olarak doğalgaz kullanmaktadır.

2021 yılında konut doğalgaz abone sayısı 17,9 milyondur. 2016-2021 yılları arasında bu sayı, her yıl yaklaşık 1 milyon abone artışı ile ortalama %7,6 (CAGR) artmıştır (EPDK, 2016-2021). 2026 yılı sonunda abone sayısının 21,6 milyona ulaşması beklenmektedir. Bu artışa paralel olarak konutlarda doğalgaz tüketiminin 2026 yılına kadar 20 milyar m³’ü aşması beklenmektedir (GAZBİR, 2021). Abone sayısı ve konut tüketimine ilişkin tarihsel gelişim ve gelecek tahmini aşağıda Şekil 42’de verilmektedir.

¹⁵ Ayrıca doğal gaz ve LPG sobaları içerir, ancak bunlar nadirdir.

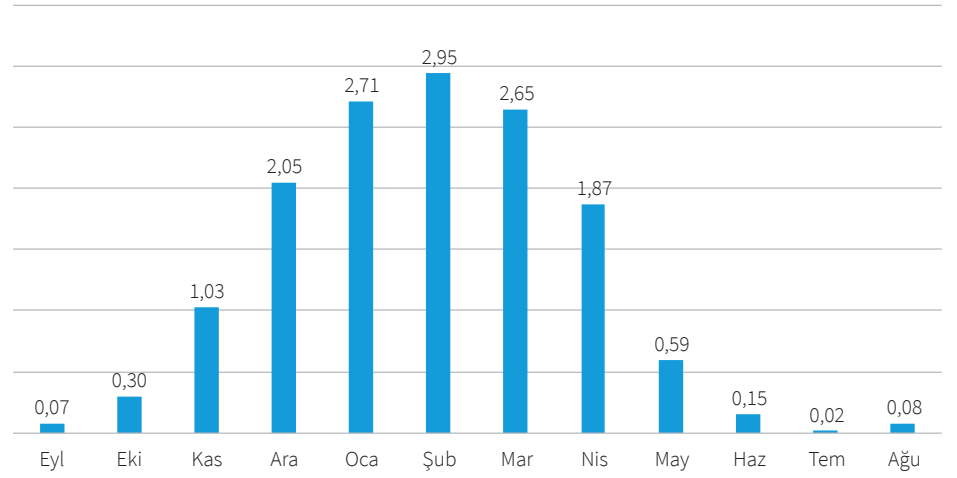
Şekil 42: Doğalgaz konut abone sayısı ve tüketimleri



Kaynak: GAZBİR (2021)

Doğalgaz Dağıtım Şirketleri Derneği'ne (GAZBİR) göre konutlarda kullanılan doğalgazın %78'i alan ısıtma için kullanılmaktadır. Kalan %22 ise yemek pişirme ve su ısıtmak için kullanılmaktadır (GAZBİR, 2021). Bu pay dikkate alındığında 2021 Ekim ile 2022 Eylül arasında alan ısıtma için kullanılan aylık doğalgaz miktarları aşağıda Şekil 43'te verilmektedir (EPDK, 2021-2022).

Şekil 43: Aylık konut doğalgaz ısıtma tüketimi (milyar m³)



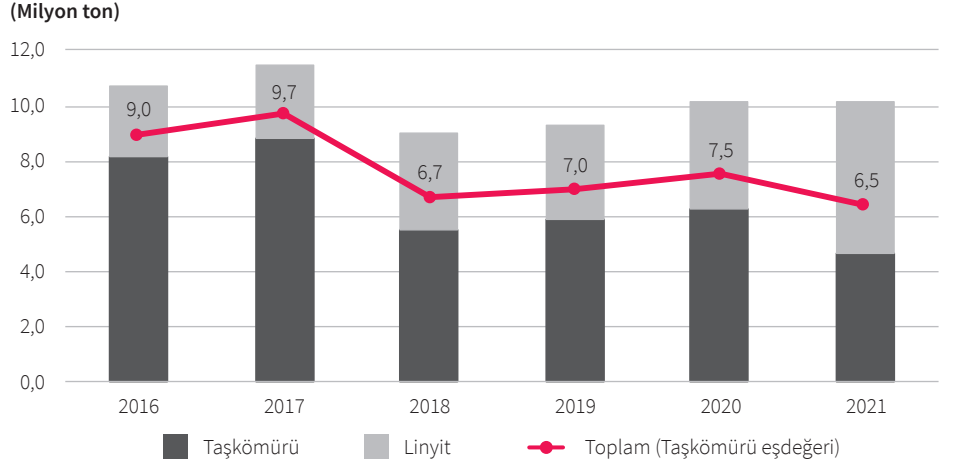
Kaynak: EPDK (2022)

2016-2021 yılları arasında hane başına ortalama doğalgaz tüketimi 926 m³/yıl olarak gerçekleşmiştir (EPDK). Bu miktarın %78'inin alan ısıtma amaçlı kullanıldığı kabul edildiğinde, ortalama bir mesken tüketicisinin alan ısıtma için 722 m³/yıl, sıcak su ve yemek pişirme için 204 m³ tükettiği anlaşılmaktadır.

3.2 Kömür ile Isıtma

2011 yılında soba kullanan hanelerin payı %57,1 iken (TÜİK, 2011) 2021 yılında bu oran %35'e gerilemiştir (TÜİK, 2021). Aynı dönemde ısıtma amaçlı elektrik kullanımı ise %6 civarında kalmıştır. Bu nedenle, sobaların (kömür tüketimi) doğrudan doğalgazlı ısıtma ile ikame edildiği görülmektedir. Kömür kullanan konutların payındaki düşüşe paralel olarak konutlarda kömür tüketimi de azalmıştır. 2016 yılında 9 milyon ton taşkömürü eşdeğeri kömür tüketilirken, 2021 yılında 6,5 milyon ton tüketilmiştir.

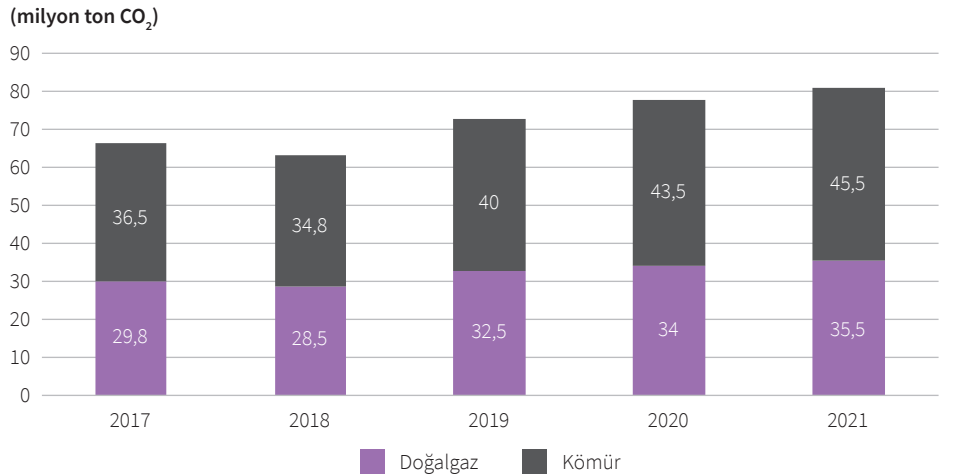
Şekil 44: Isıtma amaçlı kömür tüketimi¹⁶



2021 sonu itibarıyla 25,3 milyon haneden 8,5 milyonu ısınmak için kömür kullanmaktadır (TÜİK, 2021). Devlet sosyal yardım olarak 2003 yılından bu yana her yıl yaklaşık 2 milyon haneye ücretsiz kömür dağıtmaktadır. 2021 yılında bu amaçla 1,8 milyon haneye 1,6 milyon ton kömür dağıtılmıştır (TKİ, 2021).

GAZBİR'e göre 2021 yılında hanelerden kaynaklanan karbon salımı yaklaşık 81 milyon ton olmuştur. Bu kirliliğin 45,5 milyon tonu doğalgaz kullanımından, 35,5 milyon tonu ise kömür tüketiminden kaynaklanmıştır. Konutlarda fosil yakıt kullanımından kaynaklanan karbon emisyonları 2017-2021 için Şekil 45'te verilmiştir.

Şekil 45: Konutlarda doğalgaz ve kömürden kaynaklanan karbon emisyonları¹⁷



¹⁶ TÜİK Katı Yakıt İstatistikleri. Taşkömürü eşdeğer değeri için linyit miktarı taş kömürünün 1/3'ü olarak alınmıştır, yani linyit = 2.000 kcal/kg, Taşkömürü=6.000 kcal/kg.

¹⁷ GAZBİR Yıllık Sektör Raporları

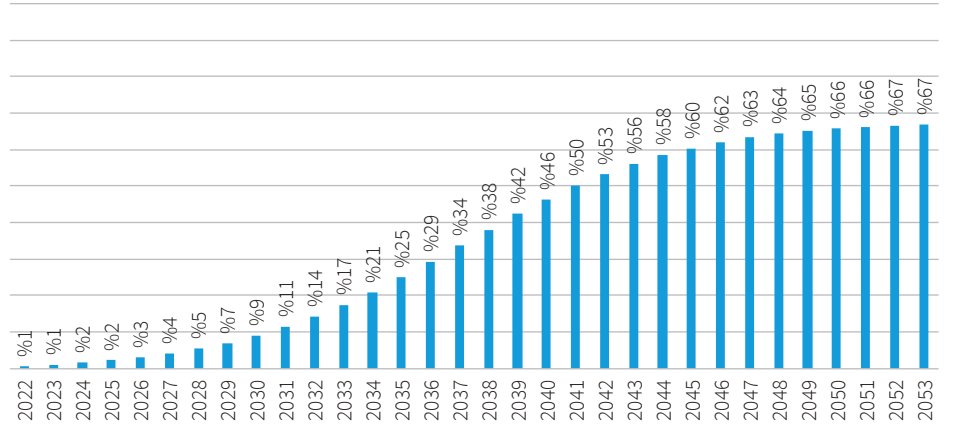
3.3 Konutlarda elektrifikasyon potansiyeli

Konutlarda ısıtma ve sıcak su kullanımı için sanayiye göre daha düşük sıcaklıklara ihtiyaç duyulmasından dolayı; rezistanslı ısıtıcılar, elektrikli kazanlar ve ısı pompaları, doğalgaz ve kömür kullanımını ikame edebilecek seçeneklerdir. Binalarda elektrifikasyon konusunda herhangi bir teknik kısıt olmadığı için geçiş trendini öncelikle yakıt fiyatları belirleyecektir. Bölüm 5.1'de elektrifikasyon için ekonomik fizibilite analizi verilmektedir. Buna ilaveten, yakıt fiyatlarından bağımsız olarak Türkiye'nin 2053 yılı için net-sıfır hedefi, enerji dönüşümünü yönlendiren temel motivasyon olacaktır.

IEA tahminlerine göre, 2050 yılına kadar, gelişmiş ülkelerdeki konutların üçte ikisine ve gelişmekte olan ülkelerdeki konutların yaklaşık %40'ına ısı pompası kurulacaktır. Isı pompalarının kullanımının yaygınlaşmasıyla birlikte, binalarda elektrik talebi bu dönemde artacak ve 2050 yılına kadar binalardaki toplam enerji tüketiminin %66'sına ulaşacaktır (IEA, 2021).

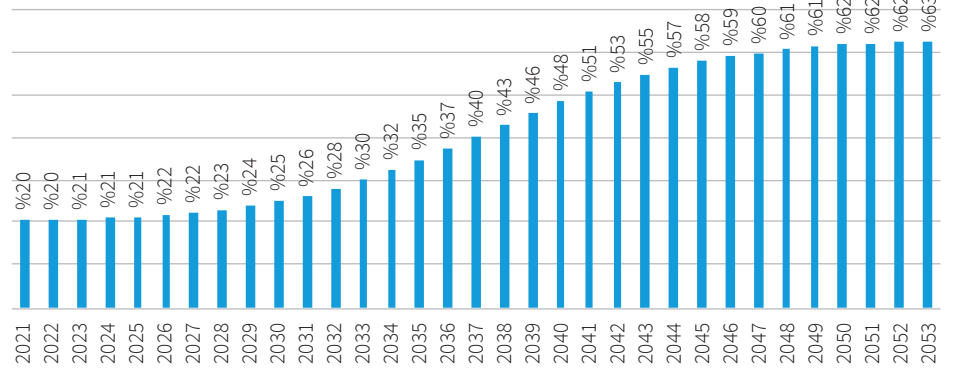
IEA tahminlerine benzer şekilde, SHURA net-sıfır çalışmasında 2053 yılına kadar Türkiye'deki konutların %67'sinin ısı pompaları ile ısıtılacağı öngörülmektedir. Beklenen yaygınlaşma eğrisi Şekil 46'da gösterilmektedir. 2030'da hanelerdeki ısı pompalarının payının %9'a çıkması beklenirken, 2045'te %60'a ulaşacağı öngörülmektedir. Bu artışın ana itici gücü, 2053'te karbonsuzlaşma hedefine ulaşılabilmesi için 2030'dan itibaren tüm yeni binalarda ısı pompası kurulumlarının hızlanması gerekliliğidir. Ayrıca 2030 yılından sonra doğalgazlı ısıtıcıların ekonomik ömürleri dolacağından, mevcut binalarda kullanılan doğalgazlı ısıtıcıların kademeli olarak yerlerini ısı pompalarına bırakacağı tahmin edilmektedir.

Şekil 46: Konutlarda ısı pompası gelişim projeksiyonu - Isı pompalı konutların payı
Isı pompası payı (%)



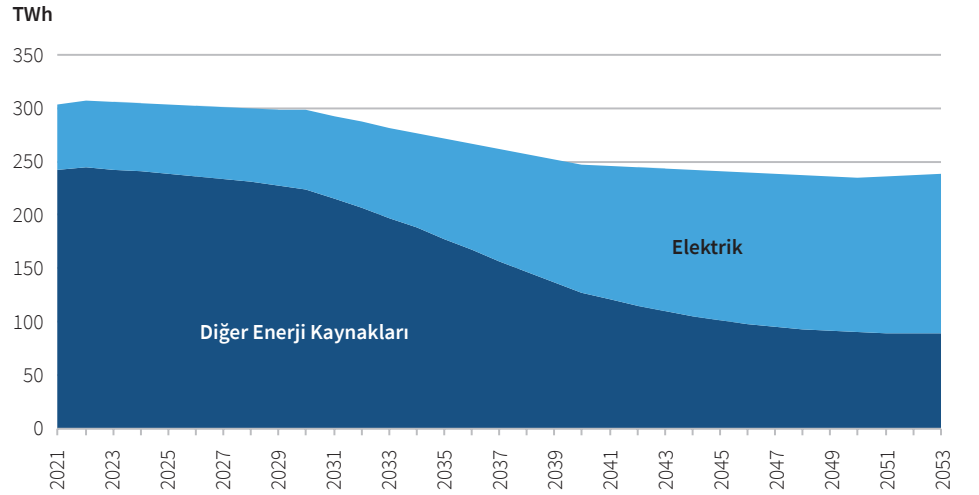
Konutlarda artan elektrifikasyon ile elektrik tüketimi payının 2021'de %21'li seviyelerden 2053'te %63'lere çıkması beklenmektedir. Isı pompaları, 2030'da binaların ortalama elektrik talebinin %9'unu, 2040'ta %23'ünü ve 2050'de %25'ini oluşturacaktır.

Şekil 47: Konut nihai enerji talebinde elektrik payı (%)



Bu dönemde fosil yakıtların yerini alan ısı pompaları, enerji verimliliği uygulamaları ve ısı yalıtımı iyileştirmeleri ile binaların toplam enerji tüketiminin azalma eğiliminde olacağı beklenmektedir. Konutlarda toplam enerji tüketimi 2021 yılında 304 TWh iken, artan bina sayısına rağmen 2053 yılında bunun 238 TWh seviyelerine düşeceği öngörülmektedir (SHURA, 2023). Bu verimliliğin en büyük payı ısı pompası dönüşümünden kaynaklanmaktadır. Çünkü ısı pompalarının COP değerinin 2053 yılında ortalama 3,5 olacağını düşündüğümüzde, 1 kWh elektrik 3,5 kWh ısı talebini karşılayacaktır. Bu yüksek verimlilik nedeniyle, son kullanım tüketiminde %71'lik bir iyileşme sağlanmaktadır. İlave olarak, yeni binaların daha iyi bir ısı yalıtımına sahip olacağı ve tüm binalarda yenilemelerle enerjinin daha verimli kullanıldığı öngörülmektedir.

Şekil 48: Konut nihai enerji talebinde elektrik payı (2021-2053)

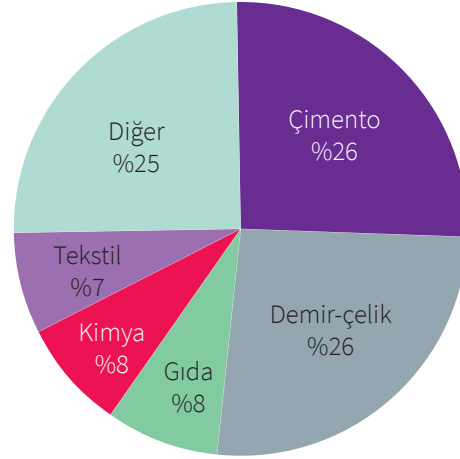




4. Türkiye’de endüstriyel proses ısı – Mevcut durum ve potansiyel

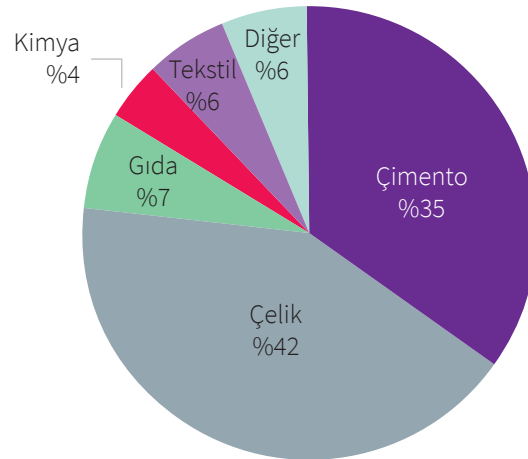
Türkiye’de sanayi enerji tüketimi, nihai enerji tüketiminin %33’ünü oluşturmaktadır olup, kömürün %71’i ve doğalgazın %36’sı bu sektörde tüketilmektedir (ETKB, 2021). Sektör içerisinde fosil yakıt tüketiminin yarısından fazlasını demir-çelik (%26) ve çimento üretimi (%26) oluşturmaktadır. Başta gıda, kimyasallar ve tekstil olmak üzere diğer yüksek fosil yakıt tüketen sektörlerin payları aşağıda Şekil 49’da gösterilmektedir.

Şekil 49: Sanayi sektöründe fosil yakıt tüketim payları (2021)¹⁸



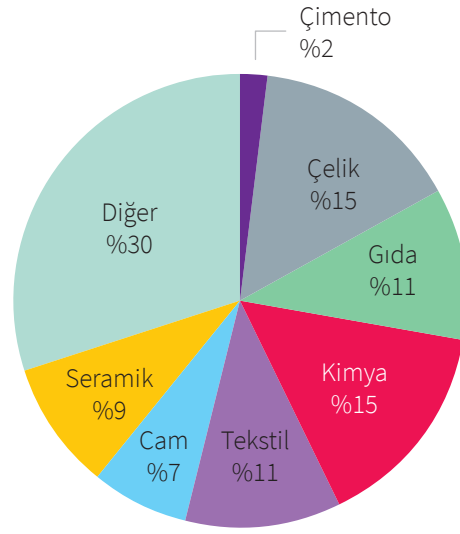
Şekil 50 ve Şekil 51’de görüldüğü üzere kömürün %77’si sadece çelik ve çimento üretiminde tüketilirken, doğalgaz tüketimi sektörler arasında dağılmıştır. Çimento sektörü, kömür alternatifi olarak biyokütle kullanımını artırması sebebiyle, doğrudan yenilenebilir enerji tüketimi en yüksek olan sektördür.

Şekil 50: Sanayi sektöründe kömür tüketim payları (2021)

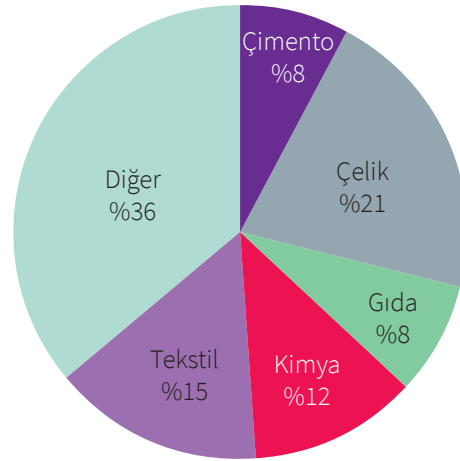


¹⁸ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

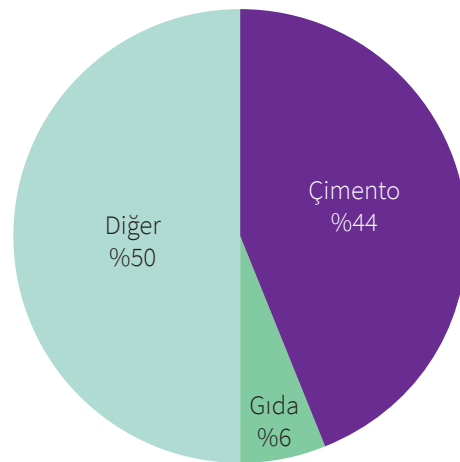
Şekil 51: Sanayi sektöründe doğalgaz tüketim payları (2021)



Şekil 52: Sanayi sektöründe elektrik tüketim payları (2021)



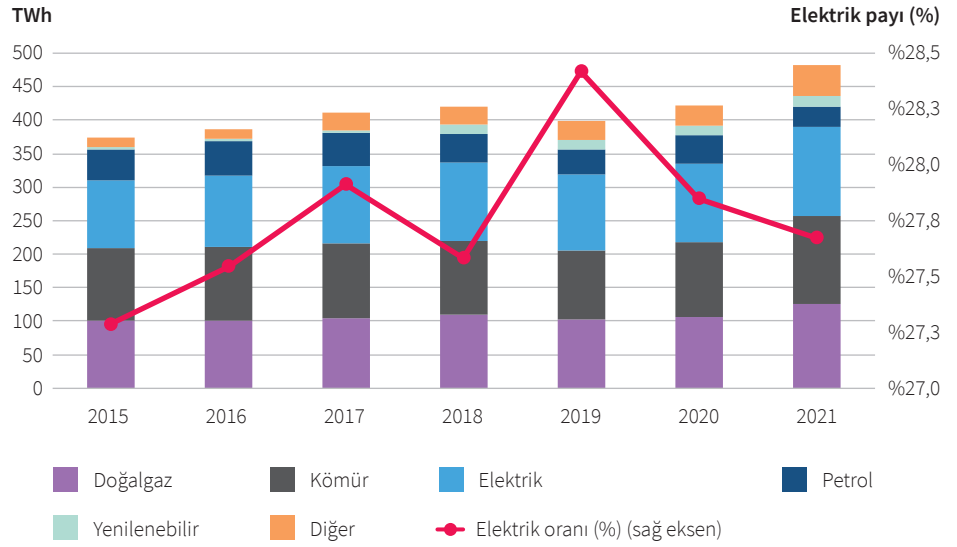
Şekil 53: Sanayi sektöründe doğrudan yenilenebilir tüketim payları (2021)¹⁹



¹⁹ Doğrudan yenilenebilir kaynaklar, elektrığe dönüştürülmeden kullanılan biyoyakıtlar ve güneş enerjisidir.

Sanayi yakıt tüketiminin tarihsel gelişimi aşağıda Şekil 54'te verilmektedir. Elektrikğin artan payı ile az da olsa bir elektrifikasyon sinyali görülmektedir. Bu dönemde ısı pompası geçişi yaygın olmadığı için, elektrifikasyon artışı halihazırda elektrikli olan proseslerin artan payından kaynaklanmaktadır. 2019 yılında demir-çelik ve çimento üretimindeki azalma (yani daha az fosil yakıt tüketimi) nedeniyle elektrifikasyon seviyesi en yüksek konumundadır.

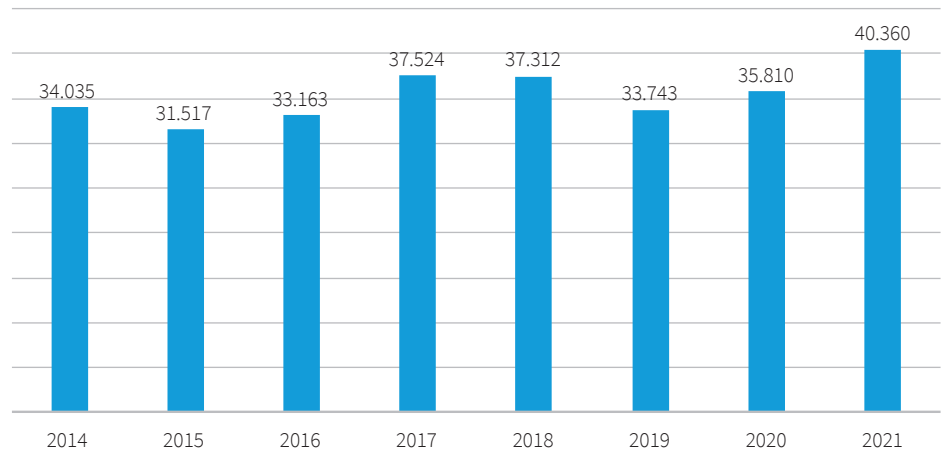
Şekil 54: Sanayide kullanılan yakıtların karışımı ve elektrifikasyon oranı²⁰



4.1 Demir-Çelik Üretimi

2021 yılında Türkiye 40,4 milyon ton çelik üreterek Avrupa'nın en büyük çelik üreticisi olmuştur. Bu yılda yurt içi çelik tüketimi 33,4 milyon ton, ihracat miktarı 23,9 milyon ton, ithalat miktarı ise 17,8 milyon gerçekleşmiştir. Çelik ihracatı, ülke ihracatının %10'unu oluşturarak \$22,4 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir (Çelik İhracatçıları Birliği, 2022). Yıllık ham çelik üretimimiz aşağıda Şekil 55'te gösterilmektedir (Kardemir, 2021).

