

DOI: <https://doi.org/10.36719/2789-6919/57/186-192>

Ələkbər Heydərov

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
doktorant
<https://orcid.org/0009-0001-8020-9431>
elekberhydrv@gmail.com

Şəhla Bullayeva

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
<https://orcid.org/0009-0009-8230-0413>
shahlabullayevaa@gmail.com

Aqil Həsənov

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
<https://orcid.org/0009-0000-0125-1125>
aqilhasanov23@gmail.com

Qiymət Həsənova

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
<https://orcid.org/0009-0006-4685-3027>
giymathasanova@gmail.com

Azərbaycanın bərpa olunan enerji strategiyası: 2030 hədəflərinin texniki və maliyyə baryerləri

Xülasə

Azərbaycan Respublikası qlobal enerji keçidi prosesində əhəmiyyətli karbohidrogen ixracatçısı statusundan “yaşıl enerji qovşağı”na çevrilmək strategiyasını həyata keçirir. Məqalə 2030-cu il hədəflərinin — bərpa olunan enerji mənbələrinin (BOEM) quraşdırılmış gücünün 30%-ə çatdırılması və istixana qazı emissiyalarının 35% azaldılması — texniki, iqtisadi və tənzimləyici baxımdan reallaşma ehtimalını tədqiq edir. Tədqiqatda IRENA, IEA, Dünya Bankı hesabatları, milli statistik məlumatlar və üç beynəlxalq şirkətin (Tetra Tech, EPRA, CESI) apardığı şəbəkə analizi nəticələrindən istifadə edilmişdir. Analiz göstərir ki, mövcud şəbəkə infrastrukturunu yalnız 2 QVt-a qədər dəyişkən BOEM gücünü qəbul etmə qabiliyyətinə malikdir. Bu texniki limit sinxron ətalətin itkisi, enerji saxlama sistemlərinin (BESS) qıtlığı və coğrafi qeyri-mütənasiblik kimi fundamental maneələrlə şərtlənir. AZURE layihəsi, Virtual Güc Ötürmə Mexanizmi (VPTM) və maliyyə alətlərinin (PPA, CfD) tətbiqi bu maneələri qismən aradan qaldırırsa da, 8 QVt-lıq 2032 hədəfinə nisbətən 250 MVt-lıq BESS tutumunun kəskin qeyri-mütənasibliyi sistemin tam potensialını limitləyir. Nəticə olaraq, enerji keçidinin uğuru yeni güc qurğularının paralel olaraq saxlama tutumu, şəbəkə modernizasiyası və bazar liberallaşdırılması tədbirləri ilə müşayiət edilməsindən asılıdır.

Açar sözlər: bərpa olunan enerji, şəbəkə inteqrasiyası, enerji saxlama sistemləri, COP29, Azərbaycan enerji keçidi, BOEM, Virtual Güc Ötürmə Mexanizmi

Alakbar Heydarov

Azerbaijan State Oil and Industry University
PhD student
<https://orcid.org/0009-0001-8020-9431>
elekberhydrv@gmail.com

Shahla Bullayeva

Azerbaijan State Oil and Industry University
<https://orcid.org/0009-0009-8230-0413>
shahlabullayevaa@gmail.com

Agil Hasanov

Azerbaijan State Oil and Industry University
<https://orcid.org/0009-0000-0125-1125>
aqilhasanov23@gmail.com

Giymat Hasanova

Azerbaijan State Oil and Industry University
<https://orcid.org/0009-0006-4685-3027>
giymathasanova@gmail.com

Azerbaijan's Renewable Energy Strategy: Technical and Financial Barriers to 2030 Targets

Abstract

The Republic of Azerbaijan is implementing a strategy to transition from its traditional status as a hydrocarbon exporter to a “green energy hub” within the global energy transition process. This article examines the technical, economic, and regulatory feasibility of achieving the 2030 targets – increasing the installed capacity share of renewable energy sources (RES) to 30% and reducing greenhouse gas emissions by 35%. The study draws on reports from IRENA, IEA, and the World Bank, national statistical data, and grid analysis results conducted by three international companies (Tetra Tech, EPRA, and CESI). The analysis reveals that the existing grid infrastructure can only absorb up to 2 GW of variable RES capacity. This technical limit is conditioned by fundamental barriers such as loss of synchronous inertia, scarcity of battery energy storage systems (BESS), and geographical imbalance. Although the AZURE project, the Virtual Power Transfer Mechanism (VPTM), and financial instruments (PPA, CfD) partially address these barriers, the sharp disproportion between the 250 MW BESS capacity and the 8 GW target for 2032 limits the system's full potential. In conclusion, the success of the energy transition depends on new generation facilities being accompanied in parallel by storage capacity expansion, grid modernization, and market liberalization measures.

