

Evropska tržišta električne energije ušla su u period promena bez presedana. Cene električne energije dostigle su nove maksimume: cene baznog opterećenja za nedelju unapred su porasle iznad 200 evra po megavat-satu u brojnim evropskim zemljama — oko četiri puta više od prosečnog nivoa. To povećanje je uglavnom izazvano porastom cena prirodnog gasa i ugljenika, koje trenutno premašuju 100 evra po MWh i 60 evra po toni, respektivno. Ovaj razvoj je uticao na cene električne energije proizvedene u elektranama na prirodni gas, koje u velikoj meri određuju cene na evropskim tržištima.

Istovremeno, volatilnost cena dostiže nove visine kao rezultat neizvesne proizvodnje obnovljivih izvora i tesne ravnoteže ponude i potražnje u evropskom elektroenergetskom sistemu. Privikavanja na novu normalnost biće ključni izazov za komunalne kompanije, trgovce i velike potrošače električne energije, a to naglašava važnost razvoja otpornih portfolija energetske imovine i upravljanja rizikom.

U ovom članku istražujemo pet trendova koji će oblikovati evropski energetska sektor u narednoj deceniji i nudimo perspektive o tome kako bi komunalne kompanije i veliki potrošači mogli da reaguju.

### **Šta je pred evropskim energetska sektorom?**

Evropsko tržište električne energije prolazi kroz velike promene. Pet trendova oblikuje ovaj razvoj.

#### **Održiv rast potražnje za električnom energijom, podržan klimatskim ciljevima**

Očekuje se da će potražnja za električnom energijom u Evropi kontinuirano da raste, uz CAGR od oko 2 procenta do 2035. godine. Glavni faktori koji stoje iza ovog rasta biće elektrifikacija transporta i povećanje proizvodnje zelenog vodonika putem elektrolize, što zahteva obnovljivu energiju.

Potražnja za električnom energijom u transportu će porasti za 14 procenata CAGR kao rezultat uvođenja infrastrukture za elektrifikaciju i nacionalnih propisa o emisijama (na primer, ako gradovi zabrane motore sa unutrašnjim sagorevanjem i nametnu fiskalne mere da obeshrabre upotrebu neelektričnih vozila). Potrebe za električnom energijom za proizvodnju zelenog vodonika povećaće se za oko 40 procenata CAGR, apsorbujući 230 teravat-sati (TWh) proizvodnje iz obnovljivih izvora do 2035. godine širom Evrope – što je ekvivalent gotovo trećini ukupne nemačke potrošnje. Potražnja će skromno rasti u industrijskom, komercijalnom i stambenom sektoru jer će mere efikasnosti uglavnom nadoknaditi elektrifikaciju industrijskih procesa i stambene opreme.

#### **Budućim energetska sistemom dominira intermitentna proizvodnja**

Očekuje se da će više od 650 gigavata (GW) kapaciteta intermitentne obnovljive energije, uključujući vetar i solarnu energiju, biti razvijeno od 2021. do 2035. godine. Intermitentni obnovljivi izvori će činiti oko 60 odsto ukupnog instalisanog kapaciteta u Evropi u 2035. godini, u poređenju sa oko 35 procenata u 2021. Međutim, ostaje neizvesno da li će ovaj tempo uvođenja obnovljivih izvora energije biti dovoljan.

Dozvole za projekte su odložene u velikom broju evropskih zemalja. Kao rezultat, jaz između trenutka predlaganja i puštanja u rad iznosi do sedam godina.

Modernizacija mreže suočava se sa značajnim izazovima jer proizvodnja obnovljive energije pokreće nodalne disbalanse, zahtevajući od komunalnih kompanija da investiraju u novu imovinu za prenos i distribuciju.

Ograničenja su postavljena za razvoj obnovljivih izvora energije u sve većem broju zemalja—na primer, ograničenja za razvoja vetra na kopnu kao rezultat zabrinutosti za biodiverzitet ili buku i vizuelno zagađenje.