Şekil 55: Türkiye ham çelik üretimi (bin ton)

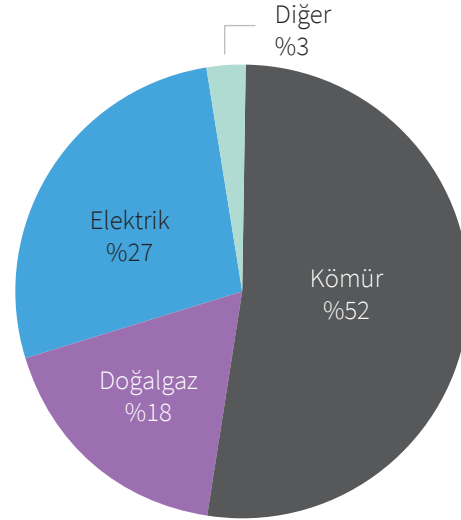


²⁰ Türkiye Enerji Denge Tabloları, 2015-2021. Diğer kategori jeotermal + atık ısıyı içerir.

2021 yılındaki ihracatın %31'ini (7,4 milyon ton) AB ülkeleri oluşturmaktadır, dolayısıyla bu miktar 2026'dan sonra sınırda karbon düzenlemesi mekanizmasına (SKDM) tabi olacaktır. İhracatta ağırlıklı olarak EAF tesislerinde üretilen uzun çelik ürünleri en yüksek payı oluşturmaktadır (%51) (Çelik İhracatçıları Birliği, 2022). EAF tesislerinin ana enerji kaynağı elektrik olduğundan, bu durum SKDM Kapsam-1 (doğrudan emisyon) kısıtlamaları açısından avantajlıdır. SKDM Kapsam-2 (kullanılan elektriğin emisyonu) uyarınca, EAF tesislerinde kullanılan elektriğin fosil yakıt içeriği de azaltılmalıdır. Öte yandan, ağırlıklı olarak BF-BOF tesislerinde üretilen yassı çelik ürünleri ise ithalatta en yüksek paya sahiptir (TÇÜD, 2023). Bu nedenle ihraç edilen ürünlerin emisyon yoğunlukları yurt içinde tüketilen ürünlere göre daha düşüktür. Bu da Türkiye'nin çelik ihracatına emisyon açısından görece avantaj sağlamaktadır.²¹

Demir-çelik üretimi, sanayideki fosil yakıtların %26'sını tüketmektedir. Sanayi tüketimi içerisinde kömürün %42'si, doğalgazın %15'i ve elektriğin %21'i yalnızca çelik sektörü tarafından tüketilmektedir (ETKB, 2021). Aşağıdaki şekilde görüldüğü gibi kömür, çelik üretiminde enerji ihtiyacının yarısından fazlasını oluşturmaktadır.

Şekil 56: Çelik üretiminde enerji kaynakları payları (2021)²²

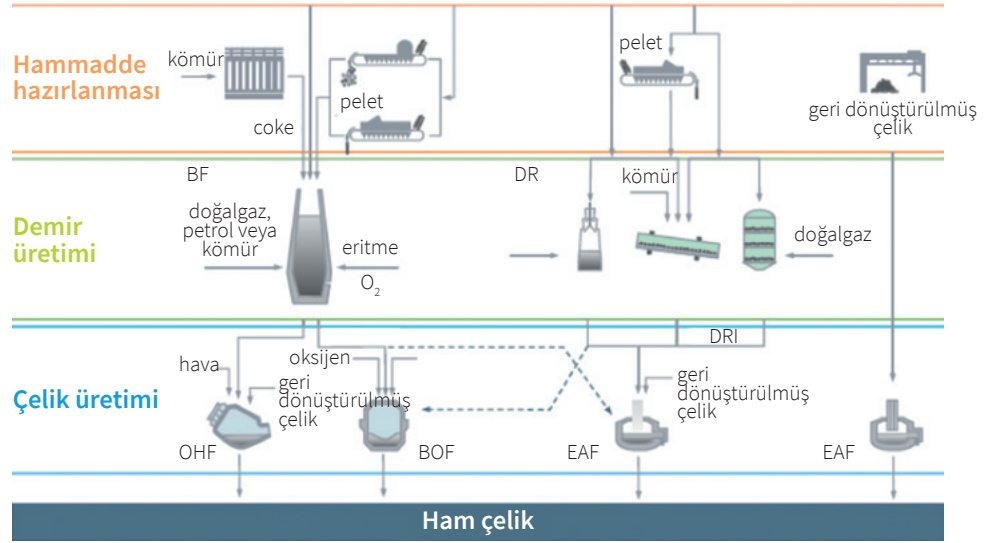


Bu sektörde çelik üretimi için üç ana yöntem vardır. Bunlardan ikisi, yüksek fırın (BF)-bazık oksijen fırını (BOF) üretim rotası veya DRI-EAF yolu ile demir cevherinin doğrudan indirgenmesi ile (birincil üretim - entegre tesisler) yapılan ham çelik üretimidir. Diğeri ise hurda metalin elektrik ark ocakları (EAF) veya indüksiyon ocakları (IF) ergitilmesi ile ham çelik üretilmesidir. Bu üç rota aşağıdaki şekilde gösterilmiştir (European Parliamentary Research Service, 2021).

²¹ Ancak, emisyon değeri yüksek olan yassı çelik ürünlerinin katma değeri daha yüksek olduğundan, ülke ekonomisi açısından dezavantajdır.

²² Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Şekil 57: Çelik üretim yolları



Kaynak: EPRS (2021)

Entegre tesislerde ağırlıklı olarak BF - BOF üretim rotası kullanılmaktadır. Bu işlem için öncelikle kömürden kok üretilir ve demir cevheri sinterlenir.²³ Ardından, sıvı pik demiri üretmek için kok ve sinter yüksek fırına (BF) beslenir. Kok, cevherdeki oksijenle reaksiyona girerek karbon monoksit (CO) oluşturur ve BF'deki demir cevherinin indirgenmesi gerçekleşir. Demir cevheri, karbon monoksit ile reaksiyona girerek demir ve CO₂ üretir. Son olarak, karbon içeriğini azaltmak ve çelik üretmek için sıvı pik demir bazik oksijen fırınına (BOF) beslenir. Türkiye'deki entegre demir-çelik fabrikaları (İskenderun, Ereğli ve Kardemir) bu yolla çelik üretmektedir.

Prosesten de görülebileceği gibi, kömür sadece ısı ihtiyacı için değil, aynı zamanda bir indirgeyici (kok) olarak kullanılmaktadır. Bu nedenle kömürün başka bir ısı kaynağı ile değiştirilmesi çelik üretimi için yeterli değildir. Ayrıca kokun indirgeyici rolü de doldurulmalıdır.

BF-BOF üretim rotasının emisyonu 1,9 tCO₂ /tçelik'tir. Bu emisyonun kaynakları aşağıdaki gibidir (European Parliamentary Research Service, 2021):

- Yüksek Fırın : 1.3 tCO₂ /t_{çelik}
- Kok Tesisi : 0.3 tCO₂ /t_{çelik}
- Sinter Tesisi : 0.2 tCO₂ /t_{çelik}
- Kireç Üretimi : < 0,1 tCO₂ /t_{çelik}
- Bazik Oksijen Fırını : < 0.1 tCO₂ /t_{çelik}
- Döküm ve Haddeme : 0,1 tCO₂ /t_{çelik}

Birincil çelik üretiminin başka bir yöntemi, **doğrudan indirgenmiş demir-elektrik ark ocağı (DRI-EAF)** yöntemidir. Bu işlemde, ergime sıcaklığının (~950 °C) altında demir cevheri peletlerinden oksijen uzaklaştırılır. Demir cevherleri (Fe₂ O₃ , Fe₃ O₄ , vb.) H₂ veya CO ile karıştırılarak demire (Fe) indirgenir. Mevcutta maliyet avantajı nedeniyle H₂ (ve CO) su elektrolizi yerine doğalgaz ya da kömürün katalitik reformingi ile elde edilir. Yenilenebilir enerji seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerinin önümüzdeki yıllarda hızla düşmeye devam edeceği öngörülmektedir. Düşen elektrolizör maliyetleri ile birlikte

²³ Sinterleme işlemi, demir cevheri de dahil olmak üzere ince boyutlu hammaddeleri yüksek fırına (BF) şarj etmek için uygun boyutta aglomere bir ürüne, sintere dönüştürür.

bu durum sayesinde, yeşil hidrojenin fosil yakıtlara kıyasla daha avantajlı konuma geçeceği beklenmektedir. Bununla birlikte, karbon vergisinin ya da fiyatlandırılmasının uygulanmaya başlanması, yenilenebilir hidrojenin yakın gelecekte daha ekonomik olmasını sağlayacaktır. BF-BOF üretim rotasında ana indirgeme maddeleri C ve CO iken, DRI-EAF üretim rotasında H₂ ve CO daha dengeli roller oynamaktadır. Mevcut durumda DRI-EAF tesislerinde yakıt olarak ağırlıklı olarak doğalgaz, BF-BOF santrallerinde ise kömür kullanılmaktadır. DRI-EAF rotasının emisyonu, yakıt olarak doğalgaz kullanılıyorsa 1,4 tCO₂/t_{çelik}'tir (European Parliamentary Research Service, 2021). Türkiye'de henüz DRI-EAF tesisi bulunmamaktadır.

Hurda bazlı **elektrik ark ocakları (EAF)** yönteminde, hurda metaller doğrudan elektrik ile ergitilerek çelik üretilmektedir. EAF, hurda bazlı üretim için en çok kullanılan ocaktır, ancak daha az enerji verimliliğine sahip indüksiyon ocakları (IF) da kullanılmaktadır (IEA, 2020). EAF ocağındaki işlem sonucu ham çelik üretimi tamamlanmış olmaktadır. EAF yönteminin emisyonu 0,4 tCO₂/t_{çelik} olup, burada 0,3 tCO₂/t_{çelik} EAF'den ve 0,1 tCO₂/t_{çelik} sürekli döküm ve sıcak haddeleme işleminden kaynaklanmaktadır (European Parliamentary Research Service, 2021). Hurdadan çelik üretimi, demir cevherinden üretilen çelik için gereken enerjinin yaklaşık sekizde birini gerektirir (IEA, 2020). Türkiye'deki çelik üretimi kapasitesinin çoğunluğu EAF'dir.

Dünyada entegre tesislerin payı %75, elektrik ark ocaklı (EAF) tesislerinin payı ise %25'tir. Bu oranlar Avrupa'da sırasıyla %60 - %40'tır. Tersine, Türkiye daha fazla EAF kapasitesine (%71) ve daha az entegre tesis kapasitesine (%29) sahiptir (TÇÜD, 2021). Bu da Türkiye'deki çelik üretiminin elektrifikasyon oranının yüksek olduğunu ve dünya ortalamasına göre daha düşük karbon emisyon yoğunluğuna sahip olduğunu göstermektedir. Ancak ekonomik açıdan bakıldığında bu durum, yerli üretim kapasitesi ve iç tüketim ihtiyaçları arasındaki uyumsuzluktan kaynaklanmaktadır. Türkiye, ağırlıklı olarak entegre tesislerde üretilen, daha gelişmiş kullanım alanına sahip ve ekonomik değeri daha yüksek olan yassı çelik ürünlerini yeterli miktarda üretememektedir. Çelik üretiminin özgül enerji tüketimi (IEA, 2020);

- BF-BOF üretim rotası 21,4 GJ/t,
- DRI-EAF üretim rotası 17,1 GJ/t,
- EAF üretim rotası 2,1 GJ/t'dur.

1980 yılından itibaren modern entegre çelik fabrikaları için spesifik enerji talebi 23 GJt_{sıvı çelik} (6,4 MWh)'ten 2004 yılında yaklaşık 18 GJ/t sıvı çelik (5 MWh)'a düşürülmüştür (Dr. Luengen, H.B., 2005). Dünya Çelik Birliği, şu anda ortalama enerji yoğunluğunun 20 GJ/tçelik olduğunu ve halen enerji verimliliği açısından %15-20'lik iyileştirmenin mümkün olduğunu savunmaktadır (Dünya Çelik Birliği, 2020).

Türkiye'de 3'ü entegre tesis, 27'si EAF ve 11'i indüksiyon ocaklı (IF) tesisi olmak üzere 41 çelik üretim tesisi bulunmaktadır. 2021 yılında entegre tesislerin sıvı çelik üretimi 11,7 milyon ton olurken; Ereğli 3,4 milyon ton, İskenderun 5,8 milyon ton ve Kardemir 2,5 milyon ton çelik üretmiştir. Böylece 40,4 milyon ton çelik üretiminin 11,7 milyon tonu entegre tesislerde, 28,7 milyon tonu ise EAF veya IF tesislerinde üretilmiştir. Türkiye'deki iki ana çelik üretim rotası dikkate alındığında, BF-BOF ve EAF yöntemlerinin enerji tüketim değerleri aşağıda Tablo 4'te gösterilmektedir (Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2021). Entegre santraller enerji ihtiyacının %75'ini kömürden sağlarken, EAF tesisleri birincil enerji olarak %65 elektrik kullanmaktadır.

Tablo 4: Yöntemlere göre çelik üretiminin enerji kaynakları

Enerji tüketimi	BOF Tesisleri	EAF Tesisleri
Kömür	%75	-
Elektrik	%5	%65
Doğalgaz	%15	%30
Petrol	%5	-
Dizel	-	%5
Toplam Enerji İhtiyacı (1 ton ham çelik için)	5.450 Mcal ²⁴	570 Mcal

Kaynak: STB (2021)

Türkiye için çelik üretiminde elektrifikasyon seviyesini artırmak için EAF payının artırılması ve BF-BOF payının düşürülmesi bir seçenektir. Bununla birlikte, entegre ve EAF tesisleri, üretilen çelik ürünlerinin tipinde de farklılık göstermektedir. Yassı çelik ürünlerinin büyük bir kısmı BF-BOF tesislerinde üretilmekte olup, bunların katma değeri uzun ürünlere göre daha fazladır. Türkiye’de üretilen çeliğin yaklaşık %68’i hurdadan üretilen ve ağırlıklı olarak inşaat sektöründe kullanılan uzun çeliktir. Çelik ihracatının %51’i uzun ürün, %28’i yassı ürün iken (Çelik İhracatçıları Birliği, 2022), yurt içi yassı çelik tüketiminin %49’u ithal edilmektedir (TÇÜD, 2023). Türkiye’nin ürün bileşiminde yassı ürünlerin payını artırması ve uzun ürünlerin payını azaltması gerektiği konusunda genel bir fikir birliği vardır. Bu nedenle, vasıflı yassı çelik ürünleri üretmek için mevcut BF-BOF tesislerine olan ihtiyaç devam edecektir. Son yıllarda EAF’li tesis sahipleri de yassı çelik üretim kapasitelerini artırmaya başlamışlardır.

Makine/teçhizat, dayanıklı tüketim malları, otomotiv (ağırlıklı olarak elektrikli araçlar) ve yenilenebilir enerji ekipmanları üretiminde öngörülen artışa paralel olarak yassı çelik üretiminde büyümeye ihtiyaç duyulacaktır. Uzun ürünlerin ise, düşük katma değerli üretimde hurda ihtiyacını azaltmak için ihracatın azalmasıyla birlikte, esas olarak yurt içi inşaat sektöründeki talebe paralel olarak büyümesi öngörülmektedir. Türkiye’nin çelik üretim projeksiyonu Tablo 5’te verilmektedir. Ancak karbondan arındırma hedefleri ile birlikte artan bir payın EAF’ye kayması beklenmektedir (SHURA, 2023).

Tablo 5: Yassı ve uzun çelik üretim hacmi öngörüsü (milyon ton)

Net-Sıfır Projeksiyonu (ton)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2053
Elektrik Ark Ocağı	23.9	27.8	27.7	25.2	25.6	27.5	31.6	32.3
Yassı Ürünler	0.9	2.7	3.4	4.4	5.6	6.9	8.0	8.0
Uzun Ürünler	23.0	25.1	24.3	20.8	20.0	20.6	23.6	24.3
Entegre Tesis	12.0	12.8	12.4	12.8	13.1	13.3	13.3	13.8
Yassı Ürünler	10.2	11.9	12.4	12.8	13.1	13.3	13.3	13.8
Uzun Ürünler	1.8	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOPLAM	35.8	40.6	40.1	38.1	38.8	40.8	44.9	46.1
Yassı Ürünler	11.1	14.6	15.9	17.2	18.8	20.2	21.3	21.8
Uzun Ürünler	24.8	26.0	24.3	20.8	20.0	20.6	23.6	24.3

²⁴ Erdemir: 4.830 Mcal/t_{ham çelik}, İsdemir:4.704 Mcal/t_{ham çelik} Erdemir-İsdemir Entegre Faaliyet Raporu, s.24; Kardemir: 5.551 Mcal/ton ham çelik (Kardemir, 2021 faaliyet raporu)

BF-BOF rotasında, BF ünitesi 1.800°C'ye kadar ve tavlama süreci 1.250°C'ye kadar sıcaklık gerektirir. Temel çelik üretim proseslerinin ihtiyaç duyduğu sıcaklık dağılımı aşağıdaki Tablo 6'da verilmiştir (Rehfeldt, M. et al, 2018). Görüldüğü gibi ihtiyaç duyulan sıcaklığın büyük bir kısmı ısı pompaları veya elektrikli kazanlar ile sağlanamayacak şekilde 500°C'nin üzerindedir. Ayrıca daha düşük sıcaklıklar, daha yüksek sıcaklıktaki proseslerin atık ısı ile karşılanmaktadır. Bu nedenle mevcut BF-BOF prosesinde ısı pompaları ve elektrikli kazanlar kullanılmamaktadır.

Tablo 6: Çelik üretim proseslerinin sıcaklık dağılımı

Demir-Çelik Üretim süreci	Enerji talebi		Sıcaklık dağılımı				
	Yakıtlar (GJ/t)	Elektrik (GJ/t)	<100°C	100°C - 200°C	200°C - 500°C	500°C - 1000°C	>1000°C
Sinterleme	2,24	0,13	-	-	%20	%80	-
Yüksek fırın	11,64	0,60	%1	%1	%11	%20	%67
Elektrik ark ocağı	0,98	2,28	-	%1	-	%10	%89
Haddelenmiş çelik	2,39	0,60	-	-	-	%20	%80
Kok fırını	3,20	0,12	-	-	-	%20	%80
Ergitme indirgeme	15,00	0,42	-	-	-	%20	%80
Doğrudan indirgeme	15,00	0,42	-	-	%20	%80	-

Kaynak: Rehfeldt (2018)

Elektrifikasyon için bir diğer sınırlayıcı faktör ise mevcut entegre tesislerin kullanım ömürleri ve yeni kapasite artırım yatırımlarıdır. Bu tesislerin dönüştürülmesi 2035 yılına kadar mümkün görünmemektedir. Entegre çelik üretiminin modernleştirilmesinde bir sonraki aşama, DRI-EAF rotasının yaygınlaşması olacaktır.

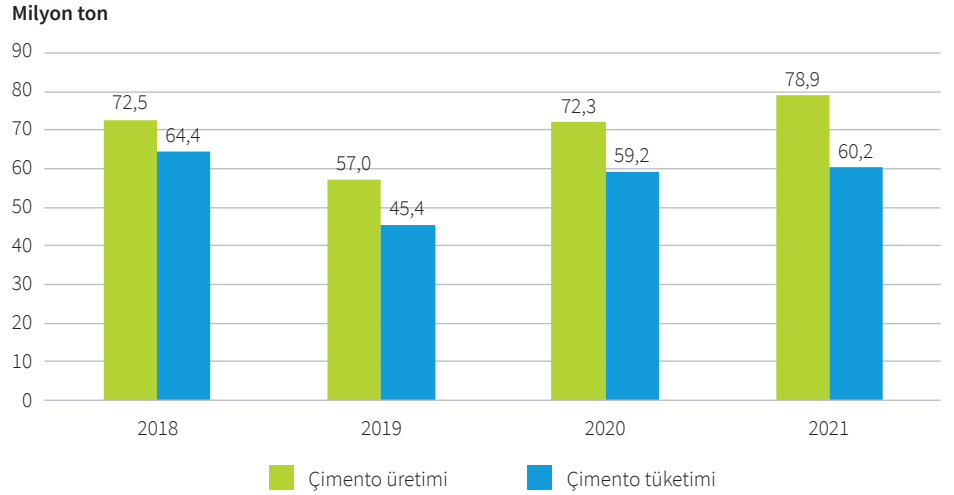
SKDM, 2026 yılına kadar kademeli olarak ve 2035 yılına kadar tamamen yürürlüğe gireceğinden (European Parliament, 2023), AB'ye yapılan ihracat, çelik sektörünün karbondan arındırılması için itici güçlerden biri olacaktır. 2021 yılında çelik ihracatının (7,4 milyon ton) %31'i AB ülkelerine yapılmıştır. Ancak Türkiye, ağırlıklı olarak BF-BOF tesislerinde üretilen yassı ürünlerde net ithalatçı ve ağırlıklı olarak EAF tesislerinde üretilen uzun ürünlerde net ihracatçı konumundadır. Bu nedenle, SKDM yürürlüğe girdikten sonra yüksek emisyonlu yassı ürünler yurt içinde tüketilebilir ve düşük emisyonlu uzun ürünler AB'ye ihraç edilebilir. Dolayısıyla, SKDM Kapsam-1'in (doğrudan emisyonlar) karbonsuzlaşma için sınırlı bir etkisi olacak ve Türkiye'nin net-sıfır 2053 hedefi bu doğrultuda daha önemli olacaktır. Bu sayede entegre demir-çelik tesislerinde 2035 yılından itibaren H2-DRI-EAF rotasının devreye girmesi beklenmektedir. Buna ek olarak yeni kapasite ilaveleri ağırlıklı olarak EAF tesisleri olacak ve bu durum Türk çelik sektörünün elektrifikasyon seviyesini yükseltecektir. Bununla birlikte, SKDM kapsamı, Kapsam-2 emisyonlarını (kullanılan elektrikten kaynaklanan dolaylı emisyonlar) içerecek şekilde genişletildiğinde, uzun ürünlerin ihracatı doğrudan etkilenecektir.

Teknolojik olarak demir cevheri elektrolizi (elektro-winning) ve izabe indirgemesi gibi alternatif elektrifikasyon teknolojileri, geliştirme sürecinin ilk aşamalarında. Ayrıca doğrudan elektrifikasyon teknolojilerinden ziyade, hidrojenin hem indirgeyici hem de yakıt olarak kullanılması, yani H₂ bazlı DRI-EAF, emisyonların azaltılması için mevcut durumda en umut verici teknolojidir.

4.2 Çimento Üretimi

Çimento; klinker, alçıtaşı, kireçtaşı, uçucu kül vb. karışımıdır. Klinker, çimento üretim sürecinde ısı enerjisinin büyük çoğunluğunu tüketen, çimentonun temel ara ürünüdür. Türkiye’de klinker üretim kapasitesi 96,6 milyon ton, çimento üretim kapasitesi ise 151,4 milyon tondur (Türkçimento, 2021). 2021 yılında toplam üretim 78,9 milyon ton çimento ve 80,1 milyon ton klinker olarak gerçekleşmiştir. 2020 yılı itibariyle Türkiye’de 55 adet entegre tesis ve 21 adet öğütme tesisi bulunmaktadır (Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2021) Son dört yıllık çimento üretimi ve tüketimi aşağıdaki şekilde gösterilmiştir (Türkçimento, 2021).

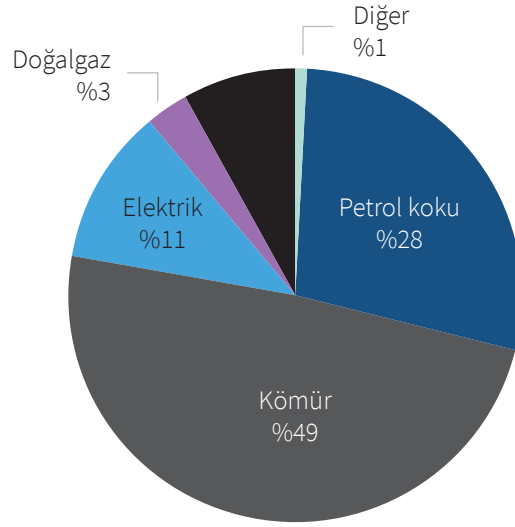
Şekil 58: Türkiye çimento üretim-tüketimi



Çimento üretimi, sanayideki toplam fosil yakıt kullanımının %26’sını oluşturmaktadır. Sanayi tüketimi içerisinde kömürün %35’i, petrokokun %85’i ve doğalgazın %2’si sadece çimento sektörü tarafından tüketilmektedir (ETKB, 2021).