Keywords: *renewable energy, grid integration, energy storage systems, COP29, Azerbaijan energy transition, RES, Virtual Power Transfer Mechanism*

Giriş

Qlobal enerji keçidi prosesində Azərbaycan Respublikası ənənəvi karbohidrogen ixracatçısı statusundan inkişaf etməkdə olan “yaşıl enerji qovşağı”na keçid mərhələsini yaşayır. 2024-cü ilin noyabrında Bakıda keçirilən BMT-nin İqlim Dəyişmələri üzrə Çərçivə Konvensiyasının 29-cu tərəflər konfransı (COP29) bu çevrilməni sürətləndirən strateji dönüş nöqtəsi olmuşdur (UNFCCC, 2024). Ölkənin qarşıya qoyduğu əsas hədəf 2030-cu ilə qədər bərpa olunan enerji mənbələrinin (BOEM) quraşdırılmış gücündəki payını 30%-ə çatdırmaq və istixana qazı emissiyalarını 1990-cı illə müqayisədə 35% azaltmaqdır. Lakin hazırkı statistik göstəricilər və texniki reallıqlar bu hədəflərə çatmaq üçün həm infrastruktur, həm də bazar strukturunda köklü islahatların zəruriliyini nümayiş etdirir (Strateji Araşdırmalar Mərkəzi, 2021).

Mövcud vəziyyətin analizi göstərir ki, 2023–2024-cü illər etibarilə Azərbaycanın ümumi elektrik enerjisi istehsalı gücü 9,732.5 MVt-a çatmışdır (AŞMSC, 2025). Bu potensialın 81.2%-i (7,903 MVt) təbii qazla işləyən istilik elektrik stansiyalarının payına düşür. Bərpa olunan enerji mənbələri ümumi quraşdırılmış gücün 18.8%-ni (o cümlədən hidroenergetika daxil olmaqla) təşkil etsə də, real istehsal göstəricilərində kəskin fərq müşahidə olunur. IRENA-nın 2024-cü il hesabatına əsasən, 2023-cü ildə istehsal olunan 29.3 milyard kVt-st elektrik enerjisinin cəmi 7%-i bərpa olunan mənbələrdən əldə edilmişdir (IRENA, 2024). Bu uyğunsuzluq günəş və külək enerjisinin fasiləli təbiəti və milli elektrik şəbəkəsinin bu enerjini qəbul etmə qabiliyyətinin məhdudluğu ilə birbaşa bağlıdır.

Beynəlxalq təcrübə və IEA (Beynəlxalq Enerji Agentliyi) analizləri göstərir ki, Azərbaycanın trayektoriyası digər resurslarla zəngin iqtisadiyyatlarla (məsələn, BƏƏ, Misir, Əlcəzair) oxşarlıq təşkil edir (IEA, 2023). Azərbaycan BƏƏ-nin “Masdar” və Səudiyyə Ərəbistanının “ACWA Power” şirkətləri ilə strateji tərəfdaşlıq quraraq, 230 MVt-lıq Qaradağ GES, 445 MVt-lıq Biləsuvar və 315 MVt-lıq Neftçala layihələri vasitəsilə sürətli güc artımına nail olmağı hədəfləyir. Əgər Niderland 2016-2020-ci illər ərzində yaşıl enerji istehsalını 60% artırabilmişdirsə, Azərbaycan da 2024–2027-ci illər aralığında 2 QVt-lıq yeni gücü şəbəkəyə inteqrasiya etməklə bənzər bir sıçrayış etməyi planlaşdırır. Rəsmi proqnozlar artıq 2030-cu ilə qədər BOEM payının hətta 38%-ə çata biləcəyini ehtimal edir.