### **Postepeno ukidanje uglja i nuklearne imovine**

Očekuje se veliki pad proizvodne imovine koja se može kontrolisati, kako se upotreba uglja postepeno ukida i nuklearna postrojenja stavljaju van pogona. Ovo pitanje naglašava oslanjanje elektroenergetskog sistema na obnovljive izvore energije, zavisne od vremenskih prilika, i na prirodni gas. Nepovoljni uslovi vetra i sunca ili sporiji tempo razvoja obnovljivih izvora energije mogu dovesti do nestašica električne energije. Cene gasa takođe bi mogle više da variraju, s obzirom na osetljivost potražnje za grejanjem i potrebu za dispečibilnom proizvodnjom električne energije. Konkretno, evropski kapaciteti na ugalj i lignit će drastično pasti — za oko 70 procenata od 2021. do 2035. godine. Zemlje zapadne i severne Evrope preuzimaju vodeću ulogu u ovim smanjenjima.

U međuvremenu, brojne zemlje EU ne obnavljaju svoja postojeća nuklearna postrojenja.

Očekuje se da će nuklearni kapacitet pasti za 23 procenata od 2021. do 2035. godine.

Nemačka, Belgija i Španija najavile su da će zatvoriti sve svoje nuklearne elektrane do

2022., 2025. i 2035. godine. Francuska je počela da zatvara svoju najstariju nuklearnu

elektranu dok gradi novi reaktor kapaciteta 1.650 MW. Ujedinjeno Kraljevstvo razvija novi

nuklearni projekat od 3.200 MW, iako kašnjenja i troškovi mogu ometati dalji razvoj

tamošnjeg nuklearnog kapaciteta.

### **Ključna uloga gasa i baterija u premošćivanju potreba za dispečibilnim kapacitetima**

Da bi se obezbedila stabilnost mreže, elektroenergetski sektor mora da komepnzuje povlačenje dispečibilne imovine. Očekujemo da će nova postrojenja, kao što su elektrane na prirodni gas i baterije, delimično balansirati mrežu kako proizvodnja uglja i nuklearne energije pada. Očekuje se da će više od 14 GW prirodnog gasa biti pušteno u rad, uglavnom od 2021. do 2030. godine, i više od 80 GW u baterijama, prvenstveno od 2030. do 2035.

godine. Ipak, određeni broj investicija zavisi od nacionalnih mehanizama kapaciteta kako bi se izbegli rizici „nasukane imovine“ za investitore. Mehanizmi kapaciteta će takođe zavisiti od kompatibilnosti sa propisima EU i EU paketom Fit for 55. Sve u svemu, očekuje se da će prirodni gas ostati kritični izvor dispečibilne snage, posebno u periodima sa produženom niskom proizvodnjom obnovljivih izvora.

Smanjenje troškova baterijskog skladištenja može podstaći uvođenje baterija kako bi se

ublažio nedostatak kapaciteta za dispečing. Ali tempo bi mogao biti sporiji nego što se očekivalo, pošto evropske zemlje nisu pokrenule industriju sa zahtevima za skladištenje poput pojedinih američkih država. Ipak, postoje sumnje u pogledu potencijala za smanjenje troškova. Neizvesnosti uključuju nedavnu inflaciju u ceni materijala za baterije i pitanja o tempu uvođenja „giga-fabrika“ za baterije mrežnih razmera.

### **Uspon integrisanog evropskog tržišta električne energije sa Nemačkom u središtu**

Očekujemo integrisanije evropsko tržište električne energije, uključujući značajno povezivanje čvorišta električne energije. Sa prekograničnim protocima od oko 200 TWh godišnje u 2030. godini, očekuje se da će Nemačka biti u centru evropskog elektroenergetskog sistema. Očekuje se da će zemlja, koja je sada neto izvoznik električne energije, postati neto uvoznik do sredine 2020-ih. Kapacitet interkonekcije mogao bi porasti za oko 50 procenata do 2030., a to bi trebalo dodatno da ojača poziciju Nemačke kao najlikvidnijeg evropskog tržišta električne energije. Zemlja predstavlja ključni strateški region za evropske komunalne kompanije i trgovce koji imaju za cilj da upravljaju tržišnim rizicima u svojim portfolijima.