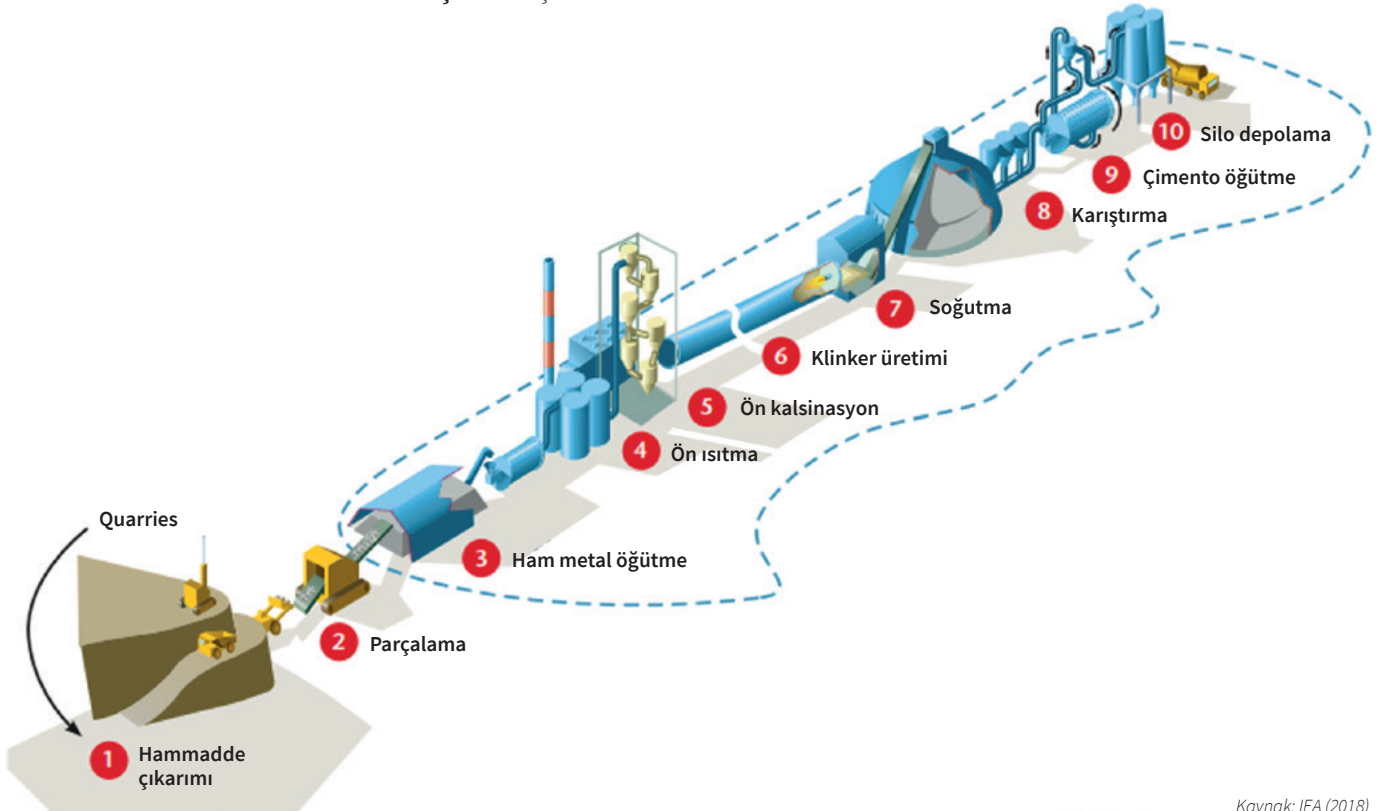
Çimento üretiminde kömür, enerji ihtiyacının yaklaşık yarısını karşılamakta ve ikinci yakıt kaynağı %28’lik pay ile petrol koku olmaktadır. Dolayısıyla enerji ihtiyacının %77’sini kömür ve petrokok oluşturmaktadır. Biyokütle; kömür ve petrokok yerine alternatif bir yakıt olarak kullanılmaktadır. Çimento üreticileri biyokütle payını artırmak istemekte, ancak biyokütle elektrik santralleri de bu kaynağa ihtiyaç duyduğundan, biyokütle için arz sıkıntısı yaşanmaktadır.

Şekil 59: Çimento üretiminde enerji payları (2021)²⁵



Çimentonun ana hammaddeleri kalker, kil ve marndır. Bu malzemeler önce 25 mm boyutunda öğütülür. Daha sonra gerekli oranlarda karıştırılarak 100 mikronun altına kadar öğütülerek farin elde edilir. Farin, kalsinasyon işlemi için öncelikle 850 – 1.000 °C'ye kadar ön ısıtmaya tabi tutulur. Daha sonra klinker üretimi için tekrar döner fırında 1.450 °C'ye kadar ısıtılır. Ardından klinker çok kısa sürede 100 °C'ye kadar soğutulur. Klinker, çimento oluşturmak için alçıtaşı, kireçtaşı, kül vb. ile karıştırılır ve öğütülür. Görüldüğü gibi başlıca fosil yakıt yakma işlemleri kalsinasyon ve yüksek sıcaklık gerektiren klinker üretimidir. Çimento üretim süreçleri aşağıdaki şekilde gösterilmiştir (IEA, 2018).

Şekil 60: Çimento üretim süreci



Kaynak: IEA (2018)

²⁵ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Çimento fabrikalarında atık ısı da mümkün olduğunca kullanılmaktadır. Ekim 2021 itibarıyla çimento fabrikalarında kurulu elektrik üretim kapasitesi 141,5 MW'tır (Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2021). Yukarıda belirtildiği üzere, ana çimento üretim prosesleri 850 – 1.450 °C arasında sıcaklık gerektirmektedir. Klinker kalsinasyon prosesinin sıcaklık dağılımı aşağıda Tablo 7'de gösterilmektedir (Rehfeldt, M. et al, 2018). Görüleceği gibi ihtiyaç duyulan sıcaklığın %90'ı 500 °C'nin üzerindedir. Ayrıca daha düşük sıcaklık ihtiyaçları, daha yüksek sıcaklıktaki proseslerin atık ısı ile karşılanmaktadır. Bu nedenle, fosil yakıtlı prosesler için ısı pompaları veya elektrikli kazanlarla doğrudan elektrifikasyon bu sektör için teknik olarak uygun olmamaktadır. Öte yandan, plazma ısıtma, mikrodalgalar, elektrikli rezistanslı ısıtma ve LEILAC gibi bazı elektrifikasyon teknolojileri kalsinasyon ve döner fırın proseslerinde kullanılmak üzere araştırma aşamasındadır.

Tablo 7: Çelik üretim proseslerinin sıcaklık dağılımı

Klinker Kalsinasyonu İşlem	Enerji talebi		Sıcaklık dağılımı				
	Yakıtlar (GJ/t)	Elektrik (GJ/t)	<100°C	100°C - 200°C	200°C - 500°C	500°C - 1000°C	>1000°C
Kuru	3,50	0,14	-	-	%10	%60	%30
Yarı kuru	4,00	0,16	-	-	%10	%60	%30
Islak	5,50	0,16	-	-	%10	%60	%30

Kaynak: Rehfeldt (2018)

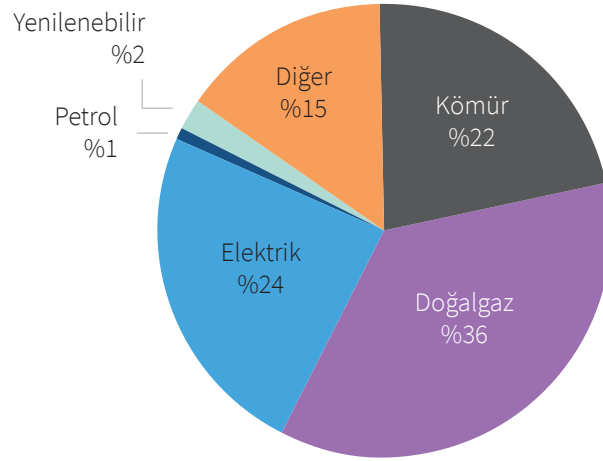
Çimento üretimi ile ilgili önemli bir konu CO₂ emisyonunun yaklaşık %35'inin yakıtların yanmasından, **%65'inin ise kimyasal reaksiyondan** (kalkerin kalsiyum oksite dönüştürülmesinden) kaynaklanmasıdır (IEA, 2018). Bu nedenle prosesin tamamı elektrikli olsa dahi çimento üretim emisyonlarının %65'i bu durumdan etkilenmemektedir. Sektörün karbonsuzlaşma için karbon yakalama, kullanma ve depolama (CCUS) ve klinkeri ikame edecek alternatif malzemeler kullanarak klinker-çimento oranını düşürmeye odaklanmasının nedeni budur. Yakıt emisyonları için ise artan oranda biyokütle kullanımı ve yeşil hidrojen kullanımının fosil yakıtların yerini alması ve çimento endüstrisinin ısı ihtiyacını karşılaması beklenmektedir.

4.3 Gıda Sanayi

Türkiye, 60 milyar dolarlık tarımsal üretimi ile dünyanın en büyük 9. tarım ülkesidir. Tarımsal üretimin %35 - 40'ı sanayi sektöründe kullanılmaktadır (Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2021).

Doğalgaz, gıda sektöründe %36'lık pay ile ana enerji kaynağıdır. Bunu %24 ile elektrik ve %22 ile kömür takip etmektedir. Gıda sektörünün enerji kaynağı dağılımı aşağıdaki şekilde verilmiştir.

Şekil 61: Gıda üretiminde enerji kaynakları payı (2021)²⁶



Gıda üretiminde ısı ihtiyacı Tablo 8'de görüldüğü üzere çoğunlukla 500°C'nin altındadır (Rehfeldt, M. et al, 2018). Şeker üretimi, fosil yakıt tüketiminin %4,1'ini oluşturmaktadır (ETKB, 2021) ve şeker üretiminde ısı enerji ihtiyacının %30'u 500 – 1.000°C arasındadır. Dolayısıyla gıda üretimindeki ısı talebinin sadece %1,2'si ısı pompaları ve elektrikli kazanların eşiği dışındadır. Isı ihtiyacının %40'ı, 200°C'nin altında sıcaklığın yeterli olmasına rağmen ısı pompaları ile ikame edilememektedir (IEA, 2022). Bu nedenlerle, gıda sanayi için elektrifikasyon potansiyeli %58,8 olarak kabul edilmektedir.

Tablo 8: Gıda üretiminin sıcaklık dağılımı

Yiyecek, İçecek ve Tütün Ürünleri	Enerji talebi		Sıcaklık dağılımı				
	Yakıtlar (GJ/t)	Elektrik (GJ/t)	<100°C	100°C - 200°C	200°C - 500°C	500°C - 1000°C	>1000°C
Şeker	4,50	0,71	%10	%60	-	%30	-
Mandıra	1,57	0,53	%90	%10	-	-	-
Et işleme	2,04	1,55	%40	%60	-	-	-
Ekmek ve Fırınlarda	2,40	1,45	%20	%33	%47	-	-
Bira	0,97	0,39	%55	%45	-	-	-

Kaynak: IEA (2022)

4.4 Kimya Sanayi

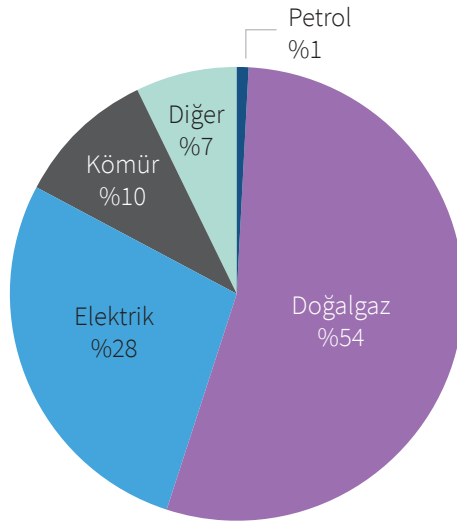
Kimya sanayi ürünleri; plastik ve kauçuk ürünleri, boya, sabun, gübre, eczane, parfümeri ve kozmetik, barut, patlayıcı madde, fotoğraf, sinema ürünleri, macun, vernik, inorganik kimyasallar, organik kimyasallar, vb. geniş bir ürün yelpazesine sahiptir. Türk kimya sanayisi ağırlıklı olarak petrokimya, sabun, deterjan, gübre, ilaç, boya-vernik, sentetik elyaf ve soda sektörlerinde yoğunlaşmaktadır. Petrokimya, kimya ürünleri sektörünün %25'ini oluşturmaktadır (Ticaret Bakanlığı, 2023).

²⁶ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Türkiye’de kimyasal üretimin %77’si, kimya ve diğer sektörlerde girdi olarak kullanılmakta ve üretimin %23’ü nihai müşteriye satılmaktadır. Ürünlerin %83’ü küçük ölçekli fabrikalarda üretilmektedir. Hammaddenin %70’i ithal, %30’u ise yurt içinden temin edilmektedir. Üretimin %40’ı yurt içinde tüketilmekte, %60’ı ise ihraç edilmektedir (Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2021).

Türk kimya sanayisi, sanayi sektöründeki fosil yakıt kullanımının %13’ünü (37,2 TWh) oluşturmaktadır.²⁷ Sektörde kullanılan ana yakıt %54’lük pay ile doğalgaz olup, bunu %28 ile elektrik takip etmektedir. Sektörün yakıt tüketimi dağılımı aşağıda Şekil 62’de gösterilmektedir.

Şekil 62: Kimyasal üretiminde enerji kaynakları payı (2021)²⁸

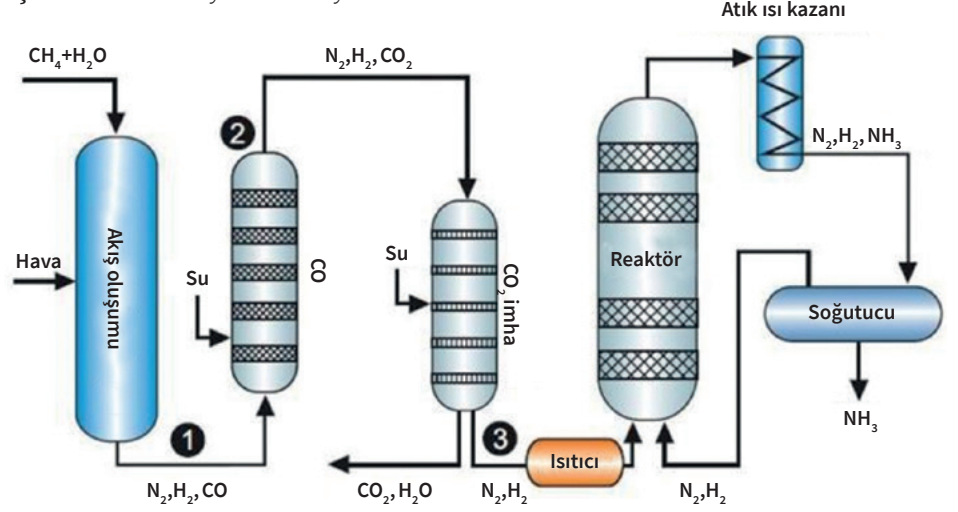


Kimyasal üretim, önemli bir CO₂ emisyonu kaynağı olup, ısı amaçlı yakıt yakılan diğer endüstriyel proseslerden farklıdır. Kimyasal üretim süreçleri, fosil yakıtı yalnızca ısı enerjisi için değil, aynı zamanda temel hammadde malzemesi için de kullanır. IEA Chemicals raporuna göre, kimya sektöründeki CO₂ emisyonlarının dörtte biri, üretilen malzemelere özgü kimyasal reaksiyonlar nedeniyle, geri kalanı ise yakıt yanmasından kaynaklanmaktadır (IEA, 2022). Amonyak üretimi, emisyonlarda en yüksek paya sahiptir, bunu yüksek değerli kimyasallar (örn. etilen, propilen, benzen, toluen ve ksilen karışımları) ve metanol takip eder. Geleneksel amonyak üretim süreci aşağıdaki şekilde gösterilmektedir.

²⁷ Petrokimya endüstrisi, hammadde olarak 22,8 TWh petrol ürünü kullanmaktadır. Bu rakam kimya sektörünün fosil yakıt tüketimine dahil değildir.

²⁸ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Şekil 63: Konvansiyonel amonyak üretimi



Kaynak: IEA (2022)

Distilasyon (damıtma), kimya sanayindeki temel ayrıştırma teknolojisidir ve kimyasal proseslerde en çok kullanılan yöntemdir. Sektördeki en enerji yoğun prosestir. Damıtma işlemi için büyük ısı talebi genellikle 200 °C'nin altındaki sıcaklık seviyelerindedir. Daha yüksek sıcaklık gereksinimlerinde, entegre ısı pompaları kazan giriş malzemelerini önceden ısıtarak özgül enerji tüketimini azaltabilir (A. Marina, et al, 2021). Bazı temel kimyasal üretim proseslerinin sıcaklık dağılımı aşağıdaki tabloda verilmiştir (Rehfeldt, M. et al, 2018).

Tablo 9: Kimyasal üretim proseslerinin ana ürünlere göre sıcaklık dağılımı

Temel Kimyasal Ürünler	Enerji talebi		Sıcaklık dağılımı				Faaliyet 2012 EU28 + Hayır, IS, CH (Mt)	
	Yakıtlar (GJ/t)	Elektrik (GJ/t)	<100°C	100°C - 200°C	200°C - 500°C	500°C - 1000°C		>1000°C
Adipik Asit	26,91	1,44	-	%50	%25	%25	-	0,59
Amonyak (Sentez Gazı)	11,27	0,48	-	-	-	%66	%33	18,00
Kalsiyum karbür	6,12	8,32	-	-	-	-	%100	0,34
Karbon siyahı	64,75	1,78	-	-	-	-	%100	1,59
Klor, Diyafram	-	10,69	-	-	-	-	-	1,71
Klor, Membran	1,85	10,04	-	%100	-	-	-	6,86
Klor, Cıva	-	12,82	-	-	-	-	-	3,91
Etilen	35,90	-	-	-	-	100%	-	14,05
Metanol (Sentez Gazı)	15,03	0,49	-	-	-	%22	%78	2,14
Poli Karbonat	12,86	2,66	-	%100	-	-	-	0,85
Poli Etilen	0,64	2,04	-	%100	-	-	-	8,94
Poli Propilen	0,79	1,15	-	%100	-	-	-	8,64
Poli Sülfonlar	24,49	3,06	-	%100	-	-	-	0,36
Soda külü	11,33	0,33	%30	%40	-	-	%30	9,82
TDI	26,69	2,76	-	%100	-	-	-	0,60
Titanyum dioksit	34,23	3,34	-	%30	%23	%35	%12	0,45

Kaynak: Rehfeldt (2018)

Kimya endüstrisinde ısı talebinin yaklaşık %82'si 400 °C'nin altında ısı gerektirir (Silvia Madeddu et al, 2020) ve ısı ihtiyacının %25'i ısı pompaları ile karşılanabilir (IEA, 2022). Isı ihtiyacının %7'si, 200 °C'nin altındaki sıcaklık ihtiyacına rağmen ısı pompaları ile karşılanamayacak özelliktedir (IEA, 2022). Bu nedenle kimya endüstrisi için ısı pompaları ve kazanlarla elektrifikasyon potansiyeli %75 olarak kabul edilmiştir.

4.5 Tekstil Sanayi

Türkiye'de tekstil, hazır giyim ve deri ürünleri (THD) sektörleri, yaklaşık 30 milyar dolarlık ihracatla 1 milyon kişiye istihdam sağlamaktadır.²⁹ Türkiye dünya tekstil ürünleri ihracat pazarında %3'lük bir paya sahiptir. THD sektörü, Türkiye'de üretim değeri olarak imalat sanayinin %15'ini, katma değerini ise %16'sını oluşturmaktadır (STB, 2021).

Çalışan sayısına göre THD tesislerinin sayısı aşağıdaki tabloda gösterilmiştir (STB, 2021). Görüldüğü gibi tesislerin çoğunluğu (%73,6) çok küçük ve 9 kişiye kadar istihdam sağlamaktadır.

Tablo 10: İstihdam büyüklüğüne göre THD tesislerinin sayısı

THD Sektörleri	Tesis Sayısı				Toplam Tesis Sayısı
	1-9 Çalışan	10-49 Çalışan	50-249 Çalışan	>250 Çalışan	
Tekstil	13.403	3.921	1.550	382	19.256
Hazır giyim	28.401	7.546	2.509	302	38.758
Deri ürünler	5.456	1.213	186	24	6.879
THD Toplam	47.260	12.680	4.245	708	64.893

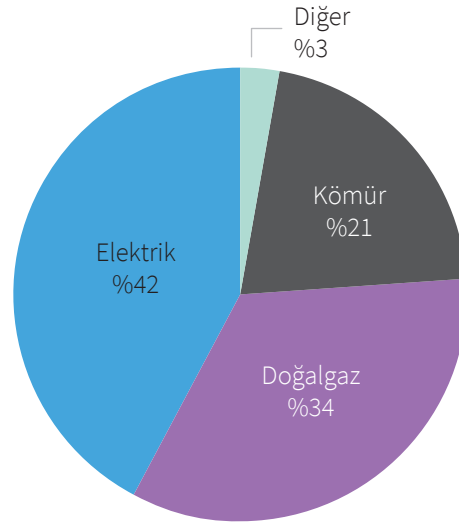
Kaynak: STB (2021)

Tekstil sektörü; elyaf, iplik, örme/dokuma kumaş, keçe, ev tekstili ürünleri, halılar ile file, halat, taşıyıcı tekstil bandı, branda, koruyucu bez, filtre, paraşüt, vb. tekstillerin üretimini kapsamaktadır. Örme ve dokuma kumaşlardan yapılan tüm giyim ürünleri hazır giyim sektöründe üretilmektedir. Deri ürünleri sektöründe deri, kürk, deri veya suni deriden mamul valiz, çanta, kutu, eldiven, kemer, koşum takımı, giyim ürünleri ve ayakkabı gibi ürünler üretilmektedir.

Sanayi sektöründe fosil yakıtların %9,0'u (25,9 TWh) THD imalatında tüketilmektedir. Bu %9'un dağılımında %7,3'ü tekstil üretimi, %1,63'ü giyim üretimi ve %0,04'ü deri ürünleri üretimindedir (ETKB, 2021). Sanayi tüketimi içerisinde kömürün %8'i, doğalgazın ise %13'ü bu sektör tarafından tüketilmektedir. THD sektöründeki enerji tüketiminin %55'ini kömür ve doğalgaz oluşturmaktadır.

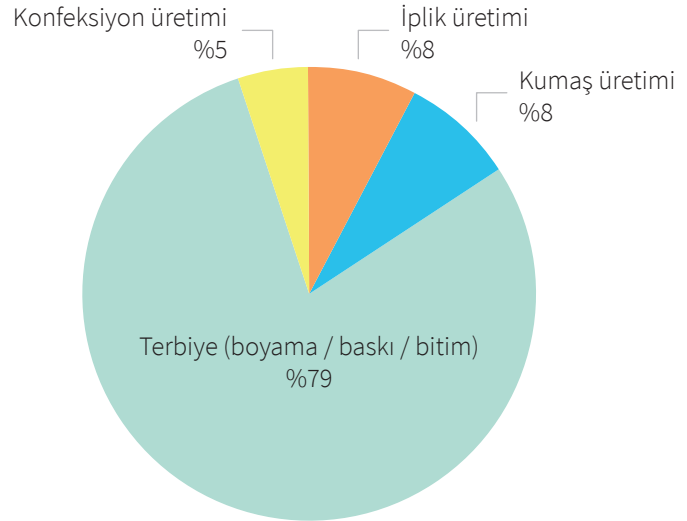
²⁹ Kayıtlı işçiler

Şekil 64: Tekstil üretiminde enerji kaynakları payı (2021)³⁰



Tekstil üretiminde dört ana süreç vardır: (1) İplik üretimi, (2) Kumaş üretimi, (3) Tekstil terbiye (boyama, baskı, apre) (4) Konfeksiyon üretimi. Bu prosesler içerisinde en fazla enerjiyi %79'luk pay ile tekstil terbiye tüketmektedir. Bu prosesler arasındaki enerji tüketim dağılımı aşağıdaki şekilde verilmiştir (Uddin Faheem (2019)). Fosil yakıtların yakılmasının yanı sıra bazı polyester ve diğer fosil yakıt bazlı plastik malzemeler de tekstil sektöründe hammadde olarak kullanılmaktadır.

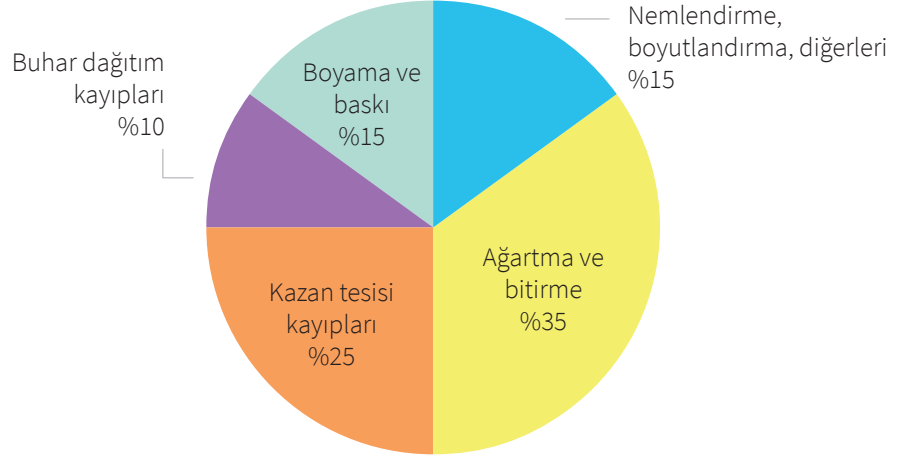
Şekil 65: Ana tekstil üretim proseslerinde enerji tüketimi



Bir entegre tekstil fabrikasında örnek ısı enerjisi kullanımı aşağıda Şekil 66'da verilmiştir (Sathaye et al, 2005). Islak işleme (terbiye) hazırlığı (haşıl sökme, ağartma vb.) ve apreleme, ısı enerjisinin en yüksek payını (%35) tüketmektedir. Ayrıca buhar üretimi ve dağıtımında kaybedilen ısı enerjisi de büyük bir pay (%35) sahibidir (Ali Hasanbeigi, 2010).