Lakin bu ambisiyaların qarşısında ciddi texniki maneələr dayanır. Azərbaycanın yüksək gərginlikli ötürmə şəbəkəsi tarixi olaraq mərkəzləşdirilmiş və sabit qaz stansiyalarına əsaslanaraq layihələndirilmişdir. Beynəlxalq məsləhətçilərin rəyinə görə, mövcud şəbəkə üçün ilk 2 QVt-lıq yaşıl enerjinin inteqrasiyası “kritik udma əşiyi” hesab olunur. Texniki baxımdan, ənənəvi stansiyaların payı azaldıqca şəbəkədə sinxron ətalətlik itir ki, bu da sistemin dayanıqlığını təhlükə altına qoyur. Bundan əlavə, ölkədə irimiqyaslı batareya saxlama sistemlərinin (BESS) yoxluğu gündüz istehsal olunan izafi günəş enerjisinin pik saatlarda istifadəsini məhdudlaşdırır.

Bu problemlərin həlli istiqamətində Dünya Bankı tərəfindən maliyyələşdirilən 173.5 milyon dollarlıq AZURE (Azerbaijan Scaling-Up Renewable Energy) layihəsi icra olunmaqdadır (World Bank, 2023). Layihə çərçivəsində 550 km-dən çox 500 kV və 330 kV-luq yeni ötürmə xətlərinin çəkilməsi, 500/330 kV-luq Nəvahi yarım stansiyasının qurulması və SCADA sistemlərinin rəqəmsallaşdırılması nəzərdə tutulur. Paralel olaraq, işğaldan azad edilmiş Qarabağ və Şərqi Zəngəzur regionları “Net Sıfır Emissiya” zonası elan edilmiş, bəzən tərəfindən icra olunan 240 MVt-lıq “Şəfəq” layihəsi çərçivəsində “Virtual Güc Ötürmə Düzəncəsi” (Virtual Power Transfer Arrangement) kimi innovativ modellər sınaqdan keçirilir (BP Azerbaijan, 2024).

Nəhayət, iqtisadi və tənzimləyici baryerlər də enerji keçidinin sürətinə təsir edən mühüm amillərdir. Bərpa olunan enerji (BOEM) layihələrinin ilkin kapital xərcləri yüksəkdir. İnvestorlar daxili bazarda güzəştli qiymətlərlə təklif olunan ucuz təbii qazla rəqabət aparmaq məcburiyyətində qalırlar ki, bu da layihələrin kommertiya cəlb edilməsinə zərərli təsirlərdir. Enerji bazarının mərkəzləşdirilmiş idarəetmə strukturundan rəqabətli modelə keçidi istiqamətində 2023-cü ildə qəbul edilmiş “Elektroenergetika haqqında” yeni Qanun və 2028-ci ilə qədər nəzərdə tutulan mərhələli rəqabətli bazar modelinə mərhələli keçid strategiyası bu sahədə mövcud institusional baryerlərin aradan qaldırılmasına xidmət edir.

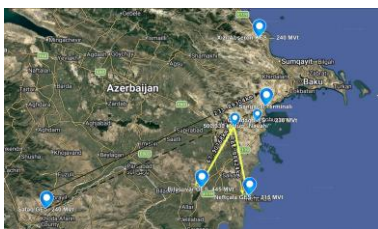
Təqdim olunan məqalənin məqsədi, yuxarıda qeyd olunan texniki limitləri və iqtisadi güzəştlərin yaratdığı baryerləri nəzərə alaraq, Azərbaycanın bərpa olunan enerji strategiyasının real effektivliyini təhlil etmək və 2030 hədəflərinə çatmaq üçün infrastrukturun modernizasiyası ilə bazar islahatları arasındakı qarşılıqlı asılılığı qiymətləndirməkdir.