### **Implikacije za evropski elektroenergetski sistem**

Očekuje se da će fundamentalni trendovi u evropskom elektroenergetskom sistemu dovesti do mnogo volatilnijeg cenovnog okruženja, kao što već vidimo iz ovogodišnjeg skoka cena električne energije. Evropa ulazi u period ekstremne volatilnosti, sa dnevnim i satnim cenama koje dostižu nove maksimume. Procenjuje se da će u Nemačkoj više od 3.000 sati godišnje električna energija koštati preko 100 evra, odnosno manje od 10 evra do 2030. godine, u poređenju sa samo nekoliko stotina sati danas, prema MekKinsijeovom modelu (EU Power Model). Ova volatilnost bi mogla da podstakne novo ponašanje učesnika na tržištu—na primer, na nivo na kome oni licitiraju za svoje snabdevanje električnom energijom ili hedžuju svoje buduće potrebe.

Jedan od načina da igrači bolje razumeju dinamiku tržišta električne energije, uključujući volatilnost, je merit-order kriva troškova (merit-order cost curve), koja ilustruje mehanizam određivanja cena na tržištu električne energije. Pet elemenata je posebno važno za predviđanje budućeg kretanja cena električne energije i volatilnosti cena.

Cene gasa, uglja i CO<sub>2</sub> menjaju marginalne troškove proizvodnje termoelektrana. Rast ili pad cena gasa, uglja i CO<sub>2</sub> uticaće na nestabilnost cena kliringa na tržištu.

Intermitentnost obnovljivih izvora energije. Obim izlazne energije iz obnovljivih izvora će pomeriti krivu ulevo ili udesno, što potencijalno može dovesti do vrlo niskih ili vrlo visokih cena kliringa.

Dispečibilna nova gradnja. Neizvesnost u vezi sa obimom i troškovima dispečibilne novogradnje (na primer, baterija i gasnih turbina sa kombinovanim ciklusom) mogla bi da podigne ili snizi cene kliringa.

Nesigurnost prosečnog opterećenja. Volatilnost u satnoj potražnji za električnom energijom

iz izvora kao što su punjači za električna vozila i industrijska elektrifikacija mogla bi da stvori nestašice u snabdevanju koje bi dovele do visokih cena kliringa tokom određenih sati. Strateške ponude tokom nestašice. U sve većem broju sati, očekivani nedostaci u snabdevanju mogli bi da navedu učesnike na tržištu da ponude svoje kapacitete po cenama višim od marginalnih troškova, teoretski do maksimalno dozvoljene cene.

### **Kako mogu da reaguju učesnici na tržištu?**

Evropsko tržište električne energije ulazi na neistraženu teritoriju. Kada se komunalne kompanije i veliki kupci električne energije suoče s tom vrstom neizvesnosti, upravljanje strateškim rizikom postaje pitanje opstanka. U Ujedinjenom Kraljevstvu, nedavno neispunjenje obaveza od strane snabdevača električnom energijom i gasom, nakon skoka cena gasa, ilustruje visoke uloge. Evo nekoliko koraka koje igrači mogu da preduzmu da bi se pozabavili neizvesnošću:

Ulaganje u najbolje modele upravljanja rizikom. Oni bi pokrili rizike povezane sa tržišnim cenama zajedno sa nelinearnim rizikom obima ili oblika dan unapred tržišta i tržišta unutar dana. Ad-hoc stres testovi će takođe biti kritični za periodično sprovođenje.

Težnja ka fleksibilnosti portfolija. Da bi smanjili izloženost skokovima cena na veleprodajnim tržištima električne energije, igrači bi mogli da obezbede veću fleksibilnost kako na strani potražnje tako i na strani ponude portfolija.

Razvoj aktivnog prisustva u najlikvidnijim evropskim energetskim čvorištima. Očekuje se da će Nemačka ostati najlikvidnije tržište i idealno mesto za optimizaciju strategija hedžinga širom Evrope.

Korišćenje ugovora o kupovini električne energije sa delimično ili potpuno fiksnom cenom. Kompanije bi mogle da koriste ovu strategiju za hedžing dugoročne kupovine ili prodaje električne energije, smanjujući na taj način izloženost promenjivim cenama električne energije.

Izvor: [www.mckinsey.com](http://www.mckinsey.com)