³⁰ Türkiye Enerji Denge Tablosu, 2021

Şekil 66: Bir entegre tekstil fabrikasında ısı enerjisi kullanımı



Tekstil sektöründe gerekli proses sıcaklıkları aşağıdaki tabloda verilmiş olup (Ali Hasanbeigi et al, 2022) ana prosesler 150 °C'nin altındadır. Dolayısıyla, tekstil sektörü ısı pompalarıyla tamamen elektrikleştirilebilir.

Tablo 11: Tekstil üretiminde tipik proses buhar sıcaklıkları

İşlem	Buhar Sıcaklığı (°C)	Isı Yoğunlukları (kJ/kg ürün)
Haşıl sökme	120	2
Ovma	120	3,6
Merserizasyon ve Yıkama	120	1,7
Ağartma ve Yıkama/durulama	120	3,4
Kurutma	150	3,3
Boyama ve Yıkama	150	5,9
Baskı	150	4
Bitirme	120	2,2
Kurutma	150	3,4

4.6 Türkiye Sanayi Sektöründe Elektrifikasyon Potansiyeli

Sanayi sektöründeki elektrifikasyon potansiyeli, kullanılan proseslerin ihtiyaç duyduğu sıcaklık seviyesine göre değişmektedir. Mevcut teknolojilerle ısı pompaları 150 - 200 °C'ye kadar, elektrikli kazanlar ise 500 °C'ye kadar kullanılabilir. Küresel endüstri proseslerinde 200 °C'nin altındaki ısı talebinin toplam endüstriyel ısı ihtiyacı içindeki payı %40 civarındadır. IEA'ya göre, kimya, gıda ve kâğıt endüstrisinin toplam ısı ihtiyacının yaklaşık %30'u ısı pompaları tarafından karşılanabilmektedir. Kâğıt üretiminde ısı ihtiyacının %65'i ısı pompaları ile karşılanabilirken, bu oran gıda üretiminde %40, kimyasal üretimde %25'tir (IEA, 2022).

Türkiye’de demir-çelik ve yapı malzemeleri (çimento başta olmak üzere) üretimi, sanayi sektöründeki fosil yakıtların %60’ını tüketmektedir. Türkiye’deki demir-çelik üretiminde büyük çoğunlukla elektrikli ark ocakları kullanıldığı için, mevcutta ilave elektrifikasyon potansiyeli sınırlıdır. Çimento sektöründe de elektrik kullanımı halihazırda potansiyele yaklaşmıştır. Bu sektörlerde ilave önemli bir elektrifikasyon potansiyeli olmamasına rağmen, gelecek yıllarda fosil yakıtlı çelik ve çimento üretimini daha fazla elektrikleştirmek için umut verici teknolojiler geliştirilmektedir. Elektrifikasyona alternatif olarak, çelik endüstrisinde yenilenebilir hidrojen kullanımı ve çimento endüstrisinde biyokütle kullanımı emisyonların azaltılması açısından daha umut vericidir.

Öte yandan, gıda, kimya, tekstil, kâğıt ve diğer sektörlerin sıcaklık ihtiyaçları daha düşüktür, bu da ısı pompalarının veya elektrikli kazanların kullanılmasına olanak tanımaktadır. Yukarıdaki başlıklarda verilen bilgilerden hareketle ana sektörlerin elektrifikasyon potansiyeli aşağıda Tablo 12’de özetlenmektedir.

Tablo 12: Seçilmiş sektörlerde elektrifikasyon potansiyelleri (%)

Sektör	Isı pompaları (<150 °C)	Kazan (<500 °C)
Gıda	%40	%18,8
Kimya	%25	%50
Tekstil	%100	%0
Kâğıt	%65	%33

Demir-çelik ve çimento dışındaki sektörlerin fosil yakıt tüketim miktarları ve elektrifikasyon potansiyeli dikkate alındığında, Tablo 13’te mevcut durumda ısı talebinin teknik olarak %52’sinin ısı pompaları için, %27’sinin ise elektrikli kazanlar için uygun olduğu görülmektedir.

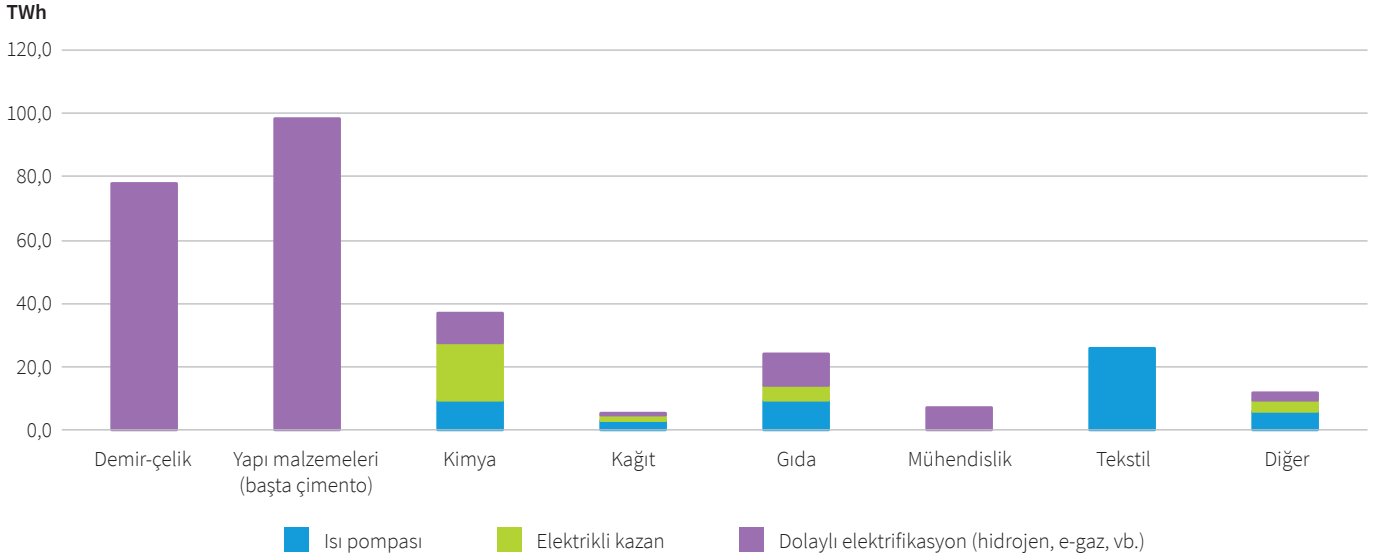
Tablo 13: Demir-çelik ve çimento harici sektörlerin elektrifikasyon potansiyeli

Sektör	Fosil Yakıt Tüketimi (TWh, 2021)	Isı Pompaları ile Değiştirilebilir (<150 °C, TWh)	Elektrikli Kazanlar ile Değiştirilebilir (<500 °C, TWh)
Gıda	24,1	9,6	4,5
Kimya	37,2	9,3	18,6
Tekstil	25,9	25,9	0
Kâğıt	4,7	3,1	1,6
Diğer ³¹	12	6	3,6
Toplam	103,9	53,9	28,3
Toplamdaki Payı		%51,9	%27,2

³¹ Diğer sanayinin elektrifikasyon potansiyeli %50 ısı pompası ve %30 kazan olarak alınmıştır.

Türkiye sanayisi toplam olarak ele alındığında, 2021 yılındaki 287,4 TWh'lik fosil yakıt tüketiminin yaklaşık 82 TWh'i (%29) doğrudan elektrifikasyon ile karşılanabilmektedir. Isı pompaları ısı ihtiyacının %19'unu, elektrikli kazanlar ise ısı ihtiyacının %10'unu karşılama potansiyeline sahiptir.

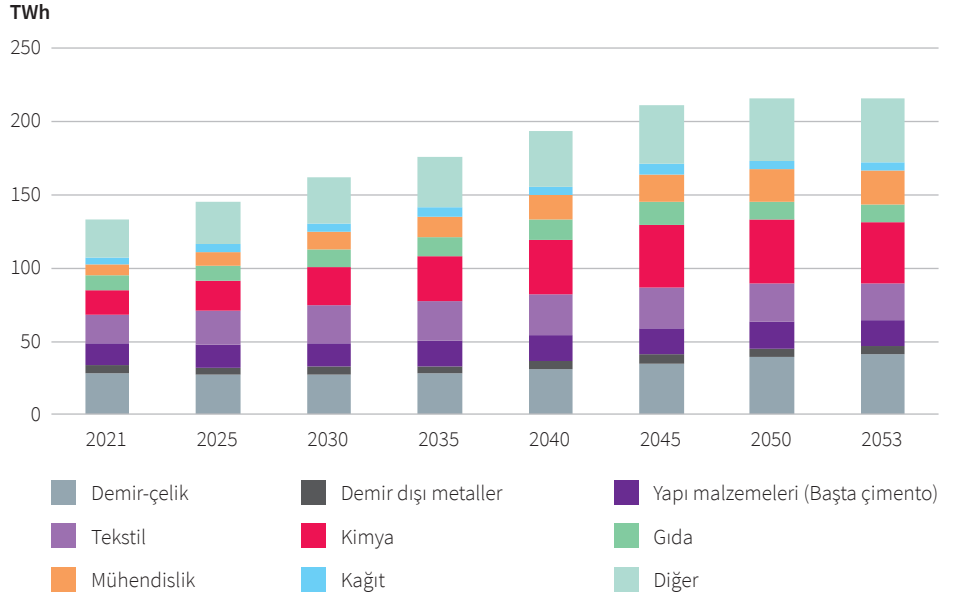
Şekil 67: Mevcut endüstriyel fosil yakıtlı ısı talebinde elektrifikasyon potansiyeli (2021)



Halihazırda elektrikli olmayan süreçleri elektrikleştirmeyi sağlayacak yeni teknolojilerde umut verici gelişmeler vardır. Ayrıca, çelik üretiminde yenilenebilir hidrojen bazlı DRI-EAF ve çimento üretiminde rezistanslı ısıtma gibi bazı elektrifikasyon teknolojileri olgunlaşmıştır. Ancak mevcut durumda fosil yakıtlı üretim yöntemlerinin daha düşük birim maliyetleri olduğu için dönüşüm yavaş ilerlemektedir. Bununla birlikte, karbonsuzlaşma hedefleri doğrultusunda dönüşümün gerçekleşmesi elzem olup, yeni teknolojilerle birlikte 2053 yolunda daha yüksek elektrifikasyon düzeylerinin yakalanacağı beklenmektedir.

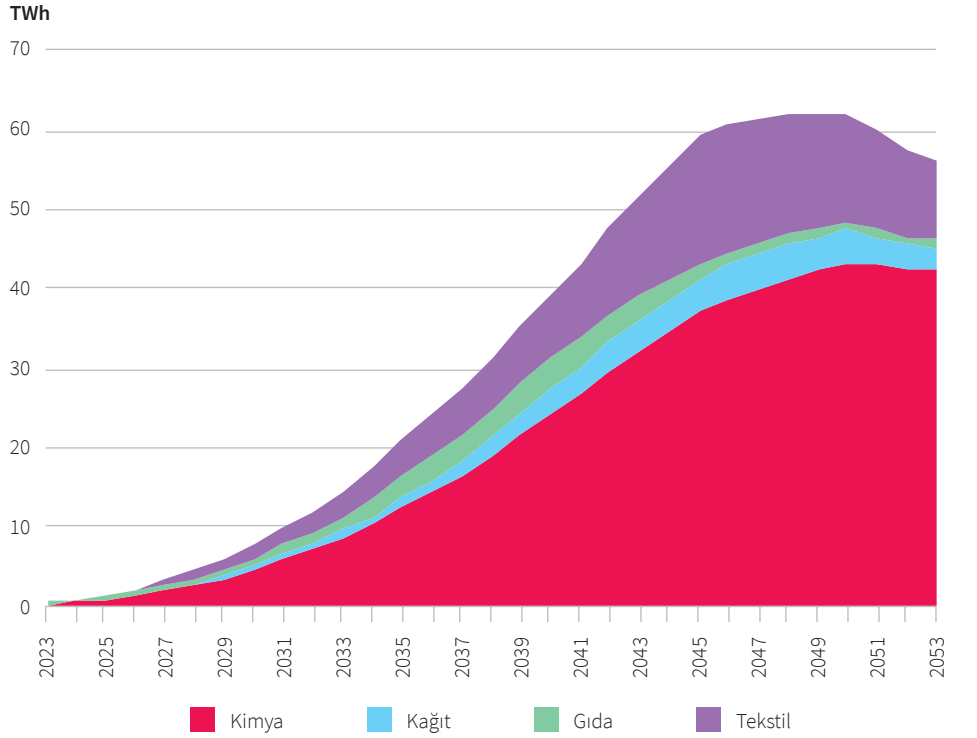
Türkiye'nin 2053 yılına kadar net-sıfır emisyon hedefi yolunda, 2053 yılına kadar sektördeki tüm elektrifikasyon potansiyelinin hayata geçirilmesi önemli olacaktır. Ayrıca, gelişmekte olan ülke konumundan gelişmiş ülke konumuna geçerken, daha az enerji yoğun ve katma değeri daha fazla olan sanayinin payı geleneksel sanayilere göre daha fazla büyüyecektir (SHURA, 2023). Mevcut durumda öngörülen elektrik tüketim projeksiyonları aşağıda Şekil 68'de verilmektedir.

Şekil 68: Türkiye sanayisinin elektrik tüketim projeksiyonu



Elektrifikasyonun artması sonucunda, 2053 yılına kadar fosil yakıt tüketiminde 90 TWh azalış ve elektrik tüketiminde 57 TWh artış ve bu da nihai enerji tüketiminde %37 verimlilik sağlayacaktır. Sektörler bağlamında fosil yakıtların yerine geçen ilave elektrik talebi Şekil 69'da gösterilmektedir.

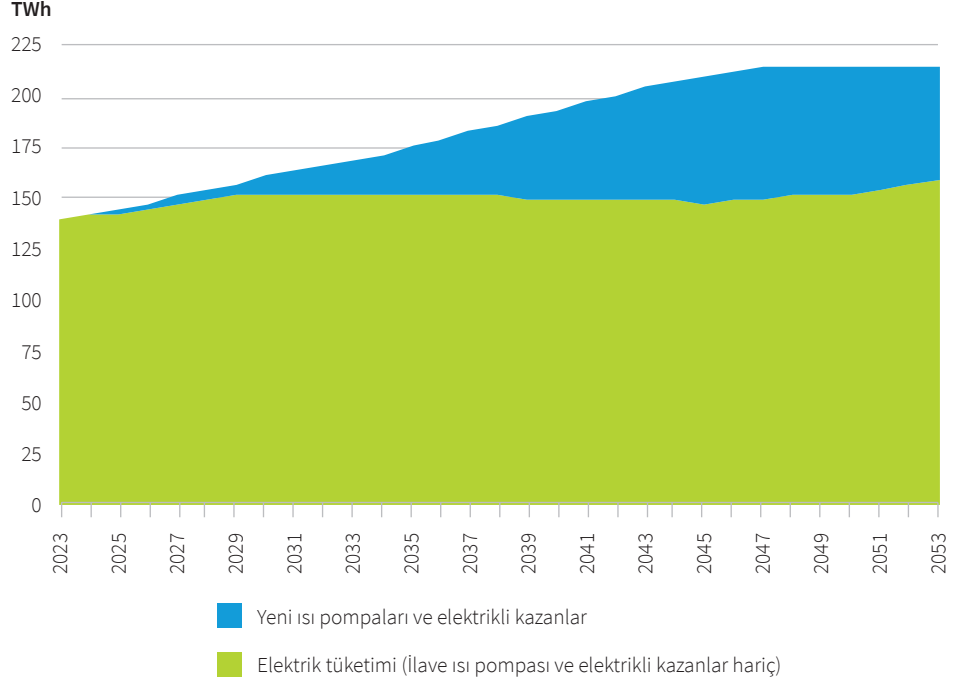
Şekil 69: Sanayide fosil yakıtları ikame eden ilave elektrik talebi (TWh)³²



³² Halihazırda elektrikli süreçlerin artan payı dahil edilmemiştir (Örnek: elektrikli ark ocaklarının payının artması). Sadece fosil yakıtlardan elektrikle geçiş dahildir.

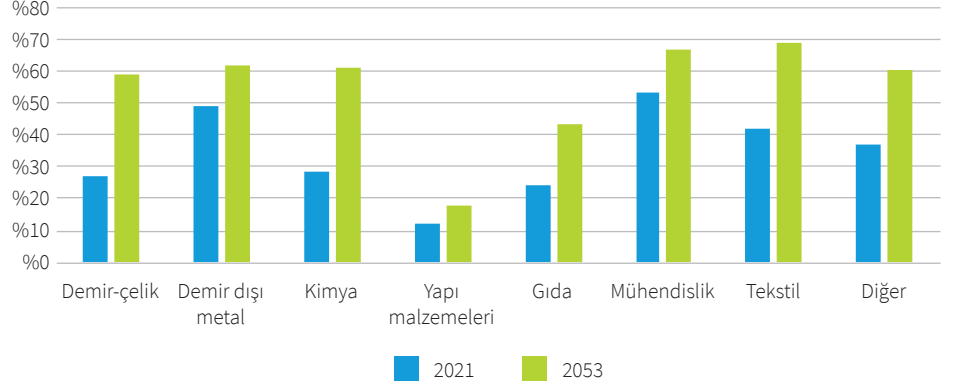
Elektrifikasyon sonucunda sanayide doğrudan elektrik kullanımının payı 2021’de %28’lik paydan 2053’te %46’ya yükselecektir. Toplam endüstriyel elektrik tüketimi projeksiyonu aşağıda Şekil 70’de verilmektedir. 2053 yılına kadar net-sıfır emisyonu ulaşmak; elektrifikasyonun tüm sanayi sektörlerinde azami kullanımı, özellikle çimento endüstrisinde biyokütle kullanımı, çelik endüstrisinde yenilenebilir hidrojen kullanımı, güneşin doğrudan ısı üretiminde kullanımı ve doğalgazın yerini alacağı tahmin edilen sentetik yakıtlar (yenilenebilir hidrojen, sentetik metan, amonyak ve biyogaz vb.) ile mümkün olacaktır.

Şekil 70: Türkiye sanayi sektörü elektrik tüketim projeksiyonu



Ana sanayilerin elektrik tüketim düzeyleri aşağıda Şekil 71’de verilmektedir. Elektrifikasyonun payı üç nedenden dolayı artmaktadır: (1) Fosil yakıtlı proseslerin elektrik ile değiştirilmesi, (2) Halihazırda elektrik kullanan proseslerin payının artırılması, (3) Fosil yakıt yakma süreçlerinde enerji verimliliği uygulamaları. Örnek vermek gerekirse, elektrifikasyona geçişin zor olduğu çimento gibi sektörlerde elektrifikasyon payının artışı, esas olarak fosil tüketimindeki enerjinin verimli kullanılması ve elektrifikasyonu mümkün olan proseslere geçişten kaynaklanmaktadır. Demir-çelik sektöründeki temel artış elektrikli ark ocaklarının artan payından kaynaklanmaktadır. Diğer sektörlerde ise fosil yakıtların elektrikli proseslerle yer değiştirmesi elektrifikasyon payının artmasında ana neden olmuştur.

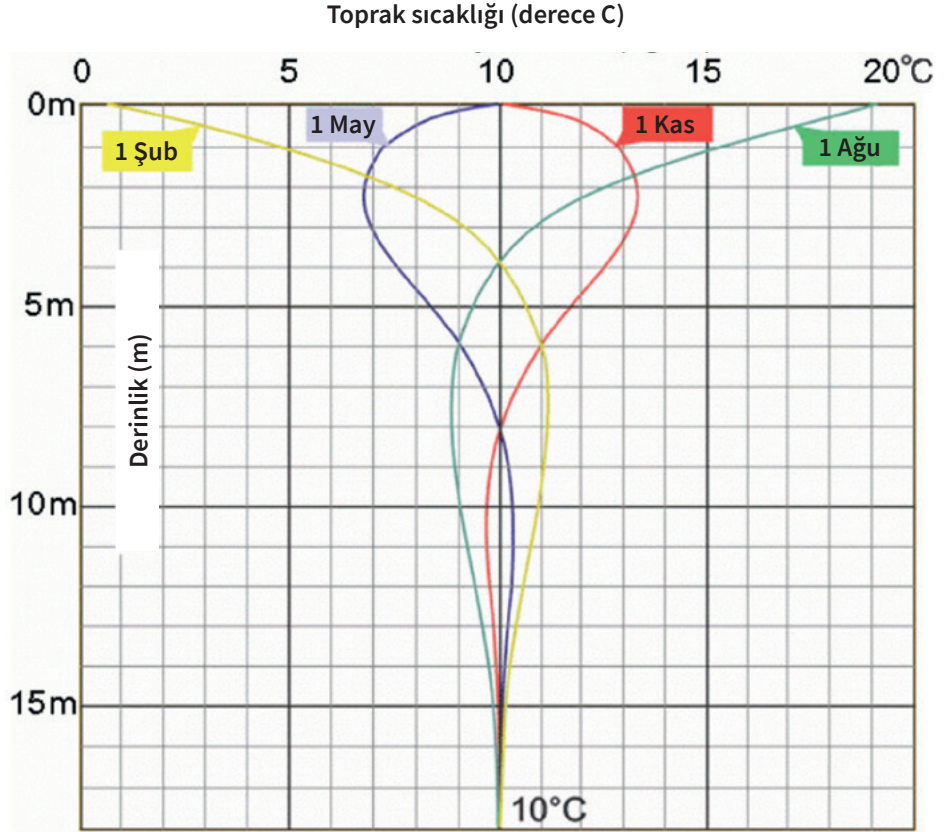
Şekil 71: Sanayi sektöründe elektrifikasyon seviyelerinin değişimi projeksiyonu (2021 - 2053)



Halihazırda mevcut endüstriyel tesislerde %29 teknik elektrifikasyon potansiyeli bulunurken, bu potansiyelin hayata geçmesi ekonomik fizibilite uygunluğu ve/veya uygulanacak politikalara bağlıdır. Sanayi kuruluşlarının kendi elektriklerini üretmeye yönelik yüksek talepleri olmakla birlikte, kendi iç proseslerinde elektriği daha çok kullanmalarını sağlayacak proseslere geçiş kritik olacaktır. Türkiye Ulusal Enerji Planı'na göre, güneş enerjisi kapasitesinin 2022'de 9.400 MW'tan 2035'te 52.900 MW'a çıkması hedeflenmektedir.

Soğuk iklimlerde hava kaynaklı ısı pompalarının verimi düştüğü için özellikle Türkiye'nin kuzeydoğusu ısı pompası dönüşümü açısından dezavantajlıdır. Bu nedenle toprak kaynaklı ısı pompaları bu yerler için daha uygun olacaktır. Şekil 73'te görüldüğü üzere (MEB, 2023) toprak sıcaklığı belli bir derinlikten sonra 10°C'de sabittir. 3 metre derinlikte, toprak sıcaklığı Şubat ayında 9°C, Kasım ayında ise 13°C'dir. Örneğin, bir yıl boyunca toprak kaynaklı ısı pompası giriş sıcaklığı 8°C olarak alınırsa, Ağrı'da ısı pompasının COP değeri hava kaynaklı hesaplanan 1,34'lük değerden 2,53'e çıkmaktadır.