Metodologiya. Tədqiqatda ikinci məlumat mənbələrinə əsaslanan keyfiyyət-kəmiyyət təhlili metodu tətbiq edilmişdir. Məlumat bazası üç əsas qrupdan ibarətdir: beynəlxalq təşkilatların hesabatları (IRENA, 2024; IEA, 2024; World Bank, 2024), Azərbaycan hökumətinin rəsmi strateji sənədləri (2030: Sosial-iqtisadi inkişafa dair Milli Prioritetlər) və beynəlxalq məsləhət şirkətlərinin (Tetra Tech, EPRA, CESI, 2023) şəbəkə analizi nəticələri. Kəmiyyət göstəriciləri — quraşdırılmış güc, güc əmsalları, ötürmə xətlərinin parametrləri — rəsmi statistik məlumatlardan (AŞMSC, 2025) götürülmüşdür. Müqayisəli analiz metodundan istifadə edərək Azərbaycanın enerji keçidi yolu BƏƏ, Misir və Niderland kimi oxşar ölkələrin təcrübəsi ilə müqayisə edilmişdir.

Tədqiqat

Azərbaycan Respublikasının “2030: Sosial-iqtisadi inkişafa dair Milli Prioritetlər” sənədinə əsasən, milli iqtisadiyyatın dayanıqlı artımını təmin etmək məqsədilə enerji balansında bərpa olunan enerji mənbələrinin (BOEM) payının 30%-ə çatdırılması strateji hədəf olaraq müəyyən edilmişdir. Bu hədəf ölkənin enerji sisteminin karbonsuzlaşdırılması və yeni nəsil istehsal güclərinin şəbəkəyə inteqrasiyası baxımından mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Tədqiqat üçün formalaşdırılan xəritədən (Şəkil 1) aydın olur ki, ölkənin perspektivli BOEM layihələri əsasən üç coğrafi region üzrə paylanmışdır. Birinci region — dəniz üstü külək enerjisi potensialı ilə bağlıdır. Xəzər dənizinin Azərbaycan sektorunda müəyyən edilmiş 157 QVt-lıq (35 QVt dayaz su, 122 QVt dərin su zonası) texniki potensialın mənimsənilməsi üçün high growth scenario (yüksək artım ssenarisi) çərçivəsində 2040-cı ilə qədər 7.2 QVt gücündə isehsal obyektlərinin inşası planlaşdırılır. Hazırda “Abu Dhabi Future Energy Company” (Masdar) və “ACWA Power” şirkətləri ilə imzalanmış sazişlər bu potensialın ilkin mərhələsini əhatə edir. “ACWA Power” şirkətinin icra etdiyi 240 MVt-lıq “Xızı-Abşeron külək elektrik stansiyası layihəsi quru külək resurslarının mənimsənilməsində əsas addımdır.



Şəkil 1. Azərbaycan Respublikasında perspektivli bərpa olunan enerji layihələrinin coğrafi paylanması və şəbəkə inteqrasiyası sxemi (Mənbə: Müəllif tərəfindən Scribble Maps platformasında formalaşdırılmışdır).

Mərkəzi Aran regionunda isə günəş enerjisindən istifadə üstünlük təşkil edir. Masdar və “SOCAR Green” tərəfindən inşasına başlanılmış Biləsuvar (445 MVt) və Neftçala (315 MVt) GES layihələri regionun günəşli saatların miqdarı və intensivliyindən səmərəli istifadəni hədəfləyir (SOCAR Green, 2023). Tədqiqat çərçivəsində təhlil edilən xəritədə sarı oxlarla işarələndiyi kimi, bu stansiyalar 500/330 kV-luq “Nəvahi” yarımstansiyası vasitəsilə mərkəzi şəbəkəyə inteqrasiya olunur. Artıq fəaliyyətdə olan Qaradağ GES (230 MVt) isə ölkədə irimiqyaslı BOEM layihələrinin uğurlu tətbiq nümunəsidir.

Virtual Güc Ötürmə Mexanizmi (VPTM) əhəmiyyətli fiziki ötürmə infrastrukturuna alternativ olaraq hazırlanmış, eksperimental-tətbiqi xarakterli rəqəmsal bir modeldir. Bu mexanizm Azərbaycanın yaşıl enerji keçidində ən mühüm texniki elementlərdən biri hesab olunur və hazırda “BP” şirkəti tərəfindən icra olunan 240 MVt gücündəki “Şəfəq” GES layihəsi çərçivəsində tətbiq edilir. Prosesin əsas mahiyyəti ondan ibarətdir ki, istehsal mənbəyi (Cəbrayıl rayonu) ilə istehlak mərkəzi (Səngəçal terminalı) arasındakı təxminən 231.89 km-lik məsafədə yeni fiziki ötürmə xətti çəkilmir. Bunun əvəzinə, şəbəkə balansını hesablamaları vasitəsilə istehsal olunan yaşıl enerji Səngəçal terminalının istehlakına ekvivalent olaraq qəbul edilir.