Şekil 73: Toprak derinliğine göre sıcaklık değişimi

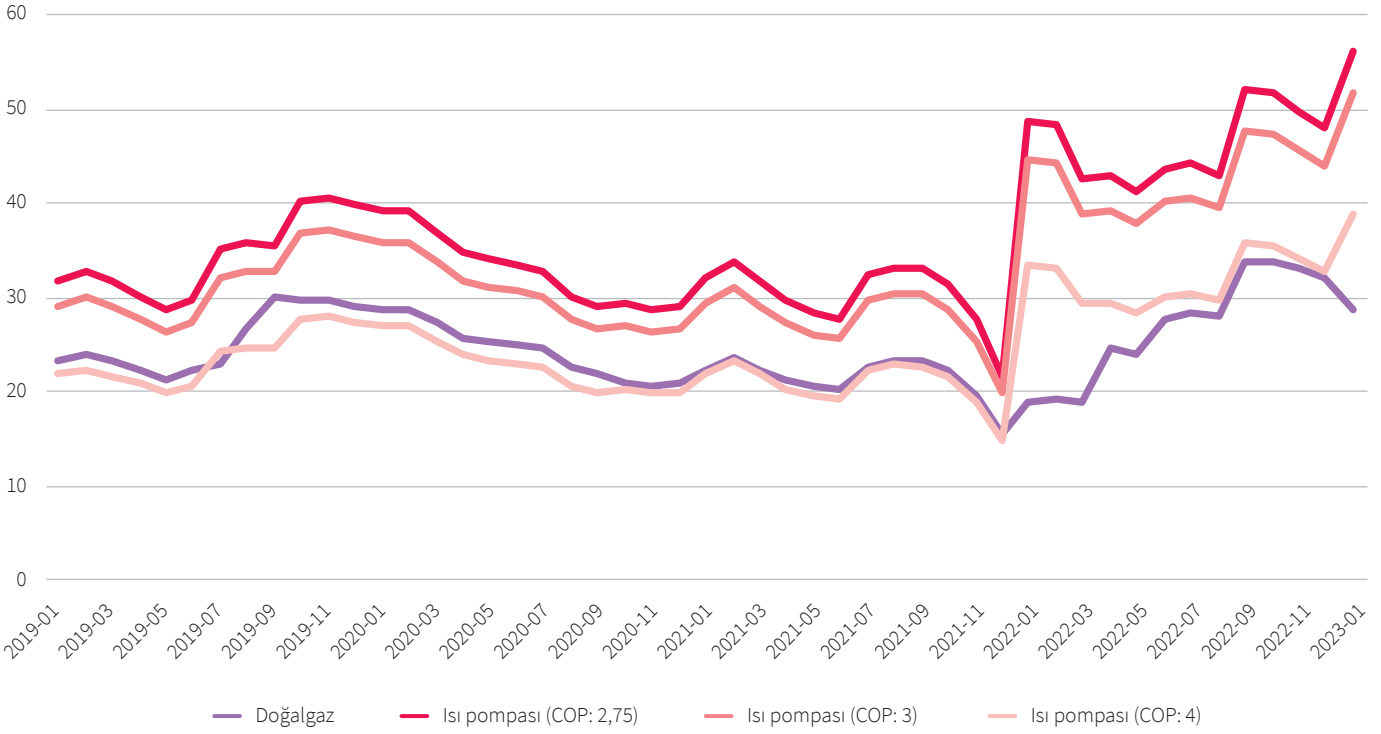


5.1.1 Isı Pompalarının ekonomik fizibilitesi – (Düzenlemeye tabi mesken tarifeleri bağlamında)

Son dört yıl için farklı ısı pompası COP seviyeleri için elektrik ve doğalgaz fiyatlarının karşılaştırması aşağıda Şekil 74'te verilmektedir. Fiyatların karşılaştırılabilir olması açısından doğalgaz ve elektrik fiyatları eşdeğer ısı (MWh'ısı) değerlerine dönüştürülmüştür. Bunun için doğalgaz kazanlarının verimi %90 olarak alınmış ve elektrik fiyatı ısı pompalarının COP değerine bölünmüştür. Mesken elektrik tarifeleri, 01.01.2022 tarihinden itibaren kademeli bir yapıya sahip olup, ayda <8kWh/gün için düşük fiyat, >8kWh/gün için daha yüksek fiyat uygulanmaktadır. Isı pompaları hanelerin 8 kWh/gün limitini aşmasına neden olacağından kıyaslamalarda üst kademe tarifesi dikkate alınmıştır.

Şekil 74: Eşdeğer ısı değeri (€/MWh_{ısı}) bağlamında doğalgaz ve elektrik tarifelerinin COP kıyaslaması

Düzenlenmiş fiyat (€/MWh_{ısı})



Şekil 74'ten görüleceği gibi ısı pompasının COP değeri 4 olduğunda, 2019 ila 2021 yılları arasındaki dönem için doğalgaz ve ısı pompaları ile ısınma hemen hemen aynı yakıt maliyetlerine sahiptir. 01.01.2022 tarihinden sonra doğalgaz fiyatları elektrik fiyatlarına kıyasla daha fazla sübvansiyon edildiği için doğalgazla ısınma maliyeti daha düşük olmaktadır. Dolayısıyla son 4 yıllık fiyatlara bakıldığında ısı pompası COP değeri 4'ün altında olduğu durumlarda doğalgazla ısınma daha ekonomik (sübvansiyondan dolayı bütçeye getirdiği yük dikkate alınmadığında) görülmektedir. Türkiye'de COP değerlerinin ortalaması 4'ün altında olduğu için ısı pompası dönüşümü bu dönemde son tüketici bağlamında ekonomik olarak yeterince avantaj sağlamamıştır.

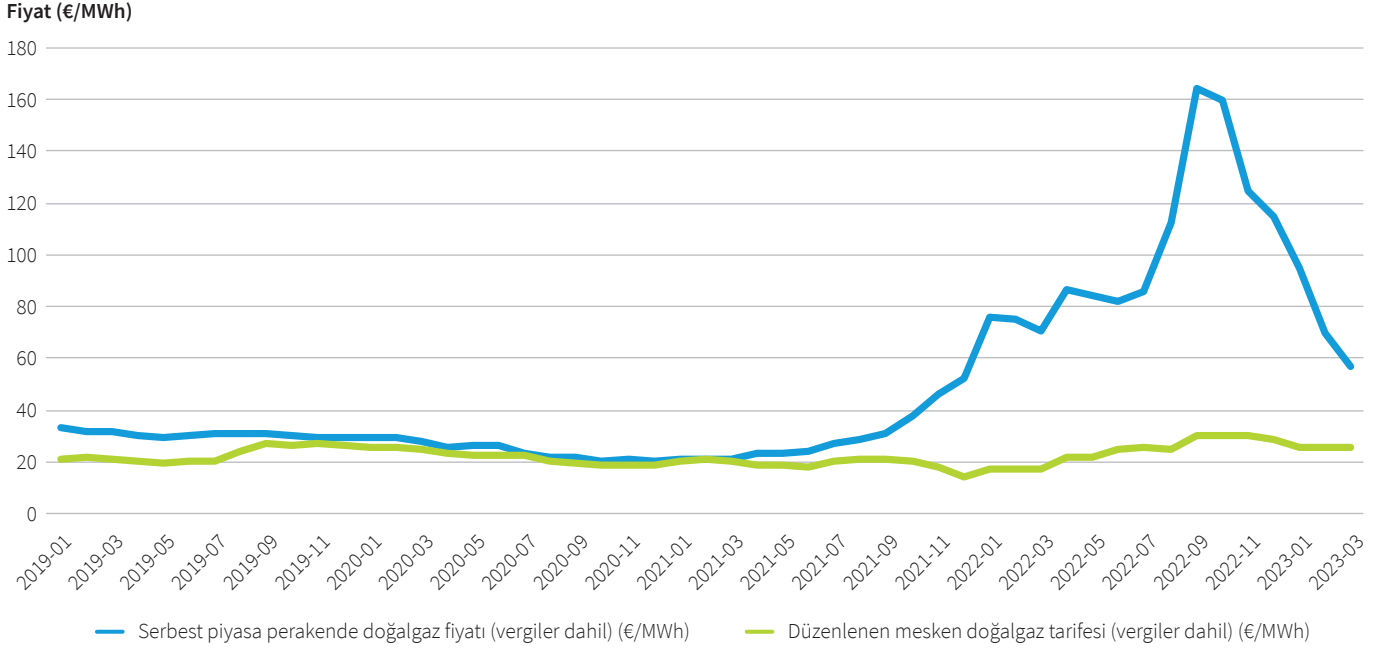
Ocak-Mart 2023 döneminde, düzenlemeye tabi doğalgaz tarifesi ile ısınma maliyeti 28,7 €/MWh iken, elektrikli rezistanslı ısıtıcı ile ısınma maliyeti 121,1 €/MWh³⁴ olmuştur, yani doğalgaz tarifesinin yaklaşık 4,2 katı daha fazlasıdır. Dolayısıyla bu dönemde doğalgaz maliyeti ile rekabet edebilmesi için ısı pompasının COP değeri en az 4,2 olmalıdır. Bu yüksek COP gerekliliği, yüksek sübvansiyonlu mesken doğalgaz tarifelerinden kaynaklanmaktadır. Örneğin, 2023'ün ilk çeyreğinde serbest piyasa perakende doğalgaz fiyatı, düzenlemeye tabi gaz tarifelerinin 2,9 katı iken, serbest piyasa perakende elektrik fiyatı üst kategori (>8 kWh/gün) düzenlemeye tabi mesken tarifelerinin 1,7 katı olmuştur.

Aşağıda Şekil 75 ve Şekil 76'da, düzenlemeye tabi doğalgaz ve elektrik mesken tarifelerinin serbest piyasa ve düzenlemeye tabi tarifeler kıyaslaması bağlamında sübvansiyon düzeyleri gösterilmektedir. Sübvansiyon seviyeleri 2021 ortasına kadar ihmal edilebilir düzeydeyken, bu tarihten sonra konut tarifelerinin büyük ölçüde sübvansiyon edildiği görülmektedir. Bunun temel nedeni, bu tarihten sonra doğalgaz

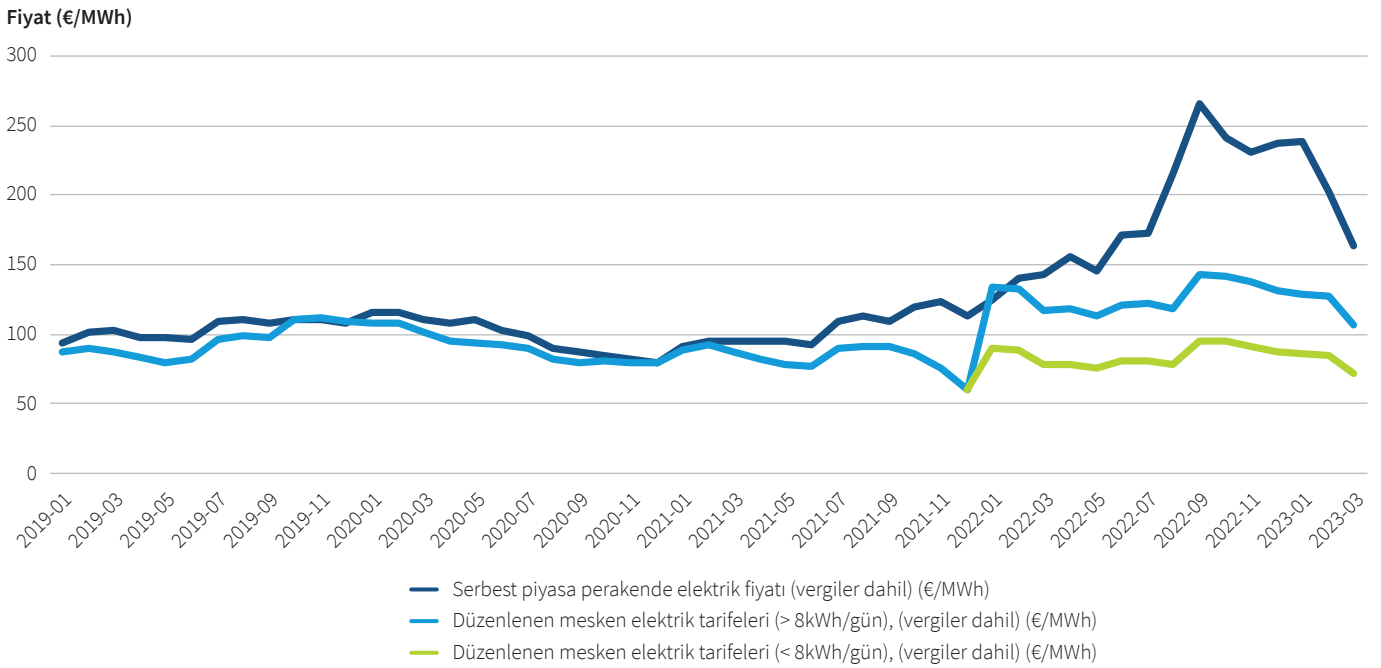
³⁴ 8 kWh/gün üzerindeki mesken tarifeleri için

fiyatlarının yükselmeye başlaması ve kamunun öngörülemez yüksek fiyatlardan hane halkını korumayı amaçlamasıdır. Örneğin, Aralık 2022'de BOTAŞ mesken doğalgaz tarifi 19,4 €/MWh iken elektrik santrallerinin tarifi 98,2 €/MWh ve CNG müşterilerinin tarifi 83,3 €/MWh olarak belirlenmiştir.

Şekil 75: Mesken doğalgaz tarifelerinin sübvansiyon düzeyi³⁵



Şekil 76: Mesken elektrik tarifelerinin sübvansiyon düzeyi³⁶

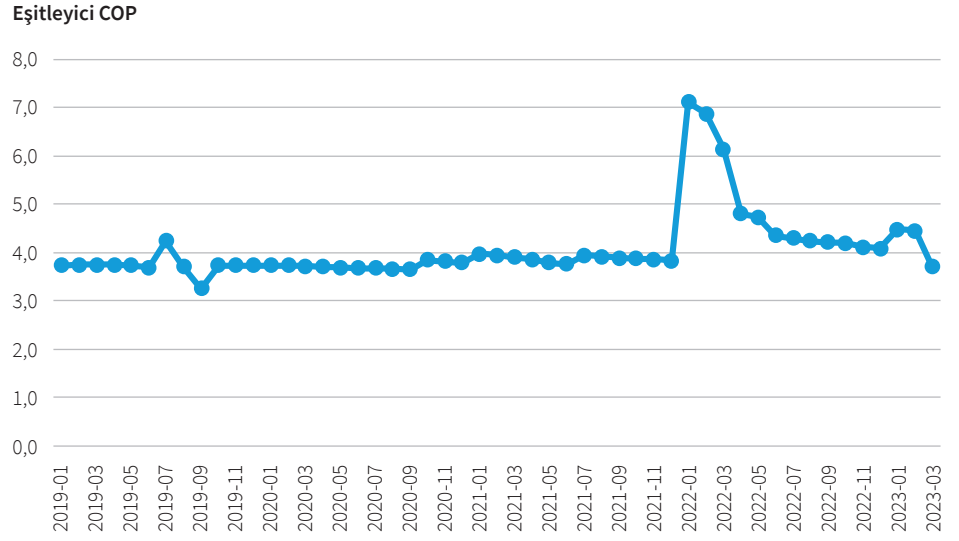


Şekil 77'de, düzenlemeye tabi doğalgaz ve elektrik fiyatlarını eşitlemek için gereken başa baş COP değerleri gösterilmektedir. Şekilden anlaşılacağı üzere tarihsel olarak yaklaşık 4 olan COP değeri ısı pompaları için eşitleme noktasıdır.

³⁵ Düzenlemeye tabi tarifeler için doğal gaz toptan satış bedeli BOTAŞ'tan alınmıştır. Serbest piyasa fiyatları EPIAŞ Gaz Referans Fiyatı'ndan alınmıştır. Taşıma bedeli Başkentgaz'dan alınmaktadır. ÖTV 0,023 TL/m³ ve KDV %18'dir.

³⁶ Serbest piyasa fiyatı EPIAŞ gün öncesi piyasa fiyatlarından alınmıştır. Düzenlenen tarifeler ve dağıtım bedelleri EPDK tarife tablolarından alınmıştır.

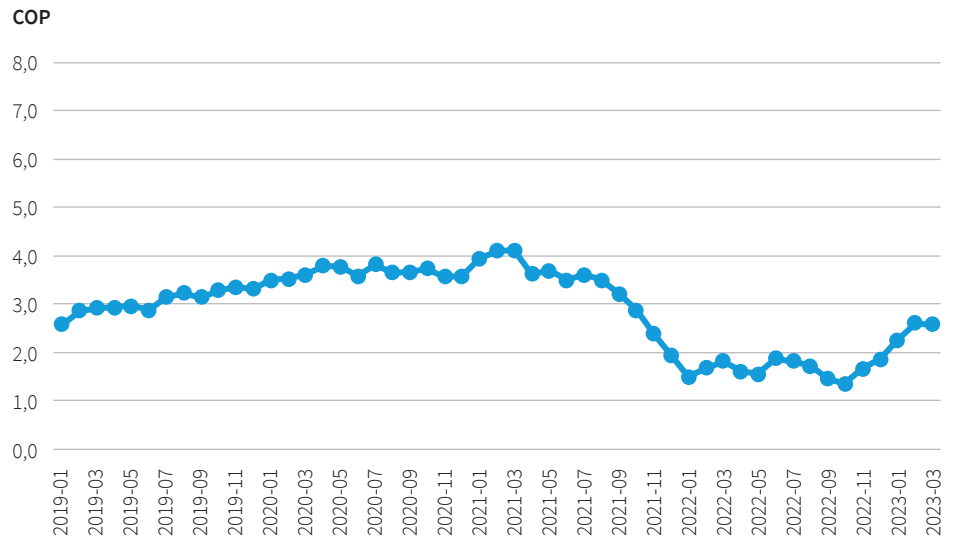
Şekil 77: Düzenlemeye tabi elektrik ve doğalgaz fiyatlarını başa baş noktasına getirecek COP değerleri³⁷



5.1.2 Isı Pompalarının ekonomik fizibilitesi – (Serbest piyasa mesken perakende satış fiyatları bağlamında)

Doğalgazlı ısıtma ve ısı pompalarının ekonomik fizibilitesinin daha adil bir karşılaştırması için sübvansiyonsuz toptan satış fiyatları, yani elektrik için Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve doğalgaz için Gaz Referans Fiyatı (GRF) esas alınarak Şekil 78’de spot enerji maliyetleri kıyaslanmıştır. Perakende enerji fiyatlarını elde etmek için dağıtım/ taşıma ücretleri, perakende kâr marjı, YEKDEM maliyeti ve vergiler eklenmiştir. Böylece, Şekil 78 sübvansiyonsuz toptan enerji fiyatlarına dayalı olarak perakende satış fiyatları için başa baş COP değerlerini göstermektedir.

Şekil 78: Serbest piyasa perakende elektrik ve doğalgaz fiyatlarını eşitlemek için COP değerleri



³⁷ Doğalgaz perakende tarifesi dağıtım şirketi perakende satış fiyatlarından, elektrik tarifeleri >8kWh/gün kategorisi için EPDK tarife tablolarından alınmıştır.

Şekil 78 analiz edildiğinde, 2022 yılındaki düşüşün ana nedenleri şunlardır:

- Enerji krizinin etkisiyle doğalgaz fiyatları 2022'de zirve yapmıştır. Gaz referans fiyatı (GRF) 2021'de 21,4 €/MWh iken, 2022'de 83,7 €/MWh'e ulaşmıştır. 2023'ün ilk çeyreğinde 58,0 €/MWh'ye gerilemiştir.
- BOTAŞ, CCGT'lere GRF'ye kıyasla daha düşük doğalgaz tarifeleri uygulamıştır. Ortalama olarak BOTAŞ'ın elektrik santrali tarifeleri 2022'de GRF'den %23 daha düşük gerçekleşmiştir. Ancak 2021'de BOTAŞ tarife fiyatları GRF'den %6 daha yüksek belirlenmiştir.
- 2022 yılında TRT payı ve enerji fonu gibi perakende elektrik fiyatlarından bazı vergiler kaldırılmıştır. Ayrıca meskenler için KDV %18'den %8'e düşürülmüştür (10.07.2023'ten itibaren %10 olarak değiştirilmiştir). Böylece, ısı pompaları için baş baş COP değeri azalmıştır.
- Elektrik piyasası fiyatlarının yüksek olması nedeniyle YEKDEM birim maliyeti negatife dönmüş ve serbest piyasa satışlarına 0 olarak uygulanmıştır.
- Toptan elektrik fiyatlarında kaynak bazlı tavan fiyat uygulamasına geçilmiştir.

2022 yılında yukarıda belirtilen gelişmeler sonucunda, meskenlere sübvansiyonsuz enerji fiyatları uygulansaydı COP değeri 2 olan ısı pompalarının enerji maliyeti doğalgaza göre daha avantajlı olacaktı.

Tablo 14'te, 2023 ile 2037 yılları arasındaki perakende enerji fiyatı varsayımları dikkate alınarak ısı pompası yatırımlarının bugünkü değeri (Net Present Value – NPV) gösterilmektedir.³⁸ NPV'ler, yatırımın 2023 yılında yapıldığını varsaymaktadır. Yatırım daha sonraki bir yılda yapılırsa, hem elektrik fiyatları doğalgaz fiyatlarına göre daha düşük olacak (Şekil 85) hem de ısı pompası üretim ve satış maliyetleri daha uygun olacaktır (bkz. Bölüm 5.3).

Tablo 14: Serbest piyasa elektrik ve doğalgaz fiyatlarına göre yıllık ısıtma maliyeti (2023-2037)

Yıllık Doğalgaz Tüketimi (m ³)	Isı Pompası için Ek Yatırım Maliyeti (€)	NPV ³⁹ ve Geri Ödeme Süresi (€) (yıl)		
		COP 2.2	COP 3.0	COP 3.5
824	3.235	€-1.347	€-112	€372 (12,8 yıl)
1.000	3.235	€-944	€554 (11,9 yıl)	€1.142 (9,3 yıl)
1.500	4.184	€-748	€1.498 (9,3 yıl)	€2.381 (7,3 yıl)
2.000	4.184	398 € (13,5 yıl)	€3.392 (5,9 yıl)	€4.569 (4,7 yıl)

5.1.3 Isı Pompalarının ekonomik fizibilitesi – Çatı GES'li bir sistem

Kendi elektriğini üreten binalar ısı pompasına geçiş için görece daha avantajlıdır. Örneğin, Ocak 2023 itibarıyla konut çatı GES için seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) yaklaşık 37 €/MWh⁴⁰ iken düzenlemeye tabi doğalgaz perakende tarifi 25,8

³⁸ Perakende elektrik ve doğalgaz maliyetleri Shura Net-Sıfır 2053 çalışması sonuçlarından alınmıştır.

³⁹ Alternatif getiri oranı (paranın zaman değeri) yıllık %7 olarak alınmıştır.

⁴⁰ RSPV'nin yatırım maliyeti 1.000 \$/kW, kapasite faktörü: %18, İskonto oranı: %7

€/MWh idi. Dolayısıyla COP değerinin 1,29⁴¹ olması doğalgaz maliyeti ile rekabet edebilmek için yeterliydi. Aşağıda Tablo 15'te Ocak-Mart 2023 dönemi itibarıyla düzenlemeye tabi doğalgaz tarifesi ve çatı GES elektrik maliyetine göre yıllık ısıtma maliyeti karşılaştırılmaktadır. Buna göre çatı GES ile Isı Pompalarının birlikte kullanıldığı bir sistemin yıllık ısıtma maliyeti, düzenlemeye tabi mesken doğalgaz tarifelerine (sübvansiyonlu fiyatlar olmasına rağmen) kıyasla daha ekonomik olmaktadır.

Tablo 15: Düzenlenen doğalgaz tarifeleri ve çatı GES / Isı pompaları ile yıllık ısıtma maliyeti

Isınma + Sıcak Su için Yıllık Doğalgaz Tüketimi (m ³)	Yıllık Doğalgaz Maliyeti (€)	Yıllık Elektrik Maliyeti (Isı pompası COP = 2.2)	Yıllık Elektrik Maliyeti (Isı pompası COP = 3.0)	Yıllık Elektrik Maliyeti (Isı pompası COP = 3.5)
	Düzenlenen Tarife @ 25,8 €/MWh ⁴²	Çatı GES'in LCOE'si @ 37 €/MWh		
824	227	133	97	83
1.000	275	161	118	101
1.500	413	242	177	152
2.000	550	322	236	202

Öte yandan, ısı pompalarının ilk yatırım maliyeti mevcutta doğalgaz kombilerine göre daha yüksektir. Bu nedenle, ısı pompalarının ekonomik fizibilitesi için hem yatırım maliyetleri (CAPEX) hem de işletme maliyetleri (OPEX) dikkate alınmalıdır. Aşağıda Tablo 16'da, ek yatırım gereksinimlerine dayalı olarak ısı pompası yatırımlarının net bugünkü değerleri (NPV) verilmektedir. Görüldüğü üzere ısı pompasına geçişinin NPV'si negatiftir, dolayısıyla mevcut durumda ilk yatırım maliyetleri enerji dönüşümünü yavaşlatan bir unsurdur.

Tablo 16: Çatı GES / Isı pompaları için NPV (Düzenlemeye tabi doğalgaz tarifelerine kıyasla)

Isınma + Sıcak Su için Yıllık Doğalgaz Tüketimi (m ³)	Ek Yatırım Harcamaları Isı Pompası için (€)	Isı Pompası Yatırımının NPV'si (€) ⁴³		
		COP 2.2 Elektrik @ 37 €/MWh	COP 3.0 Elektrik @ 37 €/MWh	COP 3.5 Elektrik @ 37 €/MWh
824	3.235	-2.319	-1.974	-1.839
1.000	3.235	-2.124	-1.705	-1.541
1.500	4.184	-2.518	-1.891	-1.644
2.000	4.184	-1.963	-1.126	-797

Tablo 16'da bulunan negatif NPV değerleri, hem ısı pompalarının ilk yatırım maliyetlerinden hem de yüksek sübvansiyonlu mesken doğalgaz tarifelerinden kaynaklanmaktadır. Mesken doğalgaz tarifelerinin sübvansiyon edilmemesi halinde⁴⁴ oluşacak ısıtma maliyetleri Tablo 17'de gösterilmektedir.

⁴¹ Kombi verimi %90 olarak kabul edilmiştir.

⁴² Ocak-Mart 2023 arası ortalama tarife.

⁴³ Alternatif getiri oranı (paranın zaman değeri) yıllık %7 olarak alınmış ve hesaplama işletmenin ilk 15 yılı için yapılmıştır.

⁴⁴ Shura, Net-Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası, Şubat 2023, s.44. 2023-2037 (15 yıl) arası ortalama fiyat alınmıştır.