Bu innovativ modelin tətbiqi bir neçə mühüm strateji üstünlüyə malikdir:

- İnfrastruktur xərclərinin azaldılması: Uzun məsafəli fiziki ötürmə xətlərinin inşasına çəkilən nəhəng kapital xərclərini minimuma endirir.
- Sənaye dekarbonizasiyası: İri sənaye obyektlərinin karbonsuzlaşdırılmasında daha çevik və səmərəli yanaşma təqdim edir.
- Net Sıfır Strategiyası: İşğaldan azad edilmiş ərazilərdə elan olunmuş “Net Sıfır Emissiya” zonası strategiyasına və innovativ “Virtual Güc Ötürmə Düzəncəsi” (Virtual Power Transfer Arrangement) modellərinin sınaqdan keçirilməsinə xidmət edir.

Sistemin real vaxt rejimində tənzimlənməsi üçün güclü istehsal bazasına ehtiyac duyulur. Bu baxımdan, ölkənin onilliklər ərzində formalaşmış hidroenergetika yeni nəsil yaşıl enerji layihələri üçün mühüm tənzimləyici filtr funksiyasını yerinə yetirir. Hidroenergetika sahəsində Azərbaycanın mövcud irsi infrastrukturunu (65 stansiya, ümumi gücü 1443.5 MVt) BOEM-in şəbəkədəki qeyri-sabitliyini tənzimləmək üçün baza rolunu oynayır. İşğaldan azad edilmiş ərazilər daxili su ehtiyatlarının 25%-nə sahib olmaqla, rəsmi olaraq “Yaşıl Enerji Zonası” elan edilmişdir. Hazırda bu ərazilərdə

ümumi gücü 307 MVt olan 38 kiçik və orta ölçülü su elektrik stansiyası (SES) fəaliyyət göstərir. 2030-cu ilə qədər regionun ümumi yenilənən enerji gücünün 1.6 QVt-a çatdırılması proqnozlaşdırılır.

Bununla yanaşı, Naxçıvan Muxtar Respublikasının enerji sistemi artıq quraşdırılmış gücündə 44%-lik BOEM payı ilə (günəş və su enerjisi hesabına) ölkə üzrə nümunəvi model kimi çıxış edir. Perspektivdə Naxçıvanın “Yaşıl Enerji Dəhlizi” vasitəsilə Türkiyə bazarına qoşulması hədəflənir. Bu məqsədlə çəkiləcək 230 km-lik 400 kV-luq yüksək gərginlikli xətt və Naxçıvanda quraşdırılacaq ilk konverter yarımstansiyası regional enerji əlaqələrini və ixrac potensialını genişləndirəcəkdir. Yekun olaraq, Şəkil 1-də göstərilən bu şəbəkə strukturu Azərbaycanın həm daxili istehlakda karbonsuzlaşdırma, həm də beynəlxalq bazarlara çıxış strategiyasının kompleks həllini əks etdirir.

2030-cu il hədəflərinə çatmaq üçün mövcud elektrik enerjisi şəbəkəsinin texniki imkanlarının analizi strateji əhəmiyyət kəsb edir. Hazırda milli şəbəkə mərkəzləşdirilmiş və ənənəvi istilik elektrik stansiyalarına (İES) söykənən strukturundan daha çevik və paylanmış istehsal modelinə keçid mərhələsindədir. 2025-ci ilin rəsmi statistik məlumatlarına əsasən, Azərbaycanın milli elektrik şəbəkəsinin yarımstansiyalar üzrə ümumi quraşdırılmış gücü 29 714 MVA təşkil edir (Azərbaycan Respublikası Enerji Nazirliyi, AŞMSC, 2025). Mövcud arxitektura əsasən Sovet dövründə formalaşdırılmış GOST (dövlət texniki standartları və normativləri) standartlarına və mərkəzləşdirilmiş baza yükü prinsipinə əsaslanır. Sistemin əsas dayağı Mingəçevir şəhərində yerləşən, 1 880 MVt quraşdırılmış gücə malik “8 Noyabr” İES-dir. Bu obyekt regionun ən böyük istehsal gücü olmaqla, şəbəkənin baza yükünün təminatında həlledici rol oynayır. Ölkənin yüksək gərginlikli ötürmə sistemi isə 500 kV-luq ultra-yüksək gərginlikli magistral (477 km) və genişlənməkdə olan 330 kV-luq şəbəkə (1 542 km) vasitəsilə həm daxili paylanmanı, həm də regional enerji mübadiləsini tənzimləyir.

Cədvəl 1.

Azərbaycanın yüksək gərginlikli ötürmə şəbəkəsinin mövcud göstəriciləri, 2025.

Gərginlik sinfi (kV)	Xətlərin sayı	Ümumi uzunluq (km)	Yarımstansiya sayı	Transformasiya gücü (MVA)
500 kV	3	477	2	3 745
330 kV	24	1542	8	3 745
220 kV	29	1505	13	5 223
110 kV	189	4325	70	5 335

Tarixən ənənəvi istilik elektrik stansiyalarının fasiləsiz istehsalına və sabit baza yükünə uyğunlaşdırılmış Azərbaycanın elektrik şəbəkəsi hazırda dərin struktur sınağı ilə üz-üzədir. İri miqyaslı günəş və külək layihələrinin mərkəzləşdirilmiş şəbəkəyə qoşulması sadəcə qoyuluş gücünün artırılması deyil, sistemin idarəetmə fəlsəfəsinin kökündən dəyişdirilməsidir. Bu mürəkkəb keçidin təməlinə yaşıl enerjinin qeyri-sabit, yəni fasiləli xarakter daşması dayanır. Beynəlxalq Bərpa Olunan Enerji Agentliyinin (IRENA) və Dünya Bankının qiymətləndirmələrinə görə, Azərbaycanda günəş stansiyalarının praktik güc əmsalı 15-18%, Xəzər dənizi sektorunda dənizüstü külək enerjisinin güc əmsalı isə 43-44% aralığında dəyişir.

Bu reallıq tezliyin tənzimlənməsi və şəbəkə stabilliyi üçün indiyədək rast gəlinməmiş risklər formalaşdırır. “Tetra Tech” (ABŞ), “EPRA” (Türkiyə) və “CESI” (İtaliya) şirkətlərinin apardığı statik və dinamik şəbəkə analizləri göstərir ki, infrastrukturun əsaslı təkmilləşdirilməsi aparılmadan Azərbaycanın mövcud şəbəkəsi yalnız 2 QVt-a qədər dəyişkən BOEM gücünü qəbul edə bilər (Tetra Tech, 2023). Bu həddən sonrakı inteqrasiya sistemin dayanıqlığı üçün bir neçə fundamental texniki risk yaradır:

1. Sinxron Ətalət İtkisi: Ənənəvi İES-lərdəki nəhəng fırlanan turbinlər şəbəkədəki qəfil tezlik dəyişikliklərini udan təbii amortizator rolunu oynayır. BOEM payı artdıqca və İES-lər yükədən azad edildikcə, sistem bu həyati əhəmiyyətli ətalətdən məhrum olur.

2. Texniki Minimum Məhdudluğu: Köhnə texnologiyalı İES-lərin texniki minimum iş rejimləri onların qısa müddətdə çevik şəkildə söndürülüb-yandırılmasına imkan vermir. Bu da pik istehsal saatlarında yaşıl enerjinin şəbəkəyə tam qəbulunu çətinləşdirir.

3. Coğrafi Uzaqlıq: Əsas bərpa olunan enerji potensialının istehlak mərkəzlərindən uzaq olması ötürmə xətlərində yüklənmə və itki risklərini artırır.