Tablo 17: Sübvansiyonsuz doğalgaz fiyatları ve çatı GES / Isı pompaları ile yıllık ısıtma maliyeti karşılaştırması

Yıllık Doğalgaz Tüketimi (m ³)	Yıllık Doğalgaz Tüketimi (kWh)	Yıllık Isıtma Maliyeti (€/yıl)			
		Doğalgaz @ Serbest Piyasa Fiyatlarıyla	COP 2.2 Elektrik Fiyatı 37 €/MWh	COP 3.0 Elektrik Fiyatı 37 €/MWh	COP 3.5 Elektrik Fiyatı 37 €/MWh
824	8.769	635	133	97	83
1.000	10.640	770	161	118	101
1.500	15.960	1.156	242	177	152
2.000	21.280	1.541	322	236	202

Sübvansiyonsuz doğalgaz fiyatları dikkate alınarak yapılan karşılaştırmada ısı pompalarının yıllık ısıtma maliyetleri daha ekonomik olmaktadır. Diğer taraftan NPV'ler pozitifte dönmektedir. Yıllık 824 m³ tüketim ve 2,2 COP değeri için geri ödeme süresi 8,2 yıl olarak hesaplanmaktadır. COP değeri 3,5 olan, 1.500 m³ /yıl doğalgaz (ısıtma + sıcak su) tüketen bir konut için geri ödeme süresi 4,8 yıla kadar düşmektedir.

Tablo 18: Çatı GES / Isı pompaları için NPV (Serbest piyasa doğalgaz fiyatlarına kıyasla)

Yıllık Doğalgaz Tüketimi (m ³)	Ek Yatırım Harcamaları Isı Pompası için (€)	NPV ⁴⁵ ve Geri Ödeme Süresi (€)		
		COP 2.2	COP 3.0	COP 3.5
824	3.235	€1.627 (8,2 yıl)	€2.066 (7,2 yıl)	€2.202 (6,9 yıl)
1.000	3.235	€2.665 (6,3 yıl)	€3.198 (5,6 yıl)	€3.362 (5,4 yıl)
1.500	4.184	€4.665 (5,3 yıl)	€5.292 (4,9 yıl)	€5.539 (4,8 yıl)
2.000	4.184	€7.614 (4,1 yıl)	€8.451 (3,6 yıl)	€8.780 (3,5 yıl)

Sonuç olarak, sübvansiyonlu mesken doğalgaz tarifeleri ve ısı pompası yüksek ilk yatırım maliyetleri nedeniyle, mevcutta ortalama bir ev için ısı pompalarına geçiş, kendi elektriğini çatı GES'le üretse dahi yeterince ekonomik değildir. Ancak, doğalgaz fiyatlarındaki sübvansiyon kaldırılırsa, bir çatı GES/ısı pompası sisteminin geri ödeme süresi makul seviyelere inmektedir (Tablo 18).

Önümüzdeki yıllarda ısı pompalarının yaygınlaşması ile ilk yatırım maliyetlerinin düşmesi ve geçiş sürecinin ivmelenmesi beklenmektedir. Örneğin, yatırım maliyeti uzun vadede yarıya indiğinde, **COP değeri 3,0 olan çatı GES/ısı pompası sisteminin NPV'si, sübvansiyonlu doğalgaz tarifelerine kıyasla bile avantaj sağlamaktadır.** Kaldı ki, orta-uzun vadede, elektrik fiyatları doğalgaz fiyatlarından ayrışacağından ve göreceli olarak düşeceğinden, ısı pompasına dönüşüm hızı artacaktır.

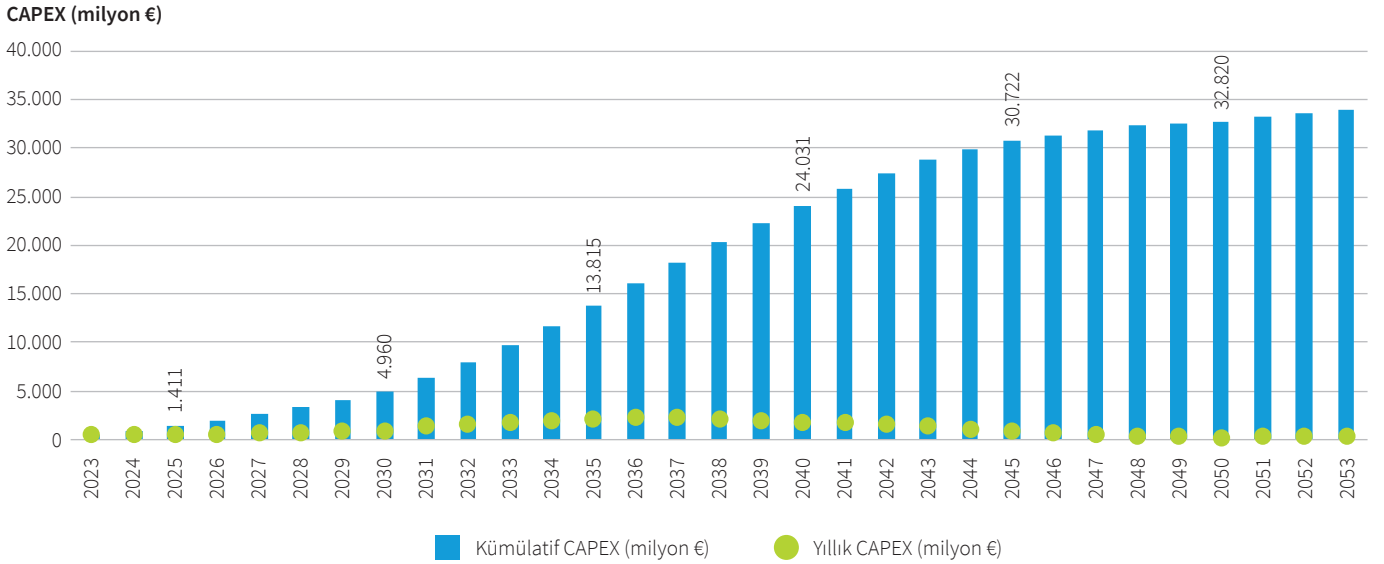
Türkiye, ısı pompalarını rekabetçi fiyatlarla üretebilecek, gelişmiş tüketim malları endüstrisine sahiptir. Tüketici finansmanında da önemli bir pazarlama imkânı ve deneyimi vardır. Bu nedenle, uzun vadede ısı pompalarının ekonomik olarak doğalgaz kombilerine göre avantajlı olması beklenmektedir. Bu noktada asıl sorun ekonomik

⁴⁵ Çatı GES elektrik üretim maliyeti LCOE 37 €/MWh, alternatif getiri oranı (paranın zaman değeri) yıllık %7 olarak alınmıştır.

ömrünü tamamlamamış doğalgaz şebekesinin batık maliyeti olacaktır. Bu nedenle, doğalgaz şebekesinin genişletilmesi, ısı pompalarının gelişim planına göre tekrar değerlendirilmelidir.

Sonuç olarak, ilk olarak doğalgaz sübvansiyonları ve ikinci olarak ısı pompalarının yüksek ilk yatırım maliyeti, konutlarda ısınmada elektrifikasyonu yavaşlatan başlıca faktörlerdir. Şu anda, kurulum dahil ısı pompası maliyetleri, eşdeğer doğalgaz kombilerinden yaklaşık 300 €/kW_{th} daha yüksektir. 9 kW'lık ısı pompası gerektiren tipik bir ev için ek 2.700 € yatırım maliyeti gereklidir. Mevcut radyatörlerin yüzey alanı da daha yüksek verim elde etmek için büyütülmelidir. Ancak bu gereklilik yoğunlaşmalı kombiler için de geçerlidir ve izolasyon yatırımları bu ihtiyacı bir ölçüde karşılayabilir. Bu nedenle, hesaplamada iç tesisat için yatırım gereksinimleri ihmal edilmiştir. Sonuç olarak, ısı pompası dönüşümü için 2053 yılına kadar yılda ortalama 1,1 milyar Euro olmak üzere kümülatif olarak 34 milyar Euro yatırım gerekmektedir.

Şekil 79: Mesken ısı pompaları için kümülatif CAPEX gereksinimi (milyon €)



5.2 Sanayi

Daha önceki bölümlerde de bahsedildiği gibi sanayi prosesleri ~100°C ile ~1.800°C arasında değişen sıcaklıklara ihtiyaç duyar. Demir-çelik ve çimento üretim prosesi daha yüksek sıcaklıklara ihtiyaç duyarken, üretim zinciri sırasında ağırlıklı olarak sıcak su ve buhar tüketen tekstil üretim prosesleri için 150°C'den düşük sıcaklıklar yeterlidir. Bu durum, tekstil sektöründe elektrifikasyondan yararlanmayı mümkün kılmaktadır. Sıcak su ve buhar, geleneksel olarak fosil yakıtların kullanıldığı aynı kazanda üretilir. Alev borulu kazanlar, su borulu kazanlar ve fulton kazanlar gibi farklı tipte/teknolojilerde kazanlar olmakla birlikte, ortak işlevleri önceden belirlenmiş sıcaklıklarda buhar ve sıcak su üretmektir. Yaygın kullanılan tipik kazanlar genellikle fosil yakıt kullanır, ancak elektrikli kazanlar da mevcuttur.

Endüstriyel proseslerin buhar ve sıcak su ihtiyacı için elektrifikasyonu; ilk yatırım maliyeti (CAPEX), kurulum süresince üretim kaybı ve işletme süresince elektrik tüketim maliyeti (OPEX)'ne yol açar. Küresel üreticilerde tipik bir 2.000 litre/saat buhar kazanı için doğalgaz yakıtlı kazanlar ~22.000-32.000\$ (FOB) arasında değişirken, elektrikli

buhar kazanları ~28.500-38.800\$ (FOB) civarındadır (Made-in-China, 2023). Fiyatlar, elektrikli kazanların gaz yakıtlı kazanlara göre %27 daha yüksek yatırım maliyetine sahip olduğunu göstermektedir. Gaz kazanı ve elektrikli kazanın örnek kurulumu Şekil 80’de gösterilmiştir. Öte yandan, bir elektrikli kazanın kurulması, fabrikanın elektrik bağlantı gücünün yükseltilmesini gerektirecektir ve bu da ilave yatırım maliyeti olarak düşünülmelidir.

Şekil 80: 2.000 kg/h buhar kazanı; sol: doğalgaz kazanı, sağ: elektrikli kazan (üç set)



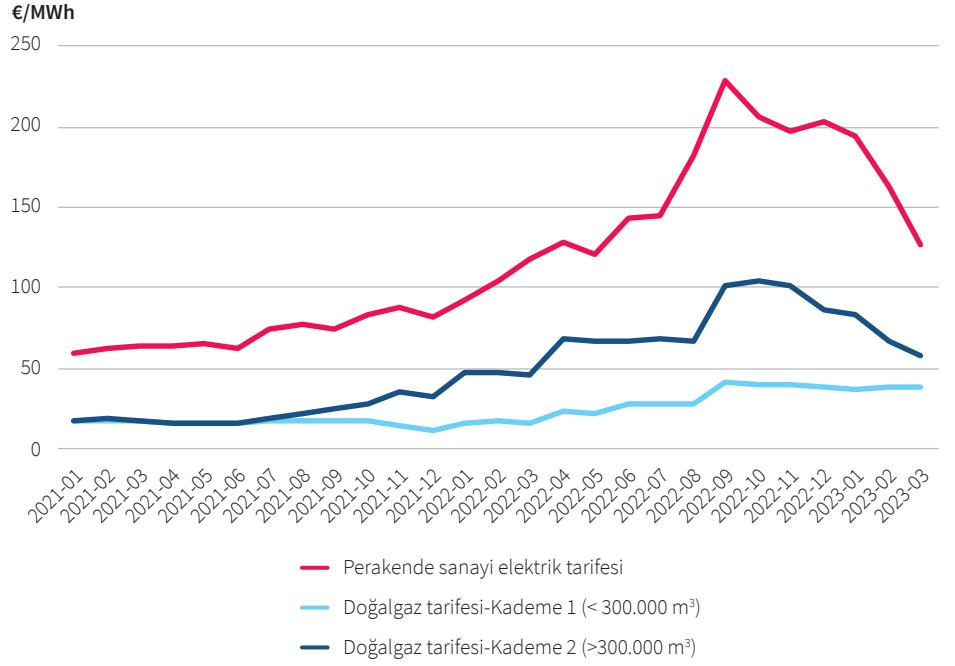
Endüstriyel prosesler için elektrifikasyonun yatırım maliyetleri (ekipman, kurulum ve ilgili süreç değişiklikleri) genellikle yüksektir ancak sanayide işletme maliyetlerine kıyasla daha az belirleyicidir (IEA, 2022). Bu nedenle, fizibilite analizleri çoğunlukla işletme maliyetlerinin (özellikle doğalgaz ve elektrik maliyetlerinin) karşılaştırılmasına dayanmaktadır.

Bir ürün olarak buhar ve sıcak su, ister konvansiyonel kazanla ister elektrikli kazanla üretilsin, aynıdır. Bu nedenle, toplam geçiş maliyeti sadece kazan değişimi dahil olmak üzere kurulum maliyeti, mevcut buhar-sıcak su şebekesine entegrasyon için küçük bir değişiklik ve elektrik maliyeti olarak değerlendirilir.

5.2.1 Düzenlemeye tabi tarifeler

Şekil 81’de sanayi için perakende doğalgaz ve elektrik tarifeleri gösterilmektedir. Elektrik fiyatları ortalama PTF’ye dayanmaktadır, çünkü sanayi elektrik tüketiminin çoğunluğu enerjisini düzenlenmiş piyasadan ziyade serbest piyasadan temin etmektedir. PTF’ye perakende satış marjı (%2,38), YEKDEM bedeli, dağıtım bedeli ve elektrik tüketim vergisi (%1) eklenmiştir. Doğalgaz fiyatlarına BOTAŞ tarifeleri, dağıtım taşıma tarifeleri ve ÖTV dahildir. KDV, sanayi tüketicileri için aktarılan bir maliyet olduğu için hem elektrik hem de doğalgaz fiyatlarına dahil değildir.

Şekil 81: Sanayi elektrik ve doğalgaz tarifeleri (€/MWh)

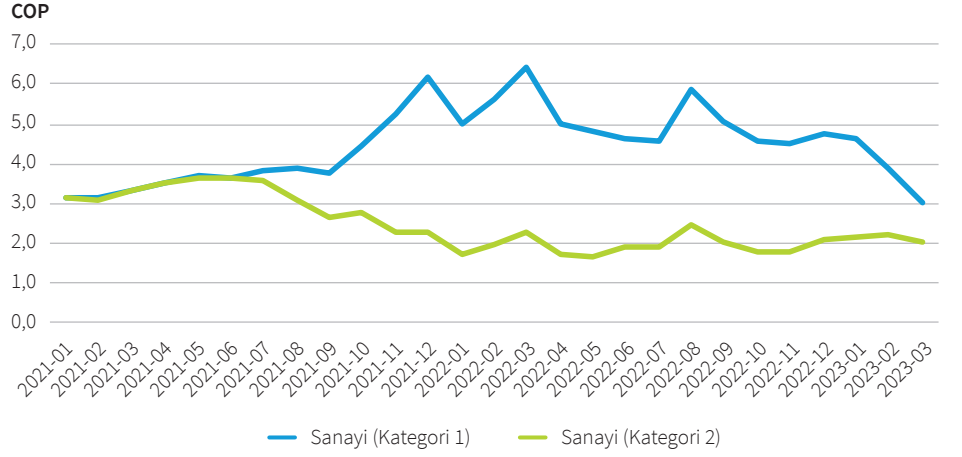


Kategori-1 (<300.000 m³/yıl) ve kategori-2 (>300.000 m³/yıl) sanayi tüketicileri için doğalgaz tarifeleri Haziran 2021'e kadar hemen hemen aynı iken, sonrasında fiyatlar farklılaşmaktadır. Kategori-1 tarifeleri daha sübvansiyonlu ve Kategori-2 tarifeleri daha çok doğalgaz serbest piyasa fiyatlarına tabidir. Ağustos 2021'den sonra, Kategori-2 tüketiminin %60'ı tarife fiyatlarından, kalan %40'lık tüketim ise düzenlemeye tabi fiyatların %50 üzerinde fiyatlandırılmaya başlanmıştır. Ekim 2022 tarihinden itibaren Kategori-2 fiyatlarının %60'ı düzenlemeye tabi tarifeler, kalan %40'ı ise bir önceki ayın Gaz Referans Fiyatı (GRF) üzerinden fiyatlandırılmaktadır.⁴⁶ Bazı metal madencilik tesisleri, rafineriler ve petrokimya gibi bazı endüstriyel sektörler için tarifeler tamamen GRF'ye bağlıdır.

Son iki yılda eşdeğer ısı değerlere bakıldığında elektrik fiyatları Kategori-1 doğalgaz fiyatlarının yaklaşık 4,5 katı, Kategori-2 fiyatlarının ise yaklaşık 2,5 katı olmuştur. Bu oranlar aynı zamanda endüstriyel ısı pompaları için bu dönemdeki uygun COP değerini de göstermektedir. Aşağıda Şekil 82'de son iki yıldaki perakende elektrik ve doğalgaz tarifelerinin oranı görülmektedir. Sanayide ihtiyaç duyulan sıcaklık mesken ihtiyacından yüksek olduğu için ortalama COP değerlerinin 2,5 civarında olması beklenmektedir. Bu nedenle, Kategori-1 tüketicilerdeki sübvansiyonlar, mevcut durumda ısı pompası dönüşümünü teşvik etmemektedir. Ancak, Kategori-2 tüketicileri serbest piyasa fiyatlarına maruz kaldıkları için başa baş noktasına daha yakındırlar.

⁴⁶ Bir önceki ayın 1-25 günlerinin aritmetik ortalaması.

Şekil 82: Sanayide doğalgaz ve elektrik maliyetlerini eşitlemek için gerekli COP değerleri

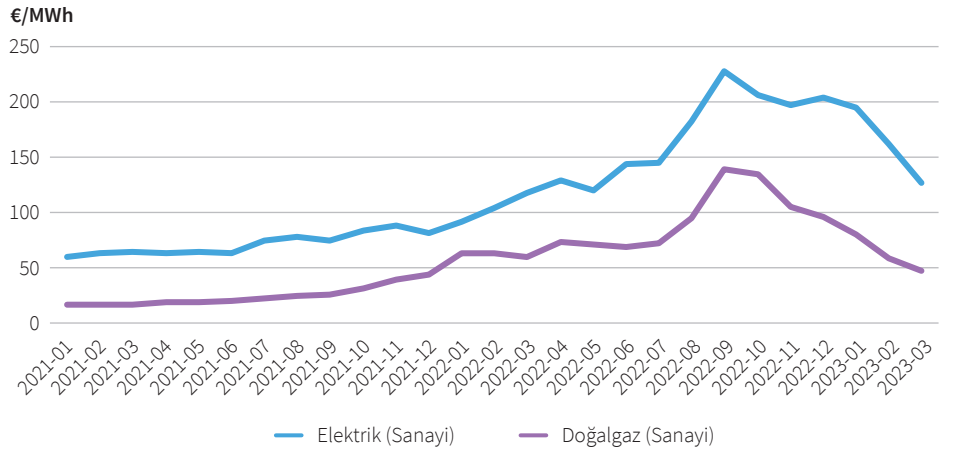


5.2.2 Serbest piyasa fiyatları

Hem düzenlemeye tabi elektrik hem de doğalgaz tarifelerinde farklı düzeylerde sübvansiyon olduğu için, düzenlemeye tabi fiyatlar ile ısı pompası fizibilitesinin adil bir değerlendirmesi yapılamamaktadır. Esasen, sanayi tüketicilerinin çoğu elektriğini düzenlenen tarifelerden ziyade serbest piyasadan almaktadır. Çünkü düzenlenen sanayi elektrik tarifelerinde sübvansiyon yapılmamaktadır ve tam tersine yüksek tüketimli⁴⁷ sanayi tüketicileri, serbest piyasa fiyatlarından daha yüksek son kaynak tarifelerine tabidir. Aynı şekilde Kategori-2 (yüksek tüketimli) sanayi doğalgaz tarifelerinde de tüketimin %40'ı EPIAŞ Gaz Referans Fiyatı üzerinden fiyatlandırılmaktadır. Bu nedenle, yüksek tüketimli kullanıcılar için politika olarak hem elektrik hem de doğalgaz fiyatları, düzenlemeye tabi tarifeler yerine piyasa tarafından belirlenen ikili anlaşmalara bırakılmıştır. Isı pompalarının orta ve uzun vadede fizibilitesini karşılaştırmak için serbest piyasa fiyatlarının bir ölçüt olarak kullanılması daha uygun olmaktadır.

Şekil 83'te, serbest piyasa (sübvansiyonsuz) perakende elektrik ve doğalgaz fiyatları karşılaştırılmıştır. Elektrik dağıtım bedeli, sanayi-OG tüketicisi için hesaplama dahil edilmiştir. Her iki maliyete de dağıtım/taşıma bedelleri ve KDV hariç vergiler dahildir.

Şekil 83: Sanayi tüketicileri için perakende birim enerji maliyetleri⁴⁸

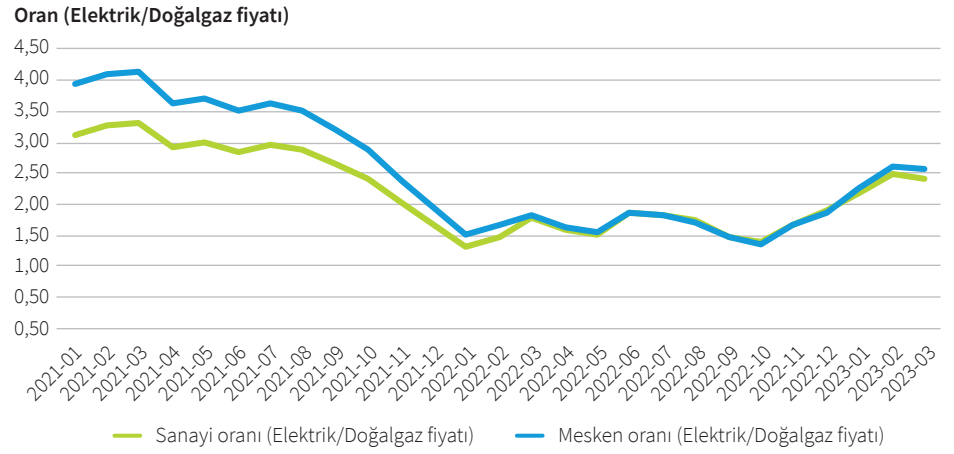


⁴⁷ 2023 yılında, düşük tüketimli endüstriyel ve ticari tüketiciler için Son Kaynak Tarifesi limiti 1 milyon kWh/yıldır. (27.10.2022 tarih ve 11357 sayılı EPDK Kurul Kararı)

⁴⁸ Dağıtım/taşıma ücretleri ve vergiler dahil (KDV hariç)

Serbest piyasa elektrik fiyatları şu anda çoğunlukla doğalgaz santrallerinin üretimine bağlı olduğundan hem elektrik hem de doğalgaz fiyatları paralel hareket etme eğilimindedir. Şekil 84, her ikisinin de EPIAŞ toptan satış piyasalarından temin edilmeleri halinde, perakende elektrik fiyatlarının eşdeğer ısıtma değerleri cinsinden doğalgaz fiyatlarına oranını göstermektedir. Dağıtım bedelleri ve vergiler fiyatlara dahildir. 2022'den sonra mesken ve sanayi oranlarının birbirine yaklaşması, mesken tüketicilerinden TRT payının (%2) kaldırılması ve mesken elektrik tüketicileri için KDV'nin %18'den %8'e düşürülmesi (10.07.2023'ten itibaren %10 olarak değiştirilmiştir) sebebiyledir.

Şekil 84: Serbest piyasa perakende elektrik / doğalgaz fiyat oranı



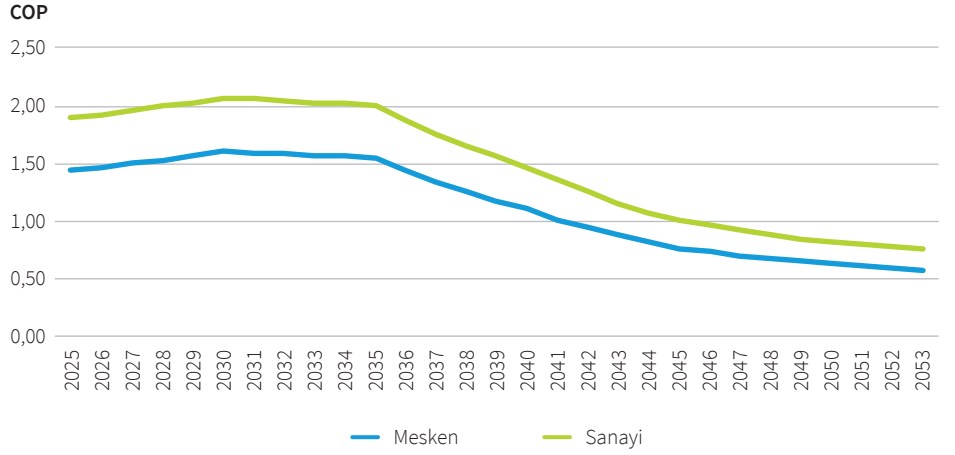
Doğalgaz fiyatlarının yükseldiği 2022 yılı boyunca gerçekleşen fiyat seviyeleri baz alındığında COP değeri 2 olan ısı pompası kullanımı bile maliyet olarak avantajlı konumdadır. Mart 2023 sonunda, doğalgaz fiyatlarındaki düşüş nedeniyle başa baş noktası COP 2,39'a yükselmiştir.

Sonuç olarak, sanayi tüketicilerinin kendi elektriğini güneş/rüzgar santralleri ile üretmesi ya da COP değerinin 2,5'in üzerinde olması halinde, günümüzde ısı pompalarının kullanımı ekonomik olabilmektedir. Ayrıca önümüzdeki süreçte, yenilenebilir enerji artışına paralel olarak elektrik piyasası fiyatlarının doğalgaz fiyatlarından daha ekonomik olması ve tüketilen enerjiye uygulanacak karbon fiyatlandırmasının ısı pompalarının ekonomik fizibilitesini artıracığı beklenmektedir. SKDM, ürünlerini AB'ye ihraç eden sanayiciler için halihazırda itici güç konumundadır.

5.3 Ekonomik Fizibilite Öngörüsü

Mart 2023 dönemi itibarıyla, serbest piyasada spot doğalgaz ve elektrik fiyatları dikkate alındığında, meskenlerin ısıtma maliyetleri için başa baş COP'i 2,6 ve sanayi tüketimi için ise 2,4 olmuştur (Şekil 84). Bu da spot elektrik fiyatlarının eşdeğer doğalgaz fiyatlarının 2,6 ila 2,4 katı olduğu anlamına gelmektedir. Bununla birlikte, elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin payı arttıkça elektrik fiyatlarının, doğalgaz fiyatlarından ayrılarak daha düşük seviyelerde oluşacağı öngörülmektedir. Ayrıca uzun vadede doğalgaz fiyatlarına gelebilecek bir karbon vergisi ya da fiyatlandırılması bu durumu hızlandıracaktır. Bu etkenler dikkate alındığında uzun vadede elektrik fiyatlarının doğalgaz fiyatlarına kıyasla daha düşük olacağı beklenmektedir. Bu durum, ısı pompalarının ekonomik fizibilitesini artıracak ve başa baş yakıt maliyeti için gereken COP, Şekil 85'te görüldüğü gibi istikrarlı bir şekilde azalacaktır.

Şekil 85: Isı pompaları için başa baş COP'i değerleri



Spot perakende enerji fiyatları dikkate alındığında, 2023 yılında kurulan bir konut tipi ısı pompasının (COP=3,0) geri ödeme süresi 11,9 yıldır. Düşen CAPEX ve elektrik fiyatları sayesinde 2030 yılında kurulduğunda geri dönüş süresi 9,2 yıla, 2040 yılında kurulduğunda ise 3,2 yıla inmektedir.⁴⁹ Elektrik fiyatlarının doğalgaz fiyatlarından daha uygun olması sebebiyle 2041 yılından sonra doğrudan elektrikli ısıtıcılarla ısınmak bile doğalgaz kombilerinden daha ekonomik olacaktır.

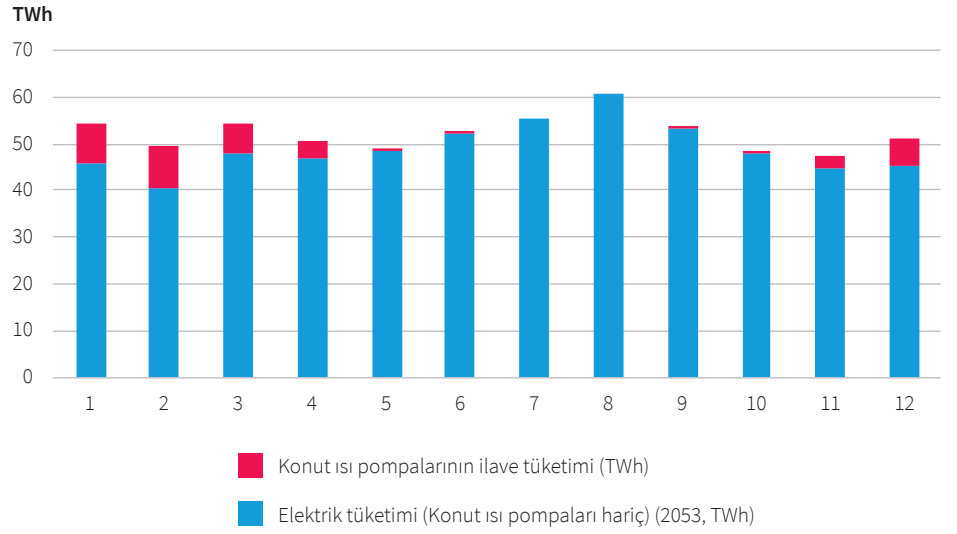
5.4 Elektrik Şebekesine Etki Analizi

Elektrifikasyonun artması, fosil yakıtların yerine doğrudan elektriğin kullanılmasını sağlayarak, hali hazırda elektrikli olan süreçlerin payını ve elektrik tüketimini artıracaktır. Aynı zamanda, diğer teknolojik gelişmeler de enerji tüketim projeksiyonunu şekillendirecektir. Örneğin binalarda yapılacak yalıtım yatırımları, ısıtma ve soğutma için gerekli enerji talebini azaltacaktır. Ayrıca, yüksek enerji yoğun sanayi tüketiminden teknoloji yoğun ve katma değerli endüstrilere geçiş, sanayideki elektrik talebi artışını sınırlandıracaktır. Elektrifikasyonun doğrudan sağladığı verimliliğe ilave olarak artan enerji verimli ekipmanlar, elektrik talebinin büyümesini kısmen yavaşlatılacaktır. SHURA Net-sıfır 2053 çalışmasına göre 2021 ile 2053 yılları arasında binalarda elektrik talebi %2,8 (CAGR) ve sanayide %1,5 (CAGR) artmaktadır (SHURA, 2023). 2010-2022 yılları arasında elektrik tüketiminin %3,8 (CAGR) artmıştır. Dolayısıyla, gelecekteki elektrik talep artış oranlarının, elektrifikasyonun artmasına rağmen tarihsel oranların altında kalacağı beklenmektedir.

Öte yandan, ısı pompalarına çoğunlukla kış aylarında ihtiyaç olacağı için aylık tüketim profilleri etkilenecektir. Örneğin 2053 yılında konutların %67'si ısı pompaları ile ısıtılacağı zaman, bunların tüketimi ülkedeki Ocak ayı toplam elektrik tüketiminin %19'unu, Şubat ayı toplam elektrik tüketiminin ise %22'sini oluşturacaktır.

⁴⁹ Eşdeğer doğalgaz tüketimi 1.000 m³/yıl olarak alınmıştır. Isı pompası CAPEX'inin her 10 yılda bir %10 oranında azaldığı varsayılmıştır.

Şekil 86: Isı pompalarının aylık ek elektrik tüketim etkisi (2053)⁵⁰



Bununla birlikte, ısı pompalarının ilave tüketimleri, konutların bağlantı kapasitesinde yaklaşık 3-4 kW/konut düzeyinde bir artış gerektirecektir. Ayrıca aynı trafo bölgesindeki ısı pompaları havalar soğukken aynı saat aralıklarında çalışacaktır. Bu davranışsal etki, dağıtım şebekesinin eşzamanlılık faktörünü artıracak ve ilave trafo kapasitesi gerektirecektir. Binanın güneş enerjisi ile kendi elektrik üretimi olsa bile, kış aylarında bu üretimler azalacak ve enerji depolama uygulaması yoksa akşamları arz olmayacaktır. Bu nedenle, çatı GES'lerin ısı pompaları ile birlikte kullanılması, şebeke yükünün de farklı zamanlarda kullanılmasını gerektirecektir.

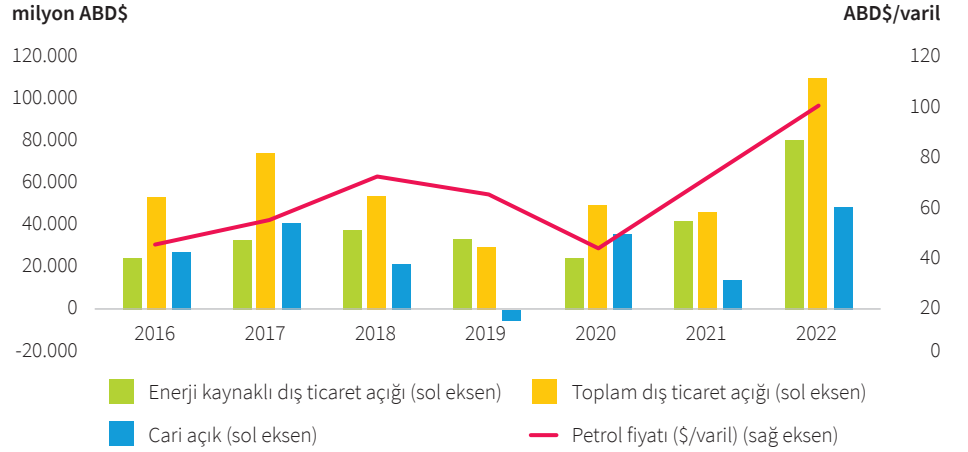
Elektrikli araç (EV) şarj ihtiyacı çok zamanlı ya da dinamik tarifelerle farklı saat aralıklarına kaydırılabilirken, ısı pompası enerji ihtiyacı kullanıcıları tarafından (ısı depolama sistemlerini ihmal edersek) başka zaman aralıklarına kaydırılması mümkün olmayabilir. Bunun temel nedeni ısınma ihtiyacının ilgili zamanda olması gerekliliğidir. Ancak ısı pompaları sürekli olarak çalışmayacak ve binada belirli bir sıcaklık seviyesini sağlamak için aralıklı olarak çalışacaklardır. Bu nedenle, ısı pompası enerji talebinde birkaç dakikalık bir kaydırma ya da çıkış sıcaklığının yarım derece düşük olması bile puant yükün düşmesine yardımcı olacaktır. Bu bağlamda, otomatik kontrol sistemleri kullanarak ısı pompalarının sıralı devreye girmesi sağlanmasıyla ve konutlarda akıllı sistemlerin kullanılmasıyla bölgesel puant yükler azaltılabilecektir.

5.5 Elektrifikasyonun Ülke Çapında Faydası

Enerji ürünleri ithalatı, Şekil 87'de görüleceği üzere ülkenin dış ticaret açığında yüksek bir paya sahiptir. Bu nedenle yenilenebilir enerji ile elektrifikasyon, ülkenin bu açığı azaltmasına yardımcı olacaktır. İthalata olan bağımlılığın azalması, arz güvenliğini güçlendirecektir.

⁵⁰ Isı pompasız aylık yükler için 2022 yılı aylık elektrik tüketim profili kullanılmıştır.

Şekil 87: 2016-2022 yılları arasında enerji kaynaklı ve toplam dış ticaret açığı, cari açık ve petrol fiyatının gelişimi (milyon ABD\$)



Elektrifikasyon sadece fosil yakıtların yerini almakla kalmayıp, aynı zamanda **doğrudan enerji verimliliği de sağlamaktadır**. 1 kWh ısı elde etmek için doğalgaz kazanları 1,1 kWh doğalgaza, ısı pompaları ise 0,3 kWh elektriğe ihtiyaç duymaktadır.⁵¹ Başka bir deyişle, sadece ısı pompalarına geçilerek nihai enerji talebi %70 oranında azalmaktadır. Elektrik, doğalgaz santrallerinde üretilse dahi, ısı pompalarının yüksek verimi nedeniyle birincil enerji tüketimi %50 oranında azalmaktadır.⁵²

Konutlarda ısı pompası kullanılmasıyla birlikte doğalgaz ve kömür kullanımları yerine elektrik kullanımına dönüşüm sağlanacaktır. SHURA net sıfır 2053 çalışmasına göre, 2053 yılına kadar konut ısı pompası elektrik tüketimi 36,6 TWh'e yükselecek ve bu da 128 TWh fosil yakıtın yerini alacaktır. Bu miktar, 2053 yılında doğalgaz ithalatında 13,4 milyar m³'lük ve CO₂ emisyonunda 25,6 milyon ton'luk bir azalmaya karşılık gelmektedir.⁵³

Ayrıca 2053 yılında sanayi tüketimindeki 90,1 TWh fosil yakıt ısı talebi, ısı pompaları ve elektrikli kazanlar tarafından 56,6 TWh elektrik talebine dönüştürülmüş olacaktır. Bu miktar, 2053 yılında doğalgaz ithalatında 9,4 milyar m³ ve CO₂ emisyonunda 18 milyon ton'luk azalmaya karşılık gelmektedir.

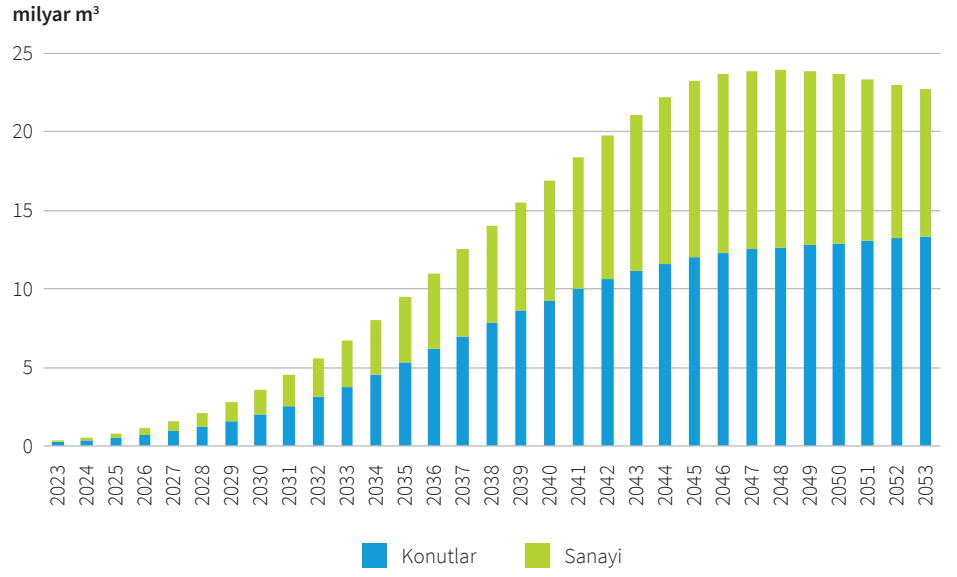
Sonuç olarak, elektrifikasyon sayesinde 2053 yılına kadar konut ısıtmasında nihai enerji verimliliği %71'e, endüstriyel ısıtmada ise %37'ye ulaşmaktadır. Bu geçiş, toplam **doğalgaz ithalatını 22,8 milyar m³ ve CO₂ emisyonlarını 43,6 milyon ton azaltacaktır**. Bu, Türkiye'nin 2021 yılındaki 60 milyar m³ olan doğalgaz tüketimi (EPDK, 2021) ile kıyaslandığında hatırı sayılır bir miktardır.

⁵¹ Doğalgaz kazan verimi %90, ısı pompası COP değeri 3 olarak alınmıştır.

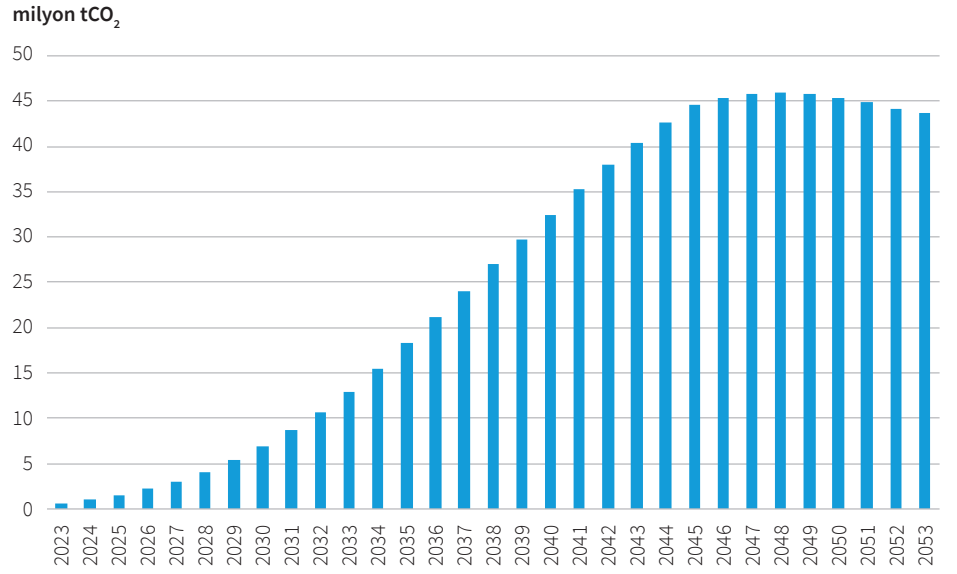
⁵² 0,55 kWh doğalgaz, kombine çevrim santralinde 0,33 kWh elektrik üretir. 0,33 kWh elektrik, COP=3 ısı pompası ile 1 kWh ısı üretir. Öte yandan, 0,55 kWh doğal gaz, bir gaz kazanında 0,50 kWh ısı üretir.

⁵³ Değiştirilen elektriğin tamamen yenilenebilir olacağını ve değiştirilen yakıtın doğal gaz olduğunu varsayarsak. Doğal gaz emisyon faktörü 55,6 t/TJ = 200.160 t/TWh olarak alınmıştır.

Şekil 88: Elektrifikasyon sayesinde nihai enerji tüketimi içindeki doğalgaz ithalat miktarında yıllık azalma (milyar m³)



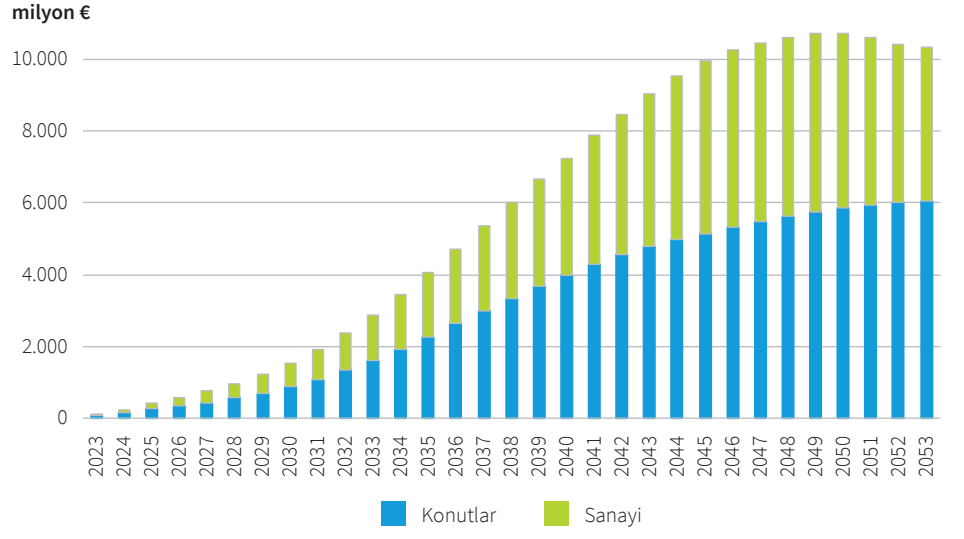
Şekil 89: Nihai tüketimde elektrifikasyon kaynaklı CO₂ emisyonlarında yıllık azalma



Elektrifikasyon dönüşümü sebebiyle oluşacak ilave elektrik talebinin tamamının yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması durumunda Türkiye'nin doğalgaz ithalatında 2053 yılına kadar ortalama 5,8 milyar €/yıl⁵⁴ azalma olacaktır. Gerekli olan elektriğin tamamının doğalgazla üretilmesi halinde dahi, belirtilen ithalat değerinden %50, yani ortalama 2,9 milyar €/yıl tasarruf sağlanacaktır.

⁵⁴Doğal gaz fiyat tahmini Shura, Net-Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası, Şubat 2023, s.44'e dayanmaktadır.

Şekil 90: Elektrifikasyon nedeniyle nihai enerji tüketimi içindeki doğalgaz ithalat değerinde yıllık azalma (milyon €)



6. Politika önerileri

Türkiye, 2053 yılı net sıfır emisyonlu bir ekonomiye ulaşma hedefiyle politikalarını ve stratejilerini kararlılıkla belirlemelidir.. Net-sıfır hedefine giden yolda yenilenebilir enerji kaynaklarının ve sistem esneklik seçeneklerinin azami entegrasyonu ile elektrik sektörünün karbonsuzlaşması öncü rol üstlenecektir. Bununla birlikte, elektrik tüketimi, ulaşım sektörü hariç nihai enerji tüketiminin sadece %28'ini oluşturmaktadır. Dolayısıyla, karbonsuzlaşması zor olan binaların ve sanayi sektörünün azami elektrifikasyonu kritik olacaktır.

Binalarda ve sanayide fosil yakıtlar temel olarak ısı elde etmek için kullanılmaktadır. Bu nedenle, bu alanları karbonsuzlaştırmak için ilk adım, ısı talebini daha temiz kaynaklarla karşılamaktır. Temiz kaynaklar yenilenebilir hidrojen, biyokütle ya da yenilenebilir elektrik olabilir. Mevcut altyapı ve birçok alanda kolaylık sağlaması nedeniyle elektriğin doğrudan kullanımı önemli avantajlar sağlar. Bu nedenle elektrifikasyonun tüm sektörlerde artışı, net sıfır hedeflerine ulaşılmasında önemli bir rol oynayacaktır.

Isı pompaları 150 – 200°C'ye kadar olan ısıtma taleplerini karşılamak için çok uygun bir seçenektir. Bu teknoloji, binaların tüm ısıtma ihtiyaçlarını karşılayabilir. Ayrıca düşük sıcaklık (<200°C) gerektiren endüstriyel proseslerde tam olarak kullanılabilmesi gibi yüksek sıcaklık ihtiyaçlarında fosil yakıt tüketimini azaltmak için ön ısıtıcı olarak da kullanılabilirler. Isı pompalarının COP değerleri pratikte 2,5 – 3,5 arasında olduğundan, mevcutta olan elektriğin fosil yakıtlara göre fiyat dezavantajı ortadan kalkmaktadır. Uzun vadede, yenilenebilir elektrik üretimi payının artması ile, elektrik fiyatları doğalgaz fiyatlarına kıyasla daha avantajlı duruma geçecektir.

Öte yandan, mevcut durumda Türkiye'de ısı pompalarının yaygınlaşmasını engelleyen veya bu geçişi yavaşlatan aşılması gereken zorluklar bulunmaktadır. Bu zorlukların aşılması için yapılması gerekenler konusunda aşağıdaki öneriler yapılmaktadır:

Isı pompası gelişimini yavaşlatan en önemli etken yüksek oranda sübvansiyonlu mesken doğalgaz tarifeleridir. Mesken elektrik tarifeleri de sübvansiyon edilmiştir; ancak Şekil 7'de gösterildiği gibi serbest piyasa fiyatlarına kıyasla doğalgaz tarifelerine göre daha az sübvansiyon bulunmaktadır. Dolayısıyla bir bölgede doğalgaz dağıtım şebekesi varsa, şu anda devlet politikaları ve ekonomi perspektifinden hanelerin ilk tercihi doğalgaz olmaktadır. Buna karşılık hem düzenlemeye tabi mesken elektrik tarifelerindeki hem de doğalgaz tarifelerindeki sübvansiyonlar kaldırılırsa, ısı pompalarının işletme maliyeti doğalgaz kombilerine göre daha ekonomik olacaktır. **Bu nedenle, sosyo-ekonomik açıdan perakende elektrik ve doğalgaz tarifelerindeki sübvansiyonların tamamen kaldırılması mümkün olmasa dahi, en azından sübvansiyon düzeyleri eşitlenerek insanların en ekonomik ve temiz ısıtma yöntemine yönelmesi sağlanabilir.**

Ekonomik faydanın ve toplam refahın maksimize edilmesi için enerji fiyatları üzerindeki sübvansiyonların tamamen kaldırılması, serbest ve rekabetçi piyasanın işlerliğinin sağlanması gerekmektedir. Ancak bu durumda, özellikle 2022'de olduğu gibi enerji fiyatlarının çok yükseldiği dönemlerde, çoğu hane için ısınma maliyeti karşılanamaz bir hale gelebilmektedir. Bu nedenle, Türkiye şartlarında sübvansiyonların tamamen kaldırılması yerine elektrik ve doğalgaza eşit sübvansiyon uygulanması adil bir yaklaşım olabilir.

Rekabetçi enerji fiyatlarına yönelik vergi politikalarının temiz teknolojileri destekleyecek şekilde belirlenmesi önemli olacaktır. Mevcut durumda mesken elektrik tarifelerine elektrik ve havagazı tüketim vergisi (%5), KDV (%10) ve YEKDEM bedeli dahildir. Perakende doğalgaz fiyatlarına ise küçük bir ÖTV (2,3 kr/m³) ve %20 KDV dahildir. Daha önceden, doğalgazla ısınmanın elektrikli ısınma üzerinde büyük bir ekonomik avantajı varken, artık ısı pompaları vasıtasıyla elektrik ve doğalgaz, ısınma yöntemi olarak birbirine rakip haline dönüşmüştür. Bu sebeple, bu kaynaklar üzerindeki mevcut vergilerin temiz teknolojileri teşvik etmesi ve emisyonların azaltılması sağlanmalıdır. 2022 yılında elektrik fiyatlarından TRT payının (%2) ve enerji fonunun (başlangıçta %1, sonra %0,7) kaldırılması ve meskenler için KDV oranının %18'den %8'e indirilmesi (10.07.2023'ten itibaren %10 olarak değiştirilmiştir) bu açıdan olumlu gelişmelerdir. Bu gelişmeler sayesinde, mevcut durumda elektrik fiyatları üzerinde daha az vergi yükü bulunmakta ve bu da ısı pompalarına dönüşümün önünü açmaktadır.