Sistemin 2030-cu illərin hədəflərinə uyğun olaraq 8 QVt-lıq yükü təhlükəsiz qəbul edə bilməsi məqsədlə hazırda kompleks tədbirlər həyata keçirilməkdədir. Şəbəkənin stabilliyini qorumaq və ətalət itkisini kompensasiya etmək üçün 250 MVt gücündə batareya enerji saxlama sistemlərinin (BESS) quraşdırılması nəzərdə tutulur (IRENA, 2023). Bu sistemlər şəbəkədə süni ətalət yaradaraq sürətli tezlik tənzimləmə funksiyasını yerinə yetirəcəkdir. Eyni zamanda, Dünya Bankının dəstəyi ilə inşa edilən 500/330 kV-luq Nəvahi yarımstansiyası və 550 km-dən artıq yeni ötürmə xətti istehsal olunan enerjinin mərkəzi şəbəkəyə etibarlı inteqrasiyasını təmin edəcəkdir. Prosesin operativ idarə edilməsi üçün Qarabağ Regional Rəqəmsal İdarəetmə Mərkəzi kimi yeni rəqəmsal SCADA/EMS platformaları yaradılmaqdadır.

Daxili bazarın bu nəhəng gücü tam mənimsəmə qabiliyyəti məhdud olduğundan, yaranan izafi enerjinin beynəlxalq bazarlara ixracı strateji zərurətə çevrilir. Bu məqsədlə Zəngəzur Enerji Dəhlizi vasitəsilə Türkiyəyə yönəldilən 400 kV-luq xətt Avropa şəbəkəsi standartları (ENTSO-E) ilə faza sinxronizasiyasını təmin edəcəkdir. Paralel olaraq, Xəzər–Qara dəniz–Avropa sualtı kabeli dənizüstü külək enerjisinin birbaşa Avropa İttifaqına nəqli üçün magistral yüksək gərginlikli sabit cərəyan (HVDC) xətti rolunu oynayacaqdır.

Fiziki məhdudluqlarla bərabər, istehsal mənbələri ilə istehlak mərkəzləri arasındakı coğrafi qeyri-mütənasib şəbəkə infrastrukturunu əlavə yükləyir. Ən yüksək potensiala malik yeni nəsil BOEM obyektləri (məsələn, 445 MVt-lıq Biləsuvar və 315 MVt-lıq Neftçala layihələri) ölkənin əsas sənaye və əhali yükünü daşıyan Abşeron yarımadasından coğrafi cəhətdən uzaqda yerləşir. Mövcud yüksək gərginlikli ötürmə xətləri bu həcmdə mərkəzləşdirilməmiş enerjini kəskin itkilər və şəbəkə sıxlığı yaratmadan daşımaq üçün dizayn edilməmişdir. "AZURE" layihəsi çərçivəsində inşa edilən Nəvahi yarımstansiyası və 550 km uzunluğunda yeni 500/330 kV-luq xətlər bu dar boğaz problemini qismən həll etməsinə baxmayaraq, sistemin dayanıqlığı birbaşa olaraq enerji saxlama sistemlərinin infrastrukturunun inkişafından asılıdır.

2032-ci ilin 8 QVt-lıq makro hədəfi nəzərə alındıqda, 250 MVt-lıq saxlama tutumu kəskin qeyri-mütənasiblik yaradır. Əgər enerji saxlama tutumları hədəflənən BOEM qoyuluş gücünə paralel olaraq mütənasib şəkildə artırılmazsa, istehsal edilən yaşıl enerjinin məcburi kəsilməsi riskləri qaçılmaz olacaqdır.

Bu miqyasda keçidin təmin edilməsi dərin maliyyə və tənzimləyici mexanizmlərin tətbiqini tələb edir. BOEM layihələrinin ilkin kapital xərclərinin yüksək olması və ölkə daxilində güzəştli qiymətlərlə təklif olunan ucuz təbii qazla rəqabət aparmaq məcburiyyəti özəl investisiyalar üçün fundamental risk faktorudur (Yusifov, 2022). Bu maneələri aşmaq və layihələri banklar üçün cəlbedici etmək məqsədlə Azərbaycan hökuməti beynəlxalq standartlara uyğun risklərin azaldılması tədbirləri tətbiq edir. Bu çərçivədə, xarici və özəl investitorlara Power Purchase Agreement (Enerjinin Satın Alınması Müqavilələri) vasitəsilə uzunmüddətli zəmanətli tariflər təklif olunur. Eyni zamanda, layihələrin iqtisadi səmərəliliyini artırmaq üçün Public-Private Partnership (Dövlət-Özəl Tərəfdaşlığı) modeli altında fəaliyyət göstərən investitorlar 30 il müddətinə mənfəət, əmlak və torpaq vergilərindən, həmçinin, idxal olunan avadanlıqlar üzrə ƏDV-dən azad edirlər. Qlobal təcrübədə uğurla sınaqdan çıxarılmış "Contracts for Difference" (Fərq Müqavilələri - CfD) mexanizmi və yeni yaradılmış Climate Finance Action Fund tərəfindən (İqlim Maliyyəsi Fəaliyyət Fondunun) verilən zəmanətlər bu keçidin yalnız texnoloji deyil, həm də dayanıqlı iqtisadi əsaslar üzərində formalaşmasını təmin edən həlledici metodlardır.

Nəticə

Aparılan tədqiqat göstərir ki, Azərbaycanın 2030-cu il BOEM hədəflərinə çatması texniki cəhətdən mümkündür, lakin bu yol bir sıra paralel şərtlərin ödənilməsinə tələb edir. Birincisi, şəbəkənin 2 QVt-lıq “kritik udma eşiği” yalnız Nəvahi yarımstansiyası və 550 km yeni ötürmə xətlərinin tamamlanması ilə aşıla bilər — AZURE layihəsinin vaxtında icra edilməsi bu baxımdan həlledici əhəmiyyət kəsb edir. İkincisi, 8 QVt-lıq makro hədəfə nisbətən 250 MVt-lıq BESS tutumunun kəskin qeyri-mütənasibliyi ciddi risk mənbəyidir; enerji saxlama infrastrukturunu güc qurğuları ilə mütənasib tempə genişləndirilməlidir.

Üçüncüsü, elektrik enerjisi tariflərinin subsidiyalaşdırılması (ÜDM-in ~5%-i) özəl investisiyalar üçün bazar siqnallarını təhrif etməkdə davam edir; 2028-ci ilə qədər nəzərdə tutulan bazarın liberallaşdırılması bu problemi sistemli şəkildə həll etmək potensialına malikdir. Naxçıvan MR-nin nümunəsi (44% BOEM payı) və Qarabağın “Yaşıl Enerji Zonası” statusu ölkə daxilində uğurlu pilot modellər kimi geniş miqyaslı tətbiq üçün əsas rolunu oynaya bilər. Bütövlükdə, Azərbaycanın enerji keçidi yolu texnoloji, maliyyə və tənzimləyici dəyişikliklərin sinxronlaşdırılmış şəkildə idarə edilməsini tələb edən kompleks bir prosesdir.

Ədəbiyyat

1. Azərbaycan Respublikası Enerji Nazirliyi. AŞMSC. (2025). *Azərbaycanın elektrik enerjisi sistemi: statistik göstəricilər*.
2. Azərbaycan Respublikasının Prezidenti yanında Strateji Araşdırmalar Mərkəzi. (2021). *2030: Sosial-iqtisadi inkişafa dair Milli Prioritetlər*.
3. BP Azerbaijan. (2024). *Shafag Solar Project: Virtual Power Transfer Arrangement Technical Report*.
4. International Energy Agency (IEA). (2024). *World Energy Outlook 2024*. IEA.
5. International Energy Agency (IEA). (2023). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*. IEA.
6. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Battery Storage: A Key Enabler for the Energy Transition*. IRENA.
7. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2024). *Renewable Power Generation Costs in 2023*. IRENA.
8. Masdar. SOCAR Green. (2023). *Biləsuvar və Neftçala GES Layihələri: Texniki Baxış*.
9. Tetra Tech Inc., EPRA, CESI. (2023). *Azerbaijan Power Grid Integration Study: Static and Dynamic Network Analysis*.
10. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2024). *COP29 Presidency Summary and Key Outcomes*. UNFCCC. <https://unfccc.int/cop29>
11. World Bank. (2023). *Azerbaijan Scaling-Up Renewable Energy (AZURE) Project Appraisal Document*. World Bank Group.
12. World Bank. (2024). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2024*. World Bank Group.
13. Yusifov, E., & Hasanov, R. (2022). Renewable energy development in Azerbaijan: Challenges and prospects. *Energy Policy*, 168, 113112. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113112>

Daxil oldu: 06.01.2026

Qəbul edildi: 11.04.2026