Elektrik ve Havagazı Tüketim Vergisi (ETV veya BTV), mesken ve ticari/resmi tüketiciler için elektrik fiyatı üzerinden %5, sanayi tüketicileri için %1 olarak uygulanmaktadır.⁵⁵ Havagazı tanımı, kömürden üretilen gaz yakıtı ifade etmekte olup, doğalgaz tüketimi bu vergi kapsamında değildir. Dolayısıyla bu verginin elektrığe uygulanması, ısı pompaları ve diğer elektrikli teknolojiler için doğalgaza göre dezavantaj oluşturmaktadır. Havagazı artık konut ısıtmasında kullanılmayan ve yerini doğalgaza bırakmış bir yakıttır. Bu sebeple, bu verginin tanımındaki havagazı ibaresinin doğalgaz olarak değiştirilmesi ve isminin **Elektrik ve Doğalgaz Tüketim Vergisi olarak değiştirilmesi daha uygun olacaktır.** Havagazı tüketimindeki vergi oranı da %5 olduğundan, elektrik ve doğalgaz tüketimindeki belediye tüketim vergisi (BTV) de bu şekilde eşitlenmiş olacaktır.

Alternatif olarak, **karbon vergisi ya da fiyatlandırılması** uygulaması hayat geçirildiğinde toplanan fonun bir kısmı YEKDEM mekanizmasına aktarılabilir. Böylece yenilenebilir enerji teşvikleri, fosil yakıt tüketimiyle karşılanacak ve elektrik fiyatları üzerindeki yük azalacaktır.

Isı Pompalarına ilk yatırım finansmanı sağlanabilir. Günümüzde ısı pompaları doğalgaz kazanlarına göre daha pahalıdır (IEA, 2022). Isı pompalarının sübvansiyonsuz yıllık elektrik maliyeti, kombi/kazanların sübvansiyonsuz doğalgaz masrafından daha düşük olsa bile, oluşan fayda ortalama bir konut için yapılan yatırımı geri ödemede yetersiz kalabilmektedir. Şu anda hem ısı pompaları hem de doğalgaz kombi/kazanlar için KDV oranı %1'dir, dolayısıyla KDV oranının düşürülmesi ısı pompalarını teşvik etmek için bir çözüm sağlamamaktadır.

Konutların ısı pompasına geçişi için; enerji verimliliğini sağlayan ekipmanların temini, yenilenebilir enerjyle kendi enerjisinin üretilmesi ve ısı pompası kullanımını birleştiren proje paketleri için cazip finansman paketleri sağlamak faydalı olacaktır. Örneğin, yedi yıllık bir süre boyunca kWh başına elektrik için sabit bir fiyat ödenirken, sübvansiyonların kademeli olarak kaldırılmasıyla doğalgaz fiyatları aynı dönemde artacaktır. Bu da ısı pompalarını teşvik edecektir. Ayrıca ısı pompası kurulumları için de bina ısı yalıtımı yatırımlarında olduğu gibi düşük faizli kredi kullanılabilir.

Konutlarda ve sanayide ısı pompaları ve diğer elektrikli teknolojilerin yaygınlaşması için finansman paketlerini kapsayan iş modellerinin ve hizmetlerin geliştirilmesi yerinde olacaktır. Hizmet olarak enerji (EaaS) gibi iş modelleri ısı

⁵⁵ Belediye Gelirleri Kanunu, Madde 34.

pompalarının fizibilite çalışmalarını, kurulum hizmetlerini, şebeke bağlantılı enerji yönetimini, talep tarafında artan tüketimin yönetilmesini ve gerekli finansmanın elde edilmesini sağlayarak kullanıcının teknik ve finansal ihtiyaçlarını karşılayabilir.

Elektrikli teknolojilere dönüşüm projeleri ETKB'nin enerji verimliliği destek projeleri arasında değerlendirilmekte ve 5 milyon TL yatırım bedeline kadar yatırım bedelinin %30'u hibe edilmektedir (ETKB, 2023). Ancak desteğe başvurulabilmesi için tesisin minimum enerji tüketiminin 500 tep olması gerekmektedir. Bu asgari sınırın, daha fazla tüketiciyi kapsayacak şekilde kademeli olarak azaltılması önerilmektedir.

Doğalgaz boru hatlarının genişletilmesine yönelik politikaların net sıfır perspektifinde tekrar değerlendirilmesi önemli olacaktır: Kamunun ülke genelinde doğalgaz kullanımını yaygınlaştırma politikası bulunmaktadır. ETKB Stratejik Planının (2019-2023) Hedef 1.3.5'i, doğalgaz boru hattına erişimi olan yerleşim alanlarının sayısını artırmaktır. Öte yandan, doğalgaz boru hattına erişimin olmadığı yerler ısı pompalarının ilk düşünüldüğü bölgelerdir. Bu nedenle, özellikle ülkenin güneyi ve batısı gibi ılıman iklime sahip bölgeler için doğalgaz dağıtım şebekesi genişleme planlarının gözden geçirilmesi ve ısı pompaları ile ikame edilmesinin değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu nedenle, doğalgaz boru hatlarının genişletilmesi stratejik hedefi, ısı pompalarının yaygınlaştırılması hedefi ile değiştirilmelidir.

Türkiye'nin yeni konut ihtiyacı, küçülen hanehalkı, özellikle büyük kentlerde kentsel dönüşüm ve deprem direncini artırma konuları gündeme gelmektedir. **Yeniden yapılanma sürecinde hem solo ısı pompası hem de entegre çözümler toplam bina/daire maliyeti içinde (doğalgaz şebekesi genişleme maliyetine kıyasla) bir geri dönüş hesaplamasına konu edilemeyecek kadar ihmal edilebilir olacaktır.**

Binalar ve şehirler, yenilenen elektrik sistemi ve dijital teknolojilere uyumlu olmaları ve sürdürülebilirliği dikkate alan parametreleri karşılamaları halinde çok yönlü faydalar sağlayacaktır. Sıfır emisyonlu binalar enerji açısından verimlidir, yenilenebilir enerji kaynaklarından kendi enerjisini üretebilir ve ısıtma/soğutma için elektrifikasyon, su verimliliği için verimli musluklar, yağmur suyu toplama, gri su sistemleri, çatılarda güneş enerjisiyle su ısıtma ve binanın altında sıcak su depolama yoluyla temiz enerji kullanabilir. Hem depreme dayanıklı hem de temiz enerji kaynaklarını verimli kullanan sıfır emisyonlu akıllı binalar, nihai enerji tüketiminin yüzde 26'sını kullanan konut sektörünün karbondan arındırılması için itici güç olacak ve enerji dönüşümünü destekleyecektir.

Güneş enerjisi elektrik üretimi ve ısı pompası tüketimi arasında yıllık uzlaştırma yapılabilir: Güneş enerjisi elektrik üretimi ve ısı pompası elektrik tüketimi farklı zaman dilimlerinde yani tam tersi yönde çalışmaktadır. Isı pompası tüketiminin en yüksek olduğu dönemlerde, güneş enerjisi üretimi en düşük seviyededir. Bu nedenle yaz aylarında güneş enerjisinin fazla üretimi satılmakta, kışın ise ısı pompalarının ihtiyaç duyduğu elektrik şebekeden satın alınmaktadır. Bu uyumsuzluk, çatı üstü güneş enerjisi sistemi sahibinin daha fazla dağıtım bedeli ve elektrik üzerindeki vergileri ödemesine neden olmaktadır.

Normal koşullarda, teknik ve ekonomik olarak enerji dengeleme ve uzlaştırma mümkün olduğu kadar gerçek zamanlı olmalıdır. Bununla birlikte, yenilenebilir enerjinin teşviki amacıyla mevcut mevzuatta yer alan aylık mahsuplaşma imkanıyla güneş enerji santralleri gündüz üretimlerini akşam saatlerinde ya da ay içinde başka

bir zaman aralığında tüketilebilmektedir. Bu uygulamaya benzer şekilde, çatı GES/ısı pompası entegre sistemlerini teşvik etmek için, ısı pompası ve çatı güneş sistemi bütünleşik olan konutlar için **yıllık mahsuplaşma** imkânı getirilebilir. Bu uygulamanın şebeke açısından farklı sakıncaları olacaktır. Dolayısıyla yıllık mahsuplaşmada bir sınır olması ve üretilen elektriğin ısı pompası tüketimi kadarlık kısmı karşılaması yaklaşımı değerlendirilebilir. Bu sayede yazın fazla olan enerji, kışın ısı pompasında tüketilebilir. Bu uygulama, ısı pompası yatırımlarının geri ödeme süresini kısaltacak ve insanların çatı GES/ısı pompası sistemlerine geçişini teşvik edecektir. Yeterli yaygınlaşma sağlandıktan sonra, aylık/yıllık mahsuplaşma uygulamalarının sonlandırılması ve gerçek zamanlı dengelemeye geçilmesi uygun olacaktır.

Fosil yakıt kullanımının vergilendirilmesi dolaylı olarak ısı pompası ve diğer elektrikli teknolojilerin kullanımını teşvik edecektir: Isı pompasıyla elektrik kullanımına en büyük alternatif doğalgaz kullanımı ve ekonomisidir. Bu sebeple, fosil yakıtların çevresel etkilerinin de fiyatlarına dahil olması açısından enerji kaynaklarına emisyon seviyelerine göre bir **karbon vergisi** getirilmelidir. Bu yaklaşım, ısı pompalarına olduğu kadar, ulaşım sektörünün karbonsuzlaşması için elektrikli araçların (EV) yaygınlaşması için de fayda sağlayacaktır.

Ayrıca, AB'ye yapılan ürün ihracatında 2026 yılından sonra kademeli olarak SKDM devreye girecektir. 2022 yılında ülke ihracatında en yüksek payı %40'luk pay ve 103 milyar dolarlık hacimle AB ülkeleri oluşturmaktadır (Ticaret Bakanlığı, 2023). Bu durum, karbonsuz endüstriyel süreçleri teşvik edecek ve elektrifikasyonun önünü açacaktır.

Elektrikli teknolojilere geçişte ilk olarak yeni yapılacak binaların bu sistemleri kullanması vergisel avantajlarla ya da kurulum destekleriyle sağlanabilir. İlerleyen zamanlarda eski binalardaki sistemlerin dönüşümü de bu kapsamda değerlendirilebilir. Türkiye, önemli bir ısı pompası üreticisi/uygulayıcısı olma potansiyeline, elektrikli teçhizat-makine başta olmak üzere mühendislik sektörlerindeki uluslararası değer zincirlerine entegre güçlü bir konuma, global şirketlerin varlığına, sanayi çözümlerinin gerektireceği mühendislik kapasitesine sahip bir ülke olarak öne çıkmaktadır. Türkiye'nin kendi iç pazar potansiyelinin yanında çok büyük finansman gerekmeden sağlanacak kimi teşviklerle iyi bir ihracat ivmesi yakalanması olasıdır. Fosil yakıt ithalatından tasarrufa ek olarak, ısı pompaları yeni bir sektör olarak yaratacağı ihracat geliriyle de dış ticaret dengesine olumlu katkıda bulunabilir.

Sonuç olarak, elektrifikasyonun artırılmasında, finansal fizibiliteler ya da fosil yakıtların fiyat seviyelerinden bağımsız olarak net-sıfır hedeflerine ulaşmak ve enerji sisteminde fosil yakıtların kullanımının sonlandırılması için belirli **yasal zorunluluklar uygulanabilir.** Belirli bir tarihten sonra binalarda ve sanayide kömür ve doğalgaz kullanımları sınırlandırılabilir. Örneğin, Almanya'da ısıtma amaçlı olarak yeni fosil yakıtlı sistem kurulumlarının yasaklanması için kanun teklifi verilmiştir (Euractive, 2023). Türkiye'de de 13.01.2005 tarihinde yayımlanan Isıtmadan Kaynaklanan Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği'nin 20. maddesinde doğalgaz şebekesine erişim olan bölgelerde ısıtma için kömür ve fuel-oil kullanımı yasaklanmıştır.⁵⁶ İlgili madde daha sonra ısıtmada yenilenebilir enerji ve doğalgazın teşvik edileceği şeklinde revize edilmiştir. Benzer uygulama, yerli doğalgaz üretim kapasitemiz de dikkate alınarak, 2030 yılından itibaren yeni yapılan binalarda doğalgaz kullanımının kısıtlanması şeklinde hayata geçirilebilir.

⁵⁶ 13.01.2005 tarihli Resmî Gazete (<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/01/20050113-8.htm>). 17.03.2005 tarihinde ilgili madde, ısıtma için yenilenebilir kaynaklar ve doğal gazın teşvik edileceği şeklinde değiştirilmiştir.

- A. Marina, S. Spoelstra, H.A. Zondag, A.K. Wemmers. (2021). An estimation of the European industrial heat pump market potential. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 139
- ABD Enerji Bakanlığı. (2013). Measured Performance of a Low Temperature Air Source Heat Pump. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56393.pdf>
- Agora Energiewende ve Wuppertal Enstitüsü. (2021). Avrupa'da İklim Nötr Endüstri için Çığır Açan Stratejiler: AB İklim Hedefini Yakalamak için Politika ve Teknoloji Yolları. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_Clean_Industry_Package/A-EW_208_Strategies-Climate-Neutral-Industry-EU_Study_WEB.pdf
- Agora Industry, FutureCamp. (2022): Power-2-Heat: Gas savings and emissions reduction in industry. www.agora-industry.org
- Åhman, M., Olsson, O., Vogl, V., Nyqvist, B., Maltais, A., Nilsson, L.J., Hallding, K., Skånberg, K. and Nilsson, M. (2018). Hydrogen steelmaking for a low-carbon economy: A joint LU-SEI working paper for the HYBRIT project. EESS report no 109 and SEI working paper WP 2018-07. Stockholm Environment Institute, Stockholm, and Lund University, Lund.
- Ali Hasanbeigi. (2010). Energy-Efficiency Improvement Opportunities for the Textile Industry
- Ali Hasanbeigi & Jibrán Zuberi. (2022). Electrified Process Heating in Textile Wet-Processing Industry: A Techno-Economic Analysis for China, Japan, and Taiwan. Energies. 15. 8939.
- BOTAS. Doğalgaz Fiyat Tarifeleri. <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/2023-yili-haziran-ayi-dogal-gaz-toptan-satis-fiyat-tarifesi/719>
- Cemnet. (2023). The Electrified Commercial Cement Kiln. <https://www.cemnet.com/News/story/174030/the-electrified-commercial-cement-kiln.html>
- Coobrook. (2023). RotoDynamic Technology to decarbonize industrial processes. <https://coolbrook.com/technology/>
- Çelik İhracatçıları Birliği. İstatistikler. <https://www.cib.org.tr/tr/istatistikler.html>
- Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. (2021) Çevresel Göstergeler. Isıtma Soğutma Gün-Dereceleri. <https://cevreselgostergeler.csb.gov.tr/isitma-ve-sogutma-gun-dereceleri-i-100365>
- Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. 2017. Binalarda Enerji Performansının Ulusal Hesaplama Yöntemine İlişkin Tebliğ, Resmi Gazete: 01.11.2017 Sayı: 30227
- Dr. Luengen, H.B., (2005). 'Technische Entwicklungen in der Stahlindustrie verringern CO2-Emissionen', Rheinklima - die Zukunftsfähigkeit eines europäeischen Wirtschaftsraums im Wandel des Klimas
- Dünya Çelik Birliği. (2020). Steel's contribution to a low carbon future and climate. Resilient societies worldsteel position paper.
- ETKB. (2021). Enerji Denge Tabloları. <https://enerji.gov.tr/eigm-raporlari>
- ETKB. (2022). Türkiye Ulusal Enerji Planı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_Ulusal_Enerji_Plan%C4%B1.pdf
- ETKB. (2023). https://www.yatirimadestek.gov.tr/pdf/assets/upload/dosyalar/ozet_enerji_verimlilik_destekleri.pdf

EPDK. Elektrik Piyasası Sektör Raporları. <https://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrikyillik-sektor-raporu>

EPDK. (2016-2021). Doğalgaz Piyasası Sektör Raporları. <https://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94-1007/dogal-gazyillik-sektor-raporu>

EPIAS. Elektrik Fiyat İstatistikleri. <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/gop/ptf.xhtml>

EPIAS. Doğalgaz Fiyat İstatistikleri. <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/dogalgaz/stp/stp-grf.xhtml>

Erdemir. (2021). Erdemir-İsdemir Entegre Faaliyet Raporu. https://www.oyakmadenmetalurji.com.tr/Sites/1/upload/files/2021_-_Entegre_Faaliyet_Raporu-4996.pdf

Euractiv. (2023). German Government Adopts Fossil Boiler Ban, Starting 2024. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/german-government-adopts-fossil-boiler-ban-starting-2024/>

European Commission Joint Research Centre. 2020. Deep decarbonization of industry: The cement sector. https://ee-ip.org/fileadmin/user_upload/IMAGES/Articles/JRC120570_decarbonisation_of_cement__fact_sheet.pdf

European Parliamentary Research Service. (2021). Karbonsuz Çelik Üretimi. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690008/EPRS_STU\(2021\)690008_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690008/EPRS_STU(2021)690008_EN.pdf)

European Parliament. (2023). Avrupa Yeşil Mutabakatının Bir Parçası Olarak Karbon Sınırı Ayarlama Mekanizması. <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-carbon-border-adjustment-mechanism>

Fuel Cells Work. (2019). <https://fuelcellsworks.com/>

GAZBİR. (2021). Doğal Gaz Dağıtım Sektör Raporu

Harita Genel Müdürlüğü. <https://www.harita.gov.tr/il-ve-ilce-yuzolcumleri>

IEA. (2022). The Future of Heat Pumps. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>

IEA. (2021). Heating degree days in Türkiye, 2000-2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/heating-degree-days-in-turkey-2000-2020>

IEA. (2021). Türkiye Climate Resilience Policy Indicator. <https://www.iea.org/articles/turkey-climate-resilience-policy-indicator>

IEA. (2020). Iron and Steel Technology Roadmap. https://aceroplatea.es/docs/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap_IEA.pdf

IEA. (2018). Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>

IEA. (2022). Buildings. <https://www.iea.org/reports/buildings>

IEA. (2022). Heating. <https://www.iea.org/reports/heating>

IEA. (2022). Chemicals. <https://www.iea.org/reports/chemicals>

IEA. (2021). Net Zero by 2050. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

- Kardemir. (2021). Faaliyet Raporu. https://www.kardemir.com/dosyalar/yatirimci/3/26042022/2022042609564545_yatirimci_3_26042022.pdf?v=6bb25e83_79fb_9199_3ce1_c523aaf179a7
- Made-in-China. (2023). <https://devotionboiler.en.made-in-china.com/product/pSKEudjyyBhi/China-Energy-Saving-and-Clean-2000kg-Hr-Electric-Steam-Boiler.html>
- Michael Chesser, et al. (2021). Air source heat pump in-situ performance, *Energy & Buildings* 251.
- Milli Eğitim Bakanlığı. (2020). Isı Pompaları 11-12 Ders Materyali. http://meslek.eba.gov.tr/upload/dk11/Isi_Pompalari_11-12_43.pdf
- Patisson, Fabrice & Mirgaux, O. (2020). Hydrogen Ironmaking: How It Works. *Metals*. 10. 922. 10.3390/met10070922
- Resmi Gazete. (2005). <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/01/20050113-8.htm>
- Resmi Gazete. (2005). Yönetmelik. <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/01/20050113-8.htm>
- Rehfeldt, M., Fleiter, T. & Toro, F. (2018). A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry, Annex
- Sathaye, J., Price, L., de la Rue du Can, S. & Fridley, D. (2005). Assessment of energy use and energy savings potential in selected industrial sectors in India.
- SHURA. (2023). Net-Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası. <https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2023/02/SHURA-2023-02-Net-Sifir-2053.pdf>
- SSAB. 2023. Time line for Fossil-Free Steel Production. <https://www.ssab.com/en/company/sustainability/sustainable-operations/hybrit-phases>
- STB. (2021). Demir-Çelik Sektör Raporu. <https://www.sanayi.gov.tr/plan-program-raporlar-ve-yayinlar/sector-raporlari>
- STB. (2021). Çimento Sektör Raporu. <https://www.sanayi.gov.tr/plan-program-raporlar-ve-yayinlar/sector-raporlari>
- STB. (2021). Kimya Sektörü Raporu. <https://www.sanayi.gov.tr/plan-program-raporlar-ve-yayinlar/sector-raporlari>
- STB. (2021). Gıda ve İçecek Sektörü Raporu. <https://www.sanayi.gov.tr/plan-program-raporlar-ve-yayinlar/sector-raporlari>
- STB. (2021). Tekstil, Hazır Giyim ve Deri Mamulleri Sektör Raporu. <https://www.sanayi.gov.tr/plan-program-raporlar-ve-yayinlar/sector-raporlari>
- Silvia Madeddu et al. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environ. Res. Lett.* 15 124004
- Tech Controllers. (2020). Room Regulators. <https://tech-controllers.com/blog/heating-curve---what-is-it-and-how-to-set-it>
- Ticaret Bakanlığı. (2023). Kimya Sektörü Raporu. <https://ticaret.gov.tr/data/5b87000813b8761450e18d7b/Kimya%20Sekt%C3%B6r%C3%BC%2012042023.pdf>
- Ticaret Bakanlığı. (2023). Yarı Başımızdaki Dev Pazar Avrupa Birliği. <https://ticaret.gov.tr/dis-iliskiler/avrupa-birligi/yani-basimizdaki-dev-pazar-avrupa-birligi>
- TKİ. 2021. Faaliyet Raporu. <https://www.tki.gov.tr/yayinlar>

Tokheim, Lars-André & Mathisen, Anette & Øi, Lars & Jayarathna, Chameera & Eldrup, Nils & Gautestad, Tor. (2019). Combined calcination and CO2 capture in cement clinker production by use of electrical energy. 4. 101-109.

TÜİK. (2021). Bina ve Konut Yeterlilik Araştırması. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Bina-ve-Konut-Nitelikleri-Arastirmasi-2021-45870&dil=1>

TÜİK. (2021). Nüfus ve Konut Araştırması. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Bina-ve-Konut-Nitelikleri-Arastirmasi-2021-45870>

TÜİK. (2011). Nüfus ve Konut Araştırması. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Nufus-ve-Konut-Arastirmasi-2011-15843>

TÜİK. (2002-2020). Yapı Kullanma İzin İstatistikleri.

TÜİK. (2016-2021). Katı Yakıt İstatistikleri.

Türkçimento. (2021). <https://www.turkcimento.org.tr/tr/istatistikler/aylik-veriler>

Türkiye Çelik Üreticileri Derneği. (2023). Basın Duyurusu. <https://celik.org.tr/>

Türkiye Çelik Üreticileri Derneği. (2021). Çelik Dergisi. https://celik.org.tr/wp-content/uploads/2021/12/Sayi_131_Web.pdf

Uddin Faheem. (2019). Textile Manufacturing Processes, Introductory Chapter

Vattenfall. (2019). Vattenfall and Cements Take the Next Step Towards a Climate Neutral Cement. <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2019/vattenfall-and-cements-take-the-next-step-towards-a-climate-neutral-cement>

Zachary J. Schiffer, Karthish Manthiram. (2017). Electrification and Decarbonization of the Chemical Industry, Joule, Volume 1, Issue 1, Pages 10-14

İstanbul Politikalar Merkezi

İstanbul Politikalar Merkez (İPM) demokratikleşmeden iklim değişikliğine, transatlantik ilişkilerden çatışma analizi ve çözümüne kadar, önemli siyasal ve sosyal konularda uzmanlığa sahip, çalışmalarını küresel düzeyde sürdüren bir politika araştırma kuruluşudur. İPM araştırma çalışmalarını üç ana başlık altında yürütmektedir: İPM-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi, Demokratikleşme ve Kurumsal Reform, Çatışma Çözümü ve Arbuluculuk. 2001 yılından bu yana İPM, karar alıcılara, kanaat önderlerine ve paydaşlara uzmanlık alanına giren konularda tarafsız analiz ve yenilikçi politika önerilerinde bulunmaktadır.

European Climate Foundation

European Climate Foundation (ECF) Avrupa'nın düşük karbonlu bir toplum haline gelmesine yardımcı olabilmek ve iklim değişikliğiyle mücadelede uluslararası alanda güçlü bir lider rolü oynayabilmek amacıyla kurulmuştur. ECF, her türlü ideolojiden uzak kalarak düşük karbonlu bir topluma geçişin "nasıl" olacağı konusunu odağına alır. Ortaklarıyla yaptığı iş birliği kapsamında ECF, bu geçişte kilit rol oynayacak patikaları ve farklı alternatiflerin sonuçlarını ortaya çıkararak bu tartışmalara katkı sağlamayı hedefler.

Agora Energiewende

Agora Energiewende; Özellikle Almanya ve Avrupa olmak üzere tüm dünyada temiz enerjiye başarılı bir geçiş yapılmasını sağlamak amacıyla veri odaklı, politik açıdan uygulanabilir stratejiler geliştirir. Bir düşünce kuruluşu ve politika laboratuvarı olan Agora; yapıcı bir fikir alışverişi sağlarken siyaset, iş ve akademi dünyasından paydaşlarla da bilgi birikimini paylaşmayı hedefler. Kâr amacı gütmeyen ve bağışlarla finanse edilen Agora, kendini kurumsal ve siyasi çıkarılara değil, iklim değişikliğiyle mücadeleye adanmıştır.



Bankalar Caddesi,
Minerva Han, No:2, Kat:3
34420 Karaköy / İstanbul
Tel: +90 212 292 49 51
E-mail: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA Kurucu Ortakları:

