

令和3年度

「質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業」

アゼルバイジャン国における  
「グリーン成長の実現」と連動したグリーン水素・アン  
モニア導入に向けたインフラ整備事業可能性調査事業

報告書

2022年3月

日揮グローバル株式会社 日揮株式会社



☐ This information is proprietary to JGC.

## 目次

<b>1.0</b>	<b>はじめに.....</b>	<b>9</b>
1.1	事業の背景及び目的 .....	9
1.2	調査項目及び調査方法 .....	9
1.3	実施体制 .....	13
1.4	調査日程 .....	14
<b>2.0</b>	<b>アゼルバイジャンの水素・アンモニアの市場調査・将来予測、既設肥料工場の需要</b>	
<b>予測</b>	<b>.....</b>	<b>15</b>
2.1	アゼルバイジャンにおける水素・アンモニア市場及び動向（含む既設アンモニア工場の需要予測） .....	15
2.1.1	アンモニア .....	15
2.1.2	水素 .....	16
2.2	近隣国における水素・アンモニア市場及び動向 .....	17
2.2.1	アンモニア .....	17
2.2.2	水素 .....	20
<b>3.0</b>	<b>アゼルバイジャン政府の脱炭素に向けた取組および政策支援の調査 .....</b>	<b>21</b>
3.1	アゼルバイジャンの低炭素・脱炭素に向けた取組み .....	21
3.2	投資推進のための政策および優遇措置 .....	26
3.3	再生可能エネルギー導入および脱炭素に向けた国際協力 .....	28
<b>4.0</b>	<b>現地における再生可能エネルギー実態調査 .....</b>	<b>29</b>
4.1	アゼルバイジャンのエネルギー事情概況 .....	29
4.2	アゼルバイジャン政府の再生可能エネルギーに対する方針・法制度 .....	33
4.3	アゼルバイジャンにおける再生可能エネルギー導入状況 .....	35
<b>5.0</b>	<b>グリーン水素・アンモニア製造設備の概要 .....</b>	<b>40</b>
5.1	グリーン水素・アンモニアの定義と認証制度 .....	40
5.2	グリーン水素・アンモニア製造設備構成 .....	42
5.2.1	プロセスフロー図 .....	42
5.2.2	水電解装置 .....	44
5.2.3	電気設備 .....	49
<b>6.0</b>	<b>グリーンアンモニア製造設備最適化検討 .....</b>	<b>50</b>
6.1	検討範囲 .....	50
6.2	再生可能エネルギー電源を含むグリーンアンモニア製造設備構成 .....	51
6.3	再生可能エネルギー電源構成の検討 .....	53
6.3.1	再生可能エネルギー電源構成の初期構成検討概要 .....	53
6.3.2	再生可能エネルギー電源構成検討の諸条件 .....	53
6.3.3	再生可能エネルギー電源構成の概念検討 .....	55

6.3.4	再生可能エネルギー電源初期構成の選定 .....	59
6.3.5	全体再生可能エネルギー発電設備 .....	60
6.3.6	再生可能エネルギー発電設備初期構成検討における留意点 .....	63
6.4	検討ケース .....	64
6.5	設備構成最適化検討方法 .....	65
6.6	設備構成最適化検討結果 .....	69
7.0	水素・アンモニア製造設備の配置計画の検討 .....	78
8.0	建設地候補の検討 .....	80
8.1	太陽光発電設備 .....	80
8.2	風力発電設備 .....	82
8.3	水素・アンモニア製造設備 .....	84
8.4	全体計画 .....	86
9.0	既設肥料工場への輸送、受入設備構成の検討 .....	90
9.1	既設肥料工場への輸送 .....	90
9.2	受入設備 .....	91
10.0	EPC 遂行体制の検討 .....	93
11.0	概算コスト試算 .....	97
11.1	太陽光発電・蓄電池 .....	97
11.1.1	概算範囲・検討ケース .....	97
11.1.2	概算条件（EPC コスト） .....	97
11.2	風力発電設備 .....	99
11.3	水素・アンモニア製造設備 .....	100
11.3.1	概算範囲・検討ケース .....	100
11.3.2	概算条件（EPC コスト） .....	100
11.3.3	概算条件（OPEX） .....	100
11.4	全体コスト試算結果（EPC コスト） .....	101
11.4.1	概算結果（EPC コスト） .....	101
11.5	全体コスト試算結果（グリーンアンモニア製造コスト） .....	102
11.5.1	ケース検討結果 .....	102
11.5.2	水素・アンモニア製造設備単独での試算結果 .....	106
12.0	事業性・リスク検討 .....	108
12.1	基本概念 .....	108
12.2	事業性分析の基本条件 .....	108
12.2.1	検討期間 .....	108
12.2.2	資金源 .....	108

12.2.3	所要初期投資資金 .....	109
12.2.4	プラント稼働時間 .....	109
12.2.5	販売収入.....	109
12.2.6	運転費 .....	111
12.2.7	税 .....	111
12.2.8	減価償却.....	111
12.2.9	エスカレーション .....	111
12.3	財務分析 .....	112
12.3.1	検討ケース.....	112
12.3.2	財務評価.....	112
12.3.3	リスク項目 .....	114
12.3.4	ケーススタディ .....	115
12.4	総括 .....	118
<b>13.0</b>	<b>我が国政府機関を含むファイナンス検討 .....</b>	<b>120</b>
13.1	導入段階（含む計画段階） .....	120
13.1.1	基本的な考え方 .....	120
13.1.2	計画フェーズにおけるファイナンス・スキーム.....	120
13.1.3	建設フェーズにおけるファイナンス・スキーム.....	122
13.1.4	基本的な考え方 .....	123
13.1.5	本格商業化段階におけるファイナンス・スキーム.....	123
<b>14.0</b>	<b>温室効果ガス削減効果の試算 .....</b>	<b>126</b>
14.1	算出条件 .....	126
14.1.1	算定対象範囲.....	126
14.1.2	排出の分類.....	127
14.2	算出結果 .....	127
14.2.1	リファレンスケースにおける温室効果ガス排出量.....	127
14.2.2	グリーンアンモニア日産 60 トン製造時の温室効果ガス排出量.....	128
14.2.3	温室効果ガス排出削減量.....	128
<b>15.0</b>	<b>グリーン水素・アンモニア導入のための現地火力発電の現状調査、将来の近隣国へのグリーンアンモニア輸出可能性の検討.....</b>	<b>130</b>
15.1	アゼルバイジャンにおける火力発電の現状、将来のアンモニア混焼に向けた課題 .....	130
15.1.1	アゼルバイジャンにおける火力発電の現状 .....	130
15.1.2	将来のアンモニア混焼に向けた課題.....	131
15.2	既存アンモニア/尿素の輸出先国・需要状況.....	131
15.3	将来のグリーンアンモニアの輸出可能性.....	132



15.3.1	潜在的なアンモニア需要に関する考察.....	132
15.3.2	アンモニア輸送および輸出可能性に関する考察.....	132
16.0	グリーンアンモニアの発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップの検討 .....	134
16.1	グリーン水素・アンモニアの導入検討.....	134
16.1.1	欧州/日本におけるグリーン水素・アンモニア取組み .....	134
16.1.2	アゼルバイジャンにおけるグリーン水素・アンモニアの導入検討 .....	135
16.2	将来の発電用途/輸出を視野に入れた最適なロードマップ提案 .....	135
16.2.1	供給 .....	136
16.2.2	利用（肥料・発電・船舶等） .....	138
17.0	参照文献.....	140
18.0	添付 .....	143
18.1	ATTACHMENT-1: Argus Media 社報告書	
18.2	ATTACHMENT-2: 野村総合研究所報告書	
18.3	ATTACHMENT-3: Prove 社報告書	

## 略語

略語	英語	日本語
AACE	Association for the Advancement of Cost Engineering	米国コストエンジニアリング協会
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AEA	Ammonia Energy Association	アンモニアエネルギー協会
BEIS	Department for Business, Energy & Industrial Strategy	ビジネス・エネルギー・産業戦略省
BESS	Battery Energy Storage System	蓄電池設備
BP	The British Petroleum Company plc	ブリティッシュ・ペトロリアム
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism	炭素国境調整メカニズム
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage	二酸化炭素回収・貯留
CCUS	Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage	二酸化炭素回収・有効利用・貯留
CIS	Commonwealth of Independent States	独立国家共同体
CMS	Content Management System	コンテンツ管理システム
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation	国際航空のためのカーボンオフセット及び削減スキーム
COP 26	United Nations Climate Change conference	第 26 回気候変動枠組条約締約国会議
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization	オーストラリア連邦科学産業研究機構
DCF	Discounted Cash Flow	割引現金収支法
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
ECA	Export Credit Agency	輸出信用機関
EMS	Energy Management System	エネルギーマネジメントシステム
EOR	Enhanced Oil Recovery	原油増進回収
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program	エネルギーセクター管理支援プログラム
EU	European Union	欧州連合
FEED	Front End Engineering and Design	プラントの基本設計業務
FID	Final Investment Decision	最終投資決定
FPV	Floating Photovoltaics	浮体式太陽光発電
FS	Feasibility Study	事業実施可能性調査
FZCO	Free Zone Company	フリーゾーン企業
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GHI	Global Horizontal Irradiance	全天日射量
HAOR	Heydar Aliyev Oil Refinery	ヘイダールアリエフ製油所

ICAO	International Civil Aviation Organization	国際民間航空機関
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IMO	International Maritime Organization	世界海事機関
INDC	Intended National Determined Contribution	国家排出削減目標
IPC	Investment Promotion Certificate	投資促進証書
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
JCM	Joint Crediting Mechanism	二国間クレジット制度
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JV	Joint Venture	共同企業体
LEAD	LEADING TECHNOLOGIES & BUSINESSES / ENVIRONMENT & ENERGY / ALLIANCE / DEVELOPMENT	新分野や新規顧客の開拓等日本企業の事業拡大に資する案件 / 再生可能エネルギー・脱炭素関連分野案件 / 外国政府や外国企業、国際機関等とのパートナーシップ構築に資する案件 / 社会課題解決・SDGs 達成への貢献等により、我が国のプレゼンス向上が期待できる案件
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry	土地利用、土地利用変化及び林業
MAP	Monoammonium Phosphate	リン酸モノアンモニウム
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency	多数国間投資保証機関
MMA	Methyl Methacrylate	メタクリル酸メチル
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
NC	Azerbaijan National Communication	アゼルバイジャン国別報告書
NDC	Nationally Determined Contributions	国別削減目標
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance	日本貿易保険
NPV	Net Present Value	正味現在価値
O&M	Operation and Maintenance	運用および保守点検
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
OPEX	Operating Expenditure	事業運営費
PCS	Power Conditioning System	パワーコンディショナー
PEM	Polymer Electrolyte Membrane	固体高分子電解質膜

PPA	Power Purchase Agreement	電力販売契約
Pre-FEED	Preliminary-FEED (Front End Engineering and Design)	FEED の予備段階のもの
PSA	Pressure Swing Adsorption	圧力スイング吸着法
PV	Photovoltaic	太陽光発電
RED	Renewable Energy Directive	再生可能エネルギー指令
RWM	Rheinmetall Waffe Munition GmbH	ラインメタル武器弾薬社
SAARES	State Agency of Alternative and Renewable Energy Sources	アゼルバイジャン代替・再生可能エネルギー庁
SDGs	Sustainable Development Goals	持続可能な開発目標
SOCAR	State Oil Company of Azerbaijan Republic	アゼルバイジャン国営石油会社
SOE	Solid Oxide Electrolyte	固体酸化物
TOAZ	TogliattiAzot	トリヤッチアゾット社
UAE	United Arab Emirates	アラブ首長国連邦
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	気候変動に関する国際連合枠組条約
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VSC	Verified Carbon Standard	カーボンオフセットの任意基準
WF	Wind Farm	風力発電
WWF	World Wide Fund for Nature	世界自然保護基金

## 1.0 はじめに

### 1.1 事業の背景及び目的

アゼルバイジャンはパリ協定に基づき、2030 年までに温室効果ガス(GHG)排出量を 1990 年比で 35%削減することを目標に掲げている。また、2050 年までに GHG 排出量を 40%削減し、解放地域においてネットゼロゾーンを構築する旨を表明している。さらに電源の多様化を国の重要課題の一つと位置付け、電源構成における再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに現在の 17%から 30%までに引き上げることを目指している。

2021 年 2 月には大統領令によって「クリーンな環境およびグリーン成長」が国家優先事項の一つに定義され、現在、政府主導で地球温暖化防止対策の取組みが進められている。

このような国の方針に基づき、同国のエネルギー政策の中核を担うアゼルバイジャン国営石油会社 SOCAR 社では、脱炭素社会への取組みの一環としてグリーン水素製造を構想している。

一方、水素を社会全体に導入するためには効率的な輸送手段が不可欠であり、特にアンモニアは有力な水素の輸送手段であるとともに、燃焼時に CO<sub>2</sub> を全く排出しないことから、脱炭素燃料としての活用が有望視されている。加えて、同国には既設のアンモニア・尿素プラントがあることから、グリーン水素の製造と合わせたパッケージとして、グリーンアンモニア製造及び既存尿素工場での活用を検討することが、より実現度の高い案件組成に繋がると期待される。

以上の背景を踏まえ、本事業では、アゼルバイジャンにおけるグリーン水素・アンモニア導入に向けたインフラ整備事業の実現可能性につき調査を行う。合わせてグリーンアンモニアの将来的な発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップ策定調査を実施する。

### 1.2 調査項目及び調査方法

#### ① グリーン水素導入及びアンモニア生産、肥料工場での活用のための設備・インフラ整備事業

- i) アゼルバイジャンの水素・アンモニアの市場調査、将来予測、既設肥料工場の需要予測：

SOCAR 社に協力を要請し、現地における水素・アンモニア市場および動向、既設アンモニア工場の需要予測について情報収集を行う。また現地に詳しい市場調査会社を起用し、同国および近隣国における水素・アンモニアの市場調査を行う。

ii) アゼルバイジャン政府の脱炭素に向けた取組および政策支援の調査：

各種文献に加え、在アゼルバイジャン日本大使館および SOCAR 社に協力を要請し、同国政府のカーボンニュートラルに向けた取り組み状況と、低炭素・脱炭素プロジェクト推進のための政策支援について等の情報収集を行う。

iii) 現地における再生可能エネルギー実態調査：

SOCAR 社からの協力を得るとともに、現地の再生可能エネルギーの電力事情に精通しているコンサルタントを活用し、風力発電と太陽光発電について以下の項目の調査を行う。

- ・ アゼルバイジャンにおける、総電力供給の各再生可能エネルギーの発電状況および将来予測
- ・ 既設風力発電の稼働状況および、現在動いている風力発電プロジェクトの状況、機器の仕様
- ・ アゼルバイジャンにおける風況
- ・ 既設太陽光発電の稼働状況および、現在動いている太陽光発電プロジェクトの状況、機器の仕様
- ・ アゼルバイジャンにおける日照状況

iv) 適用する再生可能エネルギー設備構成の検討：

上記 iii)の実態調査を踏まえ、下記 v)で検討する水素・アンモニア製造設備構成で必要な電力量をもとに、不安定電源である再生可能エネルギーならびに蓄電池の設備構成を検討し、EMS(エネルギーマネジメントシステム)による最適化を提案する。

v) 水素・アンモニア製造設備構成の検討：

上記 i)の市場調査および需要予測、また上記 iii)で得られた再生可能エネルギーの稼働率から、アンモニア製造設備を継続的に安定運転するための、最適な機器構成および設備キャパシティを決定する。

さらに、水素・アンモニア製造装置の EPC コストの大部分を占める水電解装置については、アルカリ型と PEM 型の 2 つのケースを検討して、コスト比較を行う。

vi) 水素・アンモニア製造設備の配置計画の検討：

上記 v) で決められた機器構成および設備キャパシティから、水素製造およびアンモニア合成に最適な設備配置計画の策定、必要な設備の敷地面積の算出を行う。

vii) EPC 遂行体制の検討：

プロジェクト実施段階で想定される日本企業を中核とした EPC 遂行体制の検討を行う。SOCAR 社、再生可能エネルギー関連のコンサルタントの協力を得つつ、受託者が中核となった場合を想定した実施体制、日本企業、現地企業、第三国企業等との協業の必要性を検討する。

viii) 建設地候補の検討：

スムガイト地区にある SOCAR 社の肥料工場、および SOCAR 社が推奨する建設候補地のヒアリングを行い、取得した情報等を考慮して、同国における水素・アンモニア製造拠点の建設候補地の検討を行う。

ix) 既設肥料工場への輸送、受入設備構成の検討：

SOCAR 社の協力を得て、上記 viii) の建設候補地から肥料工場への輸送機器、肥料工場での受入設備の必要性、必要な場合の設備構成について検討を行う。

x) 概算コスト推算：

上記で検討した水素・アンモニア製造装置構成、風力発電設備構成、太陽光発電設備構成等から、EPC コスト/CAPEX を推算する。また、運転開始後に必要となる OPEX の想定を行う。

xi) 我が国政府機関を含むファイナンス検討：

JBIC や NEXI などの日本の公的融資の活用その他、国際機関や第三国との連携も視野に入れファイナンスの検討を行う。また事業性並びに案件の実現性を高めるといった観点より本件へのカーボンクレジット取引活用などカーボンファイナンスの可能性を広げる方策についても、我が国大使館の支援を得つつ併せて検討を行う。

xii) 事業性・事業リスク検討：

上記 i) 水素・アンモニアの市場調査・将来予測、既設肥料工場の需要予測、ii) 政策支援、x) 概算コスト、現地のユーティリティコスト等を踏ま



え、内部収益率（IRR）/正味現在価値（NPV）などの指標を用いて事業性を検討する。

さらに、経済変動や外的要因による事業収支を見極めるため、EPC コスト増減などのシナリオを想定し、それによる事業性への影響、事業リスクの洗い出しを実施する。

xiii) エネルギー源 CO2 削減効果の試算：

CO2 フリー水素関連の認証制度を調査し、制度に即した算出方法を用いて CO2 削減効果を試算する。

② グリーンアンモニアの将来的な発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップ策定調査

i) グリーン水素・アンモニア導入のための現地火力発電の現状調査、将来の近隣国へのアンモニア輸出可能性の検討：

アンモニアの将来的な発電用途のための基礎調査として、在アゼルバイジャン日本大使館、コンサルティング会社および SOCAR 社に協力を要請し、同国の火力発電の現状、将来のアンモニア混焼に向けた課題等の情報収集を行い、実施可能性の検討を行う。

また、将来のアンモニア輸出可能性を検討するため、SOCAR 社に協力を要請し、同国の既存アンモニア/尿素の輸出先国・需要状況、輸送経路（鉄道、海上輸送など）等について情報収集を行う。

ii) グリーンアンモニアの発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップの検討

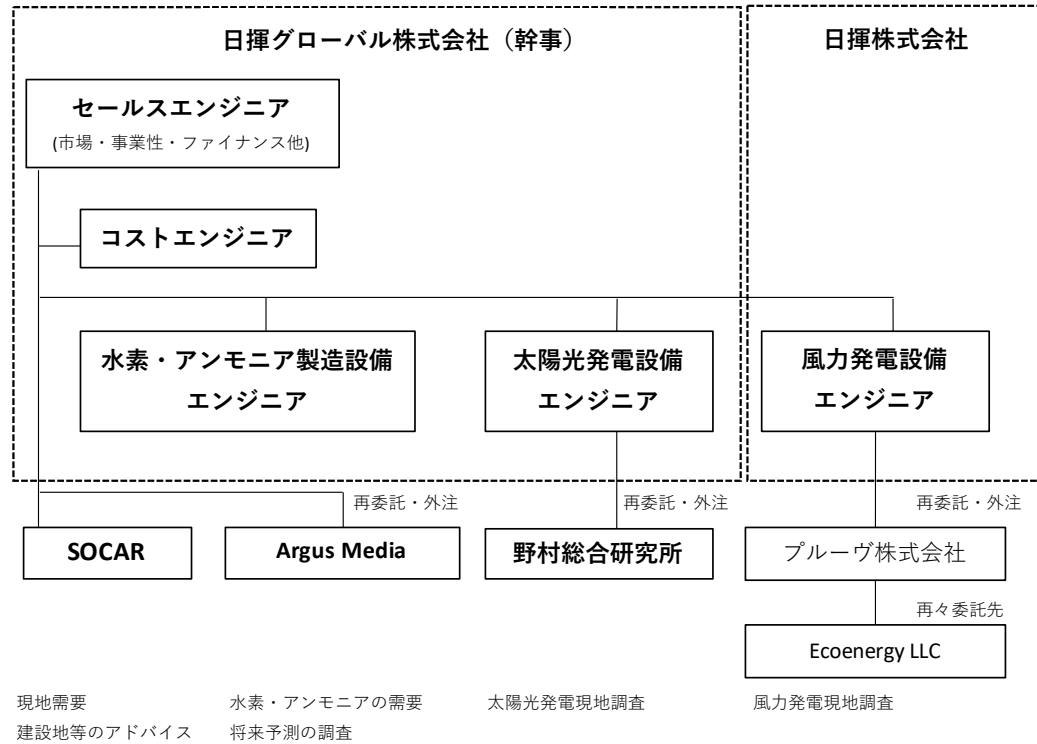
本調査事業による検討結果を総合して、アゼルバイジャンにおけるグリーン水素およびアンモニアの導入に加え、将来の発電用途/輸出も視野に入れた最適なロードマップの検討を行う。

尚、新型コロナウイルス感染拡大の影響により、上記調査はオンライン会議や電子メール等のツールを活用して実施した。また、本事業は調査時点で発生したウクライナ問題から生じる影響等について考慮していない。



## 1.3 実施体制

調査は、下記に示す体制で実施した。



## 1.4 調査日程

本調査の実施スケジュールは下記に示す通りである。

実施内容		2021年11月	2021年12月	2022年1月	2022年2月	2022年3月
<b>1. グリーン水素導入及びアンモニア生産、肥料工場での活用のための設備・インフラ整備事業</b>						
1	アゼルバイジャンの水素・アンモニアの市場調査、将来予測、既設肥料工場の需要予測					
2	アゼルバイジャン政府の脱炭素に向けた取組および政策支援の調査					
3	現地における再生可能エネルギーの実態調査					
4	再生可能エネルギー設備構成の検討					
5	水素・アンモニア製造設備構成の検討					
6	水素・アンモニア製造設備の配置計画の検討					
7	EPC遂行体制の検討					
8	建設地候補の検討					
9	既設肥料工場への輸送、受入設備構成の検討					
10	概算コスト推算					
11	我が国政府機関を含むファイナンス検討					
12	事業性・事業リスク検討					
<b>2. グリーンアンモニアの将来的な発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップ策定調査</b>						
1	現地火力発電の現状調査、将来のグリーンアンモニア輸出可能性の検討					
2	グリーンアンモニアの発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップの検討					

# I. グリーン水素導入及びアンモニア生産、肥料工場での活用のための設備・インフラ整備事業

## 2.0 アゼルバイジャンの水素・アンモニアの市場調査・将来予測、既設肥料工場の需要予測

### 2.1 アゼルバイジャンにおける水素・アンモニア市場及び動向（含む既設アンモニア工場の需要予測）

#### 2.1.1 アンモニア

##### (1) 供給

アゼルバイジャンのアンモニア生産能力は 40 万トン/年であり、同国で唯一のアンモニアプラントがその生産に寄与している。SOCAR が所有する当該プラントは 2018 年に完成し、2019 年から運転を開始している。

現在、同国では尿素製造に必要なとなる量のアンモニアだけが生産されており、2020 年のアンモニア製造量は約 6 万トン/年にとどまっている。

同国でのアンモニア生産能力の引き上げは今のところ計画されていないと見られるが、生産量自体は約 35 万トン/年まで増加すると予測される。

##### (2) 需要

2019 年に SOCAR のアンモニア・尿素プラントが生産を開始する以前は、アゼルバイジャンではアンモニアの需要は実質的にゼロであった。これまでの肥料需要は専ら硝酸アンモニウムが選択されていた。

今後数年で尿素生産の稼働率が上昇するにつれて、SOCAR は尿素への供給原料として使用するために、より多くのアンモニアを生産する必要がある。アゼルバイジャンからの尿素輸出を想定する場合、ロシアの尿素との競合が見込まれる。

南コーカサスと中央アジア地域で使用する主な肥料は硝酸アンモニウムが主流である。硝酸アンモニウムは伝統的にこれらの地域の土壌に適した窒素肥料とみなされ、長年使用されている。ところが、この硝酸アンモニウムは不適切な取扱い、輸送および貯蔵の過程で爆発をもたらす可能性があるため、世界中で懸念が高まっている。

硝酸アンモニウムと比較して、尿素は輸送および取扱いの安全性の点でより危険性が少ないだけでなく、より窒素が濃縮されていることが利点となる。これらが尿素を好む方向にシフトする要因として挙げられる。

##### (3) 貿易

アゼルバイジャンのアンモニア国際取引は極めて少なく、過去の実績量はゼロに等しい。少量のアンモニアしか輸入しておらず、アゼルバイジャンでは SOCAR が唯一のアンモニア生産者であり、同国で生産されたアンモニアは輸出されていない。

アゼルバイジャンのアンモニア需要は、尿素生産を除き、他のすべての部門において実質的にゼロとされる。

図 2.1.1 にアゼルバイジャンの在来型アンモニアの需給バランス見通しをまとめる。尚、この見通しではグリーンアンモニアの需要は考慮されていない。

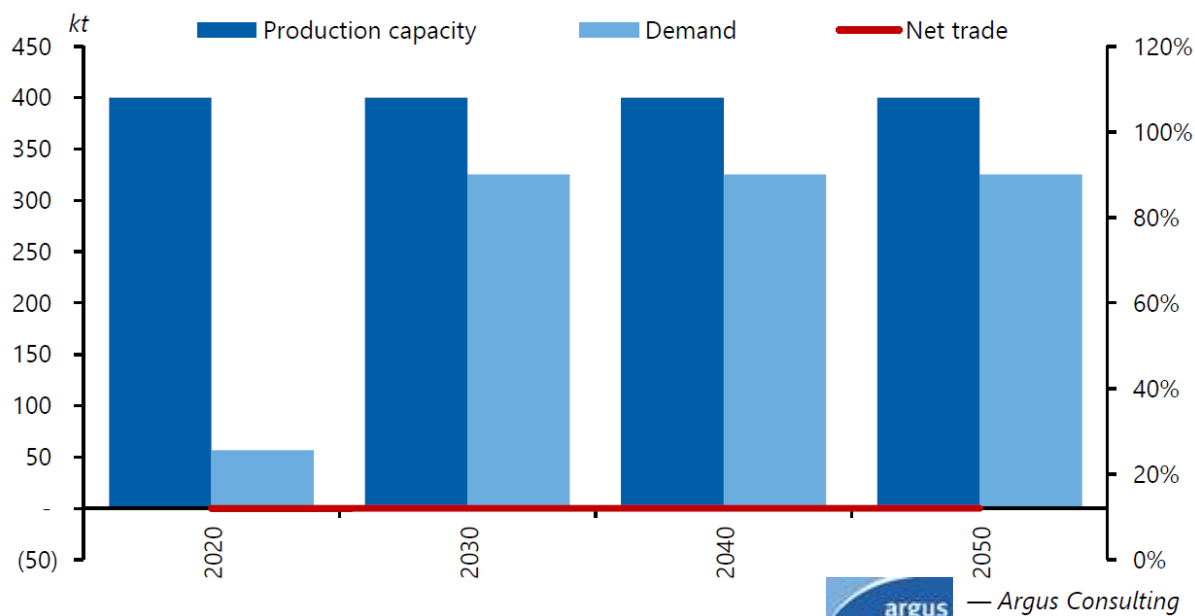


図 2.1.1 アゼルバイジャンの在来型アンモニア需給バランス見通し

## 2.1.2 水素

アゼルバイジャンの石油精製部門では、ここ数年で Heydar Aliyev Refinery にすべての石油精製事業が集約された。

同製油所での近代化計画は 2016 年に開始し、依然として進行中である。製油所の新規および改造装置のために、新規の水素プラントと新規の PSA (Pressure Swing Adsorption) 装置が必要とされる。スチームリフォーマーから生産される約 6.6 万トン/年の水素が製油所コンプレックスにおいて消費される。

## 2.2 近隣国における水素・アンモニア市場及び動向

### 2.2.1 アンモニア

#### 2.2.1.1 トルコ

##### (1) 供給

トルコのアンモニアの供給能力は約 78 万トン/年である。比較的高い国内需要を賄うには十分ではないが、トルコでは今後の生産能力の追加・拡張は今のところ計画されていないと見られる。

##### (2) 需要

トルコのアンモニア需要は 2020 年に年間 160 万トン強とされる。トルコでは尿素が最もアンモニアを消費する誘導品である。2 年連続で大幅に増加しているが、トルコの厳しい硝酸塩規制と新たな誘導品（尿素肥料やリン酸肥料）の生産能力がないため、同国の需要拡大の可能性は限定的と見られる。

##### (3) 貿易

トルコはアンモニアの主要輸入国であり、2020 年の正味輸入量は 130 万トン強である。主な供給国はロシア（約 55%）、次いでアルジェリア（約 19%）である。

図 2.2.1 にトルコの在来型のアンモニア需給バランス見通しをまとめる。なお、この見通しではグリーンアンモニアの需要は考慮されていない。

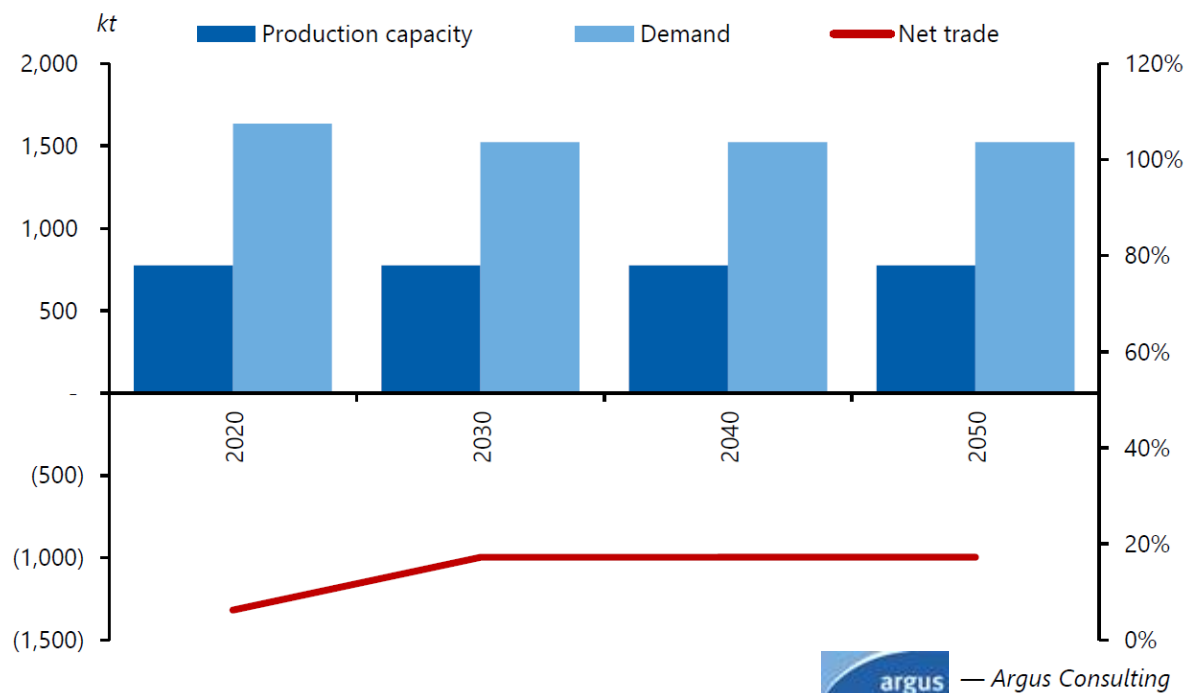


図 2.2.1 トルコの在来型アンモニア需給バランス見通し

### 2.2.1.2 カザフスタン

#### (1) 供給

カザフスタンの合計の供給能力は約 22 万トン/年である。アンモニアの大部分は硝酸アンモニウムの生産に使用される。カザフスタンでは今後のアンモニア生産能力の追加・拡張は今のところ計画されていないと見られる。

#### (2) 需要

カザフスタンでは硝酸アンモニウム（約 60%）が最もアンモニアを消費する用途である。リン酸モノアンモニウム（MAP）も同国のアンモニアの消費用途として重要で、MAP 生産のためのアンモニア需要の伸びが予想される。

#### (3) 貿易

カザフスタンの正味輸入国としての輸入量はトルコと比べると大きくはないが、近隣諸国よりも貿易活動が活発であり、南コーカサス地域における重要な市場である。

図 2.2.2 にカザフスタンの在来型のアンモニア需給バランス見通しをまとめる。なお、この見通しではグリーンアンモニア需要は考慮されていない。

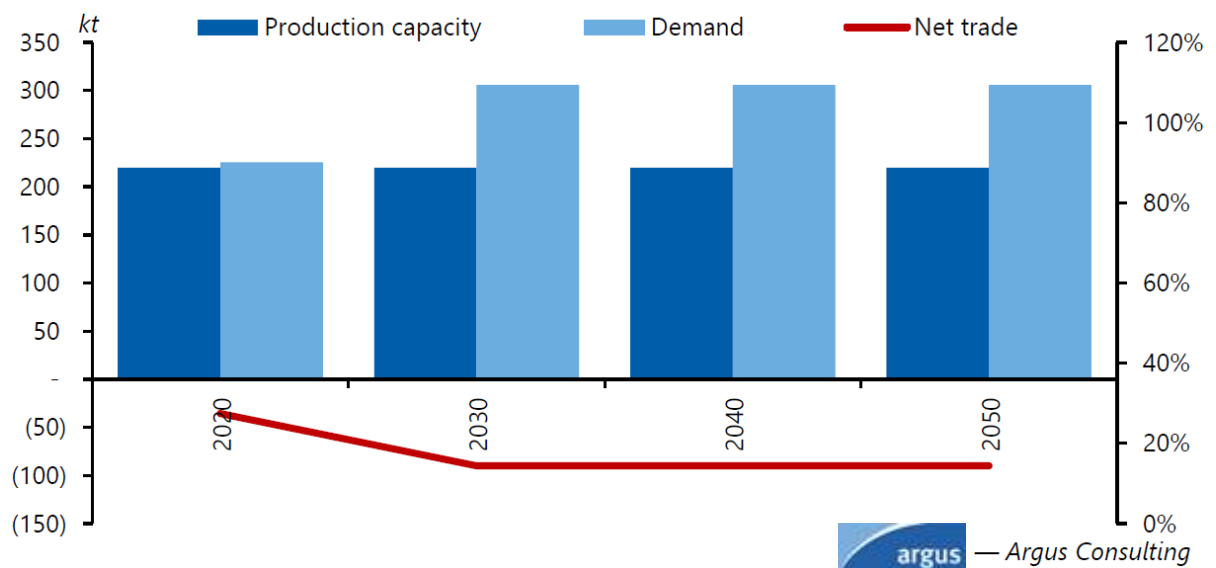


図 2.2.2 カザフスタンの在来型アンモニア需給バランス見通し

### 2.2.1.3 ジョージア

ジョージアのアンモニアの供給能力は約 23 万トン/年であり、今後の生産能力の追加・拡張は今のところ計画されていないと見られる。ジョージアは硝酸アンモニウムの主要な生産国であり、正味の輸出国である。

ジョージアは 2017 年～2020 年にかけて、アンモニアを輸入せず、隣接するアゼルバイジャンにアンモニアを少量輸出している。

#### 2.2.1.4 アルメニア

アルメニアではアンモニアの供給、需要、貿易がない。

#### 2.2.1.5 ロシア

##### (1) 供給

ロシアのアンモニア生産能力は約 2,000 万トン/年で、中国に次いで世界第 2 位のアンモニア生産国である。ロシアのアンモニア生産能力は、2025 年に向け拡張が予想されている。ロシアでは比較的大きな需要があるものの、同国のアンモニア生産量を全て吸収するほど十分ではない。ロシアの生産者は比較的安価なアンモニアを生産するため、価格競争力があるとされる。

##### (2) 需要

ロシアでは尿素と硝酸アンモニウムがアンモニア消費の大部分を占める（約 72%）。ロシアにおけるアンモニア需要は、同国の尿素生産能力の大幅な拡大とともに増加すると想定される。

##### (3) 貿易

ロシアは世界最大のアンモニアの輸出国である。輸出先はモロッコ、トルコ、インドが上位を占める。西ヨーロッパもロシアのアンモニアの主要消費地域である。

図 2.2.3 にロシアの在来型のアンモニア需給バランス見通しをまとめる。なお、この見通しではグリーンアンモニア需要は考慮されていない。

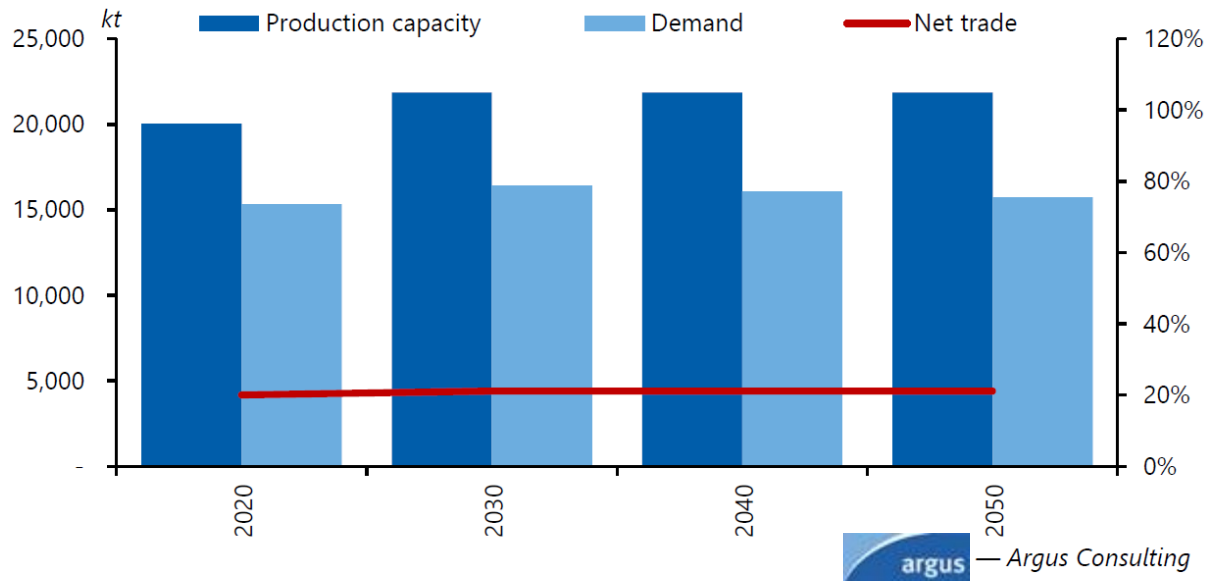


図 2.2.3 ロシアの在来型アンモニア需給バランス見通し

## 2.2.2 水素

近隣のジョージアやアルメニアにおいては明確な水素ポテンシャルが見られない。今後の政府の介入がない限りはこの傾向が続くと見られる。

インドや EU においては水素ポテンシャルが予測される。

### 2.2.2.1 インド

インドの現在の水素需要は約 600 万トン/年であり、その大部分は製油所や肥料工場で消費されている。インド政府は 2030 年までに水素消費量を 2 倍の 1,200 万トン/年に増やし、2050 年までに 2,800 万トン/年に増やすことを考えている。

### 2.2.2.2 EU

EU の現在の水素需要は約 1,000 万トン/年であり、世界の水素需要の約 10%に相当する。これらは水素としての消費か、あるいは混合物として消費される。EU の水素の消費国は、ドイツ、オランダ、フランス、スペインおよびイタリアである。この 5 カ国で EU の消費量の半分を占めている。



## 3.0 アゼルバイジャン政府の脱炭素に向けた取組および政策支援の調査

### 3.1 アゼルバイジャンの低炭素・脱炭素に向けた取組み

アゼルバイジャンは、1995 年に気候変動枠組条約（UNFCCC）、2000 年に京都議定書を批准している。また、2016 年 4 月にはパリ協定に調印し、現在、持続可能な社会の実現に向け、国を挙げて地球温暖化防止対策への取組みを進めている。

また、アゼルバイジャンは、パリ協定に基づき、国際的な気候変動イニシアチブへの貢献として 2030 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比で 35%削減することを目標に掲げている。

The Intended Nationally Determined Contribution of Azerbaijan

Base year	1990
Emissions per base year	Total emission 73.331 Gg CO <sub>2</sub> equivalent ( <i>excluding LULUCF</i> ); Net emission 69.641 Gg CO <sub>2</sub> equivalent ( <i>including LULUCF</i> )
Time framework	2030
Covered sectors	Energy, agriculture, waste, LULUCF
Covered gases	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, HFC, CF <sub>4</sub>
Considered emissions reduction	35% reduction at total emissions level compared to the base year.  Total emissions reduction for 2030 compared to the base year:  25.666 Gg CO <sub>2</sub> equivalent ( <i>excluding LULUCF</i> ) 24.374 Gg CO <sub>2</sub> equivalent ( <i>including LULUCF</i> )
Methodology used for GHG inventory	In the course of GHG inventory, the revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories were used.
Adaptation element	In order to reduce vulnerability of Azerbaijan towards climate change impacts, it is considered to develop relevant adaptation measures for decreasing or minimizing the losses that may occur at national, local and community levels per sector.

図 3.1.1 アゼルバイジャンの国家排出削減目標

出典：UNFCC, Azerbaijan First NDC, 2017

(<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Azerbaijan%20First/INDC%20Azerbaijan.pdf>)

さらに 2021 年 11 月に開催された国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（COP 26）において、アゼルバイジャンは、2050 年までに温室効果ガスの 40%を削減し、開放地域にネットゼロゾーン（zero-emission zone）を構築する旨を発表している。

[1]

2005年から2019年までのアゼルバイジャンの温室効果ガス排出量は下記の通りとなっている。

Greenhouse gas emissions (CO <sub>2</sub> equivalent, million ton)						
	2005	2010	2015	2017	2018	2019
Carbon dioxide (CO <sub>2</sub> )	26.8	22.6	26.6	32.6	32.7	32.6
Nitrous oxide (N <sub>2</sub> O)	1.7	1.9	2.2	1.3	1.3	0.8
Methane(CH <sub>4</sub> )	10.3	15.0	16.4	18.3	18.7	19.9
F-gases	0.8	1.0	1.9	1.1	0.9	0.8

図 3.1.2 アゼルバイジャンの温室効果ガス排出量

出典：アゼルバイジャン国家統計局, Greenhouse gas emissions, 2021

(<https://www.stat.gov.az/source/environment/?lang=en>)

アゼルバイジャンでは2000年以降、温室効果ガス削減のため、様々な法的な枠組みの構築を進めている。

表 3.1.1 アゼルバイジャンにおける温室効果ガス削減対策の法的枠組み

国家プログラム	対策
「アゼルバイジャン2020-今後の展望」発展コンセプト	<ul style="list-style-type: none"> <li>- GDP生産に必要なエネルギー消費量と二酸化炭素排出量に関する経済協力開発機構(OECD)要求への対応</li> <li>- 石油・ガス・石油化学コンビナートの建設</li> <li>- 産業分野における技術・工業団地の設立</li> <li>- 金属、アルミニウム、セメント生産部門の発展</li> </ul>
アゼルバイジャンにおける貧困削減と持続可能な発展に関する国家プログラム(2008～2015年)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2015年までにエネルギー部門の温室効果ガス排出量を削減するため、エネルギー1 kwに使用する条件付き化石燃料を20%削減</li> <li>- 2015年までに全陸地面積に占める森林面積の割合を12.5%増加</li> <li>- 2015年までに国土総面積における保護区域の割合を12%増加</li> <li>- 2015年までに全国の下処理の100%達成</li> <li>- 2015年までに大都市の家庭固形廃棄物を80%リサイクル・処理</li> <li>- 代替・再生可能なエネルギー源のキャパシティアップ</li> <li>- 燃料エネルギー複合施設の開発における環境汚染の最小化</li> <li>- 燃料・エネルギー・熱供給システムから排出される温室効果ガスの削減行動計画の策定</li> <li>- 気候変動への影響評価、気候変動が生態系や経済に与える悪影響の低減</li> <li>- バクー及びその他の都市における車両による大気汚染を防止するため、交通集中エリアにおけるガス分析装置を設置</li> <li>- 気候変動インパクトの評価</li> <li>- 気候変動によって引き起こされる可能性のある災害の影響を低減するため、監視および早期警告システムの近代化</li> <li>- 廃棄物データベースの作成</li> <li>- アゼルバイジャンが批准している国際規格並びに国際協定の要求と環境保護を規制する立法上及び規制上の枠組みの適</li> </ul>

国家プログラム	対策
	合 - 温室効果ガス削減対策への融資を行うカーボン基金の設立
バクー及びその居住地の社会経済発展に関する国家プログラム (2011～2013年)	- 新規発電所の建設、エネルギー部門のインフラ変更 - 既存の暖房センターの再建と近代化 - 道路輸送コンプレックスの開発
アゼルバイジャンの地方の社会経済発展の国家プログラム (2009～2013年)	- 産業界におけるGHG排出量削減対策の実施 - 石油・ガスの生産・輸送・加工インフラの再建 - 代替エネルギー源使用の削減 - 新型発電所の建設および再建 - 配電・送電線・変電所の更新 - 輸送部門からのGHG排出の防止対策
持続可能な社会経済発展に係る国家プロジェクト (2003～2010年)	- 火力発電所における高効率技術の適用 - 近代的省エネ技術の適用(生産および消費) - 農村地域における再生可能エネルギー源使用の改善
アゼルバイジャン燃料・エネルギー分野の発展に関する国家プログラム(2005-2015)	- 送電網の容量を2015年までに6,500～7,000MWに引き上げ - 火力発電所の燃料消費量の達成 (260g/kWh) - エネルギー生産におけるシェア (国：82.3%、民間：11.7%) - 火力発電所の再建および建設 - 再生可能エネルギーの利用
輸送部門の発展戦略	- 鉄道輸送 -輸送能力引き上げのため、老朽化した輸送部門の再建、既存の道路および鉄道インフラの近代化 - 海上輸送 -今後の外国貿易発展シナリオに対応した港湾設備の拡張、液体およびコンテナ貨物の輸出のための取扱量の拡大 - 道路輸送 -国を通過する輸送回廊の道路の再建、地方道路の近代化、交通管理・コントロールシステムの改善、国際基準に従った車両の技術・環境要求の近代化、自動車および都市旅客輸送の標準化・認証システムの開発・導入 - 航空輸送 -国際空港の数の最適化、補助空港の単一システムへの移行、最新の国際規格に沿った航空運輸管理システムの技術近代化 - バクーおよびその他の都市での輸送インフラの更新-全国レベルでの道路の再建および拡張、新道路の建設、橋梁、道路センサー、地下道、高層式および地下パーキングエリアの整備、小型バスの大型バスへの更新等
アゼルバイジャンの森林の再生・拡張に関する国家プログラム	- 森林および森林再生(植林)の現状評価 - 新しい森林導入に有望な地域の特定 - 異なる地域で栽培されるべき、成長が早く、品質の高い樹種の特定

国家プログラム	対策
アゼルバイジャンにおける産業発展国家プログラム (2015～2020年)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 効率的で環境に優しいエネルギー技術の推進に関するプロポーザルの作成</li> <li>- 代替エネルギーの生産設備の拡大</li> <li>- カンジャ・アルミコンビナートの生産能力引き上げのための必要措置の実現</li> <li>- アゼルバイジャン鉄鋼生産コンビナートにおける鉄鉱石と鉄鋼の生産設備の建設と試運転</li> <li>- スミガイト化学工業団地におけるポリマープラント建設に必要な施策の実現</li> <li>- スムガイトにおける尿素プラントの試運転</li> <li>- 廃棄物の分別・運搬・処理工場の発展</li> <li>- スムガイト化学工業団地内のインフラ整備および機能の改善</li> <li>- バラハニ工業団地内のインフラ整備および機能の改善</li> <li>- ハイテクパークのインフラ設計とその機能</li> <li>- ガンジャにおける工業団地の創設、インフラ設計</li> <li>- ミンガシェビルにおける工業団地の創設、インフラ設計</li> <li>- 産業クラスター設立に関する提案の作成及び適切な措置の実施</li> <li>- 産業地区創出のための適切な措置の実施</li> </ul>

出典：UNFCCC, Azerbaijan. National Communication (NC). NC4., 2021

(<https://unfccc.int/documents/299472>)

・アゼルバイジャン政府の新たな取組み

2021年2月2日付第2469号大統領令で「アゼルバイジャン2030:社会経済開発のための国家優先課題」が承認された。同文書では、今後10年間の社会経済発展のための5つの優先課題の1つとして「クリーンな環境およびグリーン成長」が掲げられており、質の高い環境保全およびグリーンエネルギーゾーンの構築が目標として定められた。またこれらの目標達成のため、政府作業部会が設置されている。[2]

表 3.1.2 「クリーンな環境およびグリーン成長」に係るアゼルバイジャン政府作業部会

分野	質の高い環境保全	グリーンエネルギーゾーンの構築
ヘッド	環境・天然資源大臣	エネルギー大臣
メンバー	エネルギー省副大臣 財務省副大臣 輸送通信ハイテク省副大臣 農業省副大臣	環境・天然資源省副大臣 経済省副大臣 財務省副大臣

出典：アゼルバイジャン政府ホームページより作成 (<https://nk.gov.az/az/document/5178/>)

同大統領令によれば、国家優先課題に基づき、「2021-2025年の社会経済発展のための戦略案」が政府によって作成されることになっている。この戦略案では、「クリーンな環境とグリーン成長」という優先課題に沿って、再生可能エネルギーの利用、エネルギー効率の向上、環境に優しい車両の利用拡大、エネルギー部門と水素生産における二酸化炭素回収・有効利用・貯留(CCUS)技術の適用などが想定されている。

また、アゼルバイジャンでは、水素社会の発展に係るワーキンググループが創設され、経済副大臣とエネルギー副大臣が議長となり、アゼルバイジャン国営石油会社SOCARを含む関係者がメンバーに含まれている。今後、本ワーキンググループが中心となって、同国における水素生産のポテンシャルに関する基礎調査の実施が予定されている。

・再生可能エネルギー分野における取組み

エネルギー資源に恵まれたアゼルバイジャンは、従来型の資源である石油・天然ガスを利用して、高いエネルギー自給率を確保していることで知られているが、同国では電力源の多様化が、国の主要課題の一つとして位置付けられている。また、再生可能エネルギーの利用、ならびに低炭素技術の導入が国の重要な優先事項として定義され、再生可能エネルギーによるエネルギー自立の強化に向けた政策が進められている。

また、これまでに実施された様々な調査結果から、アゼルバイジャンは再生可能エネルギー（特に、風力発電と太陽光発電）導入のポテンシャルが高い国の一つであると評価されている。

この再生可能エネルギーのポテンシャルを最大限に活用し、グリーンエネルギーへの移行を確実なものとするとともに、伝統的なエネルギー資源の節約のため、政府は 2030 年までに電力源構成における再生可能エネルギーの割合を現在の 17%から 30%に引き上げることを目標としている(総発電容量ベース)。この目標達成のため、2020-2022 年には 440MW、2023-2025 年には 460MW、2026-2030 年には 600MW の合計 1,500MW の再生可能エネルギーの新規導入が計画されている。

アゼルバイジャン政府は再生可能エネルギーの発展やグリーンエネルギーゾーンの創出に向け積極的な支援を行っており、これまでに様々な法令が発行され、同国における再生可能エネルギーの利用機会を創出する法的な枠組みを形成してきたことは注目に値する。

2009 年に再生可能エネルギー庁 (State Agency of Alternative and Renewable Energy Sources (SAARES)) が設立された。その後、2013 年 2 月 1 日付大統領令によって同庁は再編され、再生可能エネルギー分野の管理システム向上のため、傘下に Azeralternativeenergy 社が設立されている。SAARES はアゼルバイジャンの再生可能エネルギー分野における政策を実行するための中央行政機関と位置付けられている。その役割としては、再生可能エネルギー発展プログラムの策定および実行、再生可能エネルギーのポテンシャルの決定や需給指標の作成などが挙げられる。

同国の再生可能エネルギーの管理システム改善のため、再生可能エネルギーの利用に関する国家戦略 (2012～2020) が同庁によって策定されている。同戦略では、代替および再生可能エネルギーの広範囲にわたる利用による電力と熱の生産、エネルギー効率の引き上げ、持続可能なグリーンエネルギー供給が、主な目標として掲げている。

## 3.2 投資推進のための政策および優遇措置

アゼルバイジャン政府は、投資促進のために様々なインセンティブを設けており、主要なものは下記の通りとなっている。

### (a) スムガイト化学工業団地

スムガイト化学工業団地及びその他の工業団地の入居者は、法人所得税、固定資産税、土地税、並びに機械・設備・プラントに対する輸入 VAT が 10 年間に渡り免除される。また、入居者には 7 年間、輸入される機械等に対する関税が免除される。

[3]

### (b) 投資促進のための措置

2016 年 1 月 18 日付け大統領令「投資促進に関する追加措置」によれば、個人事業主あるいは法人は一定の基準を満たした投資計画案を経済省に提出し、同省における審査の結果、発行される「投資促進証書」(Investment Promotion Certificate (IPC))によって、当該個人事業主あるいは法人は下記優遇措置を IPC 発行日から 7 年間、受けることが可能である。



- ① 法人所得税および個人所得税の 50%免除
- ② 機械・設備の輸入関税の免除
- ③ 固定資産税及び土地税の免除
- ④ 建設や研究開発の目的で工業団地の管理会社/オペレーター/法人並びに個人の入居者が機械・設備を輸入する際の関税の免税 [4]

IPC 認定取得の対象となる 32 以上の投資分野が定められており、代替エネルギー生産における IPC 認定の必要最低投資額は下記の通りとなっている。

表 3.2.1 代替エネルギー生産における IPC 認定のための必要最低投資額

投資分野	IPC 投資事業としての必要最低投資額（百万マナト）				
	ゾーン 1	ゾーン 2	ゾーン 3	ゾーン 4	ゾーン 5
代替エネルギー生産	5.0	3.0	2.0	1.0	0.5

ゾーン 1：バクー市（バクー周辺の町を除く）

ゾーン 2：バクー周辺の町、アブシェロン県

ゾーン 3：スムガイト市、ギャンジャ市

ゾーン 4：ゾーン 1、2、3、5 に含まない県及び市

ゾーン 5：ナヒチェヴァン自治共和国、フズリ県、ホジャベンド県、アグダム県、テルテル県、アグジャベディ県、ナフタラン県、ゴランボイ県、ギョイギョル県、ガダベイ県、ダシュケサン県、カザフ県、トヴズ県、アグスタファ県、レリク県、ヤルディムリ県、バラケン県、グサル県

出典： 1. 2016 年 1 月 18 日付大統領令(<http://e-qanun.az/framework/31870>)

2. 2016 年 4 月 20 日付大統領令(<http://www.e-qanun.az/framework/32606>)

### (c) 再生可能エネルギー利用法

2021 年 5 月 31 日付第 339-VIQ 号「再生可能エネルギー利用法」[5]では、再生可能エネルギー発電の事業者に対し、入札により決定される電力価格を契約期間にわたり保証する制度（Guaranteed tariffs）や電力網への接続や優先的な送電・配電、さらに法人や個人からの余剰電力買取支援メカニズム(Active Consumer Support Mechanism)など、再生可能エネルギーの利用のための法的、経済的、組織的基盤ならびにサポートメカニズムが規定され、グリーンエネルギーの推進に重要な役割を果たしている。また、今後政府が、上記に係る具体的な手続きや基準、ルールなどを策定していくことになっている。

### 3.3 再生可能エネルギー導入および脱炭素に向けた国際協力

アゼルバイジャンは再生可能エネルギー利用分野での国際協力を強化し、本分野への投資を促進するため、国際的な機関および企業との連携を進めている。

欧州復興開発銀行(EBRD)は、現在、「アゼルバイジャンにおける再生可能エネルギーの入札に係る支援」プロジェクトを遂行しており、再生可能エネルギーの売買契約の条件や入札手続きの策定などが進められている。また、EBRD は、パリ協定並びに国が決定する貢献(NDC)に基づく温室効果ガス削減目標の達成を支援するため、低炭素電力セクターの発展 (Low Carbon Pathway) においてもアゼルバイジャン政府を支援していくことを検討している。[6]

2021 年 3 月、エネルギー省と BP 社との間では、地方や都市における再生可能エネルギープロジェクトの実施を含む、エネルギー分野および交通システム分野における脱炭素化の取組に向けた協力に関する覚書が締結された。このため運営委員会とワーキンググループが設置され、アゼルバイジャンの関連地域または都市の脱炭素化に関する全体計画の策定がされている。全体計画では、クリーンエネルギープロジェクト、低炭素輸送、グリーンビルディング、廃棄物処理、クリーン産業、自然気候ソリューションなどが対象となる。[7]

2021 年 5 月、エネルギー省と英国国際通商省との間で、クリーンエネルギートランジションにおける協力に関する覚書が締結されている。文書によれば、再生可能エネルギー、エネルギー効率、低炭素技術、エネルギー市場の自由化への移行や電力網の分野における協力が行われる。[8]

2021 年 4 月、エネルギー省と世界銀行グループの傘下にある国際金融公社(IFC)は、アゼルバイジャンのオフショア風力発電の利用における協業に関し覚書を締結。同国における洋上風力発電のポテンシャル評価、並びに洋上風力発電の発展のロードマップ策定などで協力が進められている。また、本事業は世界銀行エネルギーセクター管理支援プログラム (ESMAP) の資金拠出をうけ実施される。[9]



## 4.0 現地における再生可能エネルギー実態調査

アゼルバイジャンにおけるエネルギー事情、再生可能エネルギーに対する政府の方針・法制度、再生可能エネルギーの導入状況について実態を調査した。

### 4.1 アゼルバイジャンのエネルギー事情概況

2010年から、アゼルバイジャン全体の発電設備容量は増え続けていたものの、2017年の Shirvan 火力発電所のシャットダウンに伴い、全体の発電容量は下落している。2020年における総発電設備容量は7.6 GWであり、ガス火力発電所が83%を占め、水力発電所が15%と続いている。現在、アゼルバイジャンの再生可能エネルギーで一番キャパシティの大きいのは水力発電（89%）になっているが、小規模発電所に限られ、導入の余地が限られている。そこで、太陽光・風力発電の導入が進められている。図4.1.2 2010年～2020年の各再生可能エネルギーの年平均成長率を見ると、太陽光・風力発電の伸びがそれぞれ48.9%、53.7%となっており、導入が進んでいることがわかる。

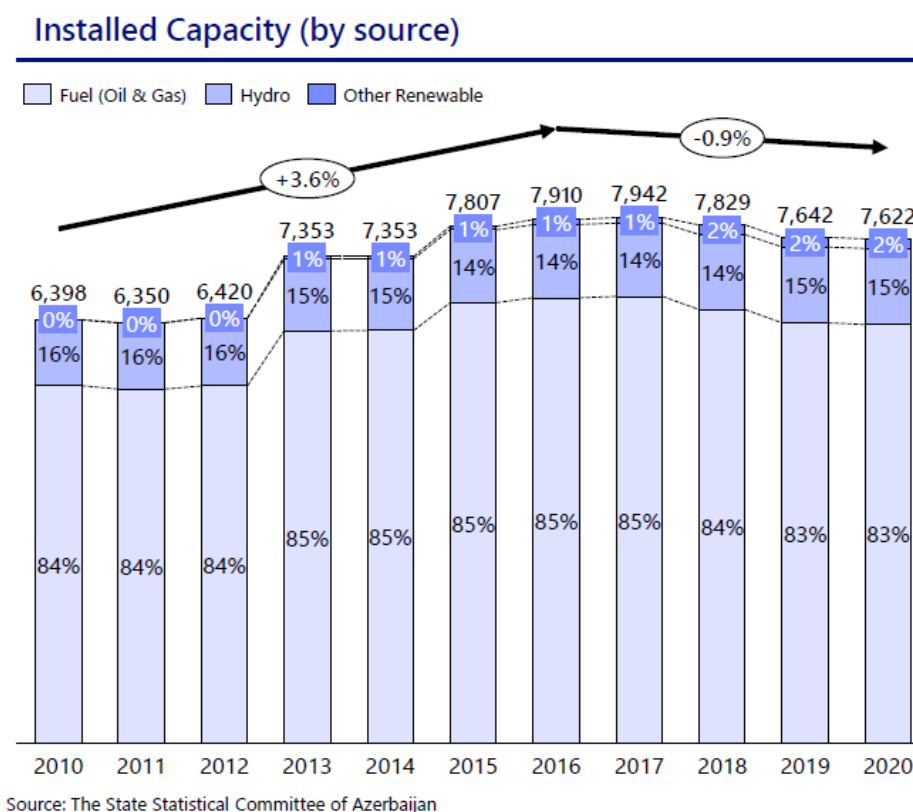


図 4.1.1 アゼルバイジャンにおける発電設備容量の変遷（2010年～2020年）

## Renewable Capacity (by source)

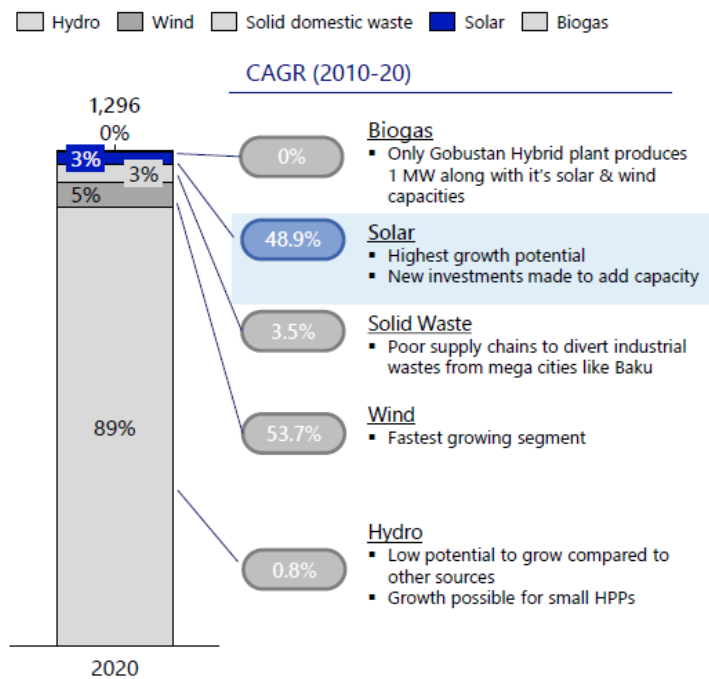


図 4.1.2 2010 年～2020 年の各再生可能エネルギーの成長率

アゼルバイジャン全体の 2010 年～2020 年の電力消費量を見ると、年平均成長率が 4%であり、図 4.1.2 で示す通り、特に工業分野での伸びが顕著になっている。これらの旺盛な需要にこたえるべく、アゼルバイジャン全体での発電量も増え続け、図 4.1.3 より、2020 年には発電量の 95%を石油・ガスで賄っている。水力発電については、季節による変動が大きく、2010 年の 18%から、2020 年の 4%へ割合が減少している。

### Electricity consumption by sector (GWh)

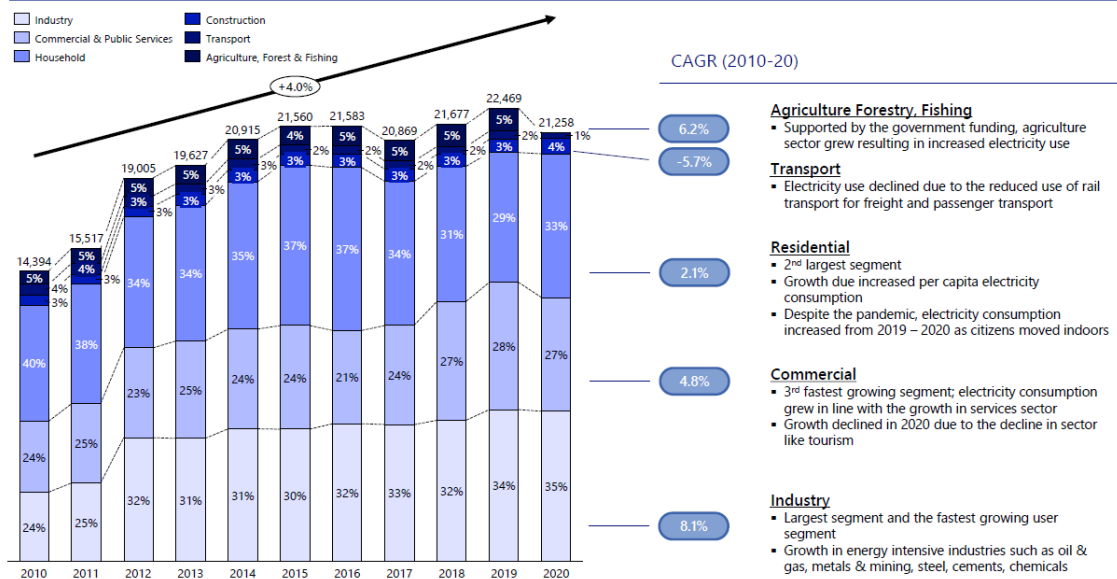


図 4.1.3 アゼルバイジャンにおける各セクターの電力消費量

### Total Electricity Generated (GWh)

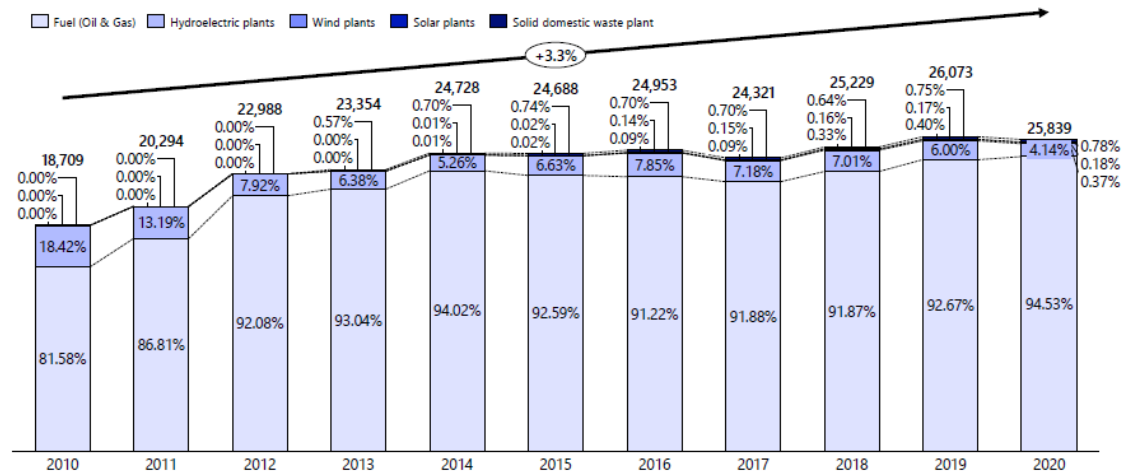


図 4.1.4 アゼルバイジャンにおける総発電量と各発電の割合

2016 年に開通したアゼルバイジャン-トルコ-ジョージア間の送電線（AGT Power Bridge）により、全体として 6.2%（2020 年）の電力を国外に輸送送電しており、主にジョージア・トルコへの売電が行われている。特にジョージアは、アゼルバイジャンの売電の 60%以上を占めているため、ジョージア政府のエネルギー輸入減政策は、アゼルバイジャン全体のエネルギー事情に影響を及ぼす可能性がある。

また、全体として 0.6%（2020 年）の電力を国外から輸入送電しており、電力の輸送送電量に対して約 10%輸入送電量を占めている。主にロシアからの買電が CIS 緊急相互援助合意に基づいて行われており、電力市場に関しては少なくともロシアの影響が残る。

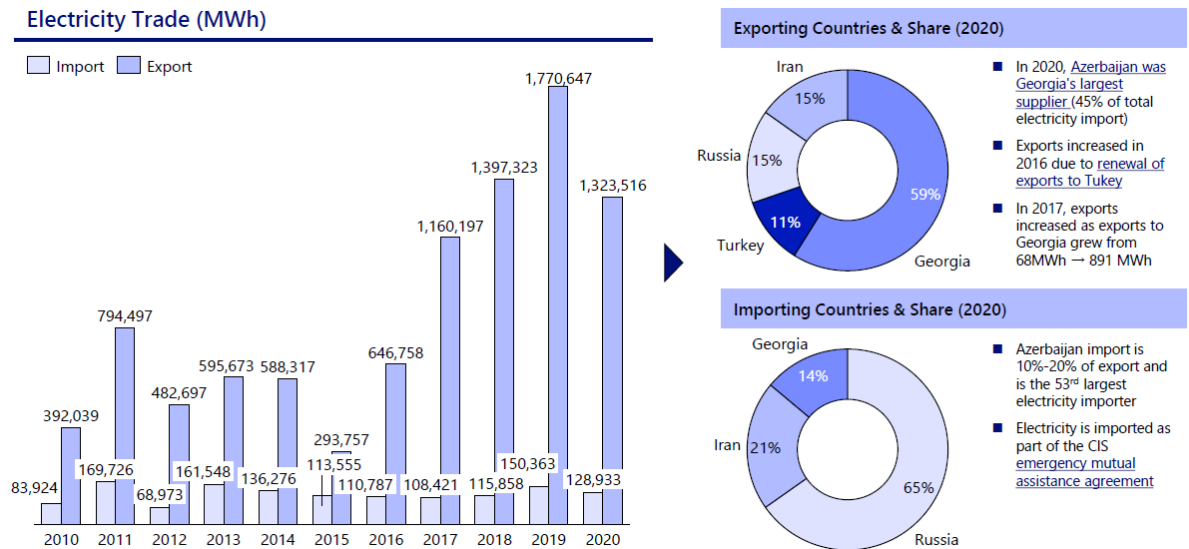


図 4.1.5 アゼルバイジャンにおける電力輸出入量

2010年の時点で、アゼルバイジャンの送電時の電力損失は20.3%と国際平均である6~7%よりも高い水準にあったが、アゼルバイジャン国内東西間の送電網の強化により、2019年には6.9%に改善された。

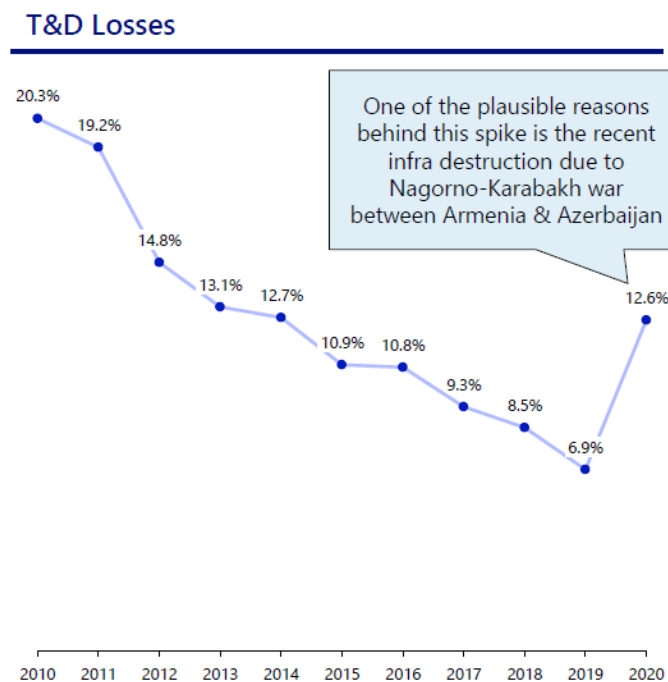


図 4.1.6 アゼルバイジャンにおける送電線ロスの変遷

## 4.2 アゼルバイジャン政府の再生可能エネルギーに対する方針・法制度

3 章で記載している通り、アゼルバイジャン政府は、パリ協定で GHG 排出を 2030 年までに 1990 年比 35%削減することを合意しており、2030 年までに再生可能エネルギーの割合を現時点の 17%から 30%に引き上げる目標を掲げている。アゼルバイジャンの日照量や風況情報より、各再生可能エネルギーのポテンシャルは高く、表 4.2.1 に掲げる通り、太陽光・風力発電のいずれも高いポテンシャルが認められている。

また、2030 年における再生可能エネルギーの内訳は、水力発電で 58.0%、太陽光発電で 12.6%、風力発電で 27.4%を占め、太陽光発電容量として 292MW を達成することを目指すことが示されている。その 2030 年プランに合わせて電力グリッドコードの整備が進んでおり、2022 年中には発行される見込みである。

表 4.2.1 各再生可能エネルギーのポテンシャル

Energy Source	Installed Capacity (MW)	Potential Capacity (MW)
Solar Energy	35	23,000
Bioenergy	45	380
Onshore Wind	66	3000
Off-shore Wind	0	157,000

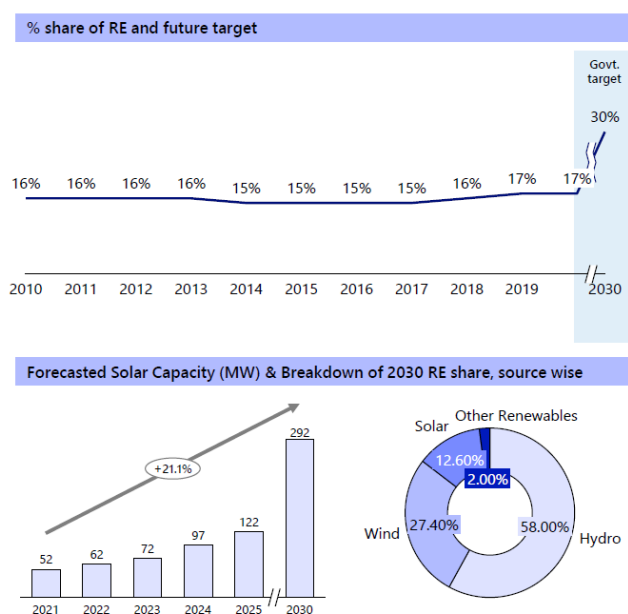


図 4.2.1 アゼルバイジャンの 2030 年における再生可能エネルギー構成プラン

アゼルバイジャン政府は、2010年以降の石油価格の下落の影響を受け、財政状況を悪化させており、オイル&ガスに依らない海外投資の割合をGDPの4%に引き上げることを目指している。

図4.2.2に示す通り、アゼルバイジャン・エネルギー省が再生可能エネルギーに関しては管轄しており、2社の国営企業（Azerenerji社とAzerishiq社）が電力網に関して、独占的な権限を持っている。アゼルバイジャン政府は、2016年に戦略的ロードマップを策定し、再生可能エネルギー事業者へのインセンティブを厚くしている。

#### Energy Regulatory Structure in Azerbaijan

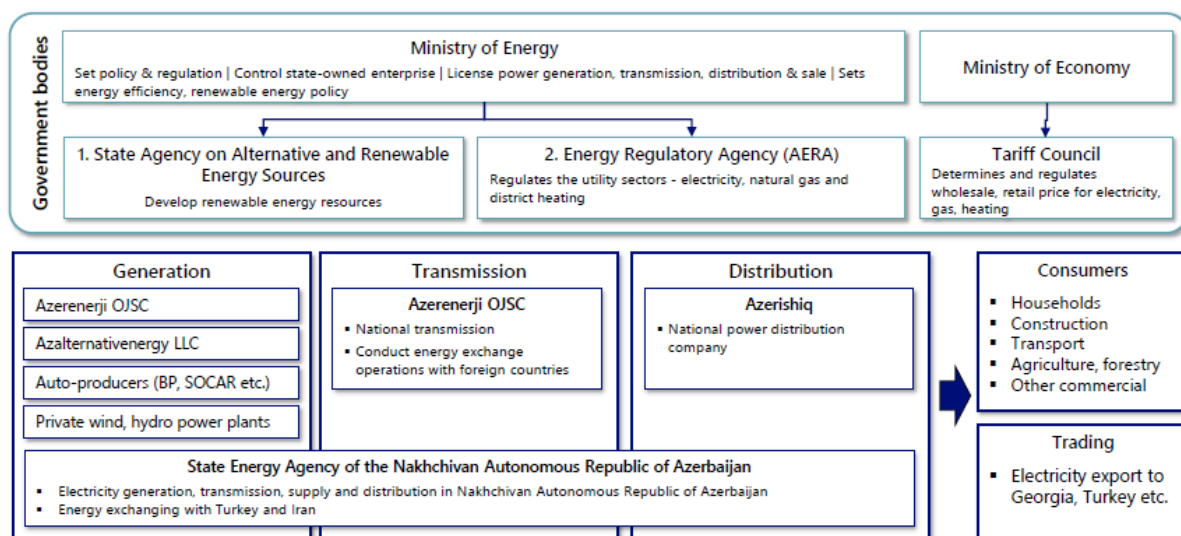


図 4.2.2 アゼルバイジャン省庁・国営会社一覧

Azerenerji社は、小規模な再生可能エネルギー発電所と一部の産業用自家発電所を除いて、すべての発電所を所有・運営している。また、送電システムの所有・運営も行っている。

一方、Azerishiq社（旧Bakielektrikshebeke社、通称：Baku Electric Company）は、2015年に市場改革の第一歩として、政府がAzerenerji社の配電資産と機能を同新会社に渡したことで誕生した。Azerishiq社は、Aran, Baku, Canub, Garb, Markazi Aran, Shimal, Shimal Garbの地域ネットワークにおいて、配電網を所有し、配電、供給、その他の顧客サービス（接続、計測、請求）を行っている。ナヒチェヴァン自治共和国では、送配電システムはナヒチェヴァン・エネルギー庁によって直接運営されている。

再生可能エネルギー事業者へのインセンティブの例としては、財政面では免税措置（0~15%）、VAT免除、固定資産税の免除等が挙げられる。また、150kW以上の発電所に関しては様々な免除、長期売買契約などが行われている。

1996年のエネルギー資源活用法（The Law on Energy Resources Utilization）制定後、アゼルバイジャン政府はエネルギーに関する法律を制定しており、2004年の代替及び再生可能エネルギー使用に関するプログラム（State Program on the Use of

Alternative and Renewable Energy Source) により、再生可能エネルギーの導入のサポートが得られることとなった。

アゼルバイジャンにおける PPA (Power Purchase Agreement、電力販売契約) は近隣国に比べても低く、例えば UAE の企業である Masdar が結んだ長期電力販売契約は 3.4 cent/kWh と、アルメニアでの同様の契約 (4.19 cent/kWh) と比較しても安値となっている。

また、図 4.2.3 に示された地方行政区に対して再生可能エネルギーの太陽光発電所ならびに風力発電所を建設して“グリーンエネルギーゾーン”モデルとすることをアゼルバイジャン大統領より繰り返し発言されている。エネルギー省長官もこれらの地方行政区において、太陽光発電として 4,000 MW、風力発電として 500 MW のポテンシャルがあると発言している。こういった動きにより、該当する地方行政区において再生可能エネルギー発電所の建設の促進が期待されている。

Type of RE	Region	Districts Identified
Wind Energy	Eastern Zangezur	Kalbajar,
		Lachin
Solar Energy		Gubadli
		Zangilan
		Jabrayil
	Upper Karabakh	Fuzuli

図 4.2.3 アゼルバイジャンにおける“グリーンエネルギーゾーン”

## 4.3 アゼルバイジャンにおける再生可能エネルギー導入状況

前項 4.1 章にて、日照条件と風況条件に恵まれていることから、アゼルバイジャンは再生可能エネルギーのポテンシャルに優れていると記載した。ここでは、太陽光発電と陸上風力発電のポテンシャルについて以下に記載する。

- ・ 太陽光発電：

アゼルバイジャンの太陽光発電の技術的ポテンシャルは約 23,000 MW である。同国の年間日照時間は 2,400～3,200 時間、年間太陽熱量は 1,500 kWh/m<sup>2</sup>～2,000 kWh/m<sup>2</sup> と推定され、いずれも他国に比べて高い値となっている。



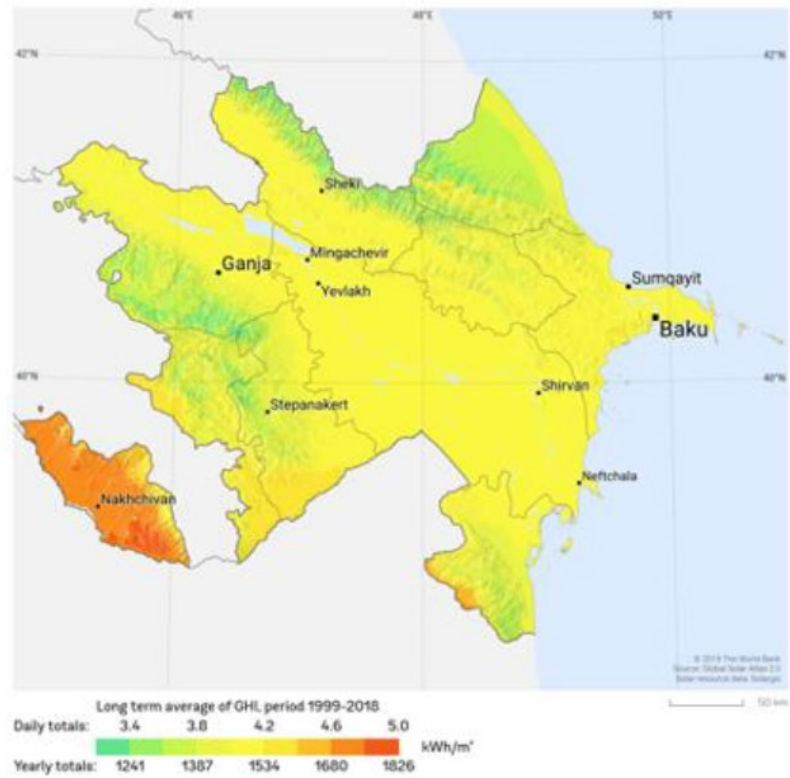


図 4.3.1 全天日射量 (GHI) マップ

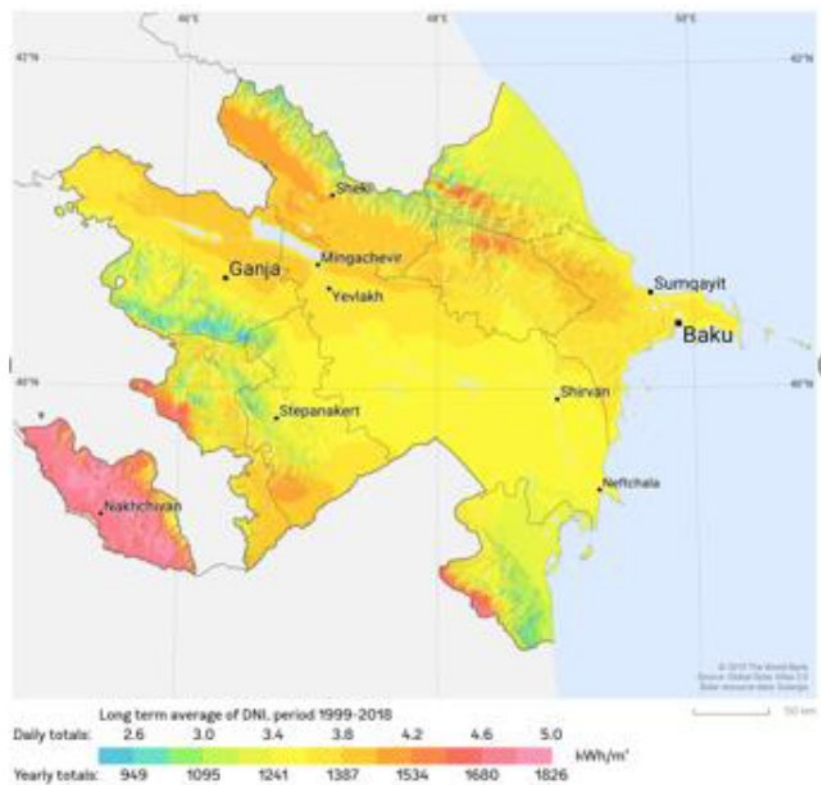


図 4.3.2 直接日射量 (DNI) マップ

出典：SolarGIS



・ 陸上風力発電：

アゼルバイジャンの技術的風力発電のポテンシャルは約 3,000 MW、経済的風力発電のポテンシャルが約 800 MW ある。経済的潜在力を活用することで、年間約 2.4 TWh の発電が可能となり、約 5 億 mcm の天然ガスを節約し、1 Mega トンの CO2 排出を回避することができる。最も豊富な資源はカスピ海沿い、特に Absheron 半島で、風況としてよいといわれる平均風速 毎秒 6 m が吹いている。また、1 月から 4 月と 9 月から 12 月はより風が吹く。

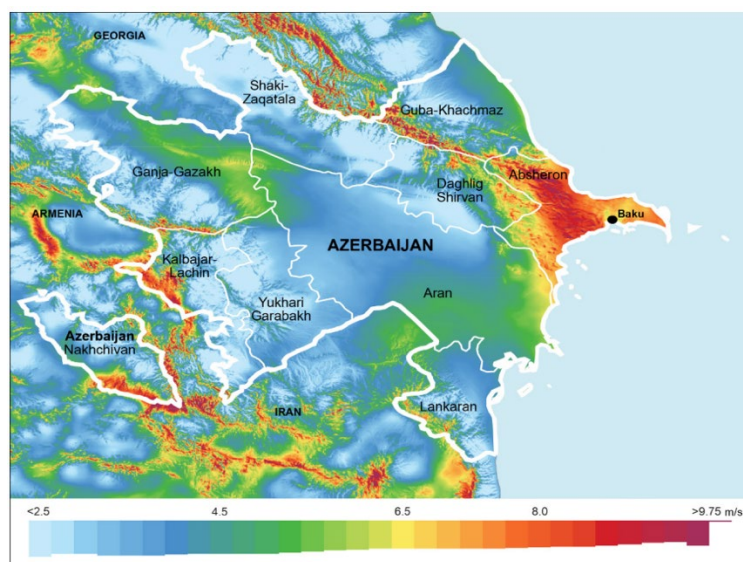


図 4.3.3 アゼルバイジャン共和国の風力発電ポテンシャル

出典: World Bank (2020a), Global Solar Atlas: Azerbaijan, <https://globalsolaratlas.info/download/azerbaijan>.

前項 4.2 で述べたように、再生可能エネルギー発電にはインセンティブが与えられており、バクー周辺に太陽光発電所が多く建設もしくは建設予定となっている（表 4.3.1、図 4.3.4 参照）。

表 4.3.1 アゼルバイジャンにおける太陽光発電所建設実績・計画

#	Project Name	Type of Plant	Location	Estd.	Capacity (MW)	Stakeholders
1	Karabakh Power Plant	Solar	Karabakh	TBD	240	British Petroleum
2	Masdar Solar Plant	Solar	Baku, Absheron	2022	230	Masdar UAE & Azerenerji
3	Nakhchivan Solar Power Plant	Solar	Babek district	2015	20	Nakhichevan State
4	Samukh Agro Residential Project	Solar	Samukh Region	2013	10	SAARES
5	Siyazan	Solar	Siyazan District	2018	4.5	SAARES
6	Pirallahy Power Plant	Solar	Pirallahy Island	2017	2.8	SAARES
7	Surakhany Solar Power Plant	Solar	Surakhany district	2014	2.8	SAARES
8	Sumgayit Solar Power Plant	Solar	Sumgayit district	-	2.8	SAARES
9	Sahil Power Plant	Solar	Baku	2018	2.8	SAARES
10	Gobustan Hybrid Power Plan	Hybrid	Qobustan, Baku	2011	1.8	SAARES
11	Yeni Yashma Wind Park	Hybrid	Khizi	2018	10	Berlin Wind (Reconstruction)
12	Absheron Hybrid Power Plan	Hybrid	Absheron	2018	10	-
13	Social Facilities	-	-	-	0.6	SAARES
14	Lake Boyukshor, Floating FPV	Solar - FPV	Baku	By 2023	0.1	ADB
15	Ecology Park	-	Baku	2010	0.02	SOCAR



図 4.3.4 アゼルバイジャンにおける太陽光発電所所在地

風力発電の主な建設実績も下表に示す。

表 4.3.2 アゼルバイジャンにおける風力発電所建設実績

#	Project Name	Type of Plant	Estd.	Capacity (MW)	Stakeholders
1	Yeni Yashma Wind Power Park	Wind Power	2018	50	Azerenerji JSC state
2	Yashma Baglari Wind Power Park	Wind Power	2019	3.6	Azerenerji JSC state
3	Şurabad Wind Power Park	Wind Power	2019	1.7	Azerenerji JSC state
4	Hokmali WPP	Wind Power	2011	8	Alten Group Private
5	Gobustan WPP (hybrid)	Wind Power	2011	2.7	SAARES State
6	Ecology Park	Wind Power	2010	0.04	SOCAR State

太陽光発電における建設計画において、今後の方向性を示す幾つかの例を挙げる。

- ・ ADB ファイナンスである Boyukshor 湖での 100 kW 級の浮体式太陽光発電所（表 4.3.1、図 4.3.4 14 番）は、パイロットプラントと位置付けられ、今後のアゼルバイジャンにおける FPV の普及が期待される。
- ・ 前項 4.2 でも述べた Masdar の出資が行われている Masdar Solar Power Plant（表 4.3.1、図 4.3.4 2 番）は 230 MW の太陽光発電所であり、2023 年頭の商業運転を目指している。
- ・ グリーンエネルギーゾーンを制定した法令が 2021 年 5 月 3 日に大統領に署名され、そのエリアの 1 つである Zangezur や Karabakh に 240 MW の太陽光発電所（表 4.3.1、図 4.3.4 1 番）の計画が BP によって進められている。

風力発電における建設計画も同様に例を挙げる。

- ・ サウジアラビアの ACWA Power 社が、240 MW の風力発電を建設・所有・運営契約を締結した。風力発電所は、各 6 MW のタービン 40 基で構成され、17 基（102 MW）は Absheron 地域の Pirakashkul に、残りの 23 基（138 MW）は、Khizi 地域の山間部に建設される予定である。
- ・ 表 4.3.2 に挙げられているように、Khizi 地域に 50 MW の Yeni Yashma 風力発電所が 2018 年に稼働している。

## 5.0 グリーン水素・アンモニア製造設備の概要

### 5.1 グリーン水素・アンモニアの定義と認証制度

グリーン水素については、世界標準の認証制度は未だ確立されていないが、様々な機関において CO<sub>2</sub> フリー水素の定義づけと認証スキームの規定及びその議論が進んでいる。表 5.1.1 に、主な機関における CO<sub>2</sub> フリー水素の認証ラベルとその定義について記載する。

表 5.1.1 主な機関における CO<sub>2</sub> フリー水素の定義

機関名	認証ラベル	温室効果ガス排出量の 閾値	温室効果ガス算出範囲	基準
CertifHy <sup>(1)</sup>	Green hydrogen Low Carbon hydrogen	< 36.4 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	原料採掘～製品製造	天然ガス改質による水素製造時の温室効果ガス排出量 Benchmark[91 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub> ]から 60%削減
TÜV SÜD <sup>(2)</sup>	Green hydrogen	< 28.2 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	製品製造～パイプライン への接続まで	Renewable Energy Directive (RED II) <sup>(5)</sup> にて規定された輸送用化石 燃料の温室効果ガス排出量[94 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub> ]から 70%削減
EU Taxonomy <sup>(3)</sup>	-	< 25 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	-	輸送用化石燃料の温室効果ガス 排出量[94 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub> ]から 73.4%削減
BEIS <sup>(4)</sup>	Low carbon hydrogen	< 15-20 gCO <sub>2eq</sub> /MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	原料採掘～製品製造	絶対値

出典： 1. CertifHy, Developing the 1<sup>st</sup> EU-wide Guarantee of Origin scheme for Premium Hydrogen.  
2. TÜV SÜD, TÜV SÜD Standard CMS 70, Version 11/2021, 2021.  
3. European Commission ホームページより作成 ([https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity\\_en.htm?reference=3.10](https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/activities/activity_en.htm?reference=3.10))  
4. BEIS, options for a UK low carbon hydrogen standard, 2021.  
5. European Union, DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018, 2018.

“グリーン水素”の認証制度の一例として CertifHy について記述する。CertifHy では図 5.1.1 に示すように、水素製造過程での温室効果ガス排出量が Benchmark [91 g-CO<sub>2eq</sub>/MJ<sub>H<sub>2</sub></sub>] から 60%以上削減され、再生可能エネルギー由来の電力を用いて製造された水素を“グリーン水素”として認証する。再生可能エネルギー由来の電力と火力発電由来の電力が混在する電源を使用した場合、全体の電力に対する再生可能エネルギーの割合に応じて、製造する水素の一部がグリーン水素と認証される。例えば、60%が再生可能エネルギー由来の電源を使用した場合、製造される水素の 60%がグリーン水素と認証される仕組みである。

Benchmark となる温室効果ガス排出量 [91 g-CO<sub>2eq</sub>/MJ<sub>H<sub>2</sub></sub>] は、現在の水素製造の主流である水蒸気メタン改質により、天然ガスから水素を製造する場合の温室効果ガス



排出量を示している。また、温室効果ガス排出量の算出範囲については“Cradle-to-gate”（原材料入手から製品出荷まで）と定義しており、水素製造設備の建設やその材料の製造における温室効果ガス排出量については考慮していない。

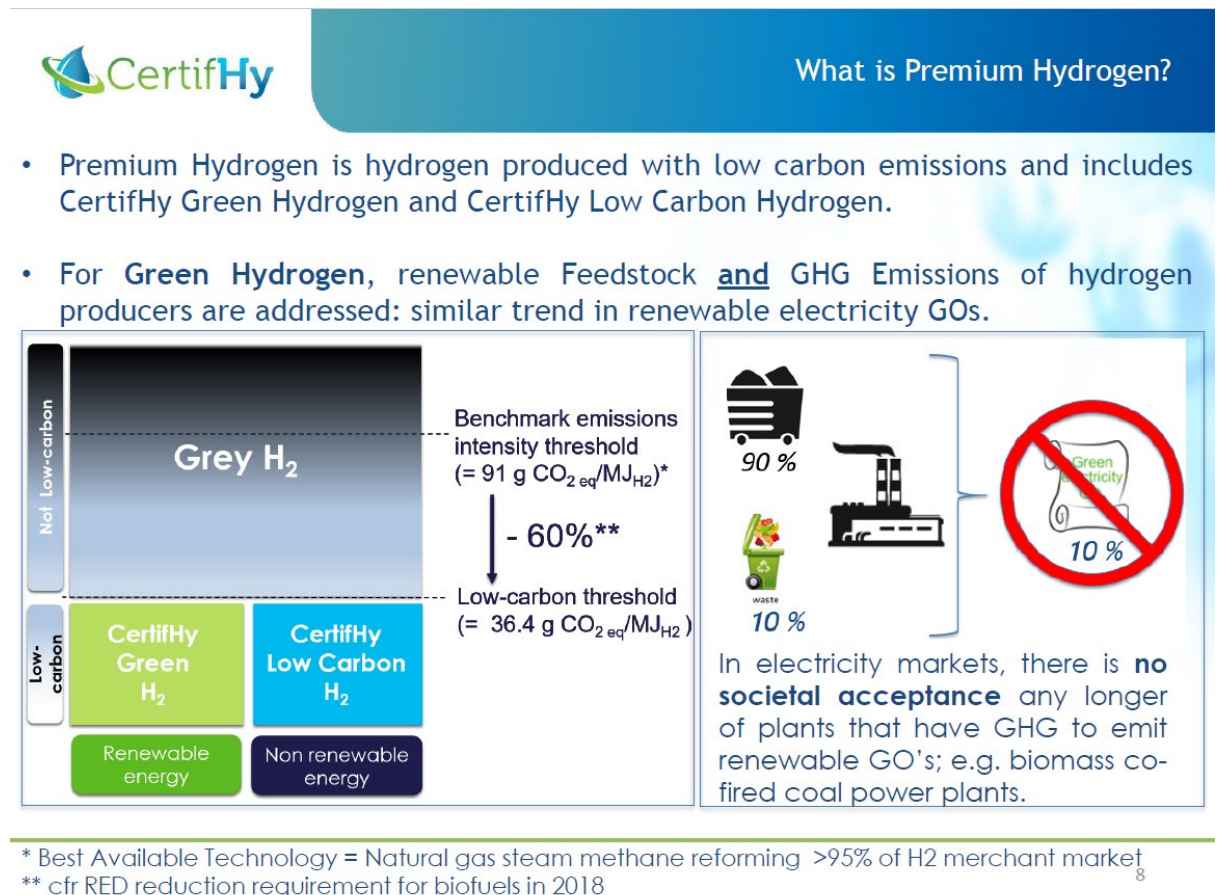


図 5.1.1 CertifHy における Green Hydrogen の定義

出典 : CertifHy, Developing the 1<sup>st</sup> EU-wide Guarantee of Origin scheme for Premium Hydrogen

また、グリーンアンモニアについては、Ammonia Energy Association (AEA) から Low-Carbon Ammonia Certification に関する Discussion Paper [10]が発行されるなど、議論が開始されているが、グリーン水素の様な明確な閾値を定義したものは未だ確立されていない。

## 5.2 グリーン水素・アンモニア製造設備構成

### 5.2.1 プロセスフロー図

現在商用で製造されているアンモニアは、水素と窒素を原料としてハーバー・ボッシュ法によって製造されることが主流となっている。原料である水素の商業的な製造については、コストの観点から、石炭または重質油のガス化や、軽質油または天然ガスの水蒸気メタン改質による製造方法が主流である。一例として、天然ガスの水蒸気メタン改質を用いたアンモニア製造プロセスの概要を図 5.2.1 に示す。原料の天然ガスは水蒸気と酸素と反応させられ、最終的に水素と二酸化炭素を得る。製造した水素と、Secondary Reformer で注入された空気に含まれている窒素は、ハーバー・ボッシュ法にてアンモニアに合成される。このように、水蒸気メタン改質を用いたアンモニア製造プロセスでは、二酸化炭素が排出され、製造されたアンモニアはグレーアンモニアと呼ばれる。また、製造プロセスにて排出された二酸化炭素を回収し、CCS, EOR などに活用するプロセスを追加したものは、ブルーアンモニアと呼ばれている。

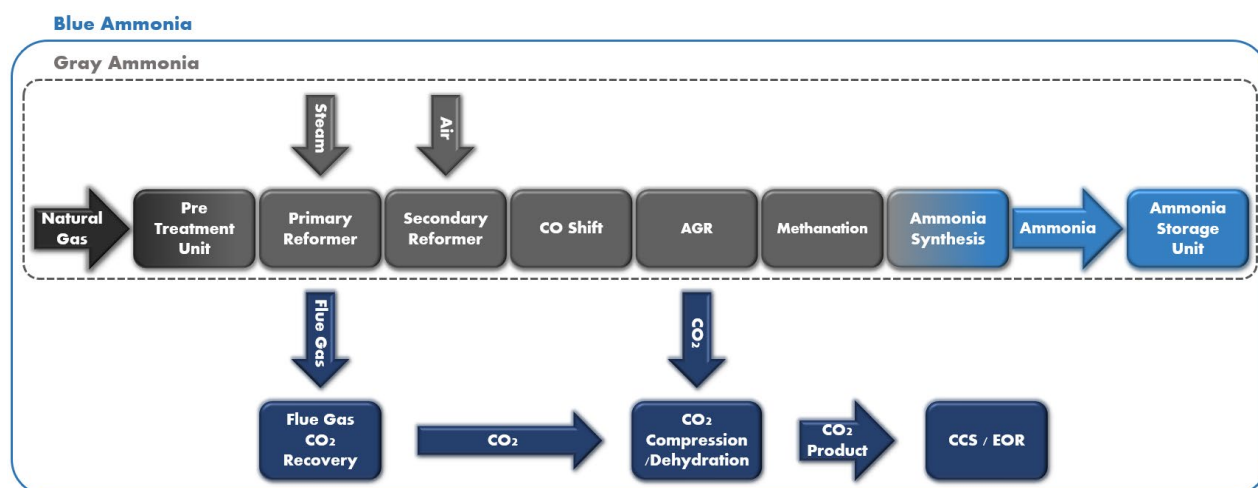


図 5.2.1 グレー/ブルーアンモニア製造設備のプロセスフロー図

一方、製造プロセスにおいて二酸化炭素を排出しないグリーンアンモニア製造プロセスの概要を図 5.2.2 に示す。製造設備は、以下の水素製造、窒素製造、アンモニア合成の3つに大別され、水電解装置により製造された水素と、大気から窒素製造装置を用いて製造された窒素が、ハーバーボッシュ法にてアンモニアに合成される。

- ・ 水素製造

再生可能エネルギーを用いて水電解することにより水素が製造される。精製された水は、次節にて詳細を記載する水電解装置を通じて水素と酸素に電解される。気象条件による再生可能エネルギーの出力変動に伴い水素の生産量も変動する。一方、アンモニア合成設備は安定的に稼働させる必要があるため、定期的に水素を供給する必要がある。そこで、水電解装置とアンモニア合成設備の間に水素一時貯蔵設備を設け、変動を吸収する。

- ・ 窒素製造

グレー/ブルーアンモニアでは、プロセス中で注入される空気に窒素が含まれているため、窒素製造設備を設ける必要はないが、グリーンアンモニアでは窒素製造設備を設ける必要がある。窒素製造装置では空気を原料として窒素ガスを分離精製する。一般に深冷空気分離法とPSA(Pressure Swing Adsorption)法が多く用いられている。深冷空気分離法は、空気を飽和温度付近まで冷却し、空気中の窒素酸素のそれぞれの沸点の差を利用して成分を分ける方法である。PSA法は、窒素や酸素の吸着剤への吸着特性の違いを利用して、加圧と減圧を交互に繰り返しながら窒素を製造する方法である。

- アンモニア合成

窒素と水素はモル比 1:3 で混合され、混合ガスは合成圧まで圧縮機で昇圧される。その後反応器内で鉄系の合成触媒下で 100~350 気圧、400~600℃で反応され、アンモニアを製造する。アンモニア合成設備は、プロセスライセンサーの特許技術となっており、各プロセスライセンサーで独自の設計が行われている。

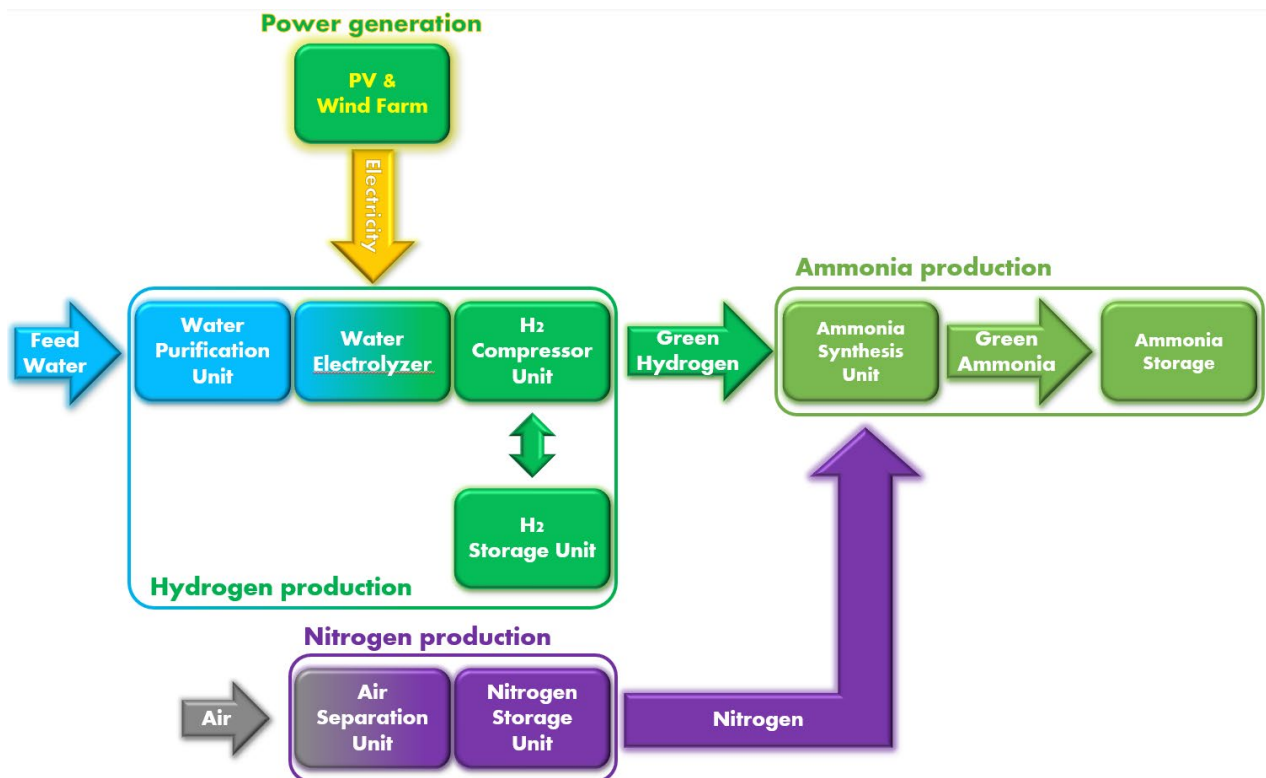


図 5.2.2 グリーンアンモニア製造設備のプロセスフロー図

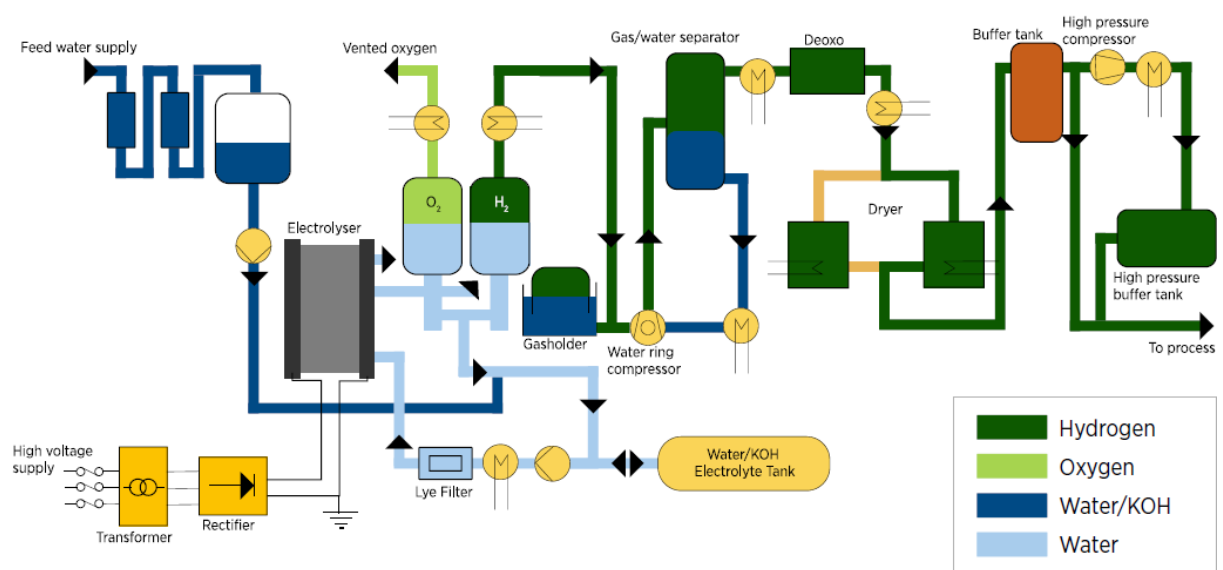
## 5.2.2 水電解装置

水電解装置は、電力エネルギーにより水を電気分解することで水素と酸素を製造する装置であり、太陽光発電や風力発電で得た再生可能エネルギーを化学エネルギーである水素に変換することができる。本節では代表的なアルカリ型と PEM 型の水電解装置について紹介する。

### 5.2.2.1 アルカリ型水電解装置概要

アルカリ型水電解装置では、強アルカリ溶液が循環している電解装置の両極に純水を供給し電気分解することで、カソード側で水素を、アノード側で酸素を製造するものである。一般に電解質には 20～30%KOH 溶液が使用され、アノードにはニッケルやニッケル系合金、鉄、ニッケルコバルト酸化物が、カソードには鉄や鉄-希土類、鉄-ニッケル合金等が用いられている。一般的なアルカリ型水電解装置の概要を図 5.2.3 に示す。水電解装置にて製造された水素は、気液分離装置、脱酸素装置、除湿装置を通じて酸素、水分などの不純物を除去される。後述する PEM 型水電解装置と比較して実績が豊富であり、材料費が安く、大型化に適していること、耐用年数が長いことが特徴として挙げられる。

Figure 7. Typical system design and balance of plant for an alkaline electrolyser.



Note: This configuration is for a generic system and might not be representative of all existing manufacturers.

Based on IRENA analysis.

図 5.2.3 アルカリ型水電解装置概要

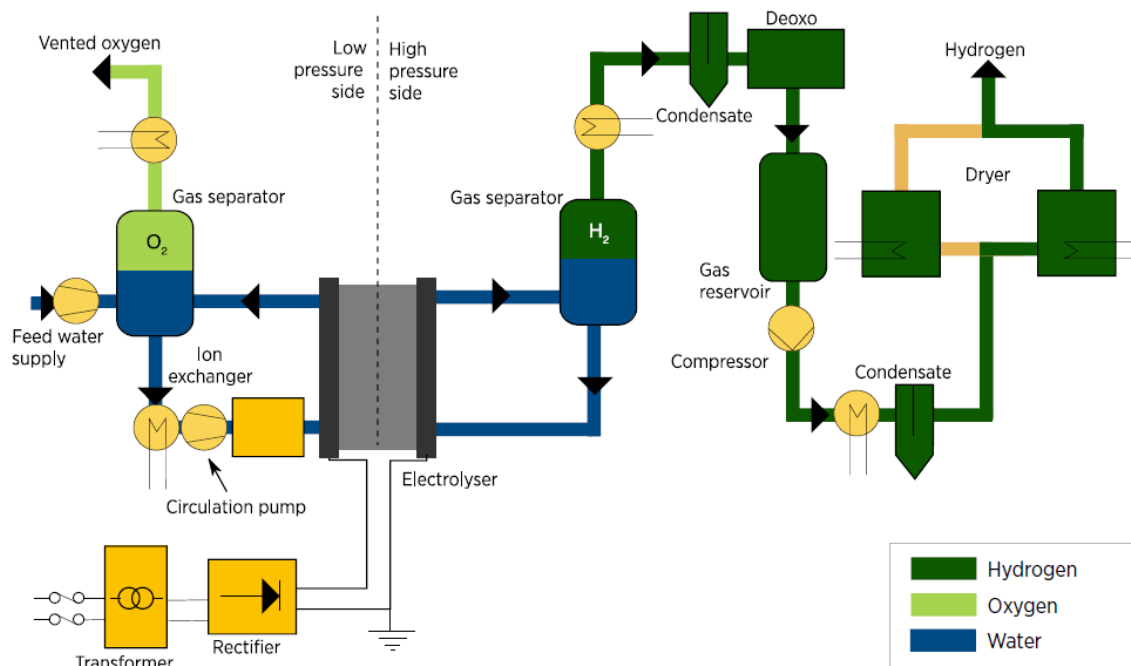
出典：IRENA, GREEN HYDROGEN COST REDUCTION, 2020.



### 5.2.2.2 PEM 型水電解装置概要

PEM 型水電解装置の概要を図 5.2.4 に示す。PEM とは Polymer Electrolyte Membrane（固体高分子電解質膜）の略であり、水素イオンは通すが電気は通さない絶縁体である。一般に、PEM にはフッ素系イオン交換膜等が使用されており、アノードには酸化イリジウム被覆チタンやイリジウム-ルテニウム-コバルト酸化物等が、カソードには白金被覆チタンや白金担持カーボン等が用いられている。アルカリ型水電解装置と比較すると、設備構成が単純であり、アルカリ溶液の処理設備を設ける必要がなく、高压での運転が可能なが利点として挙げられるが、電極に貴金属を使用しているため、機器コストが高いという欠点がある。

**Figure 8.** Typical system design and balance of plant for a PEM electrolyser.



Note: This configuration is for a generic system and might not be representative of all existing manufacturers.

Based on IRENA analysis.

図 5.2.4 PEM 型水電解装置概要

出典：IRENA, GREEN HYDROGEN COST REDUCTION, 2020.

### 5.2.2.3 アルカリ型と PEM 型水電解装置の比較

アルカリ型水電解装置と PEM 型水電解装置の比較を図 5.2.5 に示す。図中には SOE（固体酸化物）型水電解装置も含まれているが、未だ研究開発・実証段階の技術であるため、本事業では検討項目に含めないこととした。

Parameter	Alkaline	PEM	SOE
Electrolyte	Liquid alkaline KOH	Proton exchange membrane	Ceramic metal compound
Electrode	Ni/Fe electrode	Noble metals (e.g. Pt, Ir)	Ni-doped ceramic
Temperature	50–80 °C	RT–90 °C	700–1,000 °C
Pressure	<30 bar	<165 bar	Atmosphere
Unit size (commercial)	3.2 MWe	1.5 MWe	kW range
Hydrogen production	760 Nm <sup>3</sup> /h	285 Nm <sup>3</sup> /h	~1 Nm <sup>3</sup> /h
Size (current operation)	10s to 100s of MW	<10 MW	N/A
Current densities	0.2–0.6 A/cm <sup>2</sup>	1.0–2.0 A/cm <sup>2</sup>	N/A
Energy consumption	50–78 kWh/kg	50–83 kWh/kg	Energy 35.1 kWh/kg + Heat 11.5 kWh/kg
Lower partial load range	20–40%	0–20%	N/A
Gas purity	99.5–99.9998%	99.9–99.9999%	N/A
Lifetime of system	20 years or more	<20 years (?)	N/A
Lifetime stack	<90,000 hours	<80,000 hours	N/A
Capital investment cost	US\$850–1,500 per kW	US\$1,500–3,800 per kW	N/A

Compiled from: (Ainscough et al., 2014; Bertuccioli et al., 2014; IEA, 2015a)

図 5.2.5 アルカリ型水電解装置と PEM 型水電解装置の比較

出典：CSIRO, Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis, 2016.

アルカリ型水電解装置と PEM 型水電解装置の主要な比較検討項目について、以下に記載する。

- ・ 水素の水電解装置からの出口圧

アルカリ型水電解装置では、発生した水素と酸素を隔離する隔膜に多孔質膜が使用されているため、運転圧を高くすると隔膜を透過して危険な濃度の水素と酸素の混合気が生成 [11] してしまう。それに対し、PEM 型水電解装置は隔膜に PEM（固体高分子電解質膜）を使用しており、アルカリ型と比較して高压での運転が可能である。出口圧という観点では、PEM 型水電解装置は追加圧縮コストの低減が可能であるため、優位性があると言える。

- ・ 電流密度

アルカリ型と PEM 型を比較すると、PEM 型水電解装置の方が電流密度を高くすることが可能である。そのため、PEM 型水電解装置はコンパクト化が可能であるという利点を持つ。

- ・ 水素純度

アルカリ型と PEM 型を比較すると、PEM 型水電解装置の方が水素純度の高さに優位性がある。アルカリ型水電解装置では、H<sub>2</sub> 発生側と O<sub>2</sub> 発生側の電解質濃度が電解中に変化するため、H<sub>2</sub> と O<sub>2</sub> を分離した後の各水溶液を混合して再循環する必要がある。その際、溶存ガスが対極に供給されるため、PEM 型と比較して若干の純度の低下が生じている。

- ・ 耐用年数

CSIRO のレポート [12]によると、アルカリ型水電解装置は既に確立された技術であり、7-10 年毎のメンテナンスを行うことで、数十年にわたり稼働可能であると報告されている。その一方で、PEM 型水電解装置の Stack の寿命は 80,000 時間以下であり、再生可能エネルギーを電源として用いる場合には、出力変動により Stack の劣化が進み、さらに寿命が短くなると報告されている。

- ・ 負荷追従性

“グリーン水素”を製造するにあたり、再生可能エネルギーの発電量の変動に応じて水電解装置の負荷を調整することが必要となる。IEA のレポート [13]によると、アルカリ型水電解装置は定格出力に対し 10-110%の範囲で出力調整が可能であるが、PEM 型水電解装置は 0-160%の範囲で出力の調整が可能であると報告されており、この点においても PEM 型水電解装置に優位性があると言える。

- ・ 機器コストについて

水電解装置コストの将来予測を表 5.2.1 に示す。現状では、アルカリ型水電解装置システムのコストは 500-1000 USD/kW、PEM 型水電解装置については 700-1400 USD/kW と約 2 倍のコスト差があるが、アルカリ型、PEM 型ともに技術の改良及び機器製造能力向上により将来のコスト低減が見込まれている。2050 年までにアルカリ型水電解装置、PEM 型水電解装置ともに 200 USD/kW 以下までコストが低減すると予想されている。

さらに、水電解装置は大型化によるコスト低減が期待できる。図 5.2.6 に示す大型化による水電解装置のコスト予測では、特に 0-20MW の範囲でコスト低減の傾向が見られる。これは、装置の大型化に伴い、水電解装置数は増加するが、変圧器や整流器などの電気設備や水素精製設備などの付帯設備は共通化できるため、水電解装置全体でのコスト低減がされるためである。

表 5.2.1 水電解装置コストの将来予測

	PEM		Alkaline	
	2020	Target 2050	2020	Target 2050
Capital costs (stack) Minimum 1MW	400 USD/kW	<100 USD/kW	270 USD/kW	<100 USD/kW
Capital costs (system) Minimum 10MW	700-1400 USD/kW	<200 USD/kW	500-1000 USD/kW	<200 USD/kW

出典: IRENA, GREEN HYDROGEN COST REDUCTION, 2020.

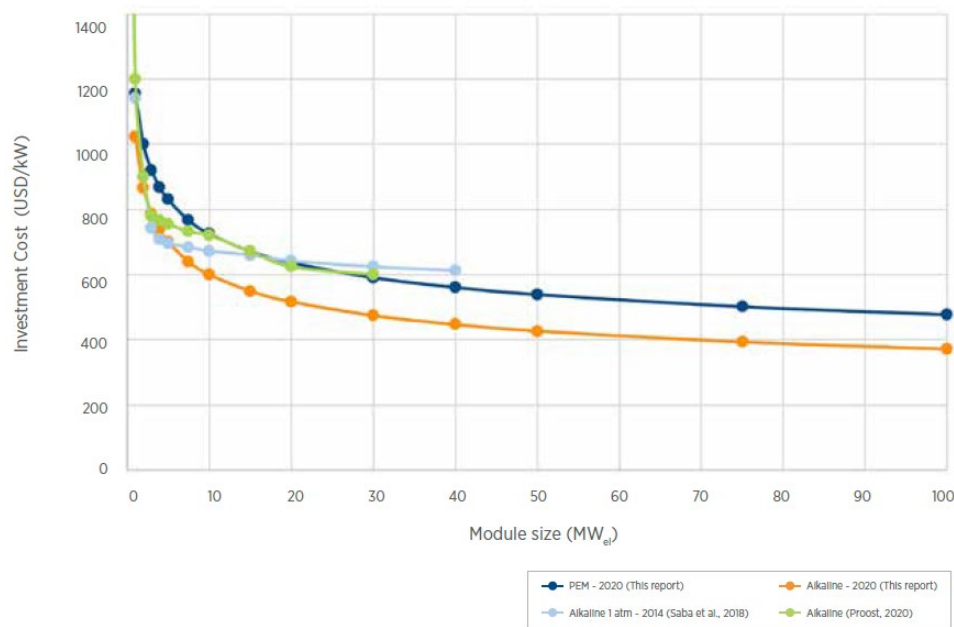


図 5.2.6 水電解装置のコスト予測

出典 : IRENA, GREEN HYDROGEN COST REDUCTION, 2020.

## ・ まとめ

以上に述べたようにアルカリ型、PEM 型水電解装置にはそれぞれの特徴がある。現時点では水素の水電解装置からの出口圧が高いという点や、装置のコンパクト化が可能という点に関して PEM 型水電解装置に優位性がある一方、耐用年数や機器コストについてはアルカリ型水電解装置に優位性があると言える。CO<sub>2</sub> フリー水素の実用化に共通の課題として、負荷追従性の向上、耐用年数の向上、機器コストの低減に向けた対応が必要であると考えられる。

### 5.2.3 電気設備

グリーンアンモニアプラントは、再生可能エネルギーにより得た電気エネルギーを水電解装置で化学エネルギーに変換しアンモニアを生成する設備であるため、従来の天然ガス改質によるアンモニアプラントと比べ、消費電力は増加する傾向にある。グリーンアンモニアプラントでは、プラントの全消費電力のうち80%から90%の電力を水電解装置で消費される。そのため、大容量、高電圧な電気設備が必要になる。

水電解装置では陽極、陰極の電位差をもって水電気分解が行われることから、入力電力は直流電力となるため、グリーンアンモニアプラントへ送電された交流電力は、交直変換器（整流器または Rectifier）を通して水電解装置へ入力される。交直変換器は半導体素子により構成されており、入力電力に対して特殊な要求が多いことから、専用に設計された変圧器が使用される。

グリーンアンモニアプラントにおける電気設備を図5.2.7 単線結線図に示す。大容量設備となることから、特高電圧により受電し、消費電力の大きい水電解装置へは高電圧により配電し、アンモニア製造設備へは設備に応じて高電圧、低電圧による配電となる。

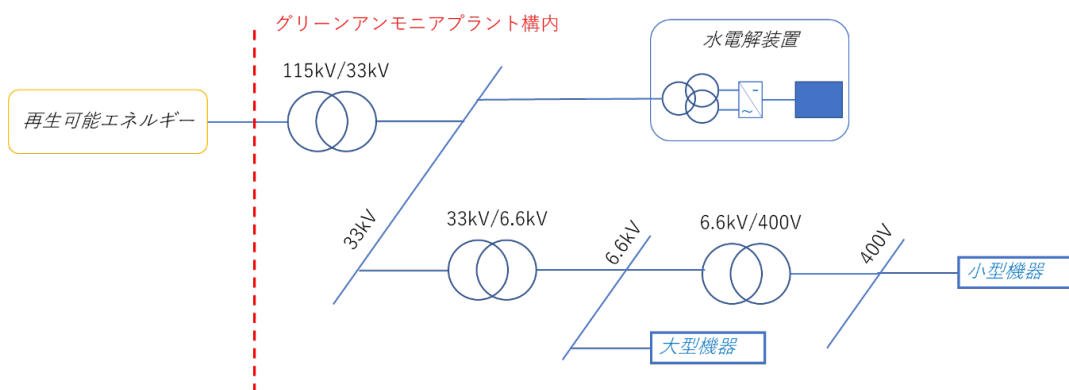


図 5.2.7 グリーンアンモニアプラント単線結線図

## 6.0 グリーンアンモニア製造設備最適化検討

本章以降では、アゼルバイジャンにおけるグリーンアンモニアの導入と商業化の第一段階として、グリーンアンモニア製造設備の製造容量を日産 60 トンと設定して検討した結果をまとめる。

グリーンアンモニア製造設備は、再生可能エネルギーの発電設備と、水素・アンモニア製造のプロセスプラントで構成されることが特徴であり、事業性を高めるためには全体の設備最適化を図ることが必須である。本検討では、一つの事業の枠組みの中で発電からプロセスプラントまでを実施することを想定し、あらゆる角度から事業化に向けた検討を行うこととした。本章では、事業性を大きく左右する設備構成を最適化する検討を実施した結果を示す。

### 6.1 検討範囲

グリーンアンモニア製造設備最適化の検討範囲を図 6.1.1 に示す。原料取得から製品であるアンモニアの出荷までを検討対象とした。原料とは“再生可能エネルギー”、“海水”、“空気”を指す。製造した水素は全量アンモニアの製造に用いることとした。製品のアンモニアは、既存の肥料工場（スムガイト カルバミド工場）に輸送して肥料の原料の一部として利用することを想定し、アンモニアの貯蔵タンク及び既存の工場に輸送するポンプまでを検討範囲に含めた。既存設備への配管接続や機器などの改造工事は検討範囲に含めていない。

原料のひとつである再生可能エネルギーは、アゼルバイジャンが日照条件と風況条件に恵まれていることから太陽光発電と風力発電を検討のベースとし、検討条件に応じて新たに必要とされる送電設備、受変電設備及び蓄電池設備を考慮した。

水素製造時に原料としての水や冷却水のために大量の水が必要となる。現地調査の結果、既存の肥料工場からの水の供給では不足することが判ったため、海からの取水設備、海水淡水化設備、純水製造設備を設けて、アンモニア製造設備に必要な水を新設の設備からの供給で賄うことを前提とした。ただし、取水設備からアンモニア製造設備に至る水のパイプラインは、より詳細な現地調査が必要となるため、本事業においては検討対象から除外した。

また、原料の空気から窒素を製造するための深冷分離装置を設けて、アンモニア合成設備においてハーバー・ボッシュ法によって水素と合成してアンモニア製造に用いる。ただし、実際の海水温度や成分、大気温、現地の排水・廃棄物基準に応じたプロセス検討、及びプラント建設地や取水地の地盤条件や整地などの土木工事に関する検討は含めていない。

アンモニア製造設備の運転のために最低限必要な制御室のための建屋を考慮した。メンテナンス材料保管庫や運転員の宿泊設備などその他の設備は、隣接する既設の工場の設備を共有することを想定して、検討の対象に含めていない。



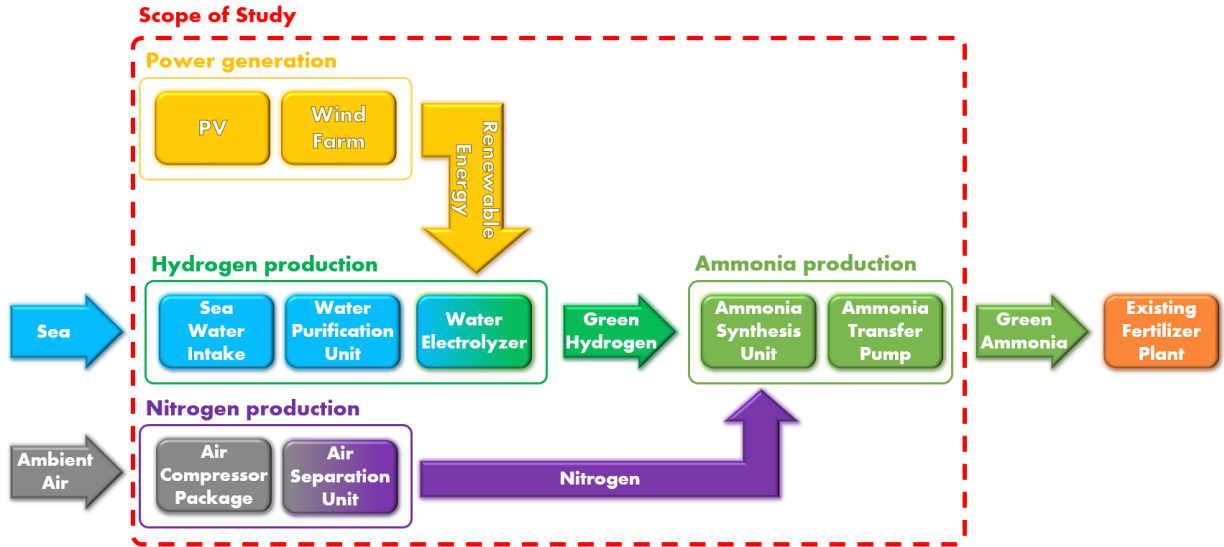


図 6.1.1 グリーンアンモニア製造設備最適化検討の範囲

## 6.2 再生可能エネルギー電源を含むグリーンアンモニア製造設備構成

5.1 にて記述したように、現時点ではグリーンアンモニアについて明確に定義した認証制度などは未だ存在していないため、再生可能エネルギーの供給範囲や、送電方法についてあらゆる選択肢が考えられる。再生可能エネルギーの供給範囲については、水電解装置のみに供給するケースと、水電解装置を含むアンモニア製造設備全体に供給するケースが考えられる。再生可能エネルギーの送電方法については、発電設備とアンモニア製造設備間に自営線を建設して直接供給するケースと、近くの既存グリッドまで自営線を建設し繋ぎ込み、そこからは既存グリッドを使用して供給するケースが考えられる。これらの供給範囲や送電方法の違いにより、再生可能エネルギーの発電設備を含むグリーンアンモニア製造設備の設備構成や経済性が大きく異なると想定される。そこで本事業では、以下の3つのケースを想定して最適な設備構成の検討を行った。各ケースにおける再生可能エネルギーの供給範囲と送電方法を表 6.2.1 に纏める。

表 6.2.1 各ケースにおける再生可能エネルギーの供給範囲と送電方法

	供給される電力源		再生可能エネルギー 送電方法	水素製造量の 時間変動	参照図
	水電解装置	水電解装置以外			
<b>Case-A</b>	再生可能エネルギー	グリッドからの 系統電力	自営線	変動する	図 6.2.1
<b>Case-B</b>	再生可能エネルギー	グリッドからの 系統電力	自営線+グリッド	変動しない	図 6.2.2
<b>Case-C</b>	再生可能エネルギー	再生可能エネルギー	自営線	変動する	図 6.2.3



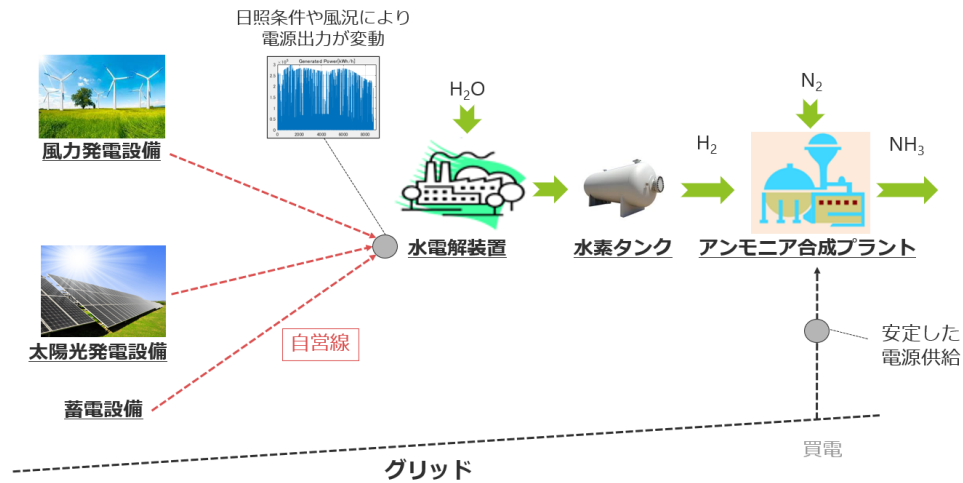


図 6.2.1 Case-A における設備構成

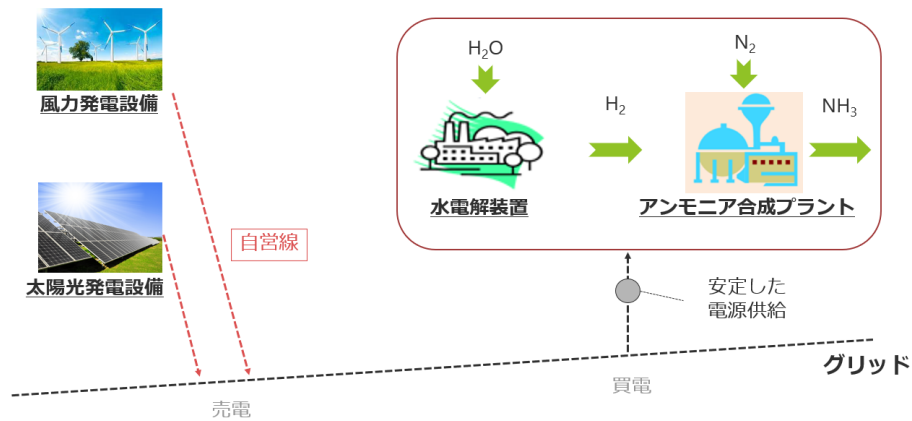


図 6.2.2 Case-B における設備構成

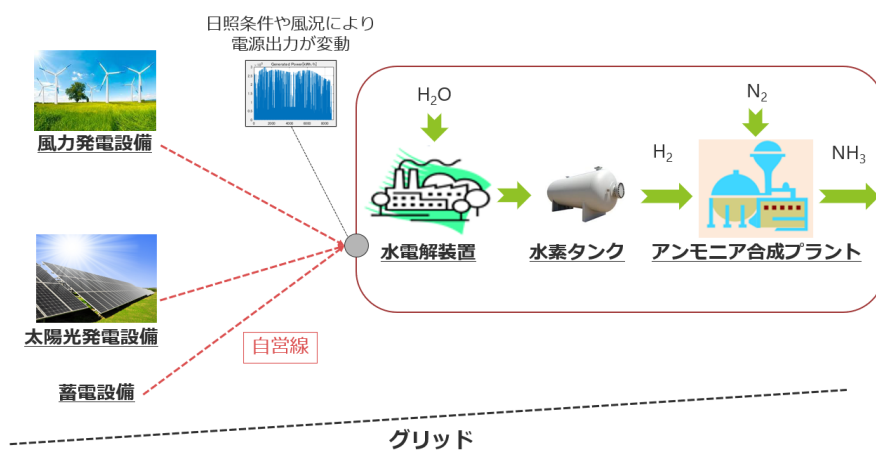


図 6.2.3 Case-C における設備構成

## 6.3 再生可能エネルギー電源構成の検討

### 6.3.1 再生可能エネルギー電源構成の初期構成検討概要

アンモニアの生産量 60 トン/日を達成するためにアンモニア製造設備ならびに水素製造設備の運転に必要な再生可能エネルギー発電設備の構成を検討した。次項以降で設備構成最適化を検討するにあたって初期設定として考慮する再生可能エネルギー発電設備の構成を策定することが必要であり検討を実施した。

本項における検討では、以下の基本的条件を満たすように再生可能エネルギー発電設備の構成を導き出した。

- ・ 再生可能エネルギー発電設備を構成する要素として太陽光発電、陸上風力発電および蓄電池とする
- ・ 基本的に再生可能エネルギー発電設備からの電力供給によって必要な水素製造設備ならびにアンモニア製造設備の運転ができるようにする
- ・ 水素製造設備は再生可能エネルギー発電量に応じで数時間単位での生産量変動させる運転も可能である
- ・ 一方、アンモニア製造設備は定常運転を継続できるようにする（生産量の変動やシャットダウンを最小限にする）
- ・ 再生可能エネルギー発電設備の CAPEX 概算コストが最適化された構成にする

### 6.3.2 再生可能エネルギー電源構成検討の諸条件

今回のグリーンアンモニア製造設備を導入するにあたって、再生可能エネルギー発電要素（太陽光ならびに風力）からの発電量は、アゼルバイジャンにおける日照や風況といった気象条件を考慮し、本検討に対する初期条件についても評価して以下のように設定した。

- ・ **太陽光発電：**

アゼルバイジャンの日照データを活用して、太陽光発電キャパシティファクタ(稼働率)を検証した。年間平均日照時間が 2,400 時間～3,200 時間であり、平均的な日照が得られる割合は 1 日当たり 32%と設定した。

- ・ **陸上風力発電：**

アゼルバイジャンの風況データを活用して、陸上風力発電キャパシティファクタを検証した。検証方法は、風力発電シミュレーションソフトウェアである WindPro にて、バクー近郊に風力発電機 1 基を設置し、キャパシティファクタを算出した。検証結果は 45%～55%が得られた。複数の風力発電機によるウィンドファームにした場合の風況状況変化を考慮し、40%と設定した。

・ **蓄電池設備(BESS)：**

再生可能エネルギーによる発電要素である太陽光発電あるいは風力発電は発電量が自然条件によって変動する。1日の太陽の動き、あるいは平均的な風が吹く自然現象により、時間変化によって発電量が振れるような“長周期変動”に対して、蓄電池設備から放電することで安定化を図る。また、雲や風の影響により時間変化によって大きく発電量が振れるような“短周期変動”に対して、同様に安定化を図る。本項での検討では、前者の機能を果たすことを主目的に設備規模を検討した。

次に、再生可能エネルギー発電設備からの発電量のベースとなる電力供給先となるアンモニア製造設備ならびに水素製造設備での需要運転電力に関して、本検討に対する初期条件を図 6.3.1 に示すように設定した。

・ **水素製造設備：**

再生可能エネルギーの検討を始めるにあたって、アンモニアの生産量日産 60 トン分の水素を製造するために必要な 1 日あたりの需要電力量を 576 MWh、水電解装置の最大容量 60MW、設備稼働率 40%とした。

・ **アンモニア製造設備、水素圧縮機及びユーティリティ設備：**

水電解装置以外のアンモニア製造設備、水素圧縮機、及び水や窒素などのユーティリティ設備は、シャットダウンやターンダウン運転など短期間に生産量を変動させて運転をすることが難しいため、定常運転を継続することを条件とした。

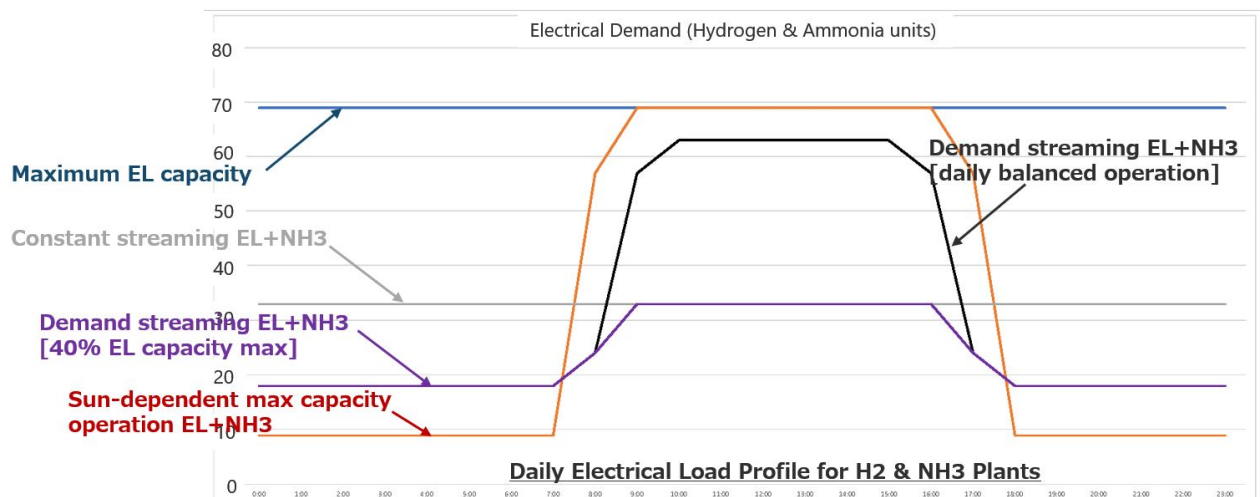


図 6.3.1 水素・アンモニア製造設備の日電気負荷曲線

### 6.3.3 再生可能エネルギー電源構成の概念検討

前項で記載した初期条件を基に、初期設定として考慮できる再生可能エネルギーの電源構成について、概念検討手順を以下の図 6.3.2 に沿って実施した。

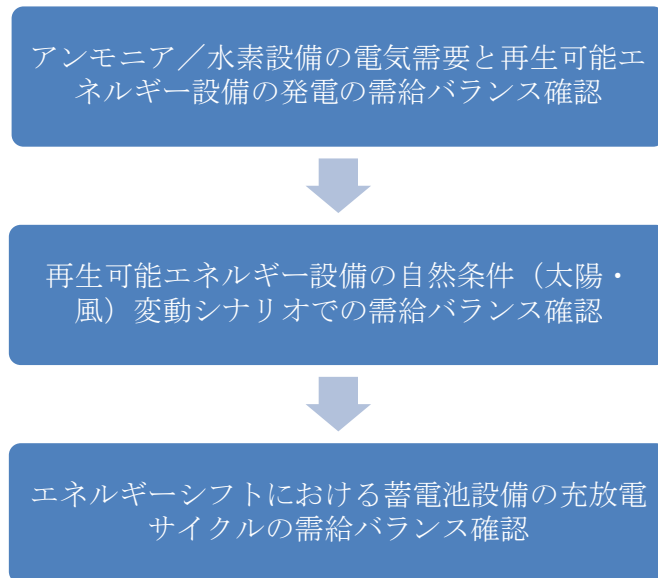


図 6.3.2 再生可能エネルギー電源構成の概念検討手順

#### Daily Electrical Load Profile & RE power generation output for H2 & NH3 Plants

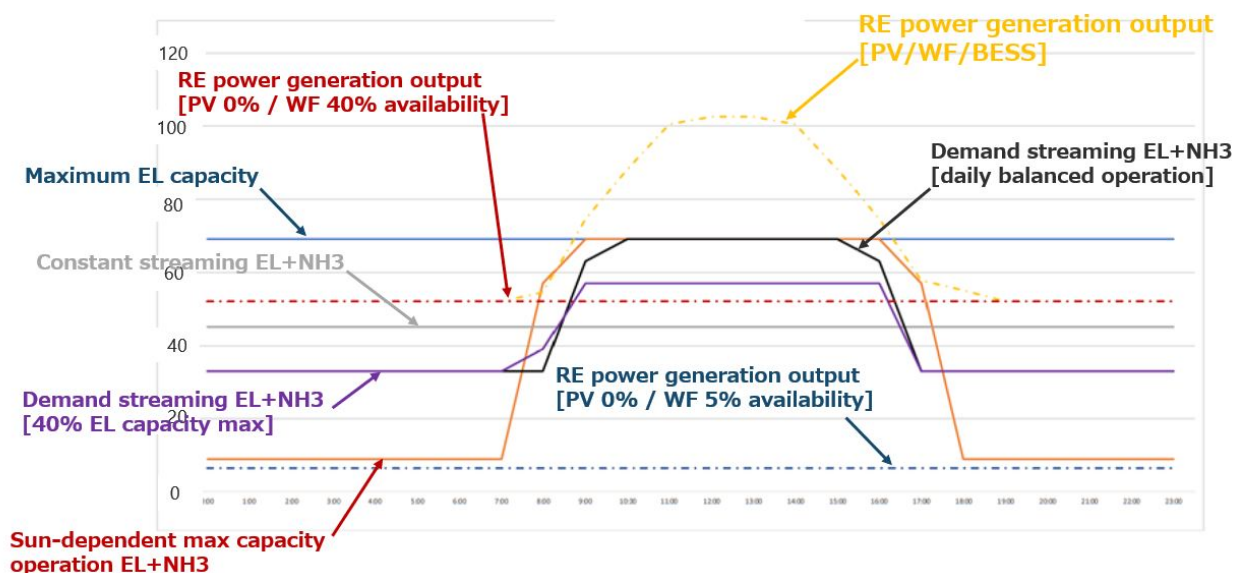


図 6.3.3 アンモニア設備ならびに水素設備の日電気負荷曲線 & 再生可能エネルギー電源設備の日発電曲線

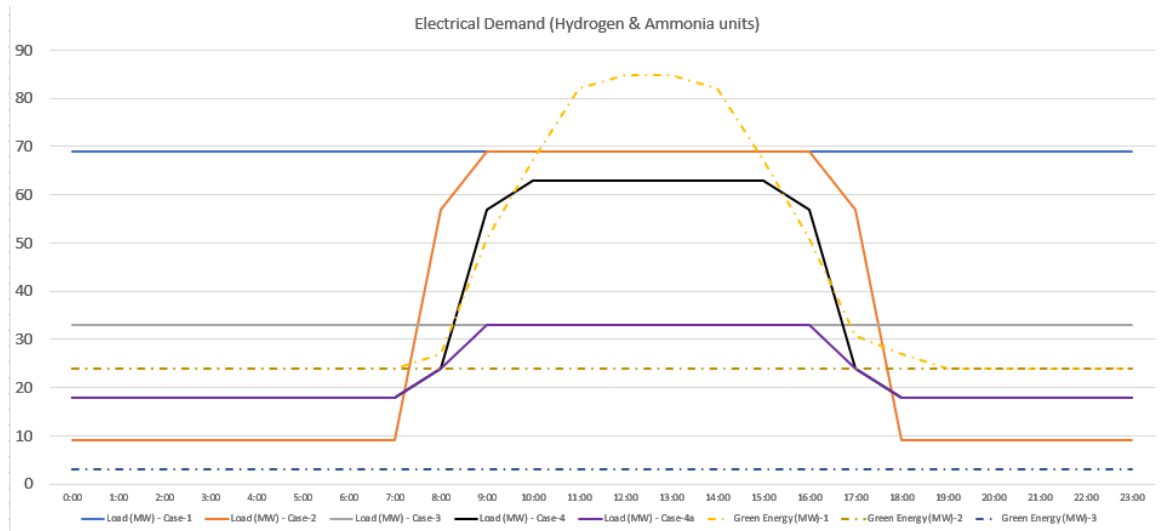
再生可能エネルギー電源構成を以下の段階に分けてケーススタディーした。

- 第一段階： 日単位で需給バランスが取れる再生可能エネルギー電源構成を自然条件の変動シナリオ 3 ケース（①太陽光 32%/風力 40%；②太陽光 0%/風力 40%；③太陽光 0%/風力 5%で検討。
- 第二段階： アゼルバイジャンの天候条件を調査したところ、平均的に 3 日に 1 日の割合で悪天候があるサイクルとなっており、その間は、太陽光発電が見込めない。そのサイクルの下で需給バランスが取れる再生可能エネルギー電源構成を、第一段階と同じ自然条件の変動シナリオ 3 ケースに対して検討。

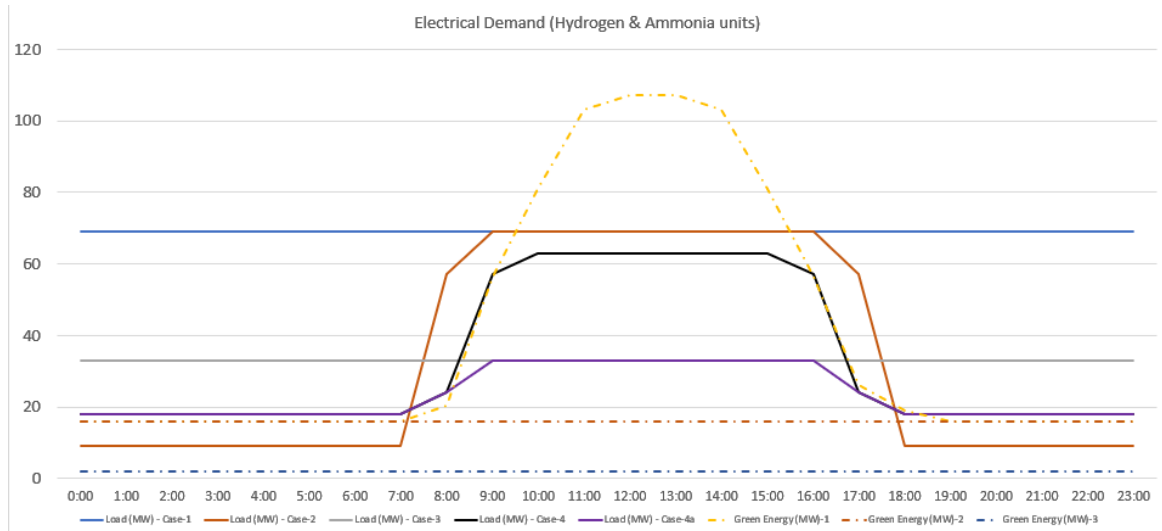
またそれぞれの検討段階で、初期最適な再生可能エネルギー電源構成を探索するために、太陽光発電と風力発電のバランスから、発電容量ベースで等量ケース、太陽光発電を最大化するケース、風力発電を最大化するケースに広げて検討した。、各ケースの結果例の一部を図 6.3.4 に示し、全体ケースについては表 6.3.1 に結果を一覧でまとめた。

表 6.3.1 再生可能エネルギー電源構成の概念検討結果一覧

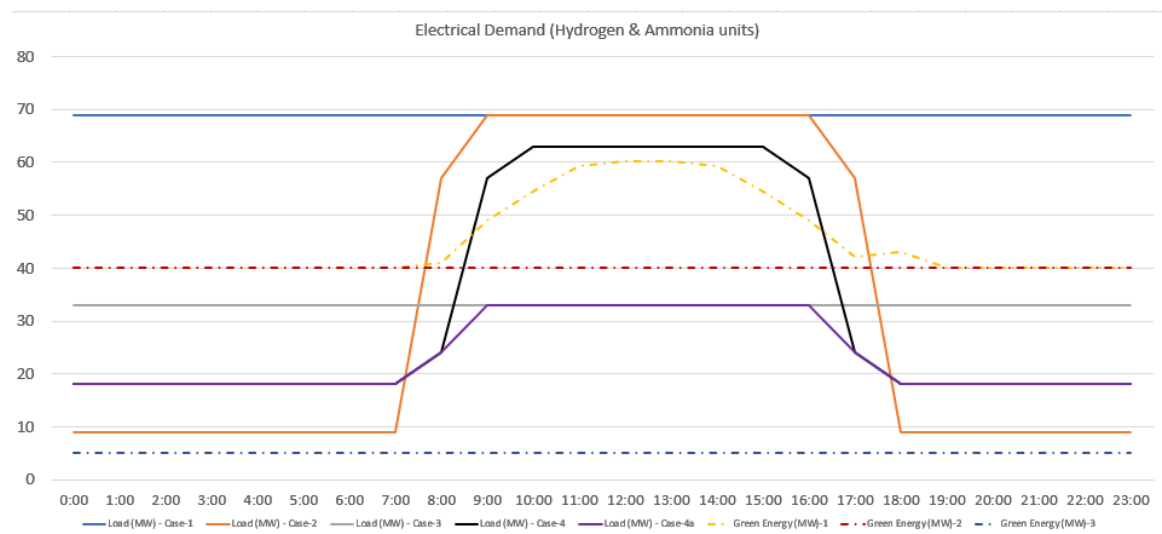
Case	Case Description	Power Source ID	PV Capacity (MWdc)	WF Capacity (MW)	BESS Capacity (MWh)
<b>1</b>	<b>Daily Balanced Green Power Generation System</b>				
1A	Average 60MW power sources [PV/WF]	PV72+BESS50_200+WF60	72	60	200
1B	Maximized PV power sources				
1B-1		PV84+BESS50_210+WF50	84	50	210
1B-2		PV96+BESS50_240+WF40	96	40	240
1B-3		PV108+BESS50_240+WF40	108	40	240
1B-4		PV120+BESS50_360+WF30	120	30	360
1C	Maximized WF power sources				
1C-1		PV60+BESS50_190+WF70	60	70	190
1C-2		PV48+BESS50_170+WF80	48	80	170
1C-3		PV36+BESS50_150+WF90	36	90	150
1C-4		PV24+BESS50_140+WF100	24	100	140
<b>2</b>	<b>Green Power Generation System with Hydrogen buffer system</b>				
2A	Average 90MW power sources [PV/WF]	PV108+BESS50_240+WF90	108	90	240
2B	Maximized PV power sources				
2B-1		PV120+BESS50_420+WF70	120	70	420
2B-2		PV135+BESS50_420+WF70	135	70	420
2B-3		PV144+BESS50_550+WF60	144	60	550
2C	Maximized WF power sources				
2C-1		PV96+BESS50_190+WF100	96	100	190
2C-2		PV84+BESS50_170+WF110	84	110	170
2C-3		PV72+BESS50_110+WF120	72	120	110
2C-4		PV60+BESS50_100+WF130	60	130	100



(a) Case-1A



(b) Case-1B-2



(c) Case-1C-4

図 6.3.4 再生可能エネルギー電源設備構成検討の結果 (サンプル)

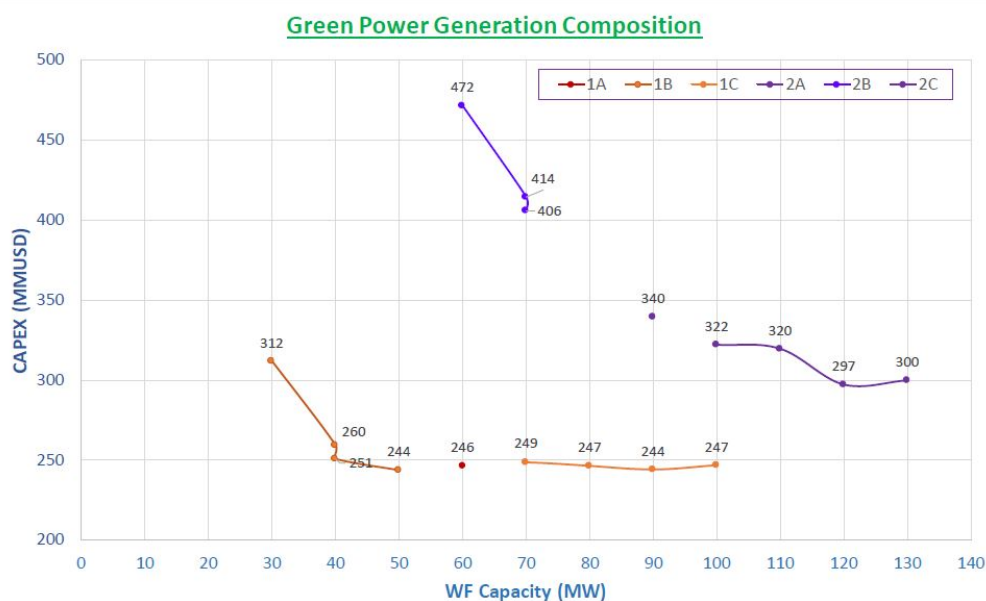


### 6.3.4 再生可能エネルギー電源初期構成の選定

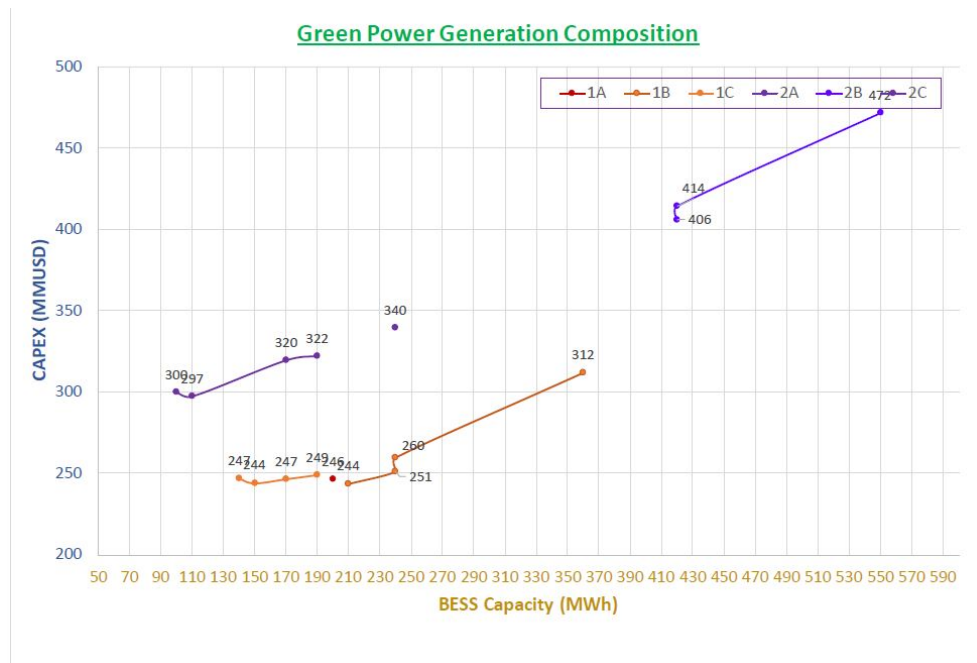
前項で得られた結果から再生可能エネルギー電源初期構成を選定するにあたり、一般的な指標を活用して超概算レベルでの CAPEX をそれぞれ積算した。結果を図 6.3.5 に太陽光発電設備容量、風力発電設備容量、蓄電池設備容量をそれぞれ横軸に CAPEX を縦軸にして示した。



(a) 太陽光発電設備容量 vs CAPEX



(b) 風力発電設備容量 vs CAPEX



(c) 蓄電池設備容量 vs CAPEX

図 6.3.5 再生可能エネルギー電源設備構成による CAPEX

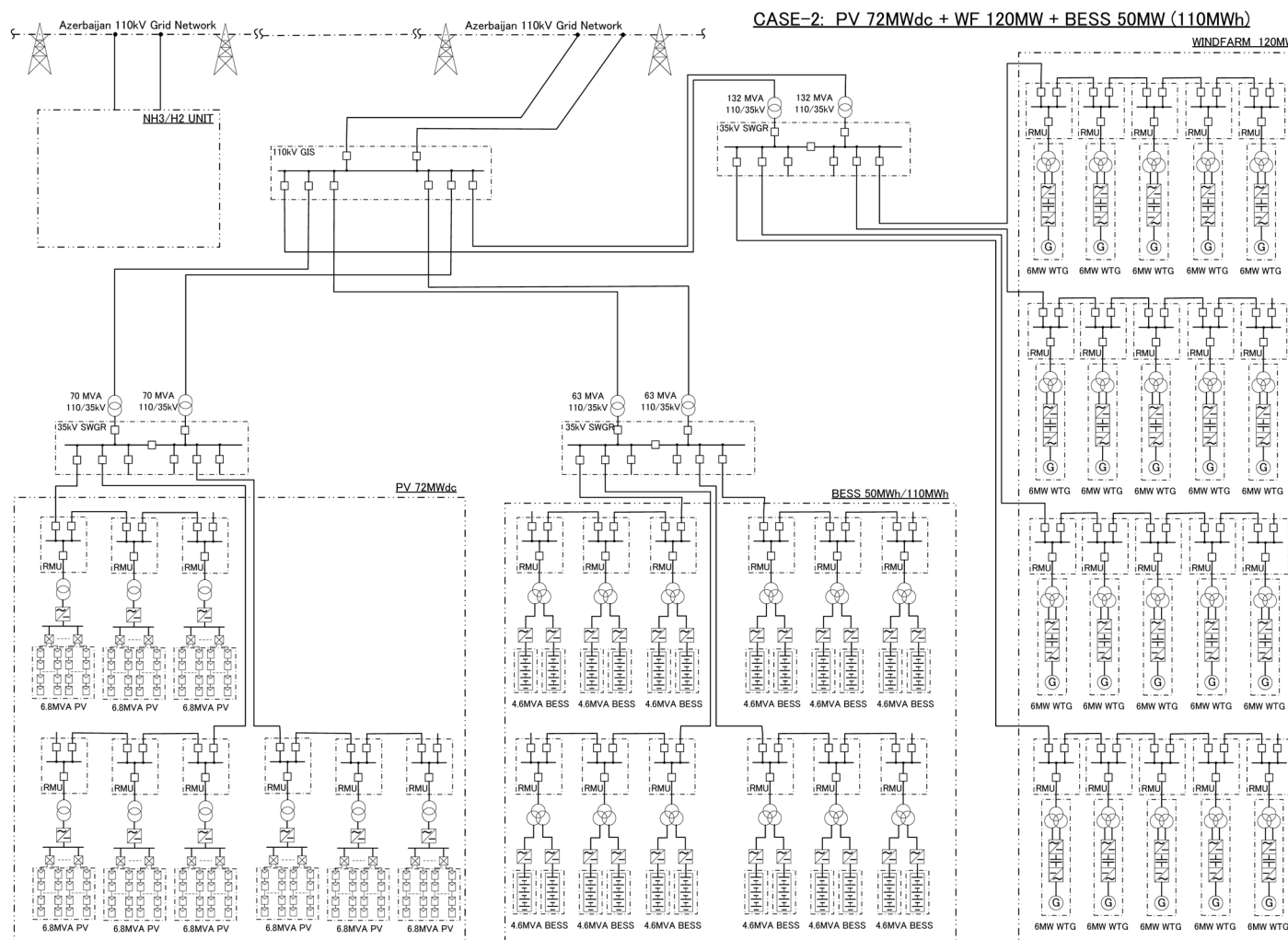
これらの発電要素の構成比率と CAPEX の傾向から、次項以降で進める検討ケースとして以下の電源初期構成を選定した。

- Case-1 : PV 72MWdc + WF 120MW + BESS 50MW/110MWh
- Case-2 : PV 108MWdc + WF 90MW + BESS 50MW/240MWh

### 6.3.5 全体再生可能エネルギー発電設備

前項で選定した再生可能エネルギー発電設備の全体構成は図 6.3.6 を示す。電力会社との取り扱い方法は、今回の調査には含まれていないため詳細検討はしていないが、アゼルバイジャンにおける全体系統グリッド図を参考に検討した。





(b) Case-B

図 6.3.6 全体再生可能エネルギー発電設備系統図

### 6.3.6 再生可能エネルギー発電設備初期構成検討における留意点

本初期構成検討を通して、今後の最適化検討の際に留意すべき点を記す。

#### 1. 蓄電池設備の要否：

今回は、長周期変動に対して蓄電池設備から放電することでの電力供給最適化という観点から検討した。

需要設備において、再生可能エネルギー電源で発電した電力を自家消費のみで運転する場合、実際の発電状況下においては例えば風による発電量の短時間における変動は一般的に大きくなるため、安定電源という点で蓄電池設備を持つ必要がある。一方、需要設備ならびに再生可能エネルギー電源設備をそれぞれ既設の電力送電系統へ接続する場合には、電力会社との取り合い条件を満たす限り、必ずしも蓄電池設備を持つ必要はない。

#### 2. 再生可能エネルギー発電との推奨最適運転モード：

今回の再生可能エネルギー発電設備はかなり大規模なものになる。理由としては、再生可能エネルギー発電設備からの発電量は気象条件によって変動するためである。そのため、気象条件の悪いケースを前提に発電設備を決めた場合は設備利用率が低くなってしまう。発電設備も含めて全体として経済的に効率よく水素製造設備およびアンモニア製造設備を運転していくためには、安定的な運転が望ましいアンモニア製造設備へは一定電力をグリッドから安定的に供給する、水素製造設備は気象条件に合わせ時間的に緩やかな変動を吸収するように運転モードを考慮する方がよい。

#### 3. EMS（エネルギーマネジメントシステム）の導入：

今回の再生可能エネルギー発電設備は、太陽光発電・風力発電・蓄電池設備の組合せであるのに加えて、一部の設備は広範囲のエリアにまたがって建設される。また、アンモニア製造設備ならびに水素製造設備に対して自然条件によって変動する発電量を安定化させて電力を供給する必要がある。そのため、再生可能エネルギー発電設備に EMS を導入して各発電要素を組み合わせた最適電力を制御する必要がある。特に、風力発電と太陽光発電、蓄電池設備が物理的に離れた場所に設置されてしまうため、EMS での制御サイクルも含めた時間応答性レベルについては詳細検討が今後、必要である。下図 6.3.7 に全体再生可能エネルギー発電設備向けの EMS 構成を示す。

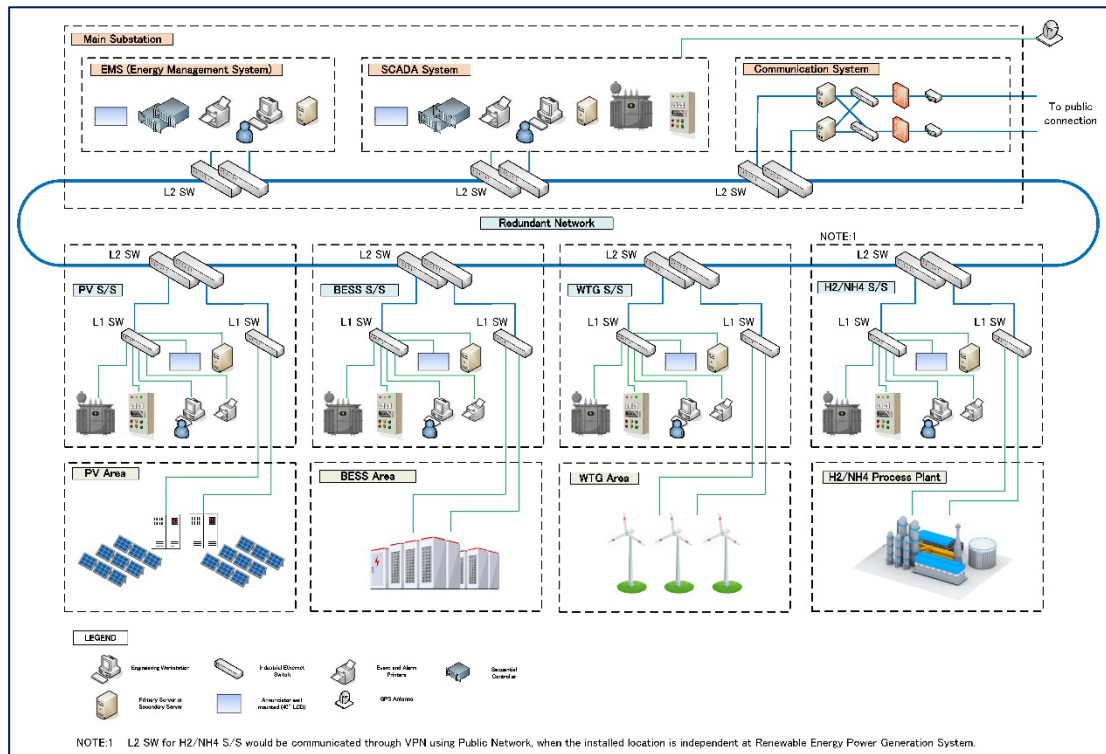


図 6.3.7 全体再生可能エネルギー発電設備向け EMS 構成

## 6.4 検討ケース

6.2 章の再生可能エネルギー電力供給範囲について Case-A, B, C の 3 ケースと、6.3 章の電源構成の検討から Case-1, 2 の 2 ケースが導かれた。それぞれのケースの組み合わせから、最終的に、表 6.4.1 に示す 7 つを本調査事業での検討ケースとした。尚、Case-B については、稼働率 100% 運転での水素・アンモニア製造に必要とされる需要電力量を年間で満たせる再生可能エネルギー設備容量を設定した。

さらに、再生可能エネルギー電力供給範囲のケースの中で最も経済的に効率よくアンモニア生産ができると想定される Case-A を対象に、アンモニア製造コストを最小化するためのアンモニア製造設備構成の最適化検討を実施することとし、Case-A10 と Case-A20 を追加した。

水素・アンモニア製造設備構成最適化検討については、以下 6.5 章と 6.6 章でまとめる。



表 6.4.1 検討ケース一覧

		電源構成・設備構成最適化検討有無			
		Case-1 (Windの比率を 大きくした電源構成)	Case-2 (PVの比率を 大きくした電源構成)	Case-10 (Case-1をベースに 設備構成最適化)	Case-20 (Case-2をベースに 設備構成最適化)
再エネ電力供給範囲	Case-A (水電解装置のみ再エネから供給、 その他はグリッドから買電)	Case-A1	Case-A2	Case-A10	Case-A20
	Case-C (全ての電力を再エネから供給)	Case-C1	Case-C2	-	-
	Case-B (全ての電力をグリッドから買電)	Case-B			

## 6.5 設備構成最適化検討方法

グリーンアンモニア製造プラントは、Case-A や Case-C のような設備構成の場合、蓄電池や水素ガスタンク等の再生可能エネルギーの変動を吸収するための緩衝装置（バッファ）が必要になる。これらの緩衝装置およびそれらの中間に設置される水電解装置の各容量（キャパシティー）は、それぞれの容量を独立変数とした場合に無数の組合せを考えることができる。それらの組合せのうち、プラントの建設地固有の再生可能エネルギーの変動を吸収して安定した運転を継続することが可能であり、且つ各装置の設備費および運転費の総和から計算される製品コストが最も安くなる容量の組合せが、プラントの構成としては最も経済的であると言える。本検討では、そのような各装置および容量の組合せを求めることを最適化と呼んでいる。

最適化を中心とする一連の検討手順の概略を図 6.5.1 に示す。検討を始めるにあたり、各装置の容量とコスト情報（主に各装置の容量に紐づいた設備費および運転費）の初期想定値を入力する。この初期想定値は、例えば再生可能エネルギーの発電量は年間の平均値を用いて推算した値であり、再生可能エネルギーの時系列的（例えば 1 時間毎）な変動を考慮していない。一方、最適化では再生可能エネルギーの時系列的な変動を考慮した計算を行うので、最適化された各装置の容量は初期想定値から変わり得る。それゆえ、最適化の計算後には、最適化された各装置の容量を基にしたコスト情報を確認し、初期想定値との乖離が大きい場合には、コスト情報を入力し直して再度最適化の計算を行う。



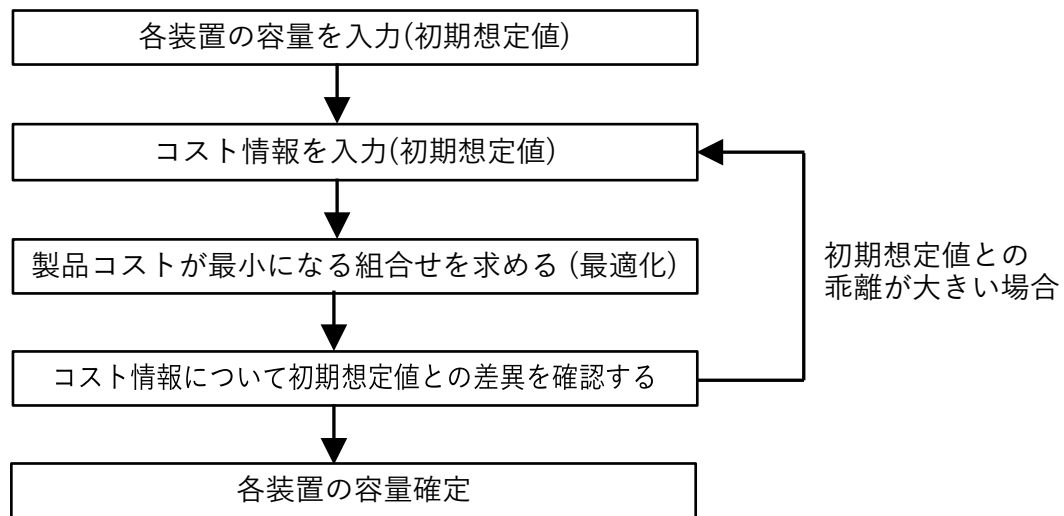


図 6.5.1 最適化検討手順の概略

最適化の計算では、各装置の容量を独立した変数として、初期想定値を中心とする一定の範囲内の変数の全ての組合せについて最適化の指標を計算する。最適化の指標には、製品コスト（予め想定したプラント運転期間において、その期間の設備費と運転費の総計を製品の総生産量で均等化した値）とプラントの停止回数（原料不足になりプラントを停止しなければならない回数）を採用した。そして、これらの最適化の指標をもとに、プラントが停止しない範囲で製品コストが最も安くなる各装置の容量の組合せを最適点と考えることにした。

図 6.5.2 に最適化の計算の概念図を示す。変数 X および Y は、蓄電池・水素ガスタンク・水電解装置などの容量を入力し、各変数の組合せに対して最適化の指標を計算する。計算は、自社で開発した計算プログラムを用いて自動的に行った。

		変数 X								
		X1	X2	X3	・・・	X6(初期想定値)	・・・	X9	X10	X11
変数 Y	Y1	X1Y1	X2Y1	X3Y1	・・・	X6Y1	・・・	X9Y1	X10Y1	X11Y1
	Y2	X1Y2	X2Y2	X3Y2	・・・	X6Y2	・・・	X9Y2	X10Y2	X11Y2
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Y6(初期想定値)	X1Y6	X2Y6	X3Y6	・・・	X6Y6	・・・	X9Y6	X10Y6	X11Y6
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Y11	X1Y11	X2Y11	X3Y11	・・・	X6Y11	・・・	X9Y11	X10Y11	X11Y11

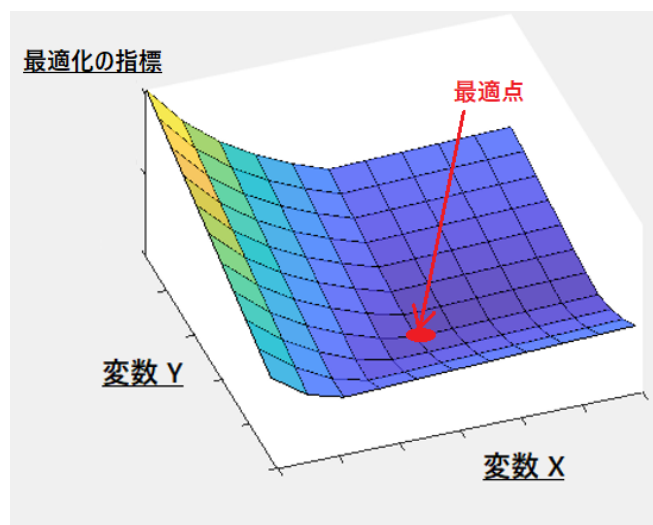


図 6.5.2 最適化の計算の概念図

以下に、本検討で用いた入力情報と出力情報を記載する。

#### 入力情報：

表 6.5.1 に主要な入力情報を示す。後述する全ての検討ケースに共通な検討条件は開示可能な範囲で同表に記載した。

表 6.5.1 最適化に必要な各項目の必要入力情報

入力項目	入力情報	検討条件 (全ケース共通)
プラント全般	稼働年数	20 年
	年間稼働時間	8000 時間
太陽光発電設備(PV)	発電量のデータ (1 時間毎を 1 年分)	注記 *1) 参照
	設備仕様 (インバーター容量と効率など)	
風力発電設備 (WIND)	発電量のデータ (1 時間毎を 1 年分)	注記 *2) 参照
	設備仕様 (風速の上限・下限など)	
蓄電池	設備仕様 (容量、充放電レートなど)	
	初期充電量	100%
水電解装置	容量	
	水電解の効率 (付帯設備を含む)	5.5 kwh/Nm3-H2
	コンバーターの効率	
水素コンプレッサー	容量	注記 *3) 参照
	設備仕様 (電気消費量など)	
水素ガスタンク	容量	注記 *4) 参照
	貯槽運転圧力	200 barg
	初期ガス充填量	100%
アンモニア 合成プラント	生産量	60 トン/日 (一定) 注記 *5)
	設備仕様 (電気消費量など)	
用役供給設備	容量	
	設備仕様 (電気消費量など)	
コスト	設備費	
	運転費	買電単価 7.7 ¢ /kWh 注記 *6) 参照

#### 注記：

- \*1) 太陽光発電設備の発電量のデータは、市販のソフトウェア PV syst を使用して現地の立地条件から発電量を推算した。
- \*2) 風力発電設備の発電量のデータは、市販のソフトウェア WindPRO を使用して現地の立地条件から発電量を推算した。

- \*3) 水素コンプレッサーの容量は、水電解装置の水素製造量とした。
- \*4) 水素ガスタンクは最適化の検討の期間(1年間)において原料の水素が不足しない最低容量とした。
- \*5) アンモニアの生産量は60トン/日で一定とした。ただし、最適化の計算では生産量を変数に設定して計算することも可能である。
- \*6) 買電単価は現地の情報に基づく。

#### 出力情報：

表 6.5.1 の入力情報をもとに最適化の計算を行い、出力される情報を以下に示す。

- 各種時系列データ(年間の電力および水素の需給バランス、製品アンモニアの生産量など)
- 各変数の組合せに対する最適化の指標(製品コスト、年間のプラント運転停止回数など)

## 6.6 設備構成最適化検討結果

Case-A1 及び Case-A2 において初期設定した装置容量を、最適化することにより Case-A10 及び Case-A20 の装置容量を求めた。Case-A1 と Case-A2 の場合の最適化の計算の出力情報を図 6.5.3～6.5.18 に示す。

最適化の指標には、アンモニアの製品コストと年間のプラントの停止回数を採用し、最適化の計算の結果から、これらの指標をもとにプラントが停止しない範囲で製品コストが最も安くなる各装置の容量の組合せを最適点とした。

年間を通した現地の再生可能エネルギーの特徴として、太陽光発電は同じ北半球に属する日本と同様に発電量は夏場に増加し冬場に減少する傾向が見られた(図 6.5.3 および図 6.5.11 参照)。一方、風力発電については、春季と秋季に発電量が低下する傾向が見られた(図 6.5.4 および図 6.5.12 参照)。そして、これらの太陽光発電と風力発電による発電量を合計した場合、いずれの電源構成の場合(Base または ALT-1)も春季と秋季に発電量が減少する傾向が見られた(図 6.5.5 および図 6.5.13 参照)。この期間は再生可能エネルギーによる発電量が不足するので、予め蓄電池に電力を貯めておくか、もしくは水電解装置で製造した水素を水素ガスタンクに貯めておき、そのいずれかを消費することで運転を継続することになる。最適化の計算の結果、蓄電池を採用した場合は現実的な容量の範囲において最適化への寄与が低く(検討を行った蓄電池の容量の範囲においてプラントの停止回数に対する感度が低く)、いずれの電源構成の場合(Case-1 または Case-2)でも蓄電池を採用せずに水素ガスタンクのみを採用した方が、製品コストが安くなり最適であった(図 6.5.8～6.5.10 および図 6.5.16～6.5.18 参照)。ただし、水素ガスタンクを採用する場合でも、年間を通して運転を継続するために相当量の装置容量が必要になる(図 6.5.7 および図 6.5.15 参照)。

最後に、最適化の検討結果の整理のため、各 Case の再生可能エネルギーによる電力の供給範囲と電源構成、および最適化の計算によって求められた各装置の容量を表 6.5.2 に纏める。

### Case-A x Case-1

- 再生可能エネルギーの電源プロファイル (PV) (図 6.5.3 参照)
- 再生可能エネルギーの電源プロファイル (WIND) (図 6.5.4 参照)
- 再生可能エネルギーの電源プロファイル (PV + WIND) (図 6.5.5 参照)
- 水電解装置の水素製造量(図 6.5.6 参照)
- 水素ガスタンクの残量とアンモニア生産量 (図 6.5.7 参照)
- 三次元グラフ (X : アンモニア生産量、Y : 水電解装置の容量、Z : 最適化の指標 (製品単価とプラント運転停止回数)) (図 6.5.8 参照)
- 三次元グラフ (X : 蓄電池の容量、Y : 水電解装置の容量、Z : 最適化の指標 (製品単価とプラント運転停止回数)) (図 6.5.9 参照)
- 三次元グラフ (X : 水素ガスタンクの容量、Y : 水電解装置の容量、Z : 最適化の指標 (製品単価とプラント運転停止回数)) (図 6.5.10 参照)

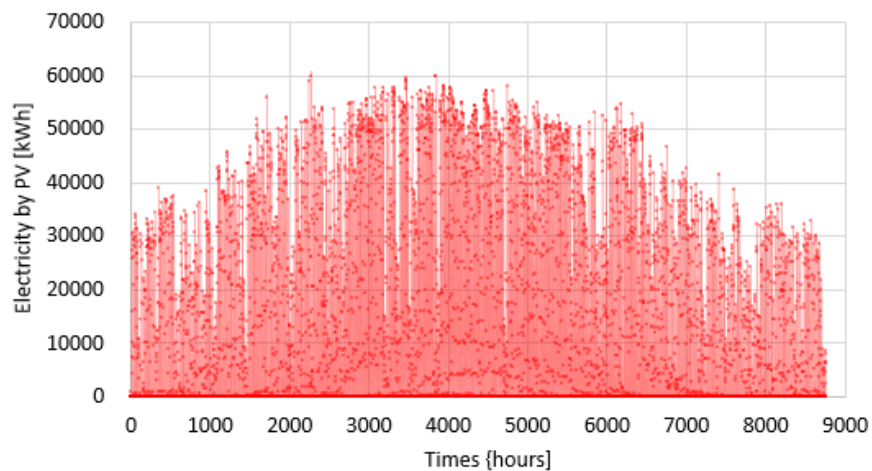


図 6.5.3 太陽光発電の電力プロファイル (Case-1 72 MWdc)

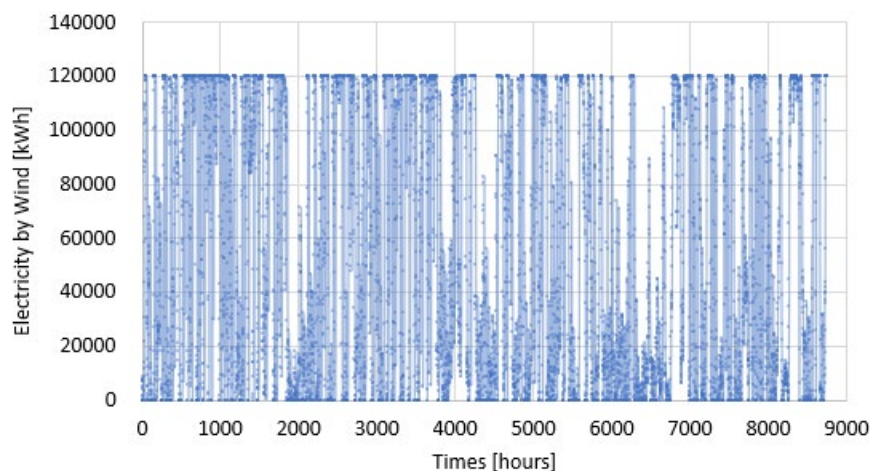


図 6.5.4 風力発電の電力プロファイル (Case-1 120MWac)

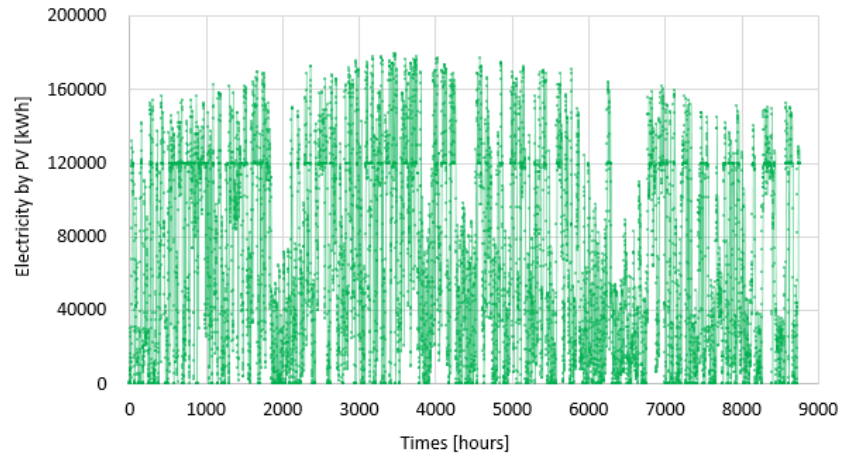


図 6.5.5 太陽光発電と風力発電の電力プロファイル (Case-1 : PV 72 MWdc + WIND 120 MWac)

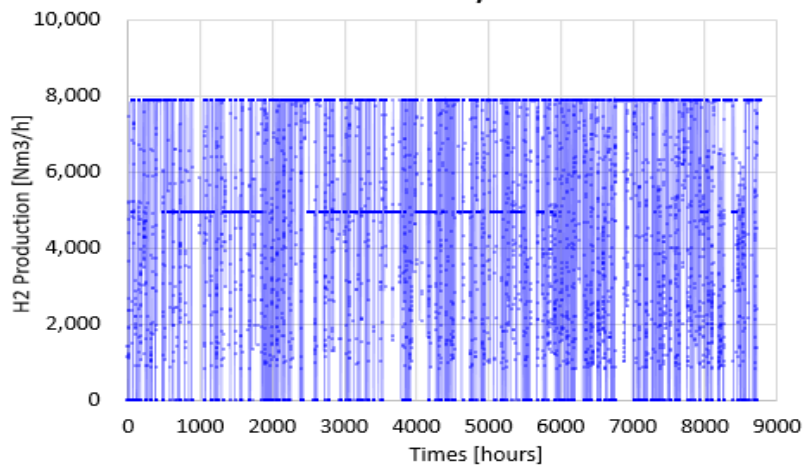


図 6.5.6 水電解装置の水素製造量 (Case-A10)

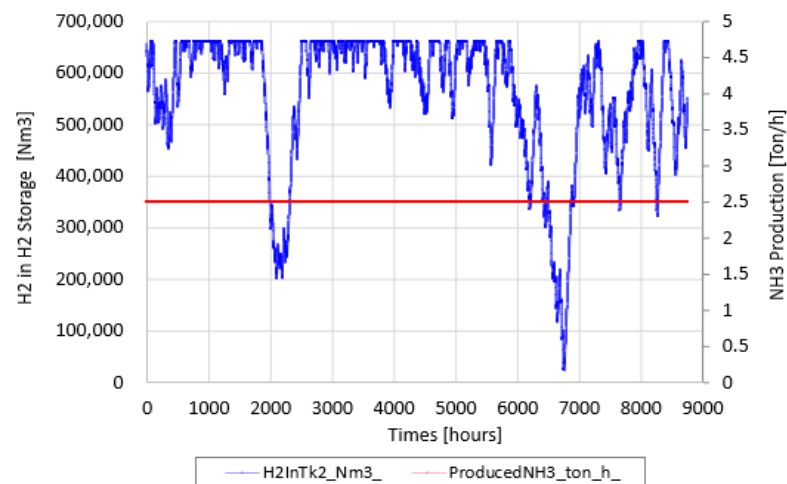


図 6.5.7 水素ガスタンクの残量とアンモニア生産量の推移 (Case-A10)



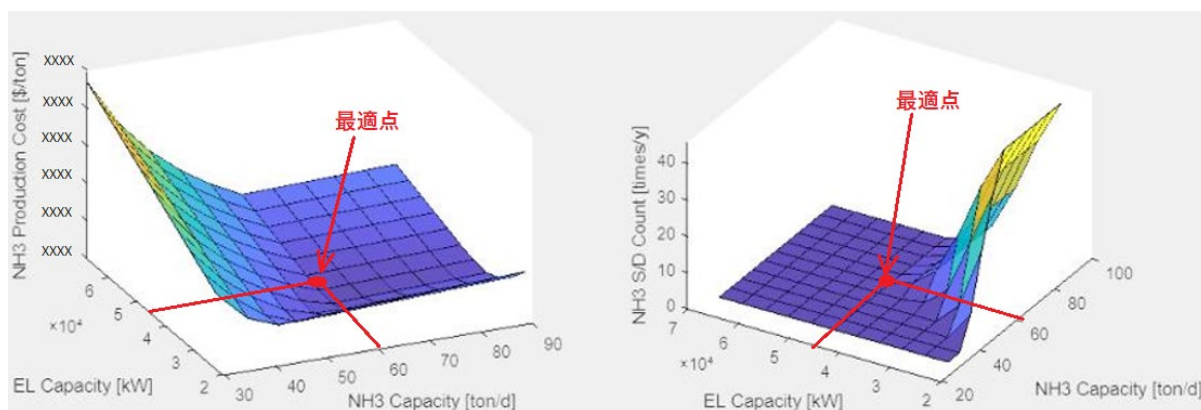


図 6.5.8 3D グラフ (X : NH3 プラント、Y : Electrolyzer、Z : NH3 単価 & S/D カウント) Case-A10

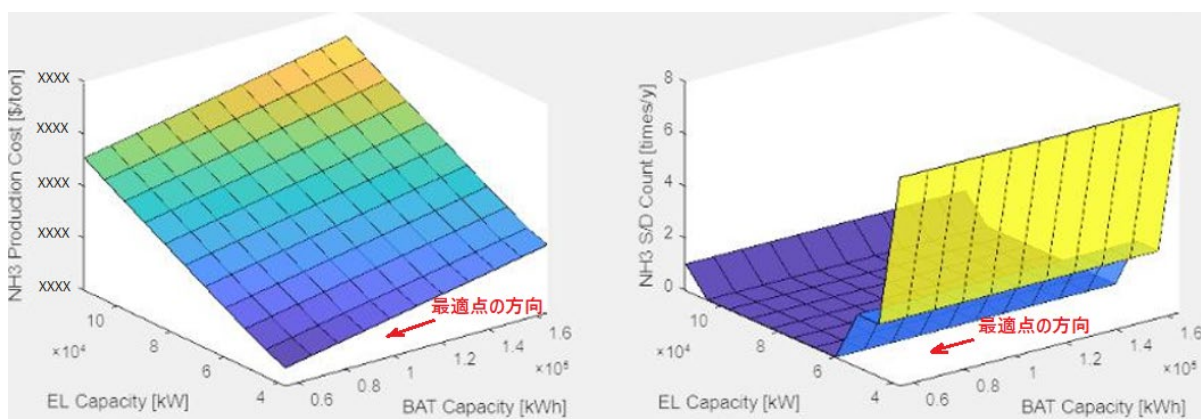


図 6.5.9 3D グラフ (X : BESS、Y : Electrolyzer、Z : NH3 単価 & S/D カウント) Case-A10

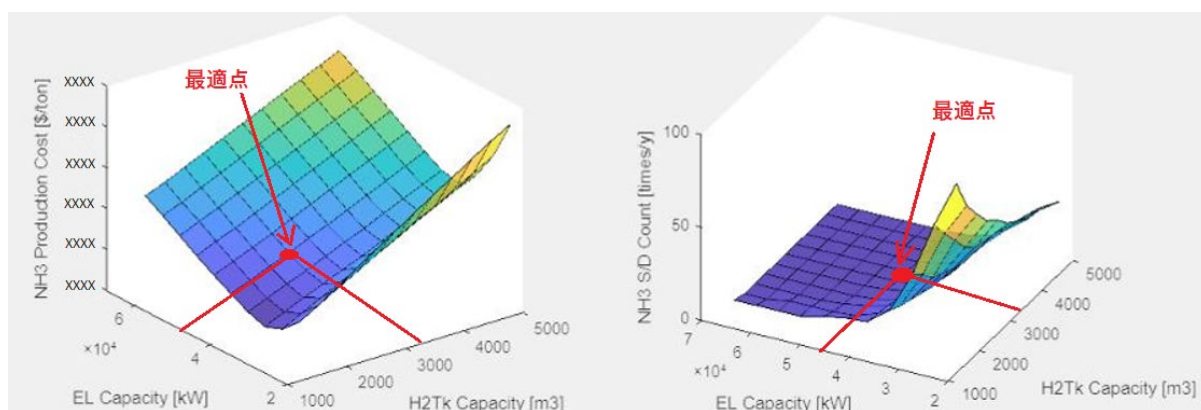


図 6.5.10 3D グラフ (X : H2 Tank、Y : Electrolyzer、Z : NH3 単価 & Plant S/D カウント) Case-A10

## Case-A x Case-2

- 再生可能エネルギーの電源プロファイル (PV) (図 6.5.11 参照)
- 再生可能エネルギーの電源プロファイル (WIND) (図 6.5.12 参照)
- 再生可能エネルギーの電源プロファイル (PV + WIND) (図 6.5.13 参照)
- 水電解装置の水素製造量(図 6.5.14 参照)
- 水素ガスタンクの残量とアンモニア生産量 (図 6.5.15 参照)
- 三次元グラフ (X : アンモニア生産量、Y : 水電解装置の容量、Z : 最適化の指標 (製品単価とプラント運転停止回数)) (図 6.5.16 参照)
- 三次元グラフ (X : 蓄電池の容量、Y : 水電解装置の容量、Z : 最適化の指標 (製品単価とプラント運転停止回数)) (図 6.5.17 参照)
- 三次元グラフ (X : 水素ガスタンクの容量、Y : 水電解装置の容量、Z : 最適化の指標 (製品単価とプラント運転停止回数)) (図 6.5.18 参照)

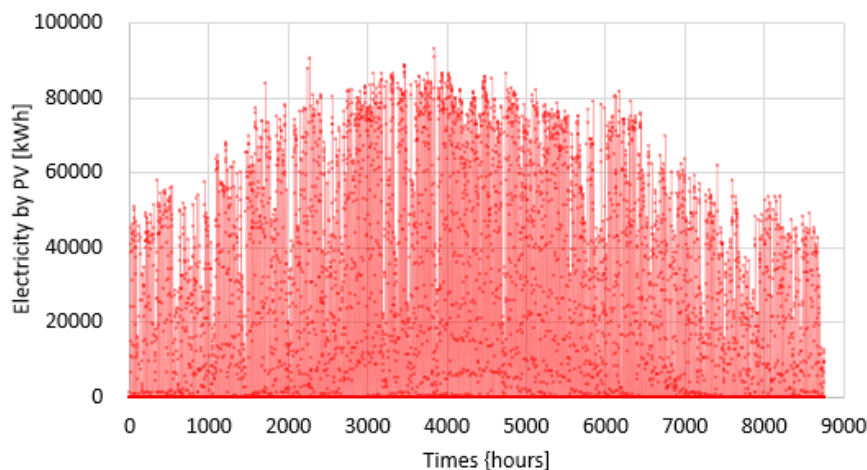


図 6.5.11 太陽光発電の電力プロファイル (Case-2 108 MWdc)

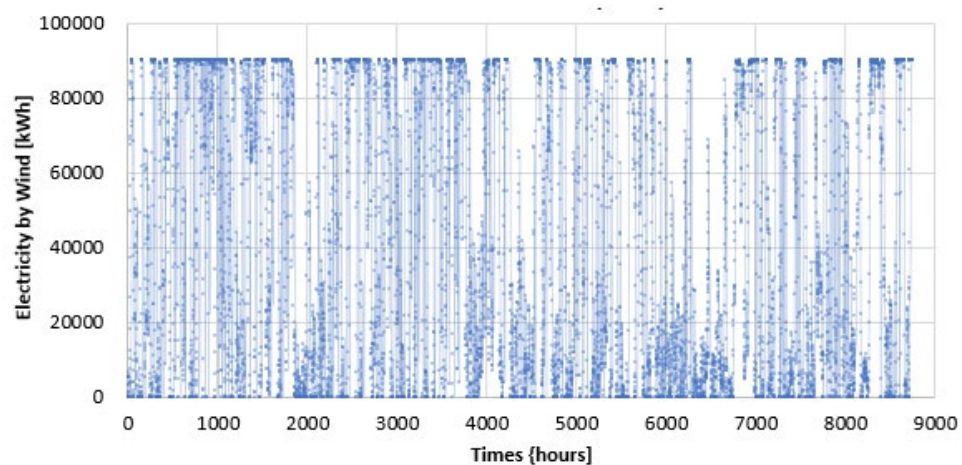


図 6.5.12 風力発電の電力プロファイル (Case-2 90 MWac)

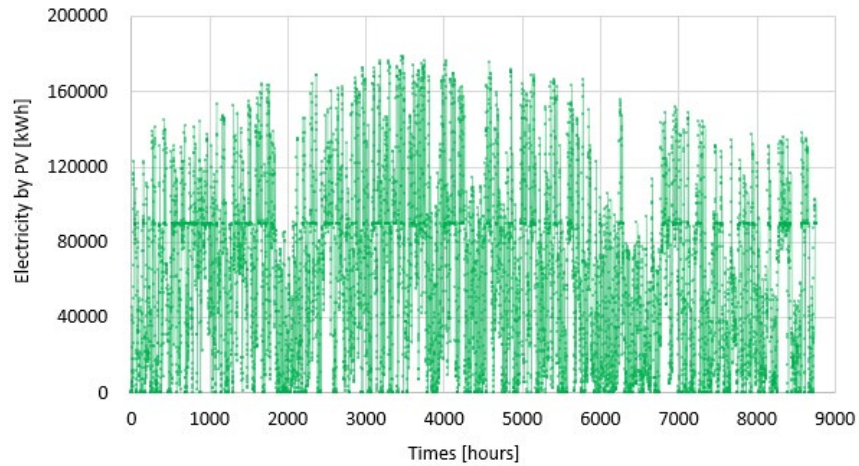


図 6.5.13 太陽光発電と風力発電の電力プロファイル (Case-2 : PV 108 MWdc + WIND 90 MWac)

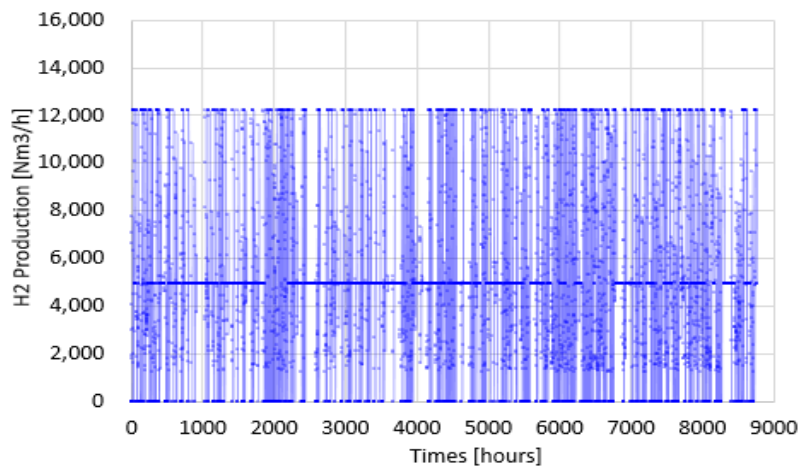


図 6.5.14 水電解装置の水素製造量 (Case A20)

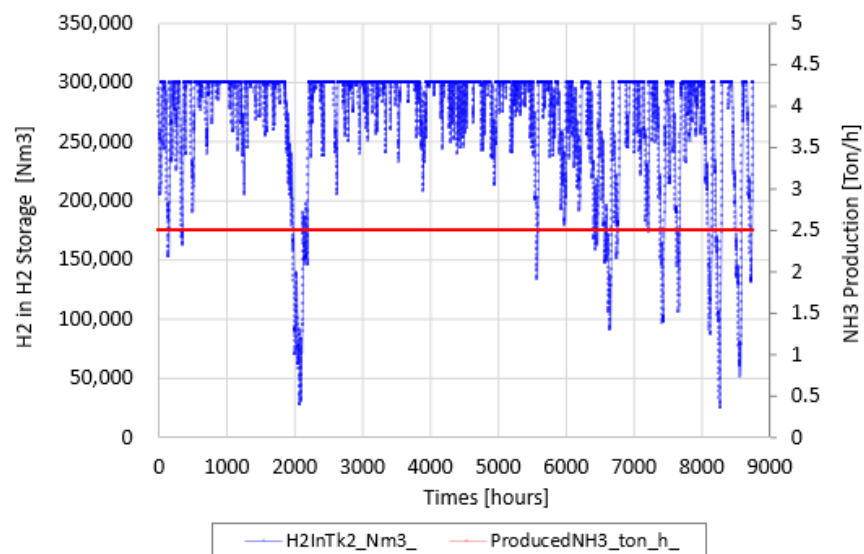


図 6.5.15 水素ガスタンクの残量とアンモニア生産量の推移 (Case A20)



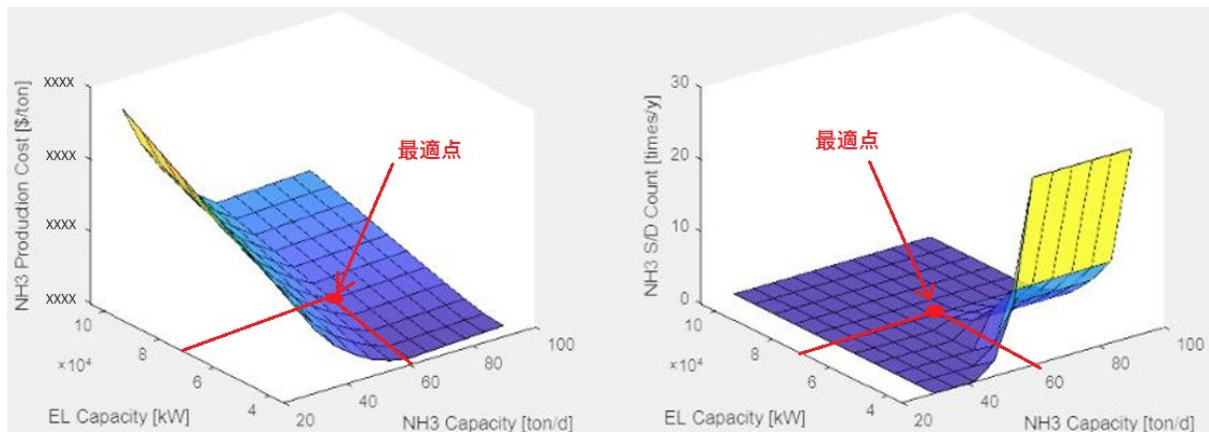


図 6.5.16 3D グラフ (X : NH3 プラント、Y : Electrolyzer、Z : NH3 単価 & S/D カウント) Case A20

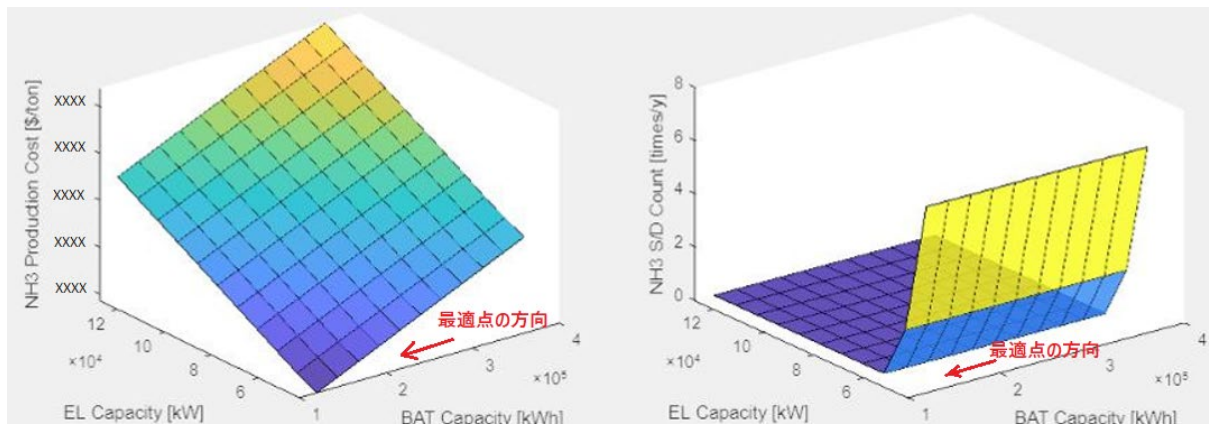


図 6.5.17 3D グラフ (X : BESS、Y : Electrolyzer、Z : NH3 単価 & S/D カウント) Case A2

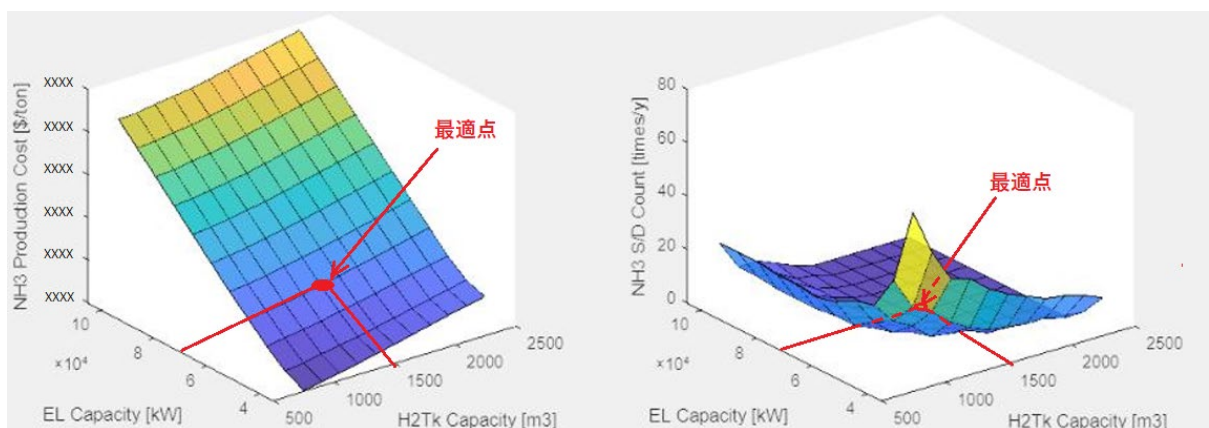


図 6.5.18 3D グラフ (X : H2 Tank、Y : Electrolyzer、Z : NH3 単価 & Plant S/D カウント) Case A20

表 6.5.2 最適化された各装置の容量

	Case-A1		Case-A10
太陽光発電設備 [MWdc]	72		72
風力発電設備 [MWac]	120		120
装置容量設定方法	初期設定値		最適化結果
蓄電池 [MWh]	110	→	0
水電解装置 [MW]	75	→	45
水素ガスタンク [m3]	2000	→	3300
水素コンプレッサー [Nm3/h]	13700	→	8200

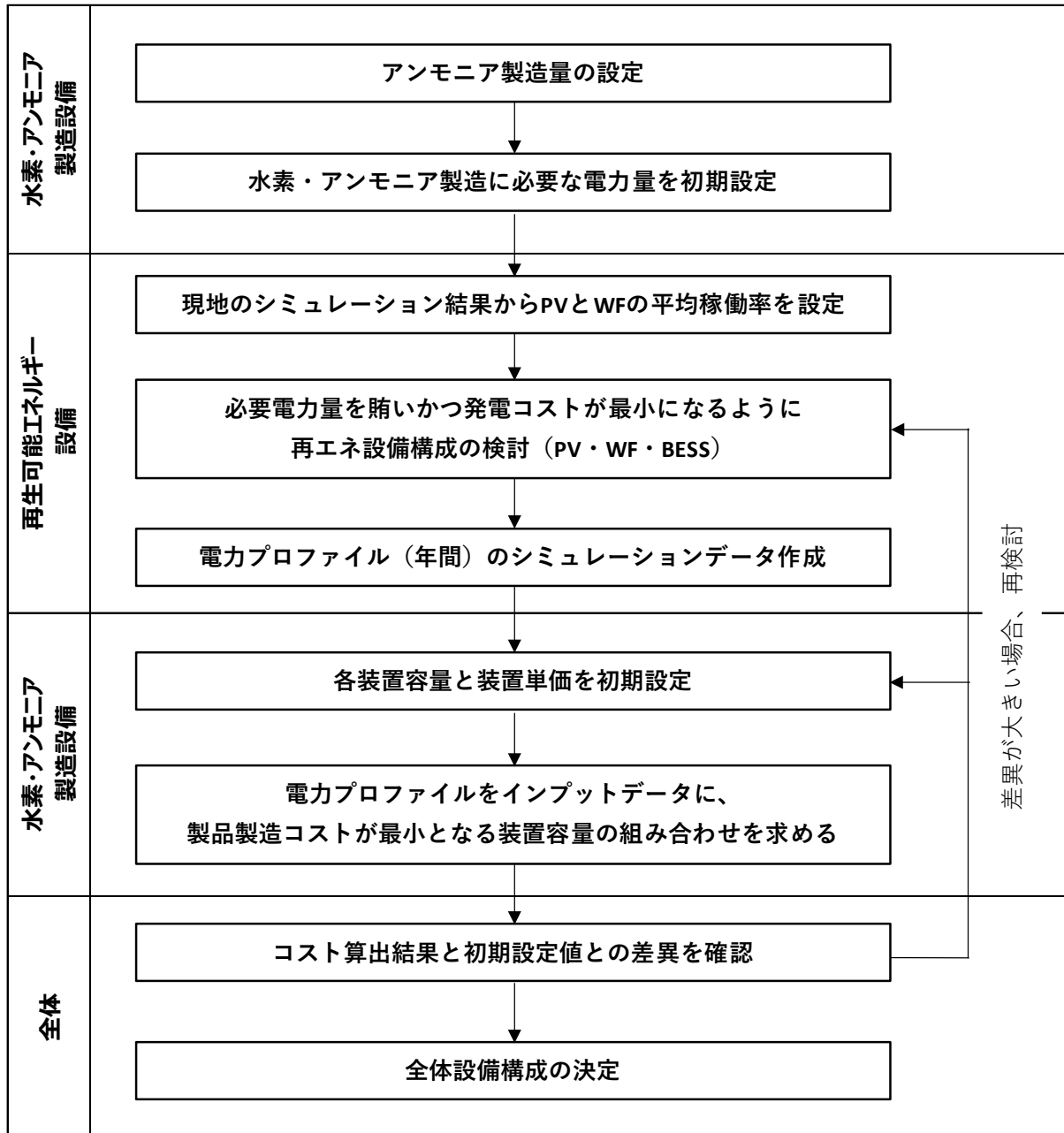
	Case-A2		Case-A20
太陽光発電設備 [MWdc]	108		108
風力発電設備 [MWac]	90		90
装置容量設定方法	初期設定値		最適化結果
蓄電池 [MWh]	240	→	0
水電解装置 [MW]	85	→	70
水素ガスタンク [m3]	1500	→	1500
水素コンプレッサー [Nm3/h]	15500	→	13000

以上より、各ケースにおける同定した設備容量を表 6.5.3 に示す。次章以降では、以下の条件を用いて検討を行った。また、Case-A, C について、全体の最適化検討手順を表 6.5.4 にまとめる。

表 6.5.3 各ケースにおける設備容量

	Case-A1	Case-A10	Case-C1	Case-A2	Case-A20	Case-C2	Case-B	Unit
再生可能エネルギー設備								
太陽光発電設備	60	60	66	90	90	101	29	[MWac]
風力発電設備	120	120	138	90	90	108	72	[MWac]
蓄電設備	110	50	245	240	50	385	-	[MWh]
水素・アンモニア製造設備								
水電解装置	75	45	75	85	70	85	24	[MW]
水素一時貯蔵タンク	2,000	3,300	2,000	1,500	1,500	1,500	229	[m3]
水素コンプレッサー	13,700	8,200	13,700	15,500	13,000	15,500	5,500	[Nm3/h]

表 6.5.4 全体最適化検討手順 (Case-A, C)





## 7.0 水素・アンモニア製造設備の配置計画の検討

6章の設備構成最適化検討において求めた各装置のキャパシティに基づき、水素・アンモニア製造設備の配置計画を検討した。各主要設備については、以下のよう  
に検討を行った。

- ・ 水素ガスタンク

設備構成最適化検討の結果、Case-A と Case-C においては、再生可能エネルギーの変動を吸収するための大容量の水素ガスタンクが必要となることが判った。低圧もしくは高圧での一時貯蔵方法が考えられるが、今回は、敷地面積の最小化を図るために昇圧して高圧タンクに貯蔵することを想定した。機器調達や現地での機器や配管据付工事が簡易になる利点があることから、ローリーでの輸送などでも活用されるチューブスキッド（図 7.1 参照）を定置型の一時貯蔵タンクとして活用する方法を考えた。また、タンク周辺の安全離隔距離も考慮した。

- ・ アンモニア合成設備

コンプレッサーや冷却設備を除くアンモニア合成設備部分をひとつのスキッド上に納めることによる敷地面積の最小化を検討した。スキッド化することにより、現地での建設工事を最小にする利点もある。

- ・ 水電解装置

アルカリ型を検討のベースとした。一般的に屋内環境での運転が条件となるため、水電解装置を囲うシェルター及びメンテナンスに必要なスペースを考慮。また、水電解装置シェルター内に、整流器や水素精製設備も含めた。

Case-A1 と Case-B について検討した結果を表 7.2.1 に示す。水電解装置が電気や水のユーティリティの主要な消費設備となり、占有面積も大きいことから、水電解装置を軸に全体の配置を決めることが肝要となる。アンモニア合成設備は、スキッド化を検討した結果、占有面積を小さくすることができた。Case-A1 と Case-B を比較すると、Case-A1 においては水素ガスタンクが敷地の中で非常に大きな割合を占めることから、Case-B に対して全体の必要敷地面積が約 70%大きくなる差が生じた。この結果から、Case-A や Case-C の設備構成で、再生可能エネルギーの電力変動に対応するグリーンアンモニア製造設備においては、特に敷地面積に留意する必要があることが判った。



図 7.1 CIMC ENRIC 社 Tube Skid

出典: CIMC ENRIC 社ホームページ (<http://cimc-ege.com/1-1-1-cng-tube-skid/191483/>)

表 7.2.1 Case-A1 と Case-B の敷地面積の比較

	Case-A1		Case-B	
	敷地面積[M2]	%	敷地面積[M2]	%
水電解装置	3,700	7.3%	2,000	6.8%
水素一時貯蔵タンク	17,000	33.7%	17	0.1%
アンモニア合成設備	120	0.2%	120	0.4%
アンモニア貯蔵設備	900	1.8%	900	3.1%
全体	50,400	100.0%	29,400	100.0%

## 8.0 建設地候補の検討

### 8.1 太陽光発電設備

アゼルバイジャンでは地理的に年間日照時間が 2,400 ～3,200 時間と長く、また図 8.1.1 に示すように全天日射量（GHI）が 1,500～2,000 kWh/m<sup>2</sup> と高い。図 8.1.1 に示されているようにアゼルバイジャン全体で日射量が一様に高く、特に、ナヒチェヴァン自治共和国エリアがアゼルバイジャンの中では高い日射量であり、太陽光発電所建設の候補地に挙げられる。また、バクーやスムガイト付近のエリアが次に高い日射量が見られ、同じく太陽光発電所建設の候補地に挙げられる。これらの候補地に関して比較したところ、複合再生可能エネルギーを活用したグリーン発電所（太陽光＋風力）を計画するには発電電力を系統へ潮流する観点から、スムガイト付近のエリアが最適と考えている。（表 8.1.1 参照）

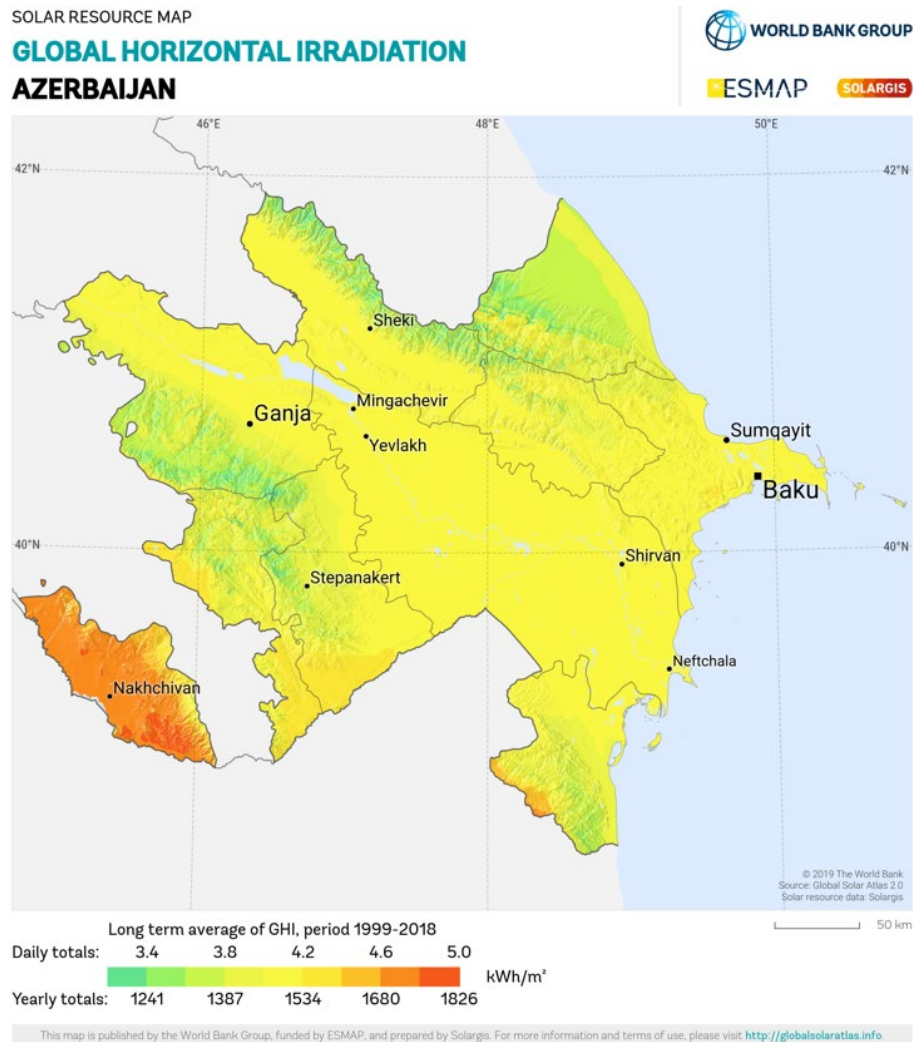


図 8.1.1 全天日射量（GHI）マップ

出典：SolarGIS

表 8.1.1 太陽光発電所建設候補地の比較

候補地	全天日射量	特徴
ナヒチェヴァン自治共和国	非常に高い	【地理的】内陸部、自治共和国内 【系統設備】発電所容量 小、送電線容量 小
バクー・スムガイト付近	高い	【地理的】平坦あるいは丘陵部、首都・経済特区近い 【系統設備】発電所容量 大、送電線容量 大

太陽光発電所に必要な敷地面積として、PV パネル設置エリア、集電 PCS エリアならびにアクセス道路や系統接続設備を考慮して、図 8.1.2 のようなイメージで建設される。今回の設備検討ケースで挙げた各ケースで必要となる太陽光発電所の敷地面積を表 8.1.2 にまとめた。今後、建設地の選定を確定させていくにあたり、土地取得の可能性、地盤条件などを検討する必要がある。

表 8.1.2 太陽光発電エリアサイズ

検討ケース	PV パネル容量(MWdc)	敷地面積(m <sup>2</sup> )
Case-A1, A10	108	1,080,000
Case-A2, A20	72	720,000
Case-B	29	290,000
Case-C1	122	1,220,000
Case-C2	80	800,000



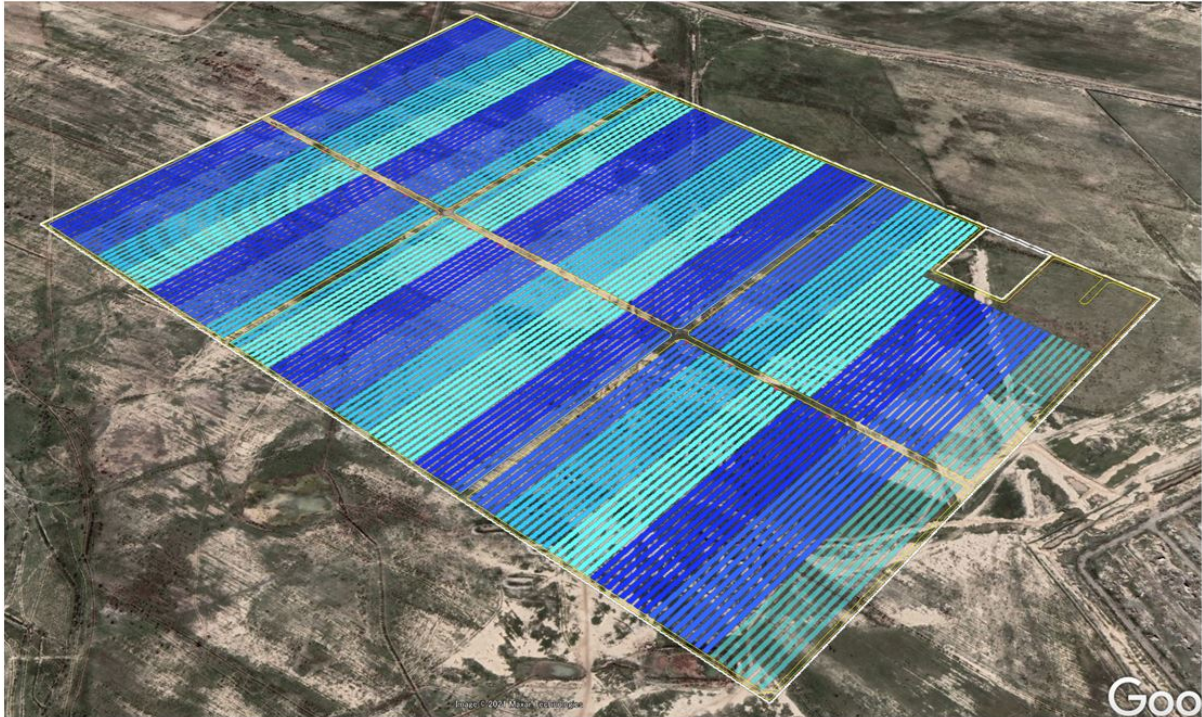


図 8.1.2 72MWdc 太陽光発電エリア (720m x 1,000m)

## 8.2 陸上風力発電設備

アゼルバイジャンの技術的陸上風力発電のポテンシャルは約 3,000 MW、経済的風力発電のポテンシャルが約 800 MW ある。経済的潜在力を活用することで、年間約 2.4 TWh の発電が可能となり、約 5 億 mcm の天然ガスを節約し、1 Mega トンの CO2 排出を回避することができる。最も豊富な資源はカスピ海沿い、特に Absheron 半島で、風況としてよいといわれる平均風速 毎秒 6m が吹いている。また、1 月から 4 月と 9 月から 12 月はより風が吹く。

そこで、Absheron 半島で複数の建設候補地を検討した結果、設備利用率や発電電力を系統へ潮流する観点から、候補サイト②を中心に検討した。今後、建設地の選定を確定させていくにあたり、土地取得の可能性、地盤条件などを検討する必要がある。

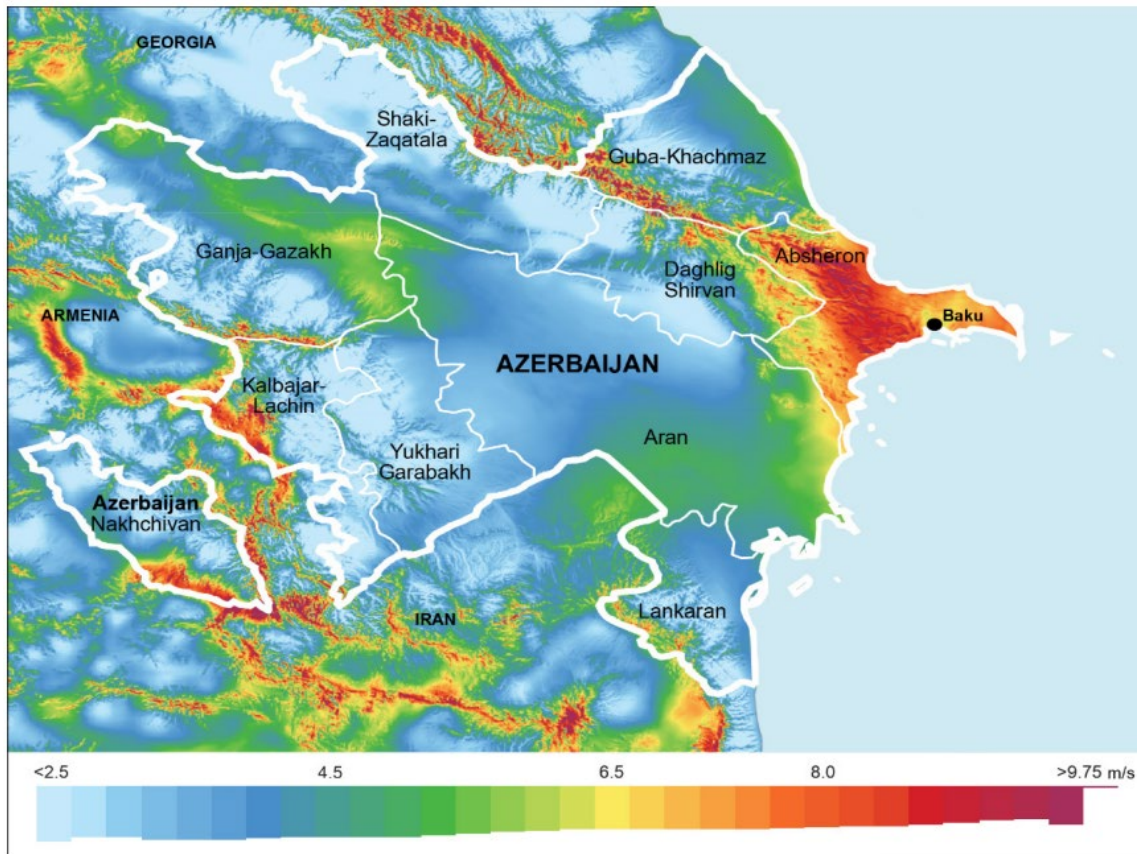


図 4.3.3 風力発電ポテンシャル（再掲）

出典: World Bank (2020a), Global Solar Atlas: Azerbaijan, <https://globalsolaratlas.info/download/azerbaijan>.



図 8.2.1 建設候補サイトのマップ



今回の設備検討ケースで挙げた各ケースで必要となる風力発電所の配置図、ならびに設備構成を図 8.2.2 と表 8.2.1 にまとめた。

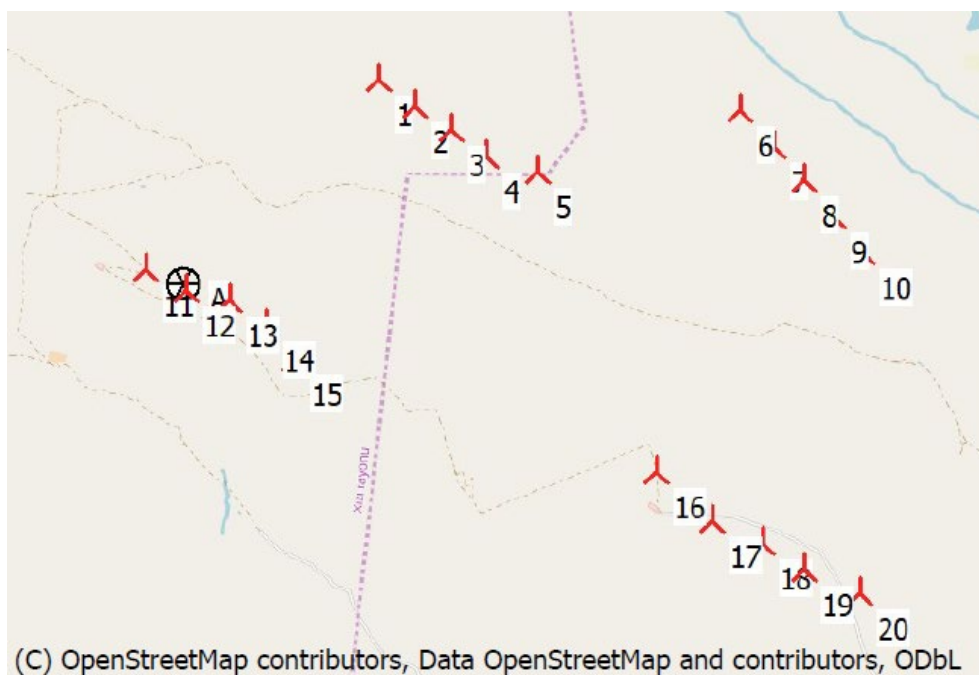


図 8.2.2 建設候補サイト②のレイアウト

表 8.2.1 風力発電設備構成

検討ケース	設備容量 (MWac)	設備構成	敷地面積(m <sup>2</sup> )
Case-A1, A10	120	6MW x 20 機	200,000
Case-A2, A20	90	6MW x 15 機	150,000
Case-B	72	6MW x 12 機	120,000
Case-C1	138	6MW x 23 機	230,000
Case-C2	108	6MW x 18 機	180,000

### 8.3 水素・アンモニア製造設備

製造したグリーンアンモニアを既存の尿素工場（カルバミド工場）に輸送することを考慮して、既存の工場近傍における建設地を検討した。7 章の配置検討から得られたプラントエリアを 4 つの候補地に投影した図を図 8.3.1（Case-B）と図 8.3.2（Case-A1）に示す。

Case-B の場合は、水素ガスタンクが不要となるため敷地面積を小さくできる利点がある。いずれの候補地も地図上では必要敷地面積を満たしているが、土地取得の可能性、地盤条件、電気や水などのユーティリティ供給ライン、グリーンアンモニア製品の既存の工場への輸送ルートなどを検討した上で、建設地の選定が必要となる。

一方、Case-A1 の場合は、地図上においては、候補地①では必要敷地面積を満たしているが、他の候補地では既存の設備と干渉してしまっており必要敷地面積を満たせていない。そのため、各候補地の敷地に合わせたさらなる配置計画の検討と最適化が必要である。

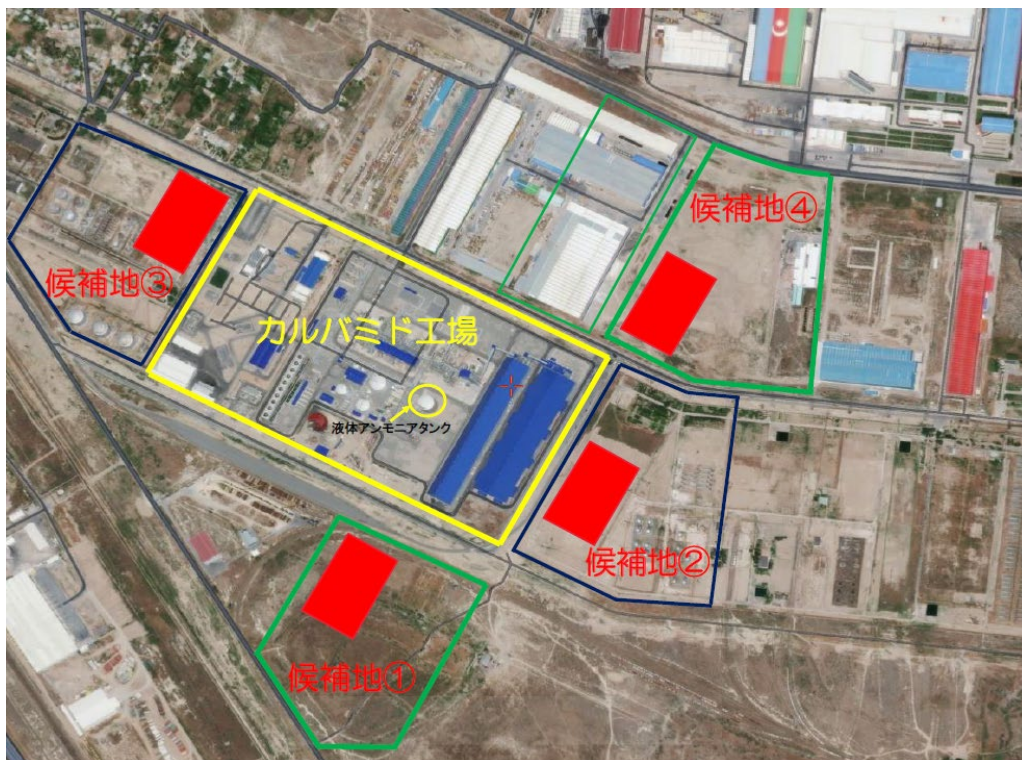


図 8.3.1 水素・アンモニア製造設備建設候補地と配置案 (Case-B)



図 8.3.2 水素・アンモニア製造設備建設候補地と配置案 (Case-A1)

## 8.4 全体計画

8.1 章から 8.4 章の検討を踏まえて、再生可能エネルギー発電設備を含めたグリーンアンモニア製造設備全体の配置計画を検討した。

6.2 章で検討ケース内容を定義したように、Case-A では再生可能エネルギー発電設備からアンモニア製造設備へ送電設備を経て直接電源供給し、Case-B では再生可能エネルギー発電設備を既設電力グリッドへ接続し、アンモニア製造設備へは既設電力グリッドへ別途接続して電源供給される。

Case-A1 の場合は、図 6.3.6(a)で示した全体電気系統図に基づき次のような条件下で送電設備を考慮して、全体配置計画を検討した。

- ・ 風力発電設備は 8.3 章で検討した候補地近傍とし、その近傍に風力発電向け変電所を設置
- ・ 太陽光発電設備は水素・アンモニア製造設備候補地近傍とし、敷地内に太陽光発電向け変電所を設置
- ・ 蓄電池設備は太陽光発電設備近傍に設置し、敷地内に蓄電池設備向け変電所を設置
- ・ アンモニア製造設備は 8.3 章で検討した候補地とし、敷地内にアンモニア製造設備向け受電変電所を設置



- 再生可能エネルギー発電設備向けの主配電変電所を太陽光発電設備近傍に設置し、上述した各設備向けの変電所間を 110 kV フィーダーで接続

Case-B の場合は、図 6.3.6(b)で示した全体電気系統図に基づき次のような条件下で送電設備を考慮して、全体配置計画を検討した。

- 風力発電設備は 8.3 章で検討した候補地近傍とし、その近傍に風力発電向け変電所を設置
- 再生可能エネルギー発電設備の既設グリッドへの接続は、スムガイトへの 110 kV 主送電線が引き出されているヤシマ (Yashma) 主変電所を想定
- アンモニア製造設備の系統接続は、再生可能エネルギー発電設備と同じ既設グリッドに既設の尿素工場が系統接続している付近を想定
- 太陽光発電設備はカスピ海沿岸に近いヤシマ近傍とし、エリア内に太陽光発電向け変電所を設置
- 蓄電池設備は太陽光発電設備近傍に設置し、敷地内に蓄電池設備向け変電所を設置
- アンモニア製造設備は 8.3 章で検討した候補地とし、敷地内にアンモニア製造設備向け受電変電所を設置
- 再生可能エネルギー発電設備向けの主配電変電所を太陽光発電設備近傍に設置し、太陽光発電設備ならびに蓄電池設備向けの変電所との間を 110 kV フィーダーで接続、また風力発電向け変電所との間は 110 kV 架空送電線で接続

上記に基づいて、それぞれの全体配置計画を Case-A1 について図 8.4.1、Case-B について図 8.4.2 に示す。

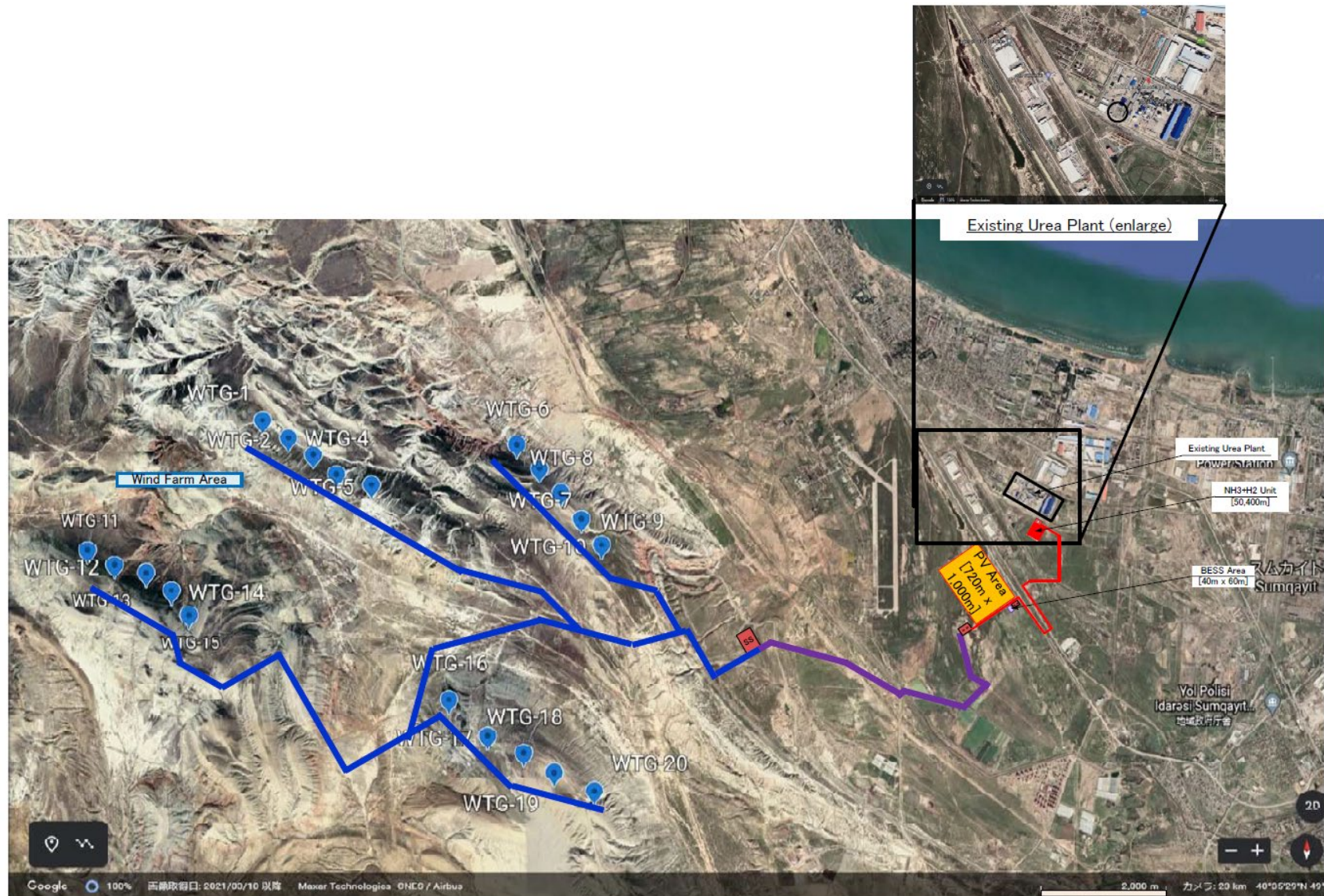


図 8.4.1 Case-A1 全体配置計画



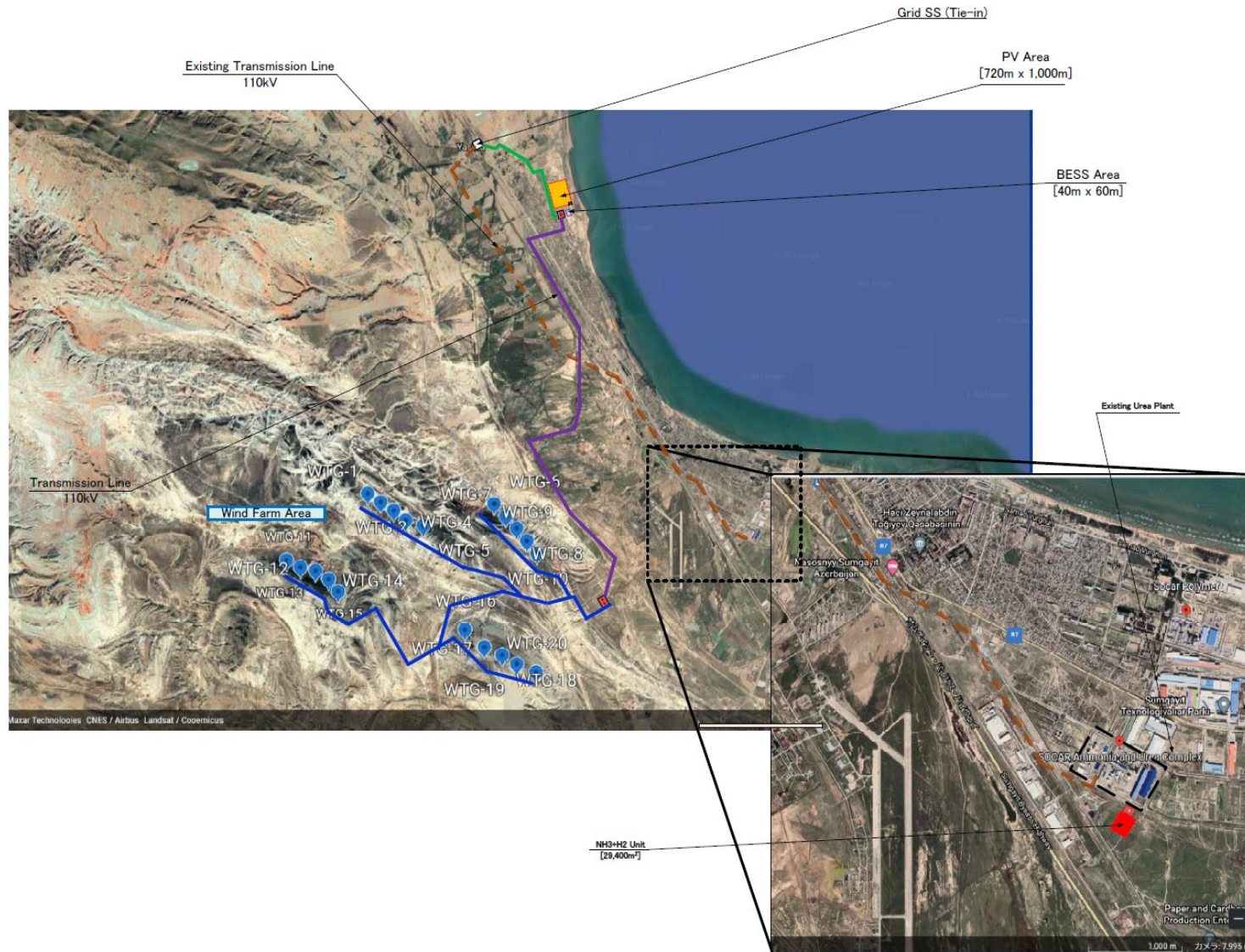


図 8.4.2 Case-B 全体配置計画



## 9.0 既設肥料工場への輸送、受入設備構成の検討

### 9.1 既設肥料工場への輸送

一般的なアンモニアの輸送手段としては、以下のように大きく3つに分類される。

#### 完全冷却品での輸送

液化設備を経て $-33^{\circ}\text{C}$ まで冷却することにより、液体アンモニアを常圧で貯蔵および輸送する事が出来る。アンモニア製造プラントに冷却液化設備が必要になり、主に大型船で輸送される際に、完全冷却品での輸送が選ばれる。近年では、アンモニアの今後の需要増を考えて、液化石油ガス（LPG）と液化アンモニアの両方を運べる兼用運搬船も開発され、川崎重工株式会社では、86,700 m<sup>3</sup>のLPG/アンモニア運搬船の建造が開始されている。



図 9.1.1 川崎重工による「86,700m<sup>3</sup>型LPG/アンモニア運搬船」の完成イメージ

出典：川崎重工株式会社ホームページ [https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20211202\\_2.html](https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20211202_2.html)

#### 低温中圧品での輸送

内航船など小型船で運ぶ際には、主に圧力は約 $3\sim 4\text{ kg/cm}^2$ 、温度が $0^{\circ}\text{C}$ の低温中圧の液体アンモニアにしての輸送が選ばれる。

#### 高圧品での輸送

ローリーでの陸上輸送や、パイプラインでのアンモニアを輸送する際には、主に常温で約 $18\text{ kg/cm}^2$ の高圧の液体アンモニアでの輸送が選ばれる。一方、出光興産株式会社では、ISOタンクコンテナによる輸送による国際輸送の実証試験も実施されている。陸上輸送やパイプラインでの輸送だけではなく、海外への輸送や内航船での活用も今後期待される。



図 9.1.2 出光の四日市製油所に搬入されたアンモニアの ISO タンクコンテナ

出典: 出光興産株式会社 HP (<https://www.idemitsu.com/jp/news/2021/211213.html>)

本事業では、前述のように、水素・アンモニア製造設備を既設肥料工場に隣接する場所に建設予定であるため、上記 3 番の高圧品の状態で、新設水素・アンモニア製造設備から既設肥料工場までパイプラインを敷設し、既設肥料工場内にあるアンモニア冷却液化設備の上流に繋ぎこむことを想定している（図 9.2.1 参照）。パイプラインの詳細ルートについては、本事業では検討していないため、次の検討段階にて、既設肥料工場との繋ぎ個所やパイプラインのルートを、現地情報を元に検討していく必要になってくる。

もし、隣接地ではなく、少し離れた個所に水素・アンモニア製造設備を建設する場合には、ローリーでアンモニアを回収し、それらを既設肥料工場に運ぶことも可能であるが、ローリーの運航費や維持費など、運転費用が生じるため、水素・アンモニア製造設備をパイプラインで繋げる個所に建設する事が望ましいと考える。

## 9.2 受入設備

既設肥料工場は、アンモニア冷却液化設備および完全冷却品のアンモニア貯蔵設備を有している。本事業では、既設肥料工場で製造されるアンモニアの約 5%をグリーンアンモニアに置き換えることを計画しており、図 9.2.1 に示しているように、既設アンモニア冷却設備の前段に、グリーンアンモニアを輸送するパイプラインを繋ぎ込み、アンモニア冷却液化設備および貯蔵設備については、既設肥料工場内にある設備を活用する事を想定している。

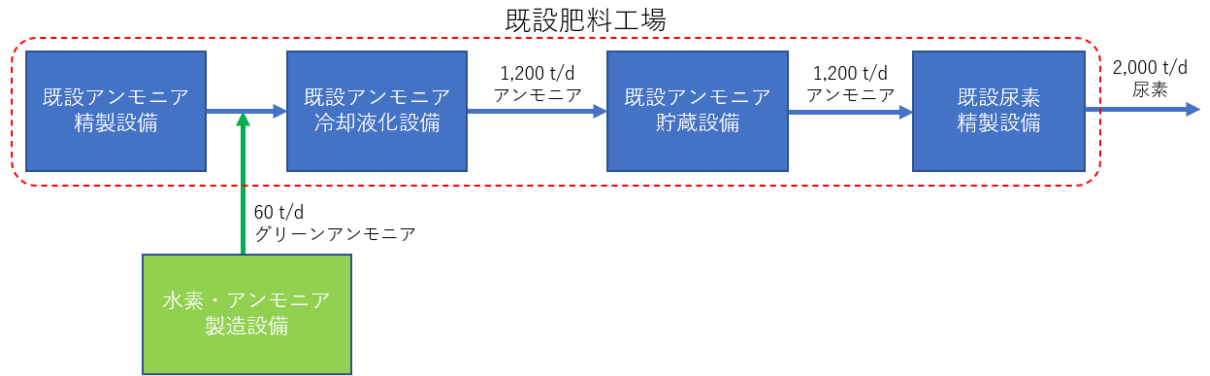


図 9.2.1 既設肥料工場への繋ぎ込み計画

## 10.0 EPC 遂行体制の検討

本事業が EPC に進んだ際の、遂行体制の計画を記載する。EPC 遂行体制の概念図は、図 10.0.1 に表している。本事業の特性も考慮に入れて、以下のような体制構築が必要と考える。

- 事業者：

3 章でも記載しているように、近年、アゼルバイジャン政府は、諸外国と同様脱炭素政策に力を入れ始めている。本事業も、その政策の一つとして、アゼルバイジャン初の、太陽光・風力発電所とグリーン水素・アンモニア製造設備を一体化した、国家プロジェクトとして進めて行くことが必要であると考え。

事業者主体は、アゼルバイジャン国営石油会社である SOCAR 社を前提（想定）としており、アゼルバイジャン政府から支援を受けて、太陽光・風力発電設備および、グリーン水素・アンモニア製造設備の EPC の発注、完成後は SOCAR 社主体で運転を行うことを前提とする。一方、本事業は、SOCAR 社の経験の少ない再生可能エネルギー発電設備も含まれた事業であり、再生可能エネルギー発電設備の運転経験のある事業者と SOCAR 社が連携して事業を計画するなどの検討も今後考えられる。また、太陽光・風力発電所で発電された電力を、自前の送電線でグリーン水素・アンモニア製造設備に直接供給するのではなく、既設の送電網を利用する際には、既設送電網を管理する事業者や発電事業者とも協力した体制が必要になる。

- コントラクター：

日産 60 トンのグリーン水素・アンモニアプラントと中規模であり、再生可能エネルギー発電プラントで製造された、再生可能エネルギー電力の変動を考慮に入れた水素・アンモニアプラント設計を効率よく進めるために、プロセスプラントと再生可能発電エネルギープラントの EPC 遂行は、一社の日系エンジニアリング会社単独で行う事を想定している。一方、再生可能エネルギー発電プラントの EPC 業務の経験が無いコントラクターであれば、経験を有すコントラクターと JV を組むなどの体制も考えられる。

- Engineering (設計)：

基本設計などのコアの個所は、日本での設計業務遂行を考えるが、図面作成や詳細設計については、安価な海外エンジニアリンググループ会社を活用し、設計品質を確保しながらも、設計にかかる費用の低減を図り、経済性も考慮に入れた EPC 遂行を行う。アンモニア合成のプロセスについては、アンモニアプロセスライセンサーとの協業が必要となる。主要なアンモニアプラントのプロセスライセンサーとしては、Casale や KBR、Haldor Topsoe、ThyssenKrupp などが挙げられ、Pre-FEED 時もしくは FEED 時にライセンサー選定を行う必要がある。EPC 時には選定されたライセンサーと密なコミュニケーションを取り、プロセス情報やライセンサーの Proprietary 機器の手配などを行い、設計及び調達を進めて行く。

- Procurement (調達)：

主要機器は日系メーカーも含めた世界各地の有力ベンダーに引き合いをかけ、技術力およびコスト面からも最適なベンダーを選定して進めて行く。特に、水電解装置は今後世界的なブーミングが来ることが予想されるため、技術力とコスト面からだけではなく、ベンダーの工場の生産能力や納期も考慮に入れた選定が必



須になると予想される。

- **Construction (建設) :**

現地の建設許可申請、現地規制や法規情報の収集、現地作業員の確保などは、日系エンジニアリング会社だけでは難しいため、現地に精通した建設会社の起用が必要となる。アゼルバイジャン国の隣国であるトルコには、比較的規模が大きく、プラント建設の経験が多い建設会社があるため、本事業では、アゼルバイジャン国の建設会社だけではなく、アゼルバイジャン国におけるプラント建設の経験があるトルコの建設会社も、建設サブコントラクターとして起用し、ローカルコンテンツへの柔軟な対応、現地情報や現地での建設経験の少なさを補完する。本事業が EPC まで進んだ際に、候補となりうるアゼルバイジャンとトルコの建設会社についての情報は後述する。

太陽光発電所および風力発電所の EPC 遂行も、基本はグリーン水素・アンモニア製造設備の EPC 遂行と同様だが、太陽光発電所の建設は特段難しくないため、建設にはトルコの建設会社ではなく、現地の建設会社を起用して進める事も可能だと考えている。太陽光発電所および風力発電所においては、建設に必要なエリアがグリーン水素・アンモニア製造設備と比較して広大であるため、現地の建設会社を起用するメリットは大きいと考える。

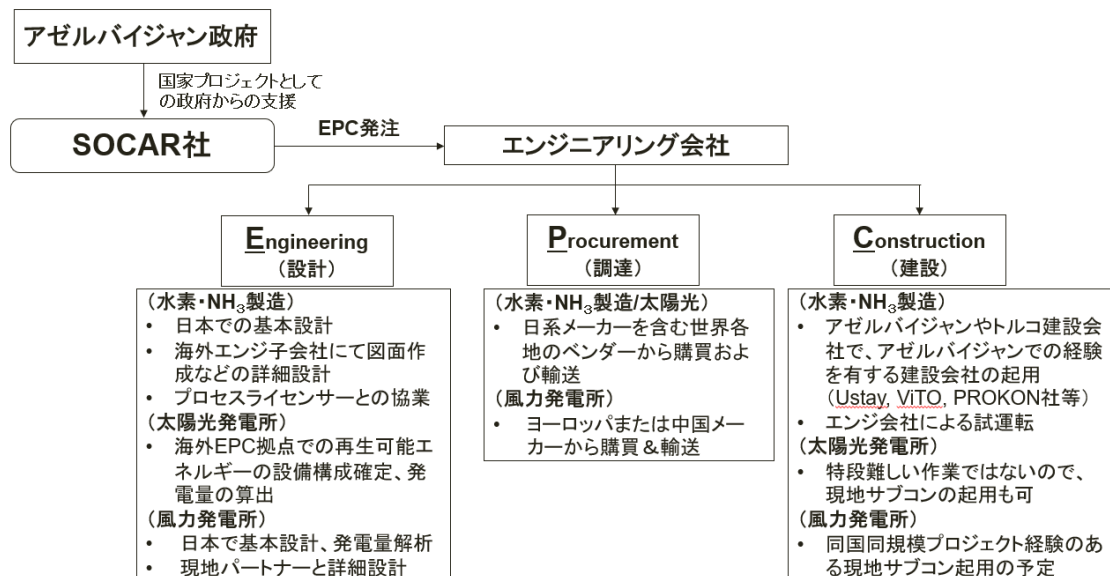


図 10.0.1 EPC 遂行体制の概念図

## 建設サブコントラクターの候補

### Ustay 社

Ustay 社は 1971 年に設立され、トルコのイスタンブールに本社を構える建設会社であり、産業プラントやインフラ分野に強みを持っている。アゼルバイジャンでの実績として、バクーにおける廃棄物処理プラントやスムガイトにおけるポリプロピレン(PP)製造プラントを建設した実績がある。また、SOCAR 社が顧客である Heydar

Aliyev Oil Refinery (HAOR) プロジェクトにおいて、石油精製プラントの近代化・再建工事を遂行中である。



図 10.0.2 Ustay 社が建設したポリプロピレン(PP)プラント

出典: Ustay 社ホームページ (<http://www.ustay.com/Default.aspx>)

## ViTO 社

ViTO 社は 2000 年に設立され、同じくトルコのイスタンブールに本社を構える建設会社であり、アゼルバイジャンのバクーやインドにも拠点を構える。オイル&ガス分野や発電分野に強みを持っており、トルコでの実績が豊富である。2018 年には中東やアゼルバイジャンにおいて EPC を遂行するため、Technicon FZCO 社を設立し、現在 Heydar Aliyev Oil Refinery (HAOR) プロジェクトを遂行している。



図 10.0.3 ViTO 社が増設工事を行った石油貯蔵ターミナル

出典: ViTO 社ホームページ (<https://www.vito.com.tr/>)



## PROKON 社

PROKON 社は 2012 年に設立され、アゼルバイジャンのバクーに本社を構える建設会社であり、トルコやロシアにも拠点を構えている。総合インフラや産業プラントに強みを持っており、アゼルバイジャンでの実績が豊富である。SOCAR 社が所有するアンモニア-尿素製造プラントを始め、コットンオイル製造プラントやポリプロピレン製造プラントを建設した実績がある。



図 10.0.4 PROKON 社が建設した SOCAR 社のアンモニア-尿素プラント

出典: PROKON 社ホームページ (<https://prokon.az/en/home>)

## 11.0 概算コスト試算

### 11.1 太陽光発電・蓄電池

#### 11.1.1 概算範囲・検討ケース

6.3 章で記述した再生可能エネルギー検討結果より、以下仕様の設備概算設備コストをそれぞれのケースで行った。

表 11.1.1 CAPEX 試算対象 再生可能エネルギー設備構成

Case	太陽光発電	風力発電設備	蓄電池	変電所	送電線
Case-A1	72MWdc/60MWac	120MW	50MW/110MWh	3,000m <sup>2</sup>	地下ケーブル
Case-B	29MWdc/24MWac	72MW	N/A	1,500m <sup>2</sup>	地下ケーブル + 架空線 (15km)
Case-C1	80MWdc/66MWac	138MW	50MW/245MWh	3,000m <sup>2</sup>	地下ケーブル
Case-A2	108MWdc/90MWac	90MW	50MW/240MWh	3,000m <sup>2</sup>	地下ケーブル
Case-C2	122MWdc/101MWac	108MW	50MW/385MWh	3,000m <sup>2</sup>	地下ケーブル
Case-A10	72MWdc/60MWac	120MW	50MW/110MWh	3,000m <sup>2</sup>	地下ケーブル
Case-A20	108MWdc/90MWac	90MW	50MW/240MWh	3,000m <sup>2</sup>	地下ケーブル

なお、世界的なコンテナ不足による輸送費高騰ならびに、ハイパーインフレ/市況変化、土地収用コスト、造成コストは含めていない。また、3.2 章に記載されている投資促進のための措置が受けられるため、輸入関税等は考慮していない。

#### 11.1.2 概算条件（EPC コスト）

##### 太陽光発電設備

概算精度 AACE Class 4 (-30% ~ +50%) [14]にて、EPC コストを試算した。太陽光パネルの機器調達費については、図 11.1.1 のように中国国内政策の影響で、価格の変動が激しい。そのため、直近で最安値であった 2020 年 7 月の価格(17 cent/W)をもとに、コストを算出した。建設費については、10 章で示したアゼルバイジャンでの建設実績のあるサブコントラクターへのヒアリング調査結果ならびに近隣諸国での建設実績単価をもとに算出した。

なお、世界的なコンテナ不足による輸送費高騰ならびに、ハイパーインフレ/市況変化、土地収用コスト、造成コストは含めていない。

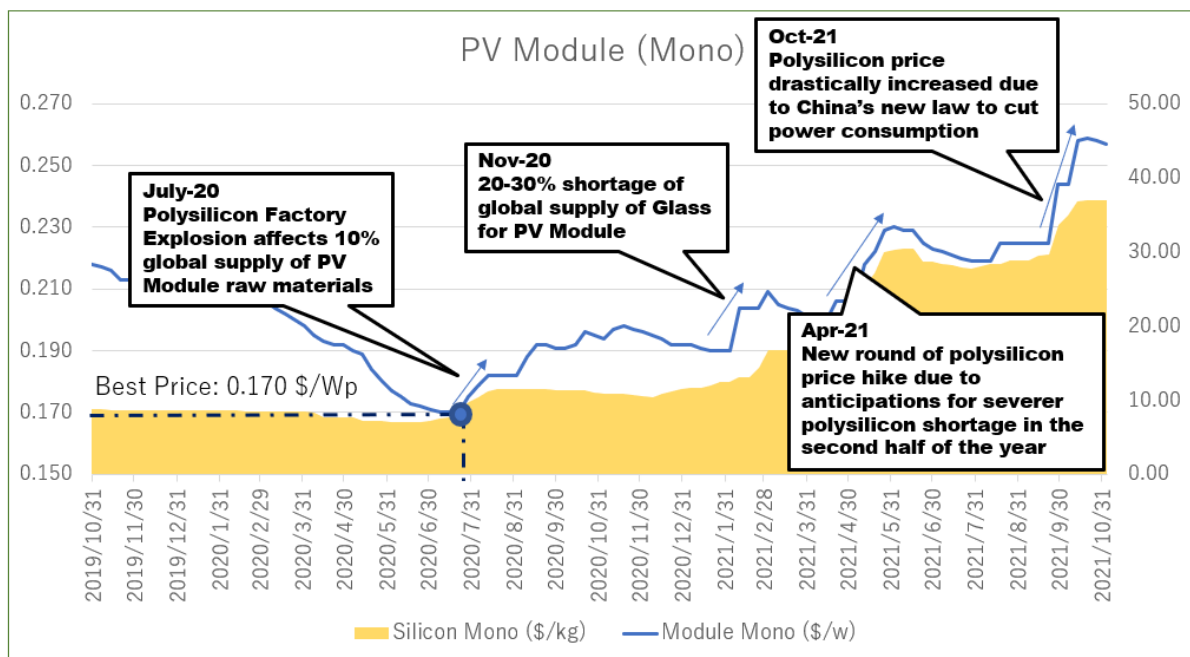


図 11.1.1 太陽光パネル価格トレンド (2019 年～2021 年)

出典：PVinsights の情報を基に作成

## 蓄電池設備

蓄電池の性能が年々向上するとともに、EPC コストも低減している。

本プロジェクトは大規模蓄電池が必要であり、精度よく経済性検討を実施するためには、プロジェクト実施時期である 2025 年ごろの価格にて算出する必要がある。

そのため、アメリカ合衆国エネルギー省が発行している “Energy Storage Cost and Performance Database” (図 11.1.2 参照) や主要蓄電池メーカーへヒアリングをもとに、算出した。

### Percent of Total Installed ESS Cost by Component - 10 MW, 2 hr

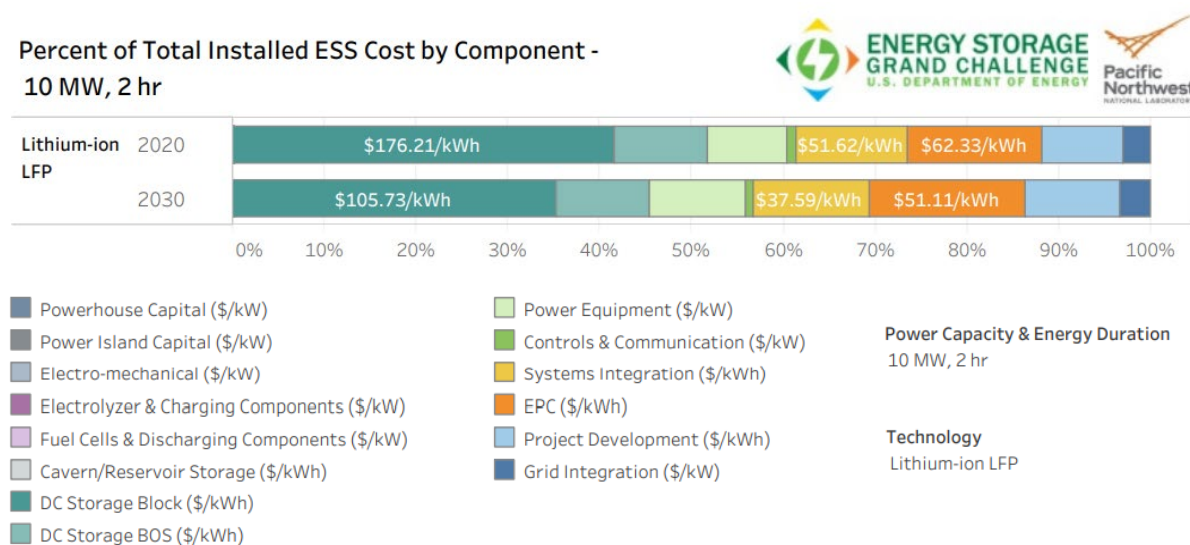


図 11.1.2 10MW, 2hr 蓄電池据付けコスト (2020 年&2030 年)

出典：Pacific Northwest <https://www.pnnl.gov/ESGC-cost-performance>


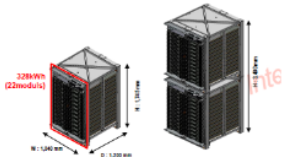
Section	Category	JH4 3P R1000	JH4 4P TR1300
General Info	Cell Type	JH4	JH4
	Pack Configuration	14S3P	14S4P
	Water Injection	Y	Y
	Cooling	Pack Level Air cooling	Pack Level Air cooling
	Pack series in Rack [EA]	17	22
	Energy (Nominal) [kWh]	190	328
	Operating Voltage Range [V]	714 ~ 1000	924 ~ 1293.6
	Standard Charge Condition	Constant Current - Constant Voltage (CC-CV) End of charge voltage: 1000V	Constant Current - Constant Voltage (CC-CV) End of charge voltage: 1293.6 V
	Standard Discharge Condition	Constant Current (CC)	Constant Current (CC)
		End of discharge voltage: 714V	End of discharge voltage: 924 V
Mechanical Specification	Dimension (Depth) [mm]	950 (+45 w/ pipe)	1200 (+45 w/ pipe)
	Dimension (Width) [mm]	520	1040
	Dimension (Height) [mm]	2267	1745 / 3490
	Weight [kg]	TBD	TBD
Environmental Specification	Operating Temperature [°C] (Charge)	5 ~ 40 (Ambient Temperature)	5 ~ 40 (Ambient Temperature)
	Operating Temperature [°C] (Discharge)	0 ~ 50 (Ambient Temperature)	0 ~ 50 (Ambient Temperature)
	Storage Temperature [°C]	-20 ~ 45	-20 ~ 45
	Recommended Operating Temperature [°C]	Ordinary Temperature 23 ± 4 (with Uniformity 4°C)	Ordinary Temperature 23 ± 4 (with Uniformity 4°C)
	Humidity [RH%]	5 ~ 85 (Non-Condensing)	5 ~ 85 (Non-Condensing)
	Altitude[m]	≤ 2,000	≤ 2,000
	Figure		
	Remark		

図 11.1.3 蓄電池の代表的な仕様

出典：LG Energy Solution

## 11.2 陸上風力発電設備

現地調査及び風力発電機メーカーと連携し、各建設候補サイトの費用概算を行った。風力発電機及び付帯設備に掛かる費用は、機器本体、調達輸送、施工を含め、中国系メーカー2社にヒアリングのうえ風力発電機一式の費用として算出した。基礎工事費には、風車基礎工事費、クレーン基礎工事費を含めている。土木工事費には、表土除去及び基層整備、路盤層造成、作業用路の造成を含む。電力設備工事費には、設計及び管理費、調達費、工事労務費を含めている。

なお、太陽光発電設備と同様、世界的な大型輸送船不足による輸送費高騰ならびに、ハイパーインフレ/市況変化、土地収用コスト、造成コストは含めていない。また、3.2 章に記載されている投資促進のための措置が受けられるため、輸入関税等は考慮していない。

建設候補サイト②の風力発電設備 EPC コスト構成割合例を以下に示す。

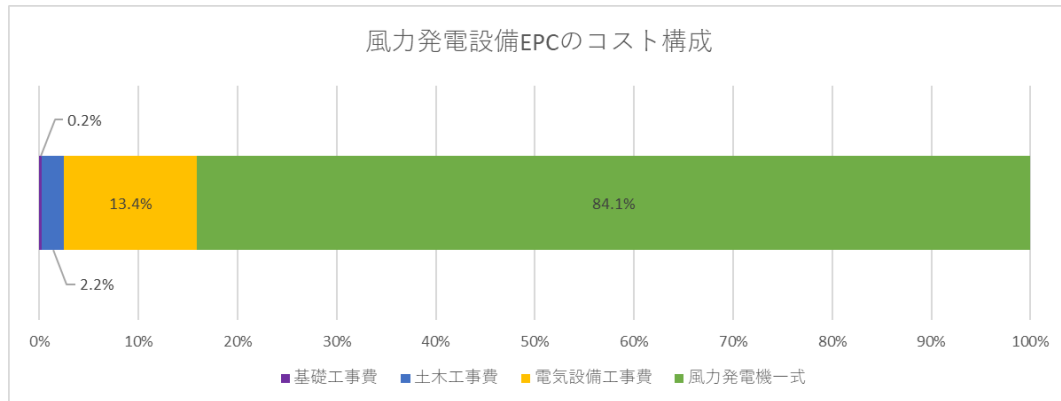


図 11.2.1 風力発電設備のコスト構成

## 11.3 水素・アンモニア製造設備

### 11.3.1 概算範囲・検討ケース

6.1 章で記述した検討範囲、及び 6.4 章で記述した 7 ケースを対象とした。

### 11.3.2 概算条件（EPC コスト）

概算精度 AACE Class 4 (-30% ~ +50%) [14]にて、EPC コストを試算した。水電解装置の機器調達費については、図 5.2.6 を参照して、現時点でコストメリットのあるアルカリ型を概算のベースとし、6.6 章で得られた各検討ケースの必要容量（Module size）における機器単価を適用した。建設費については、10 章で示したアゼルバイジャンでの建設実績のあるサブコントラクターへのヒアリング調査結果を考慮した。

### 11.3.3 概算条件（OPEX）

以下の条件に基づき概算した。

- ・ 電力（Case-A・B でのグリッドからの買電分）：7.7cent/kWh
- ・ 工業用水：取水設備・脱塩・純水装置を設けるため、OPEX には見込まない。
- ・ 触媒・ケミカル費：過去の実績に基づき算出
- ・ 人件費：現地の既存設備のオペレーター単価情報に基づき算出
- ・ 水電解装置メンテナンス費：10 年毎に水電解装置機器費の 40%
- ・ メンテナンス費：EPC コストの 2.4%
- ・ 一般管理費・諸費：EPC コストの 1.6%
- ・ 保険費：EPC コストの 0.5%



## 11.4 全体コスト試算結果（EPC コスト）

### 11.4.1 概算結果（EPC コスト）

図 11.4.1 に、再生可能エネルギー発電設備を含むグリーンアンモニア製造設備の EPC コストの概算結果を示す。

Case-B は、稼働率 100% 運転での水素・アンモニア製造に必要なとされる需要総電力量を年間で発電できる再生可能エネルギー設備のみ設定しており、変動により電力が不足した場合は、グリッド電源を用いることで、水素・アンモニア製造設備を安定的に稼働できる。そのため、バッファのための水素ガスタンクが不要となり、水電解装置も余剰分の容量は不要となる。また、発電設備においても、水素・アンモニア製造に必要な電力量を賄う容量の設備を導入し、発電した電力は全量グリッドに送電してグリッドにおいて変動が平準化されるため、バッファのための蓄電設備が不要となる。したがって、EPC コストが最も低い結果となった。

設備構成最適化検討の結果、Case-A10 と Case-A20 は、それぞれ Case-A1 と Case-A2 に対して EPC コストが低減された。電力プロファイルの情報に基づいて、最適点まで水電解装置と水素コンプレッサの容量を下げて、その分水素タンクの容量を上げたことにより全体の EPC コストが低減されたことになる。

Case-C1, C2 の場合、再生可能エネルギー電力変動に対応できる水電解装置以外の設備には、安定的に再生可能エネルギー電力を供給する必要があるため、大容量の蓄電池を設け、また、発電設備の容量も大きくする必要がある。そのため、Case-A1, A2 と比較して、発電設備の差の分 EPC コストが高い結果となった。

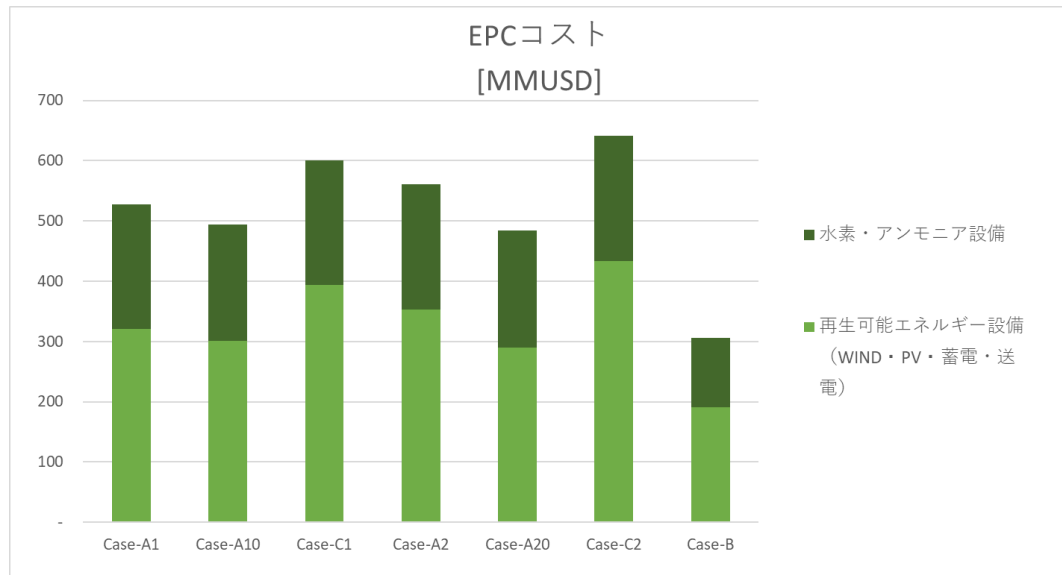


図 11.4.1 グリーンアンモニア製造設備 EPC コスト概算結果



## 11.5 全体コスト試算結果（グリーンアンモニア製造コスト）

簡易的に事業性を評価するための指標として、概算のグリーンアンモニア製造コストを求めた。ここでは、減価償却年数を、20 年と設定した。

### 11.5.1 ケース検討結果

図 11.5.1 に、式(A)から導いたグリーンアンモニア製造コストの算出結果を示した。また、図 11.5.2 に、製造コスト内訳の比率を示す。

同量のグリーンアンモニアを製造する場合においても、再生可能エネルギー発電設備や水素・アンモニアプロセスプラントの設備構成によって、製造コストの内訳が大きく異なることがわかった。そのため、製造コストを低減して、事業性を高めるためには、該当地域における日照条件や風況条件、設備配置計画、既存グリッドの整備状況、電力売電・買電価格などの条件を鑑みて最適なケースを選定することが肝要である。以下では、今回の検討結果から、アゼルバイジャンにおけるケース選定について考察する。

図 11.5.1 において、Case-1(A1, C1, A10)と Case-2(A2, C2, A20)を比較すると、Case-1 の風力発電の比率を高くした場合の方が、製造コストが低いことがわかる。8.3 章で述べた通り、アゼルバイジャンの風況が非常によく設備稼働率が高いためであり、グリーンアンモニアを経済的に製造することに大きく寄与している。

また、EPC コストが最も低い Case-B が、他のケースよりもグリーンアンモニア製造コストが高く、逆転する結果となった。理由としては、アゼルバイジャンの電力価格 7.7cent/kWh が、中東など電力価格が安価な地域と比較して高いことが挙げられる。一般に、グリーン水素・アンモニアの製造コストに占める電力コストの比率が高いことが言われているが、図 11.5.2 の通り、アゼルバイジャンにおいては、電力買電料金の製造コストへの影響(約 50%)の傾向がより強いことがわかる。

図 11.5.2 において、Case-A10 と Case-C1 を比較すると、その内訳は大きく異なる。Case-A10 では、水電解装置以外の設備の電力をグリッドの買電で賄うため、プラントの安定運転の面で優位性がある。今回想定した建設地は、既存のグリッドが整地されている地域のため、現実的なケースと想定される。しかし、買電分の間接的な二酸化炭素排出量を計上する必要があるため、グリーンアンモニア認証方法には注意が必要である。（二酸化炭素排出量については、14 章参照）。一方、Case-C1 では、アンモニアプラントの電力をすべて再生可能エネルギーと蓄電池で賄うため、グリーンアンモニア認証方法に懸念がない一方、不安定電源である再生可能エネルギーを使用して、プラントをどのように安定運転させるかが一番の課題である。気象条件によっては、シミュレーションの電力プロファイルとは異なる想定外の状況が生じるため、バックアップ電源としてグリッドと接続することが現実的である。その場合、Case-C1 においてバックアップ電源から買電する分、製造コストが上がる傾向にある。

$$\text{グリーンアンモニア製造コスト(A)}[\text{USD/ton} - \text{NH}_3] = \frac{\left( \frac{\text{EPC コスト}}{\text{減価償却年数}} + \text{年間OPEX} \right)}{\text{アンモニア年間生産量}} \cdots (\text{A})$$

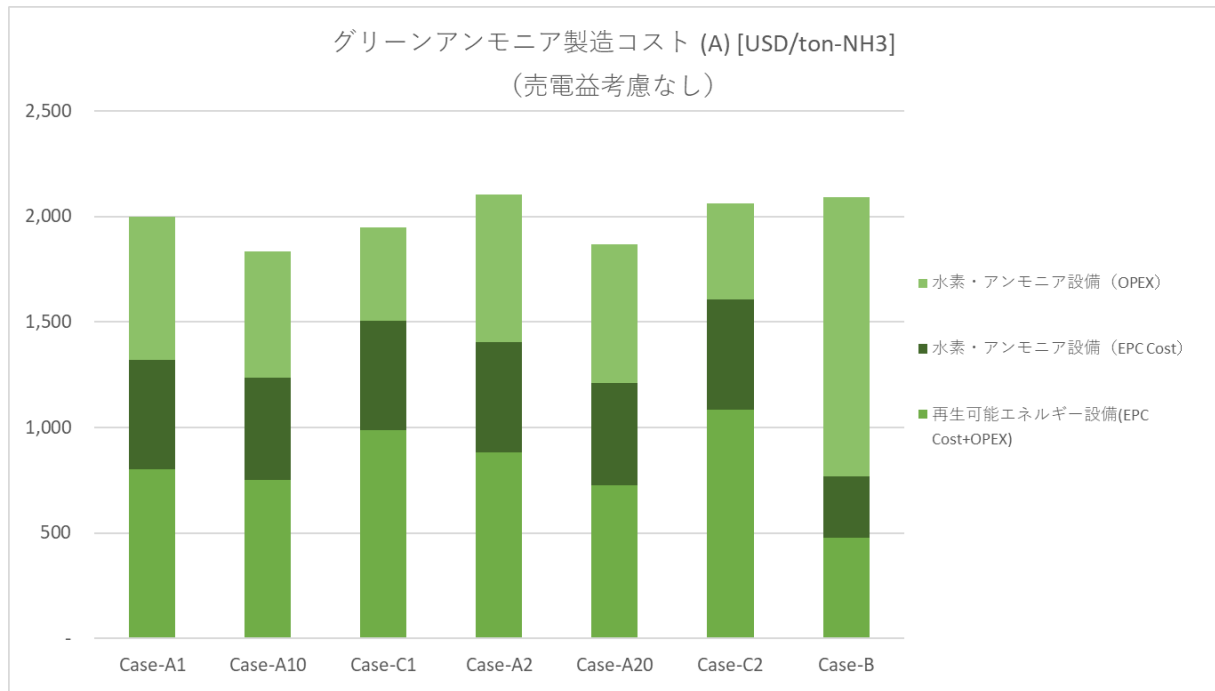


図 11.5.1 グリーンアンモニア製造コスト(A) (売電益を考慮しない場合)

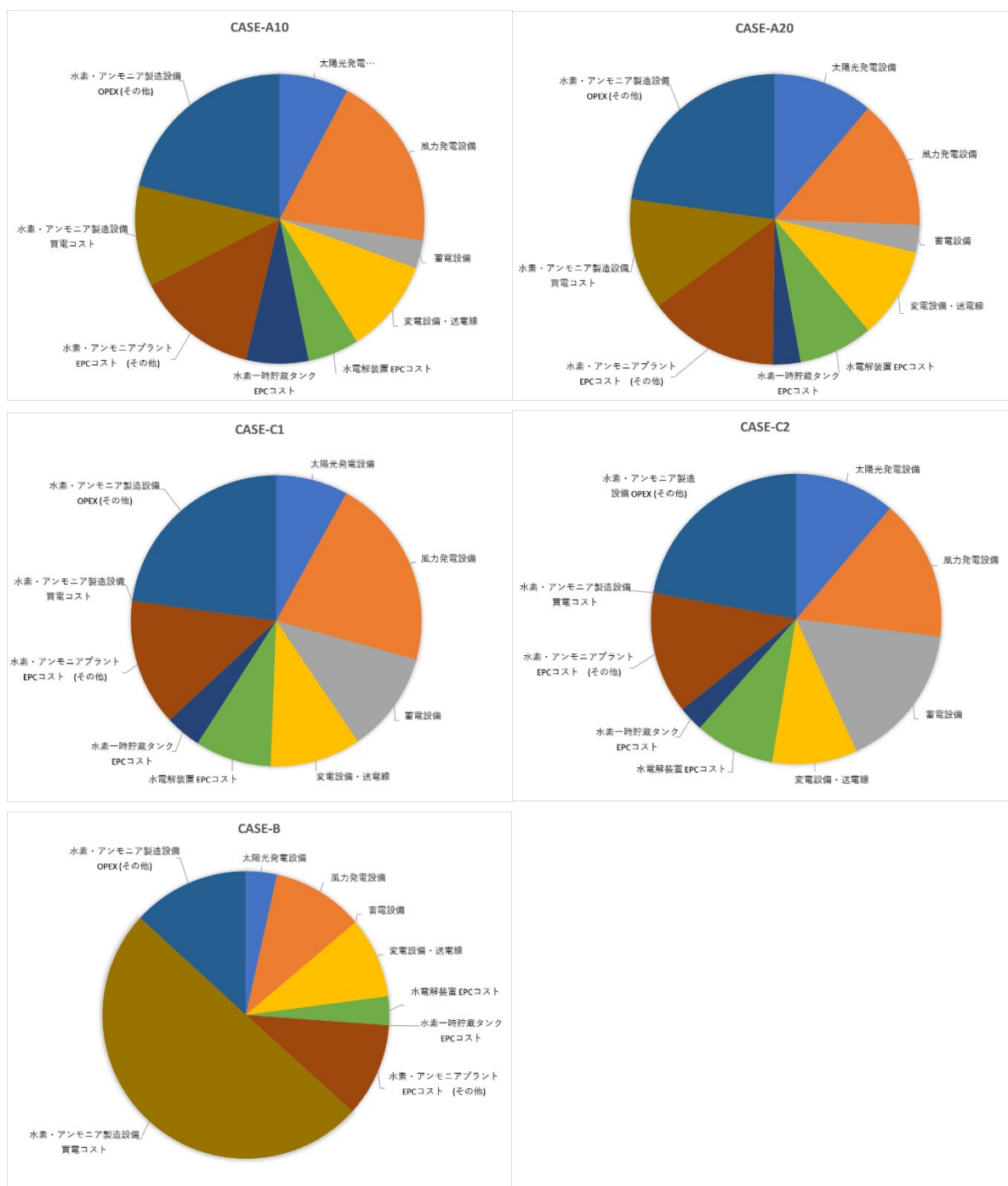


図 11.5.2 グリーンアンモニア製造コスト(A)の内訳

Case-B は、発電した電力を全量グリッドに売電することを想定したため、式(A)から売電による利益分を削減した式(B)をグリーンアンモニア製造コストとして評価すべきである。また、Case-A と Case-C において、日中の発電量ピーク時に、水電解装置に必要な電力容量を上回る発電をし、余剰電力が生じている。そのため、この水素・アンモニア製造に使い切れない余剰電力をグリッドに売電して収益を上げることを想定する必要がある。Case-B 以外においても式(B)を適用して、見かけ上のグリ

アンモニア製造コストを算出した。式(B)を適用した場合の算出結果を、図11.5.3に示す。

グリーンアンモニア製造コスト(B)[USD/ton – NH<sub>3</sub>]

$$= \frac{\left( \frac{\text{EPCコスト}}{\text{減価償却年数}} + \text{年間OPEX} \right)}{\text{アンモニア年間生産量}} - \frac{\text{グリッドへの売電による利益}}{\text{アンモニア年間生産量}} \dots (B)$$

図11.5.3から、売電による利益を考慮した場合、大幅にグリーンアンモニア製造コストが低減されることがわかる。現状アゼルバイジャンでは、グリッドの電力価格(7.7cent/kWh)に対して、再生可能エネルギーの電力買取価格(3.4cent/kWh)の差が大きい。そのため、Case-Bにおいては、電力をグリッドと売買することによる損失が生じてしまい、Case-AやCase-Cよりも製造コストが高い結果となった。

最後に、EPCコストが最も低いという優位性があるCase-Bにおいて、グリーンアンモニア製造コストを低減する方法を検討した。電力の売買による損失を減らすためには、電力買取価格を上げる、もしくは、設備使用料を支払うことで電力の売買なく既存送電設備を利用することができるようにするなどの制度設計による解決策が考えられる。現制度では設備使用料の指標がないため、ここでは、電力の売買なく無償で既存送電設備を利用できると想定した場合の製造コストを、式(C)を用いて算出した。図11.5.4に示す通り、上記の想定のもとでCase-Bにおいて電力売買による損失をなくした場合、最もグリーンアンモニア製造コストを低減できる結果となった。

グリーンアンモニア製造コスト(C)[USD/ton – NH<sub>3</sub>]

$$= \frac{\left( \frac{\text{EPCコスト}}{\text{減価償却年数}} + \text{年間OPEX} - \text{グリッドからの買電コスト} \right)}{\text{アンモニア年間生産量}} \dots (C)$$

以上のことから、アゼルバイジャンでのグリーンアンモニア製造事業においては、以下を考慮すべきである。

- ・ 風況の好条件を活かして、風力発電の比率を高めた電源構成で設備稼働率を上げること(Case-A1, C1)が、製造コストの低減に寄与する。
- ・ 現在の電力価格においては、既存グリッドとの電力売買による製造(Case-B)よりも、自家発電設備から自営線での電力供給による製造(Case-A, C)に優位性がある。
- ・ 自営線で直接電力供給する場合、水素・アンモニア製造に使い切れない余剰電力分を、グリッドに売電もしくは自社内で利用することで事業性を向上させることが出来る。
- ・ 再生可能エネルギーの買取価格を上げることや、グリーン水素・アンモニア製造事業者が安価に既存の送電設備を使用するための制度を導入することによって、大幅に事業性を改善することが出来る。

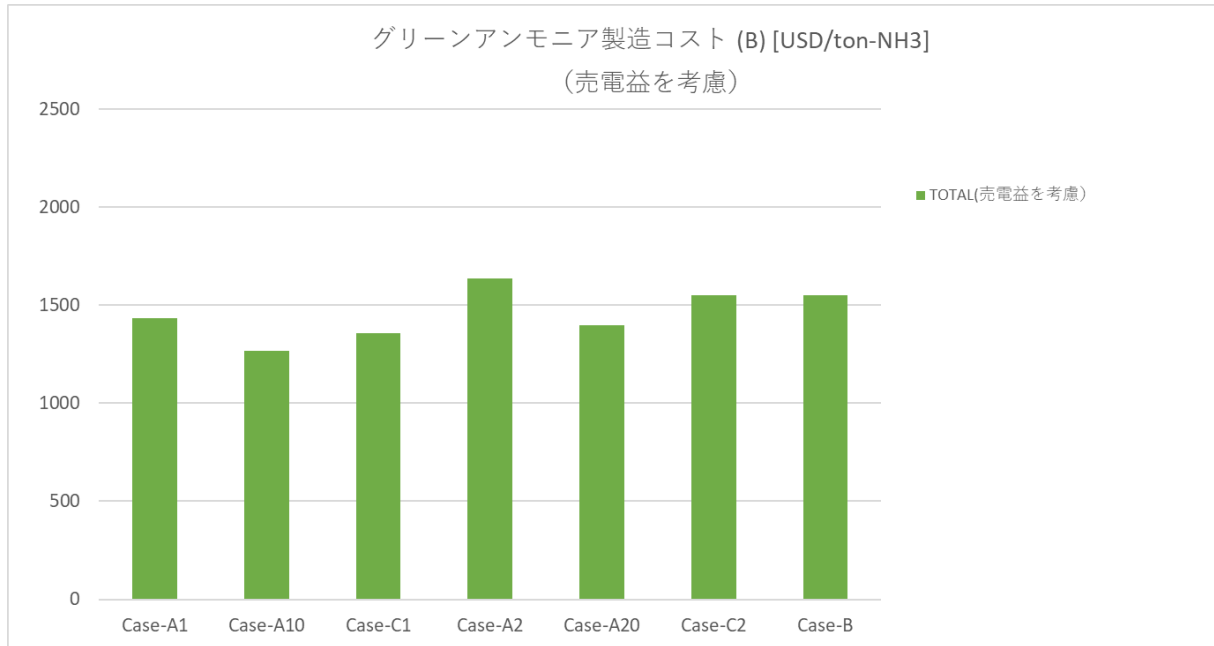


図 11.5.3 グリーンアンモニア製造コスト(B) (売電益を考慮した場合)

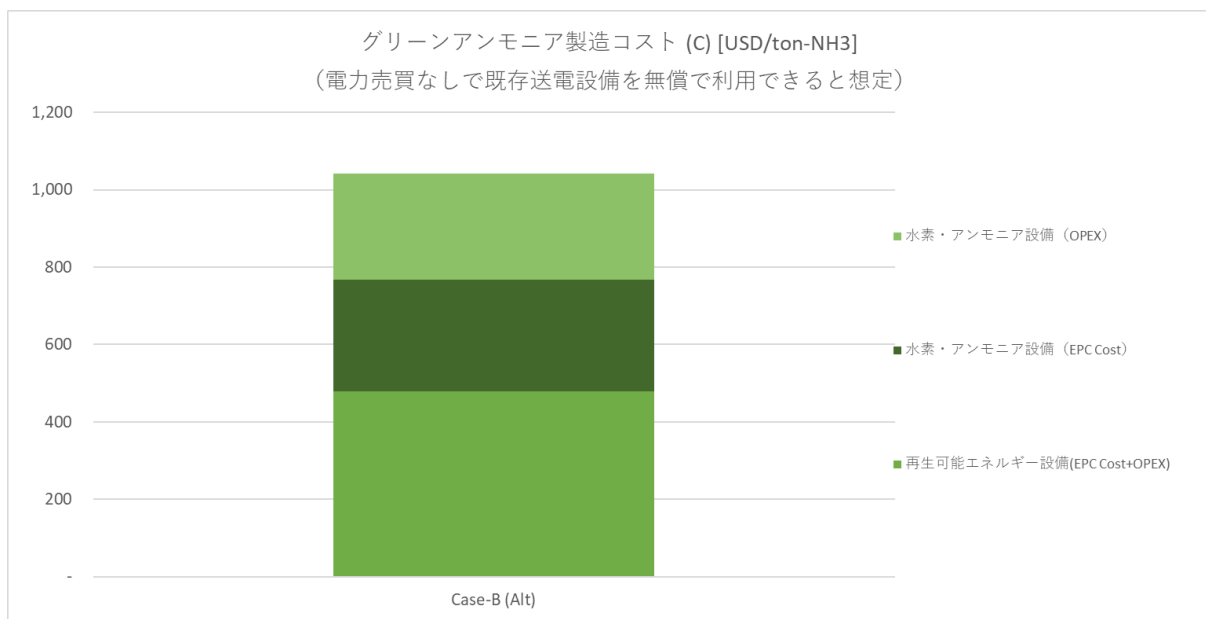


図 11.5.4 グリーンアンモニア製造コスト(C)

(Case-B において、電力売買なしで既存送電設備を無償で利用できると想定した場合)

## 11.5.2 水素・アンモニア製造設備単独での試算結果

ここまで、再生可能エネルギー設備・水素アンモニア製造設備全体をひとつの事業として7つのケースに分けて検討を行ってきた。一方、4.3章で示した通り、アゼルバイジャンは再生可能エネルギー導入の大きなポテンシャルを有しており、すでに複数の外国企業が再生可能エネルギープロジェクトの計画を進めている。このような状況から、今後、発電事業と水素・アンモニア製造事業がそれぞれ独立して進

められることも大いに想定される。そこで、本章では、水素・アンモニア製造事業が単独で進められ、グリッドからグリーン電力を全量調達するケースについて、グリーンアンモニア製造コストを算出した。前章の試算結果から製造コストに占める電力価格の割合が特に大きいことが判ったため、ここでは、電力価格による感度分析を行った。電力価格は、現在の価格の 7.7cent/kWh の他に、5 cent/kWh、3cent/kWh、1cent/kWh を設定した。グリッドからの安定的な電力供給により設備を年間 8,000 時間稼働できることを前提として、EPC コストは 11.4 章の Case-B で求めた結果を適用、試算結果を図 11.5.5 に示す。

図 11.5.5 より、グリーンアンモニア製造コストの大半を占める電力コストによって、製造コスト及び事業性が大きく左右されることが分かる。安定的に設備を稼働できる分製造コストが下がるが、現在のグリッドの電力価格は再生可能エネルギーの発電コストを大きく上回るため、図 11.5.3 で示した再生可能エネルギーを含めた事業形態の場合と比較して製造コストが高い結果となった。

グリーン水素・アンモニア製造事業を独立して実現させるためには、アゼルバイジャンにおいて、グリーンアンモニアの認証制度に適合したグリーン認証電源の制度の整備も不可欠である。また、コーポレート PPA によって、再生可能エネルギー発電事業者との直接契約によって電力購入する制度や、グリーン水素・アンモニア生産の電力供給における送電コストの無償化などの導入も、グリーン水素・アンモニア事業を促進するために有効である。

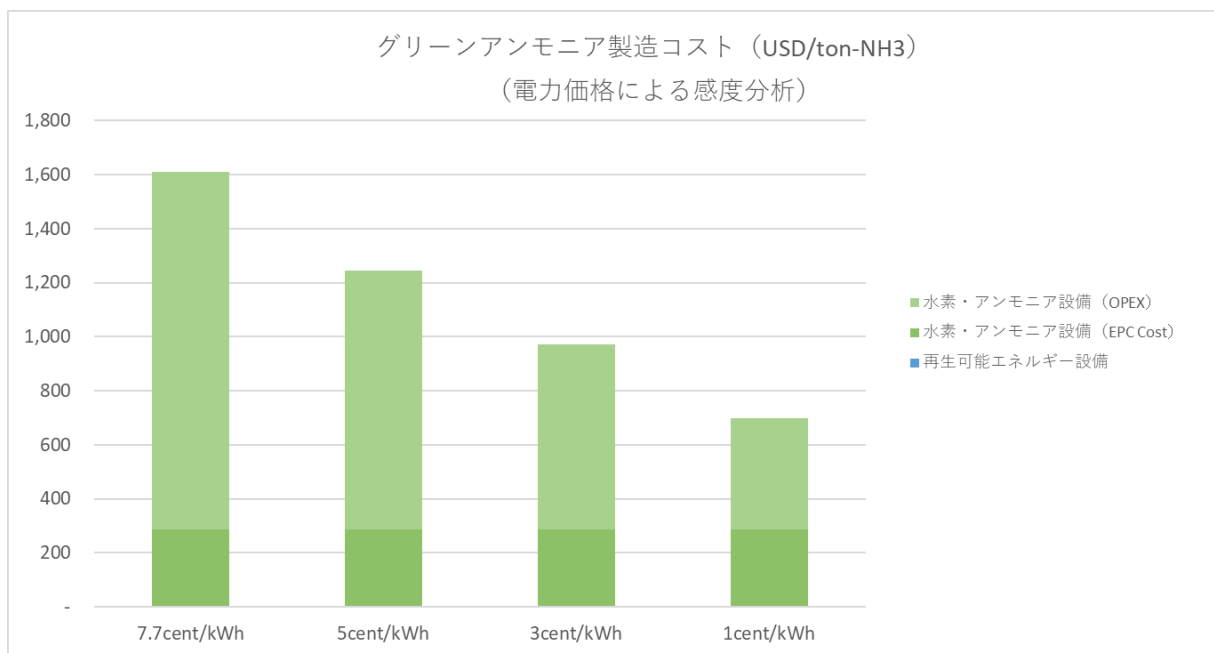


図 11.5.5 グリーンアンモニア製造コスト

(電力価格による感度分析：再生可能エネルギー設備は含めず、全量グリッドから買電すると想定)



## 12.0 事業性・リスク検討

### 12.1 基本概念

本プロジェクトでは、再生可能エネルギー由来の水素・アンモニア製造を行い、製造されるアンモニアは既設アンモニアプラントに供給される。

一般に、環境改善プロジェクトは、環境対策を主目的とするため、投資コストを適切に製品へ価格転嫁しない場合などには、収益を生まないことが多い。アゼルバイジャン国における CO2 排出量の削減に寄与する本プロジェクトにおいても同様の現象が考えられる。

この事業性評価では、製品アンモニアに対してどの程度の価格転嫁が必要となるか試算する。

### 12.2 事業性分析の基本条件

#### 12.2.1 検討期間

プロジェクトの検討期間は、次のように設定した。

建設期間： 3 年間

操業期間： 20 年間

#### 12.2.2 資金源

プロジェクトに必要とされる資金は以下の通り。

##### (1) 他人資本借入

金融 A：年間金利 5%、商業運転後 10 年間で償還されるものとする。

##### (2) 自己資本および建設期間中金利

建設期間中金利（以下、建中金利）は、金融機関 A から借入れを行い、元本化されるものとする。

表 12.2.1 金融条件

金融機関	金融 A
自己資本/借入金 比率	50%/50%
借入金 金利	5%
返済期間	運転開始後 10 年

##### (3) 短期資金

操業開始後、資金不足が生じた場合は、国費または事業者の費用負担にて充当されるものとする。よって、金利はなしと仮定する。

### 12.2.3 所要初期投資資金

エスカレーションを考慮しない所要初期投資額を以下に示す。

2022 年 1 月現在の US\$ で表示した推定所要初期投資額は図 12.2.1 のようになる。

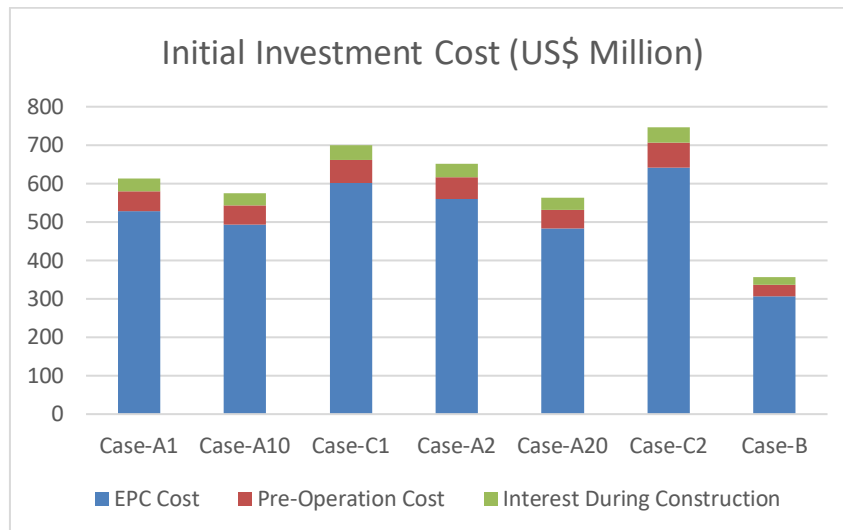


図 12.2.1 総所要初期投資額

なお、プラント建設費の詳細は 11 章を参照のこと。建中金利は借入条件によって金額が増減する。ここでは上述の借入条件を想定する。操業前費用は操業前に事業者側で発生する費用を想定する。ここではプラント建設費の 10% と仮定した。

### 12.2.4 プラント稼働時間

操業後の平均稼働時間を 8,000 h/y (=333 日) と設定した。

### 12.2.5 販売収入

本プロジェクト実施による製品出荷量を表 12.2.2 にまとめる。太陽光および風力発電による発電量はここでは製品扱いとして計上する。

表 12.2.2 製品出荷量

項目	製品出荷量
アンモニア	19,980 t/yr
電力	図 12.2.2 参照

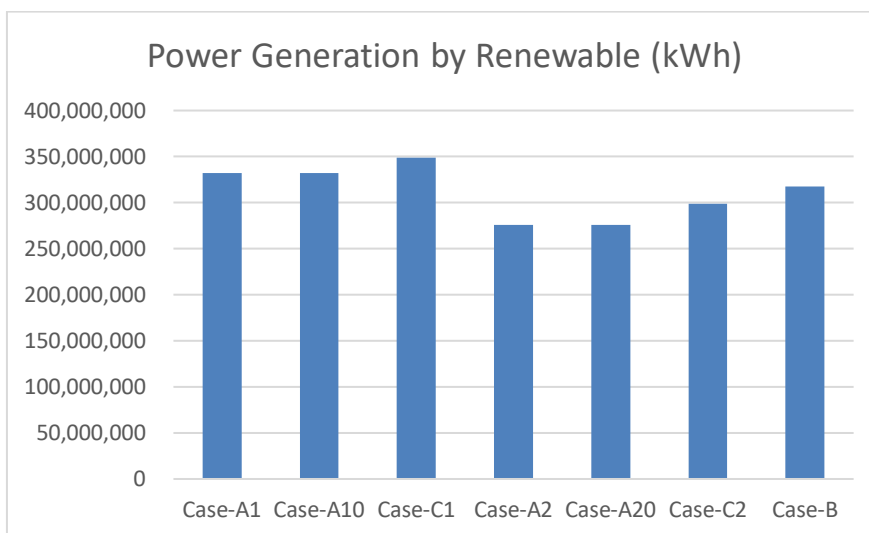


図 12.2.2 電力量

年間の販売収入を図 12.2.3 にまとめる。

販売単価は調査時点（2022 年 1 月）での国際価格および国内価格を参考にし、アンモニア価格 600 US\$/ton、グリッドへの売電価格 3.4 cent/kWh を想定した。なお、ここでは製品に価格転嫁を考慮していない。

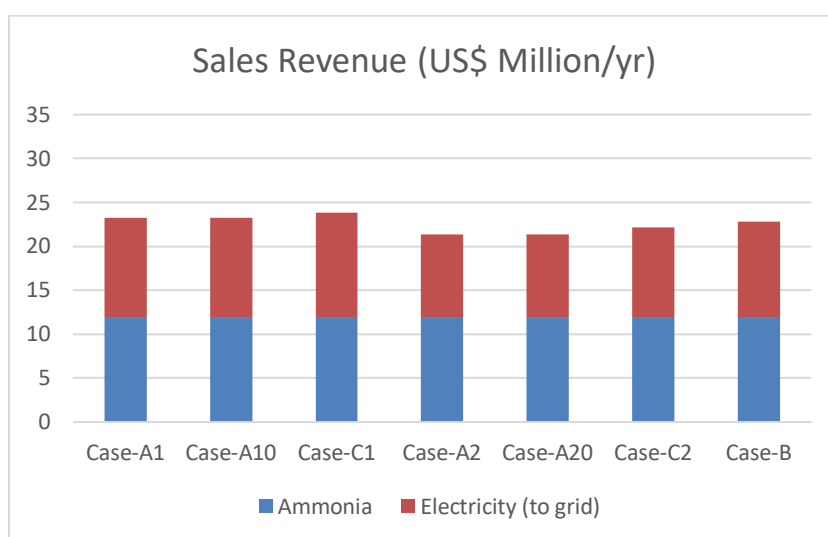


図 12.2.3 販売収入

## 12.2.6 運転費

本プロジェクト実施による運転費用を図 12.2.4 にまとめる。なお、運転費の詳細は 11 章を参照のこと。その他運転費（買電費用を除く）には、触媒・ケミカル費、人件費、水電解装置メンテナンス費、メンテナンス費、一般管理費・諸費、保険費を含む。

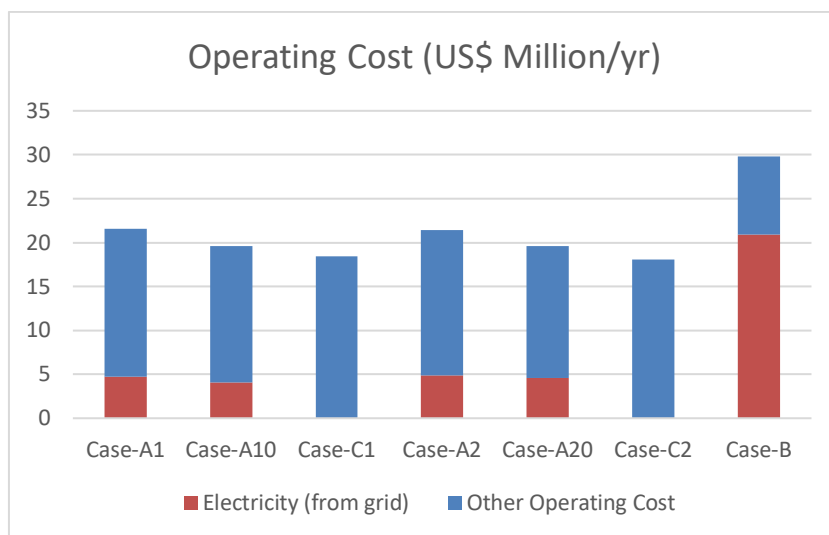


図 12.2.4 運転費

## 12.2.7 税

アゼルバイジャン・スムガイト工業地域では当初 10 年間は無税の優遇措置が得られる。11 年目以降は法人税率 20%の適用を想定した。

## 12.2.8 減価償却

20 年間の定額償却、残存簿価ゼロを想定した。

## 12.2.9 エスカレーション

財務評価をするにあたり、プラント建設費用、操業前費用について、エスカレーションを考慮しないものとし、調査時点での価値評価とした。

## 12.3 財務分析

### 12.3.1 検討ケース

以下の 7 ケースについて、DCF (Discounted Cash Flow)法によって財務分析を行った。

表 6.4.1 検討ケース一覧（再掲）

		電源構成・設備構成最適化検討有無			
		Case-1 (Windの比率を 大きくした電源構成)	Case-2 (PVの比率を 大きくした電源構成)	Case-10 (Case-1をベースに 設備構成最適化)	Case-20 (Case-2をベースに 設備構成最適化)
再エネ電力供給範囲	Case-A (水電解装置のみ再エネから供給、 その他はグリッドから買電)	<b>Case-A1</b>	<b>Case-A2</b>	<b>Case-A10</b>	<b>Case-A20</b>
	Case-C (全ての電力を再エネから供給)	<b>Case-C1</b>	<b>Case-C2</b>	-	-
	Case-B (全ての電力をグリッドから買電)	<b>Case-B</b>			

### 12.3.2 財務評価

上記の各ケースについて財務分析を行った結果、前章での検討結果と同様に、最も良い経済性を示したのは **Case-B** となった。**Case-B** において最低限の事業収支を確保できるようなグリーンアンモニア価格、すなわち操業後に毎年のキャッシュフローで資金がショートしないようなグリーンアンモニア価格を試算した。

#### (1) グリーンアンモニア価格（本プロジェクト製品への価格転嫁）

グリーンアンモニア製品は、その環境対応への必要な費用が加味されるべきであり、そのプレミアム価格と考え、アンモニアのベース価格 600 US\$/ton に付加することを想定する。60 t/d (年換算 19,980 ton)分に上乗せした試算結果を図 12.3.1 に示す。



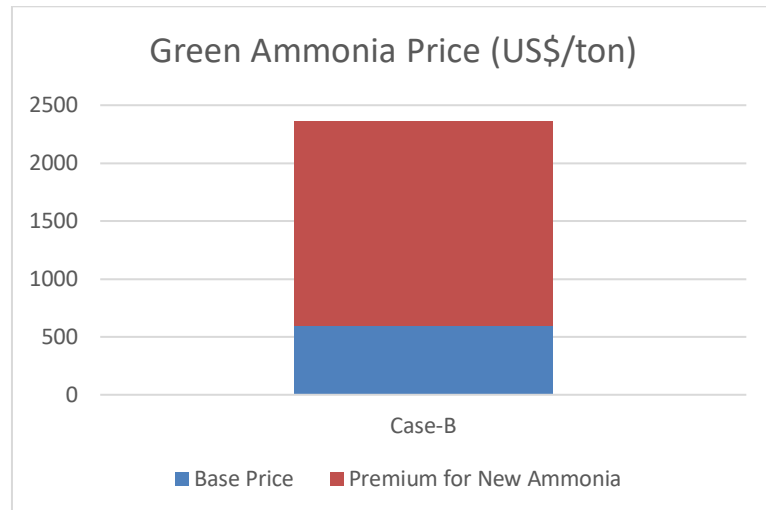


図 12.3.1 グリーンアンモニア試算価格 (Case-B)

ここで、上記の試算は売電価格 3.4 cent/kWh と買電価格 7.7 cent/kWh に基づくが、グリーン水素・アンモニア製造のためのグリーン電力が既設グリッドを経由することで売買価格の差損が生じ、いわゆる逆ざやの状態になっていることに注意が必要である。仮に、既設のグリッド使用料を無償とでき、本プロジェクトにおける買電価格が売電価格と同じ価格 (3.4 cent/kWh) で調達できるとすれば経済性の改善に繋がる。

そこで、財務分析におけるベストケースである Case-B について、上記の仮定（買電価格＝売電価格）に基づいたアンモニア価格の試算結果を図 12.3.2 にまとめる。

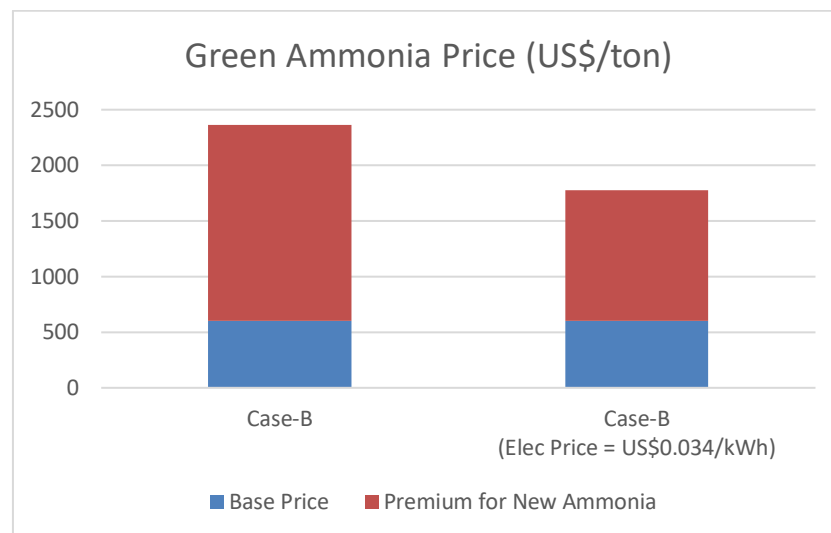


図 12.3.2 グリーンアンモニア試算価格 (Case-B)

図 12.3.2 に示すように、グリーンアンモニア価格は大幅に低下でき、1,800 US\$/ton を下回る試算結果となった。本事業の採算性向上の面で非常に効果大きい

ことが確認できたため、アゼルバイジャン政府にて政策的に検討されることが望ましい。

昨年末にかけてアンモニア国際価格は **1,000 US\$/ton** を上回る記録的な水準を記録したこと、また天然ガス価格も需給ひっ迫により高騰していることも併せて考えると、在来型アンモニアとの価格差は縮小していると言える。

## (2) グリーンアンモニア価格（アゼルバイジャンのアンモニア生産能力全体への価格転嫁）

これまでは **60 t/d** のグリーンアンモニア製品として価格転嫁した場合を試算した。仮に、アゼルバイジャンにおけるアンモニア生産能力の全体に対して、今回のプロジェクトの上乗せ相当額を按分して価格転嫁すると考えた場合、すなわち **1,200 t/d** (年換算 **399,600 ton**) に価格転嫁した場合についての試算結果を図 12.3.3 にまとめる。

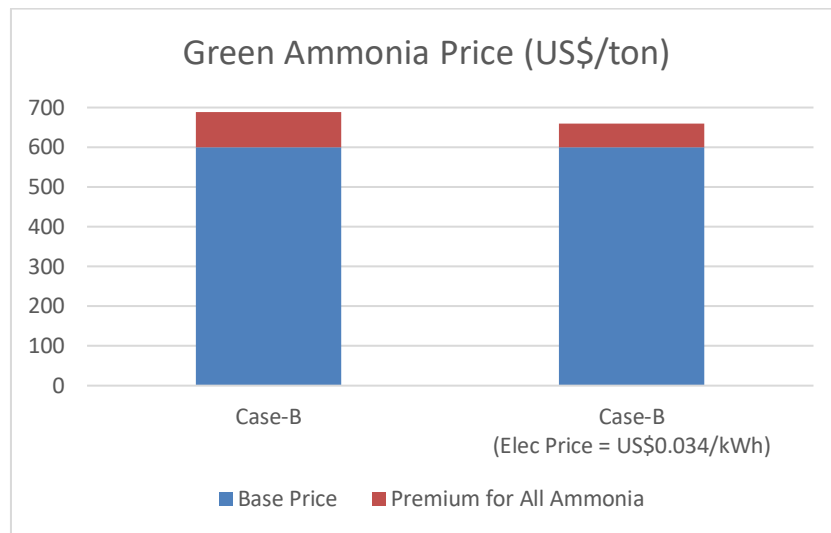


図 12.3.3 グリーンアンモニア試算価格（Case-B）、同国の全生産能力への価格転嫁

上図のように、アゼルバイジャンの国内アンモニア生産能力全体で今回のプロジェクトの上乗せ相当額を按分した場合には、アンモニア **1 トン** 当たり、**100 US\$/ton** 未満の価格転嫁で済む計算となる。仮に、グリッド使用料を無償と考えた場合、すなわち買電価格が本プロジェクトの売電価格と同じ価格で調達できるとすれば、**60 US\$/ton** を下回る価格転嫁で済むことになる。

## 12.3.3 リスク項目

12.3.2 章までの財務分析において述べたように、本事業のリスク項目としては初期投資金額の振れ、電力供給価格、製品販売価格などが主要な影響因子と考えられる。後述のケーススタディを通じ、初期投資金額、電力供給価格、アンモニア製品価格の影響を検討する。

## 12.3.4 ケーススタディ

財務分析におけるベストケースである **Case-B** について、更に検討を進める。

### 12.3.4.1 フェージング検討

**Case-B** は再生可能電力を既設グリッド経由でグリーン水素・アンモニア設備に供給することを想定しているため、再生可能エネルギー設備（太陽光および風力発電）とグリーン水素・アンモニア設備は、個別にプロジェクトを進めることも可能である。つまり、初期投資額を抑えるために、プロジェクト初期段階では同国で利用可能な再生可能電源を買電し、グリーン水素・アンモニア設備を先行させることも可能である。

**Case-B** において、グリーン水素・アンモニア設備のみのスコープとした場合のケースを **Case-B(Alt)** とし、その推定所要資金は図 12.3.4 のようになる。

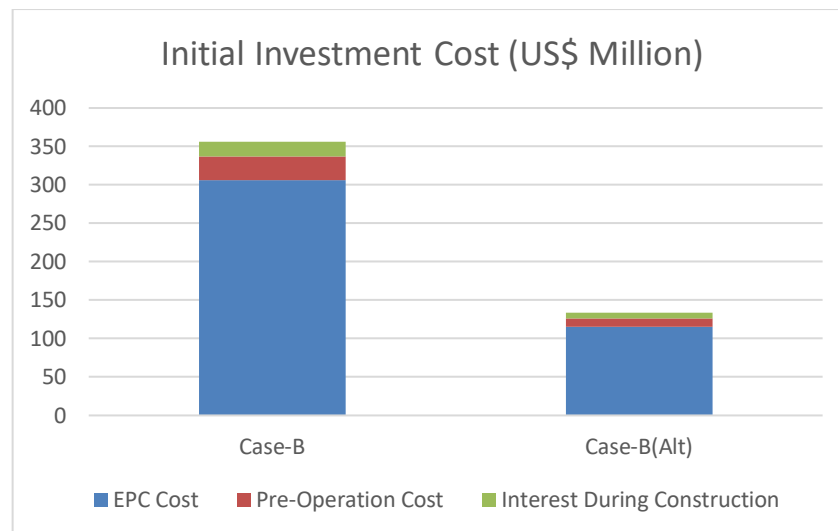


図 12.3.4 総所要初期投資額（Case-B および Case-B(Alt)）

#### (1) グリーンアンモニア価格（本プロジェクト製品への価格転嫁）

**Case-B** および **Case-B(Alt)** において、政策的に買電価格 3.4 cent/kWh で受電できると仮定した場合に、本プロジェクトのグリーンアンモニアの試算結果は図 12.3.5 のようになる。

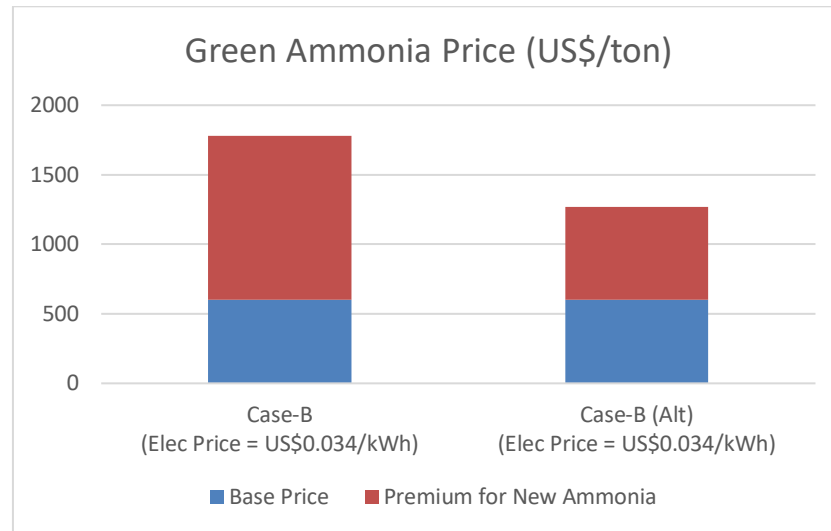


図 12.3.5 グリーンアンモニア試算価格 (Case-B および Case-B(Alt))

図 12.3.5 に示すように、Case-B(Alt)において、グリーンアンモニア価格は一段と低下でき、1,300 US\$/ton を下回る試算結果となった。

(2) グリーンアンモニア価格 (アゼルバイジャンのアンモニア生産能力全体への価格転嫁)

仮に、今回のプロジェクト実施による上乗せ相当額を、アゼルバイジャンにおけるアンモニア生産能力の全体で按分して価格転嫁すると考えた場合の試算結果を図 12.3.6 にまとめる。

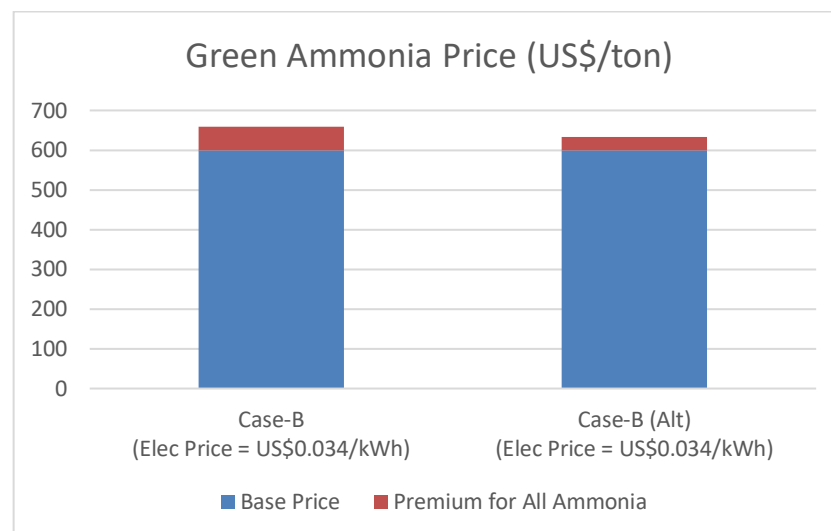


図 12.3.6 グリーンアンモニア試算価格 (Case-B および Case-B(Alt)), 同国の全生産能力への価格転嫁

上記より、同国のアンモニア製品 1,200 ton/day に対して一律に 33US\$/ton の価格転嫁を実施することができれば、本プロジェクトの採算性を確保できる計算となる。

#### 12.3.4.2 初期投資への補助金充当ケース

ここでは、Case-B において、初期投資額に補助金が充当された場合を想定したケーススタディを行う。想定ケースとして初期投資額 1/3、1/2 の補助がなされたケースについて各々検討を行った。なお、ここでは政策的に買電価格 3.4 cent/kWh で受電できると仮定している。

Case-B における各ケースの推定初期投資額を図 12.3.7 に、このケースで操業開始後に事業収益性を確保できるグリーンアンモニアの試算結果を図 12.3.8 にそれぞれ示す。

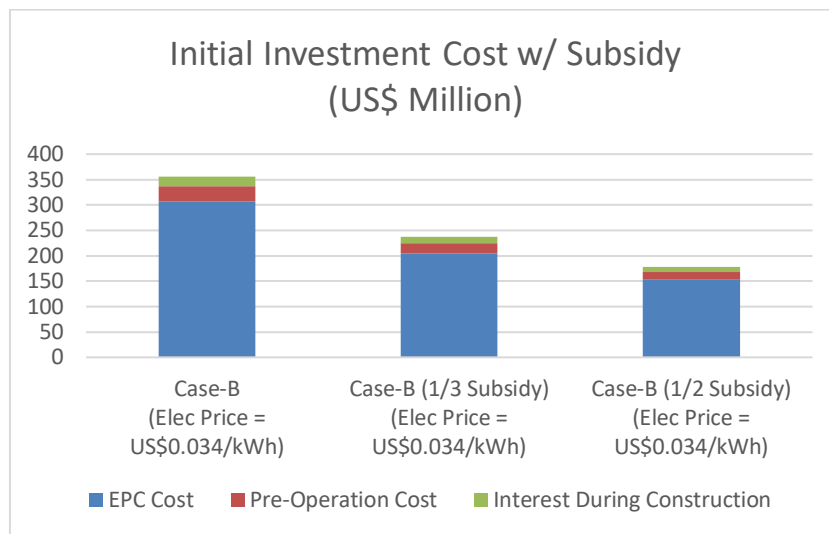


図 12.3.7 補助金を想定した場合の総所要初期投資額 (Case-B)

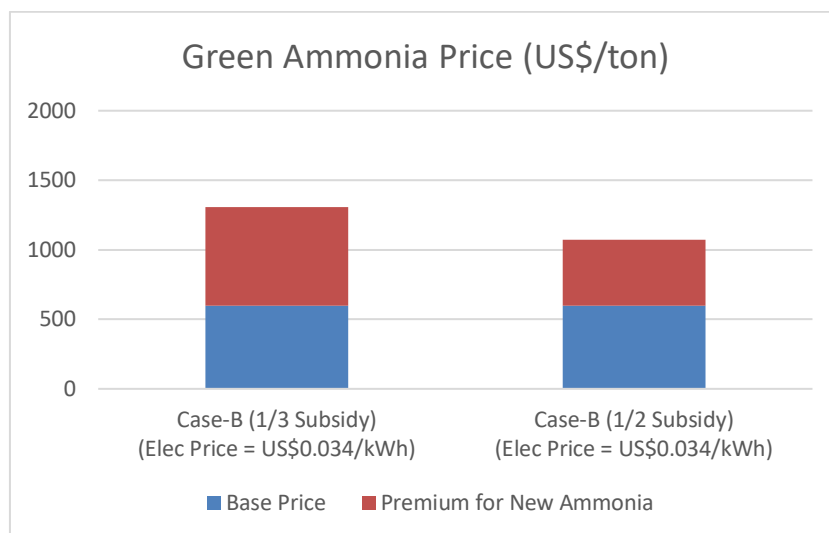


図 12.3.8 補助金を想定した場合のグリーンアンモニア試算価格 (Case-B)

図 12.3.8 に示すように、Case-B で初期投資額に 1/2 の補助があった場合において、グリーンアンモニア価格は一段と低減でき、1,100 US\$/ton を下回る試算結果と



なった。昨年末にかけてアンモニア国際価格は 1,000 US\$/ton を上回る水準であったことと比べても、価格差はそれほど大きくないと言える。

以上から、本件のような地球環境問題への対応に資するグリーン水素・アンモニア事業において、初期投資額に各国政府が検討しているようなグリーン補助金を適用できた場合には、事業性の改善に大きく寄与することが明らかとなった。

また、Case-B(Alt)はグリーン水素・アンモニア設備だけを先行させたケーススタディであるが、もう一方の再生可能エネルギー設備（太陽光、風力）を先行させるケースもあり得る。このように両者は独立して検討を進めることも、同時に進めることも可能である。すなわち、このケースはアゼルバイジャンでの状況に応じたフレキシブルなプロジェクト遂行が可能という大きな利点がある。

## 12.4 総括

気候変動問題への対応は、世界規模での喫緊の課題である。アゼルバイジャンにおけるグリーンアンモニア生産は、本プロジェクトの実施により実現する。

本章で講じた各種優遇政策の一案とグリーンアンモニア試算価格を表 12.4.1 にまとめる。

表 12.4.1 本章で講じた各種優遇政策とグリーンアンモニア価格

	Case-B (再エネ設備+水素・アンモニア設備)	Case-B (Alt) (水素・アンモニア設備)
ベースライン	< 2,400 \$/ton	< 1,900 \$/ton
無償でグリッド利用 (売買電価格は同じ 3.4 cent/kWh を想定)	< 1,800 \$/ton	-
政策的に tariff 相当価格 3.4 cent/kWh で受電を想定	-	< 1,300 \$/ton
初期投資の 1/2 相当額を補助	< 1,100 \$/t	-

ベースラインで想定されたグリーンアンモニア価格から、無償でのグリッド利用あるいは売買電力価格の優遇措置、初期投資の補助などの様々なタイプの支援を得ることにより、アンモニア生産価格を大きく低下できる試算結果となった。

アゼルバイジャンにおいては、将来的な国際市場を見据え、グリーンアンモニア導入に当たり、製品への価格転嫁および各種の優遇措置を政策的に盛り込むのが望ましい。

## 13.0 我が国政府機関を含むファイナンス検討

### 13.1 導入段階（含む計画段階）

#### 13.1.1 基本的な考え方

本件のように、過去に本格商業化の実績がないイノベーション技術を活用し新たなビジネスモデルの事業導入を図る場合、民間主導による事業化は一般的に非常に困難である。少なくとも導入段階の 1 号案件については、十分な政策意義が認められる事業であることを前提に、政府主導で推進・実現を図ることが現実的かつ妥当なアプローチと考えられる。

本調査事業で検討したのは、日産 60 トンの再生可能エネルギー由来のグリーン水素アンモニアを製造し、アゼルバイジャン国内の既存肥料工場向けに供給を行う事業であるが、これにより天然ガス由来の従来方法により製造されたアンモニア原料の置換を図ることで、温室効果ガス排出量の削減が期待できる。具体的な温室効果ガスの排出削減量については次章 14.2.3 にて記述する。アゼルバイジャンはパリ協定に合意し、既に UNFCCC に対し提出した INDC(Intended Nationally Determined Contribution：国家排出削減目標)において、2030 年までに温室効果ガス（GHG）の 35%削減（1990 年比）を公約に掲げているが、本件は同 NDC 達成に寄与するものと考えられる。またアリエフ大統領は 2021 年 2 月 2 日に「2030 年に向けた経済社会開発国家優先事項」を承認する大統領令に署名しているが、5 つの「国家優先事項」として規定されたものの中には「クリーンな環境とグリーン成長の実現」が明確に位置付けられている。このように本件はアゼルバイジャン政府の国策に合致していると考えられることから、国家プロジェクトとして認定を行い、政府がプロジェクトの推進を主導し実現を支援していくことを提唱したい。

アゼルバイジャン側において本件が国家プロジェクトとして認定されれば、日本が技術と公的ファイナンスでプロジェクトの推進を支援していく流れはつくりやすいと考えられる。日本側の協力内容として大きくは、(i) 日本企業が保有するグリーン水素・アンモニア製造技術の活用によるプロジェクトの計画立案並びに EPC 遂行といった技術協力と、(ii) 国際協力銀行（JBIC）や株式会社日本貿易保険（NEXI）といった政府金融機関による、Detailed FS/Pre-FEED/FEED の計画フェーズから建設フェーズの全期間を通じての融資支援の二つが想定される。フェーズ毎の具体的なファイナンス支援のストラクチャーについて下記で示す。

#### 13.1.2 計画フェーズにおけるファイナンス・スキーム

アゼルバイジャン政府からの全面的支援（資金援助を含む）があるという想定の下、グリーン水素・アンモニア導入を目的とする国家プロジェクトの実行主体としては、グリーン水素構想を掲げ、かつスムガイト経済特別区において既設肥料工場を有しているアゼルバイジャン国営石油会社（SOCAR 社）が最も適格ではないかと考えられる。この前提の下、計画フェーズにおけるファイナンス・スキームを示す。

## 導入段階：計画フェーズにおけるファイナンス・スキーム

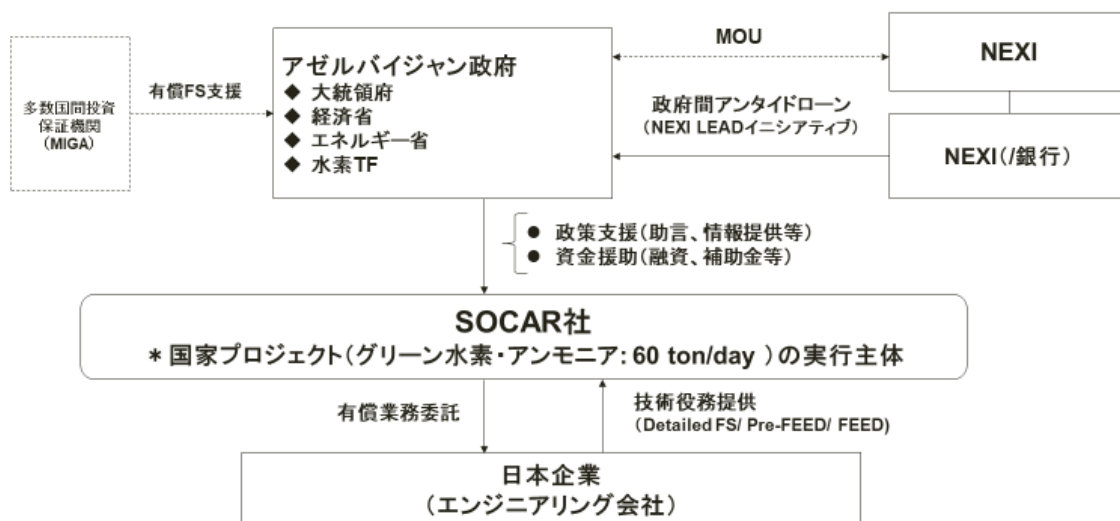


図 13.1.1 計画フェーズにおけるファイナンス・スキーム

上記イラスト図では、アゼルバイジャン側がグリーン水素・アンモニア製造の環境技術を有する日本企業（エンジニアリング会社）をコンサルとして起用し Detailed FS/ Pre-FEED/ FEED といった計画立案に必要な業務を行うことを前提に、日本側が NEXI の融資保険を活用してアゼルバイジャン側の計画立案に対しファイナンス支援を行うことを想定している。

日本の公的ファイナンス支援として最も有力視されるのは NEXI の LEAD イニシアティブを活用した政府間アンタイドローンである。NEXI LEAD イニシアティブは 2020 年 12 月に NEXI 海外事業資金貸付保険の拡充のため創設されたプログラムで、カーボンニュートラルやデジタル分野等における産業競争力向上、価値共創パートナーとの国際連携、社会課題解決や SDGs 達成に貢献する案件において課題解決に貢献する日本企業の先導的な取り組みを、先導性要素（LEAD エlement）があるものとして認定し、積極的な海外事業資金貸付保険の適用を通して支援を行っていくというものである。LEAD エlementの分類は以下の 4 つ：(i) LEADING TECHNOLOGIES & BUSINESSES（新分野や新規顧客の開拓等日本企業の事業拡大に資する案件）、(ii) ENVIRONMENT & ENERGY（再生可能エネルギー・脱炭素関連分野案件）、(iii) ALLIANCE（外国政府や外国企業、国際機関等とのパートナーシップ構築に資する案件）、(iv) DEVELOPMENT（社会課題解決・SDGs 達成への貢献等により、我が国のプレゼンス向上が期待できる案件）。NEXI は上記(iii) ALLIANCE（外国政府や外国企業、国際機関等とのパートナーシップ構築）に該当するものとして既にサウジアラビア財務省との間で LEAD イニシアティブ活用を視野に置いた協力覚書を 2020 年 12 月に締結しているほか、(ii) ENVIRONMENT & ENERGY（再生可能エネルギー・脱炭素関連分野案件）に該当するものとしてグリーン水素・アンモニア案件についても積極的に支援していく意向を示している。

加えて世銀グループである多数国間投資保証機関（MIGA）も、FSやFEED向け活用できる独自の基金を有しており、実際に利用可能かどうかについては詳細調査が必要であるが、日本の公的支援を補完する可能性のある選択肢として挙げておく。

### 13.1.3 建設フェーズにおけるファイナンス・スキーム

Detailed FS/ Pre-FEED/ FEED といった計画準備プロセスの次は、FID（投資決定）を行い、いよいよ建設フェーズに入っていくことになるが、プロジェクト実行段階においては、許認可取得や優遇税制措置（タックスホリデー等）のみならず、資金援助（補助金・債務保証等）を含め政府からの更なる一層の包括な政策支援が必要となってくる。

下記イラスト図では、アゼルバイジャン側が融資への政府保証を発出した国家プロジェクト（グリーン水素・アンモニア事業）に対し、日本側は日本のエンジニアリング会社が同プロジェクトのEPCコントラクターに起用される事を前提に、日本の輸出信用機関（ECA）であるJBIC及びNEXIによる公的輸出金融を供与するスキームを示している。日本の公的輸出金融は、(i) JBICが全体融資金額の60%について直接融資を行う一方、(ii) 市中銀行がNEXIから発給された輸出代金貸付保険の下、残りの40%について協調融資を行う形態による日本品・サービスに紐づく輸出タイドローンでOECDの公的輸出信用部会が定める共通ルールに準拠している。

本件のように、過去に本格商業化の実績がないイノベーション技術を活用し新たなビジネスモデルの事業導入を図る場合、いきなり本格的なプロジェクトファイナンスの手法を融資組成に適用する事は極めて難しく、むしろ政府からの全面支援（含む融資への政府保証）の下、スピード感を持ってプロジェクトを推進していくことを推奨する。2030年までに温室効果ガス（GHG）の35%削減（1990年比）を実現するといったNDC目標を達成するためには、政府主導でなるべく早い段階に脱炭素技術の導入を図り、普及を進めていく事が上策と考えられる。

### 導入段階：建設フェーズにおけるファイナンス・スキーム

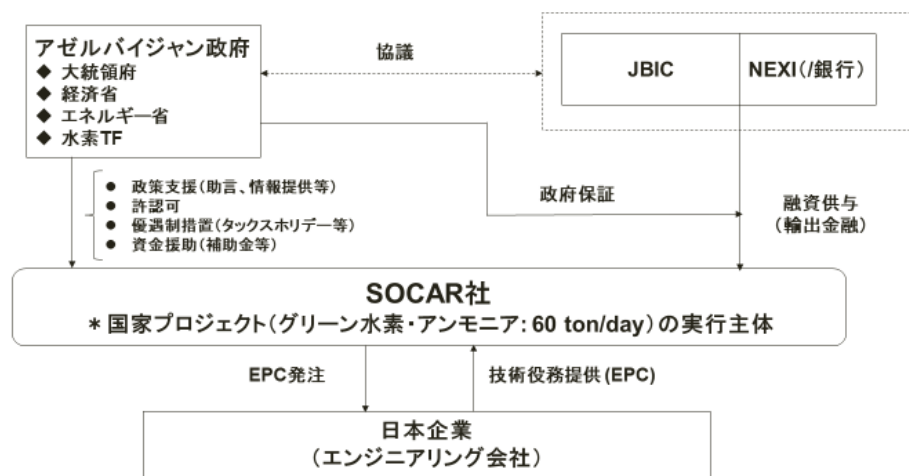


図 13.1.2 建設フェーズにおけるファイナンス・スキーム



## 13.2 本格商業化段階（スケールアップ）

### 13.2.1 基本的な考え方

前述の導入段階の国家プロジェクトが実現し順調に稼働し社会的認知を得た後の次のステップはグリーン水素・アンモニア製造設備のスケールアップによる本格商業化である。導入段階のプロジェクトが政府主導であったのに対して、本格商業化のプロジェクトでは外資を含む民間資本の参加も期待したい。導入プロジェクトの成功はショーケースとして、民間資本を招聘する呼び水効果をもたらすと考えられるが、民間資本が事業に参加し易くするためには許認可取得、税制優遇措置（タックスホリデー等）、補助金などによる政府からの支援は引き続き重要であると考えられる。

本格商業化におけるスケールアップされた規模では、(i) 肥料向けのみならず発電や船舶燃料向けなど用途を拡大や、(ii) 国内向けのみならず海外輸出など販路拡大も視野に入れていく必要がある。グリーンアンモニアの輸出先として最も期待される地域は、天然ガス輸出でもアゼルバイジャンと関係が深く、また脱炭素において意識高く先行している欧州と考えられる。世界最大の肥料会社である Yara 社（ノルウェー）がグリーンアンモニアのポテンシャルバイヤーとして期待できる他、独エネルギー大手 Uniper 社が 2020 年 4 月に「自国ドイツの北海沿岸部にグリーンアンモニアの輸入ターミナル・ハブを建設、さらにターミナルに併設する形で Ammonia Cracker/N3 Splitter によりグリーンアンモニアからグリーン水素を製造し自国向け供給のみならず域内第三国への輸出する計画を検討する構想」を発表するなど具体的な動きも見られる。アゼルバイジャンは海に直接面していないという地理関係から、海外へのアンモニア輸出を考える場合、同時に輸送ルート及び輸送方法を検討していく必要があるが、旧ソ連時代にアゼル産原油をコーカサス鉄道で輸送しバツミーなどジョージア領内の黒海沿岸諸港からタンカーで積み出した実績がある模様。従って「コーカサスを横断する鉄道でジョージアの黒海東沿岸の港であるポティあるいはバツミーまで輸送し、バツミー港からタンカーにより黒海を横断して、さらにイスタンブールのボスポラス海峡を抜けエーゲ海・地中海経由で欧州へ輸出」という、この黒海経由のルートが日数・費用面から見ても有利であると推測され、検討すべき有力な輸送ルートのオプションと考えられる。

### 13.2.2 本格商業化段階におけるファイナンス・スキーム

前述の通り本格商業化段階で想定しているスケールアップの規模は、導入段階の規模日産 60 トンより一回り以上、事業規模が大きくなると予想されることもあり、導入段階に比しより多くの資金が必要になる。前述 13.1.3 の導入段階ではアゼルバイジャン国からの政府保証が発出されることを前提に日本の公的輸出金融単独によるファイナンス・スキームを想定していたが、本格商業化段階においては、JBIC/NEXI といった日本の ECA だけではなく、他国 ECAs など複数のファイナンスソースを検討していく必要があると考えられる。特に今回の FS においてはアゼルバイジャンにおいて建設実績が豊富なトルコ建設会社をサブコンとして起用することを想定していることから、トルコ輸出入銀行（トルコ輸銀）が他国 ECAs の有力候補として考えられる。ちなみに JBIC 及び NEXI の両機関は、中央アジア・コーカサス・中

東・アフリカといった第三国において日本企業とトルコ企業が協業展開していくことをファイナンス面から共同で支援すべく業務協力協定の MOU を締結しており、両国 ECAs は相互に親和性のある関係にあると考えられる。またトルコは政治・経済の両面からアゼルバイジャンと密接なつながりを持つことから、JBIC 及び NEXI にとってトルコ輸銀はアゼルバイジャン案件向けファイナンスにおけるリスクシェアリングのパートナーとしても好ましい存在ではないかと思われる。

また商業化段階では外資の民間資本による事業出資参加を想定しているが、もし日本企業が本事業への出資参加する場合は、JBIC 投資金融や NEXI 海外事業資金貸付保険の適用の可能性も生まれ、JBIC/NEXI 融資メニューの選択肢の範囲も広がる。JBIC 投資金融は制度上、全体の融資金額の最大 60%までの融資が可能であり、一方 NEXI 海外事業資金貸付保険は前述 13.1.2 の通り、脱炭素分野など先導性要素のあると認定する案件については LEAD イニシアティブを適用しより弾力性のある運用を行うといった制度改善が行われている。

### 本格商業化段階（スケールアップ）におけるファイナンス・スキーム （導入プロジェクトが成功した後の将来プラン）

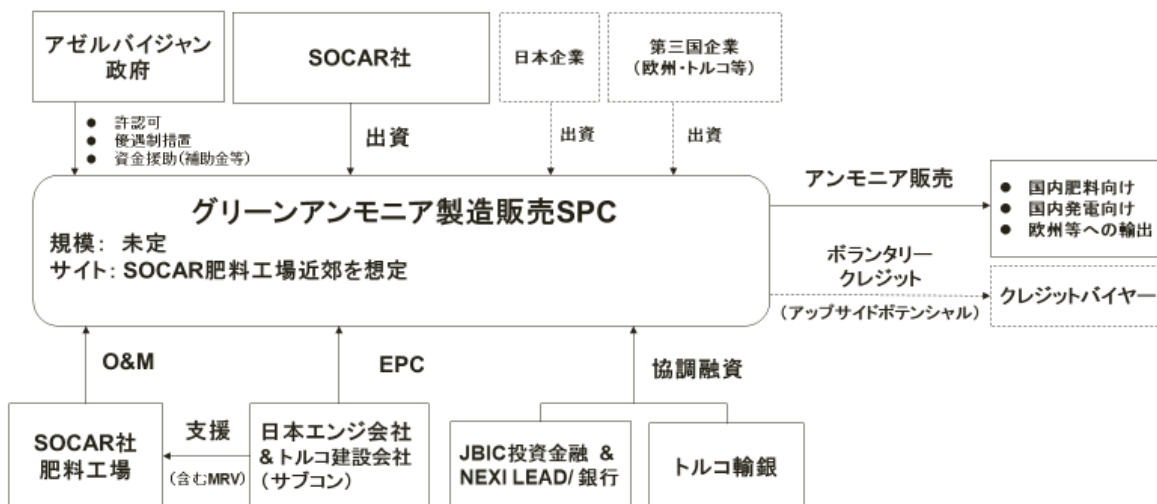


図 13.2.1 本格商業化段階（スケールアップ）におけるファイナンス・スキーム

また外資の民間資本の参加を促すためには事業性の改善は非常に重要である。プロジェクトの事業性改善においては、技術改良による設備費低減や、本業であるグリーンアンモニアの販売収入の安定化は優先して取り組むべき課題であるが、アップサイドポテンシャルとして本件へのボランタリークレジットの適用も検討に値するテーマと考える。ボランタリークレジットとは、VSC (Verified Carbon Standard/ 本部所在地 米国)や Gold Standard (WWF が主導運営/ 本部所在地 スイス) などの民間団体が独自のルールにより認定するカーボンクレジットであり、ここ数年で取引高が急速に拡大している。近年自主的に排出量削減に取り組む民間企業が増えてきており、そのような企業が自社の削減目標の達成のためボランタリークレジットを活用するというケースも多く見受けられるようになった。今のところ相対取引が中心で

あるが、シンガポールなどでボランタリークレジットの取引市場開設の動きもある。その他、国際民間航空機関（ICAO）では、第37回総会において、グローバル削減目標の一つとして2020年以降GHG排出を増加させないことを掲げており、その達成手段として、「国際民間航空のためのカーボン・オフセット及び削減スキーム」（Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation : CORSIA）が2021年より開始され、ボランタリークレジットの受け皿として期待されている。このようにボランタリークレジット需要はさらに拡大していくポテンシャルを秘めているが、一方でパリ協定との関連性についても様々な議論があり、この点について注意する必要がある。もしボランタリークレジットの利用についてもパリ協定6条（排出量取引）に定めるダブルカウント回避のための相当調整の手続きが求められることとなった場合は、自国NDC達成とのバランスを図っていく必要があると考えられる。

いずれにしても本格商業化段階におけるファイナンス検討に際しては、事業のBankabilityを追求していく事が強く求められると予想され、技術改良のためのコスト削減、サプライチェーンや価格メカニズム、補助金・税制優遇措置を含む政府からのインセンティブ施策など、様々な課題に取り組む必要があるであろう。

## 14.0 温室効果ガス削減効果の試算

5.1 章で記述した通り、グリーン水素やグリーンアンモニアの認証制度の整備に向けて議論が進んでいるが、二酸化炭素を含む温室効果ガス削減効果は認証取得のための必須条件となる。本調査事業では計 7 つのケースを検討したが、技術面や CAPEX・OPEX の経済面での評価だけでなく、温室効果ガス削減効果もケース選定の上で、重要な評価基準となる。本章では、各ケースにおける温室効果ガス排出削減量を試算した結果を示す。

### 14.1 算出条件

#### 14.1.1 算定対象範囲

算出対象範囲は、原材料の採掘から製造、及び電気などのユーティリティの調達から、アンモニア製品の出荷までとする。工場の機器や配管などの構成物の製造時、工場建設工事時、及び工場から製品出荷後の輸送時の排出は対象外とした。

天然ガス改質によるアンモニア製造時（リファレンスケース）の排出量と、日産 60 トンのグリーンアンモニア製造時の排出量の差分から、温室効果ガス削減効果を求めた。それぞれにおける算出範囲を図 14.1.1 と図 14.1.2 に示す。

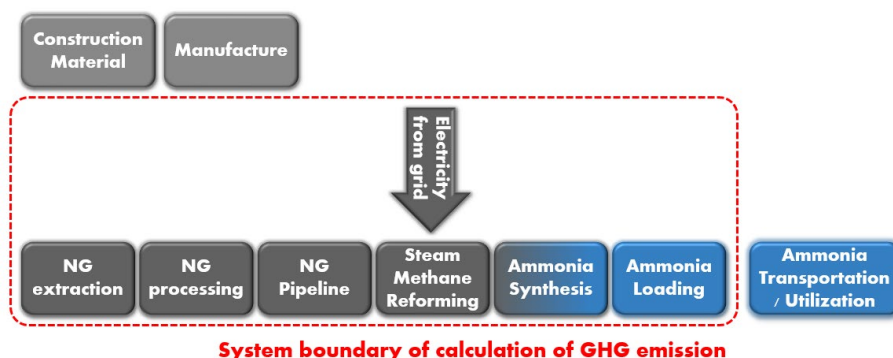


図 14.1.1 リファレンスケースにおける温室効果ガス排出量算出範囲

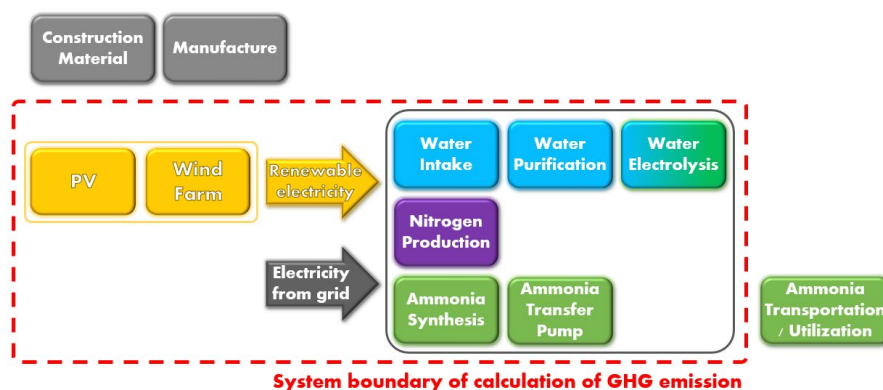


図 14.1.2 本事業における温室効果ガス排出量算出範囲

## 14.1.2 排出の分類

温室効果ガス排出算定に関する基本ガイドライン[15]では、以下の3つのScopeに分類されている。

- ・ Scope1: 事業者自らによる温室効果ガスの直接排出
- ・ Scope2: 他者から供給された電気、熱・上記の使用に伴う間接排出
- ・ Scope3: Scope2 以外の間接排出（事業者の活動に関連する他者の排出）

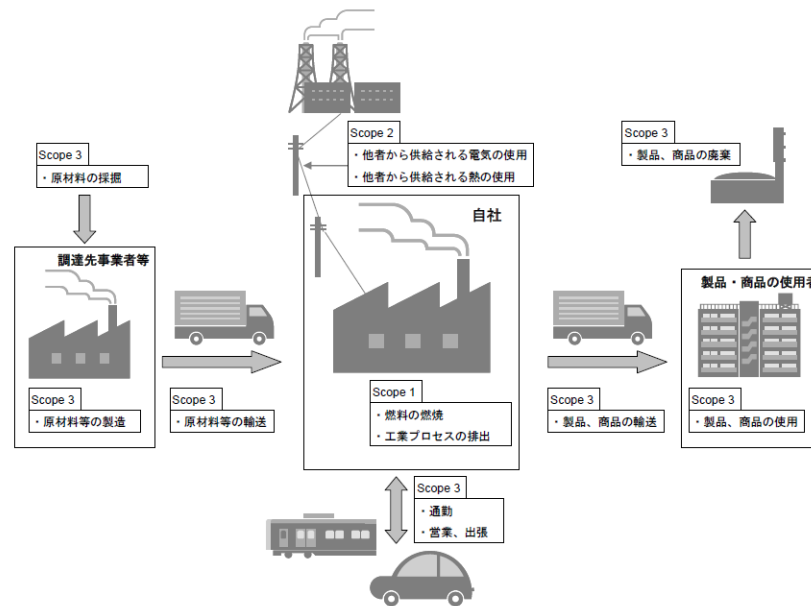


図 14.1.3 サプライチェーン排出量における Scope1, Scope2 及び Scope3 のイメージ

出典: サプライチェーンを通じた温室効果ガス排出算定に関する基本ガイドライン(ver.2.3)

## 14.2 算出結果

### 14.2.1 リファレンスケースにおける温室効果ガス排出量

現時点では、アンモニア製造時の二酸化炭素及び温室効果ガス排出量については、表 5.1.1 に示した水素のような一般化された閾値が確立されていないが、閾値の設定や認証制度に関する議論が進められている。Ammonia Energy Association [10]は、Conventional Ammonia の二酸化炭素排出量を、 $2.1 \sim 2.4 \text{ kg-CO}_2/\text{kg-NH}_3$  と示している（図 14.2.1 参照）。天然ガスの上流採掘におけるメタンリークは二酸化炭素換算している。今回は、その中間値の  $2.25 \text{ kg-CO}_2/\text{kg-NH}_3$  をリファレンスケースにおける温室効果ガス排出量として設定することとした。天然ガス改質によるアンモニア製造設備では、改質時に発生する大量の余剰蒸気を活用して製造設備内で必要な動力や電力を賄うことが一般的ため、リファレンスケースで排出する二酸化炭素のほとんどは、直接排出(Scope1)と想定される。



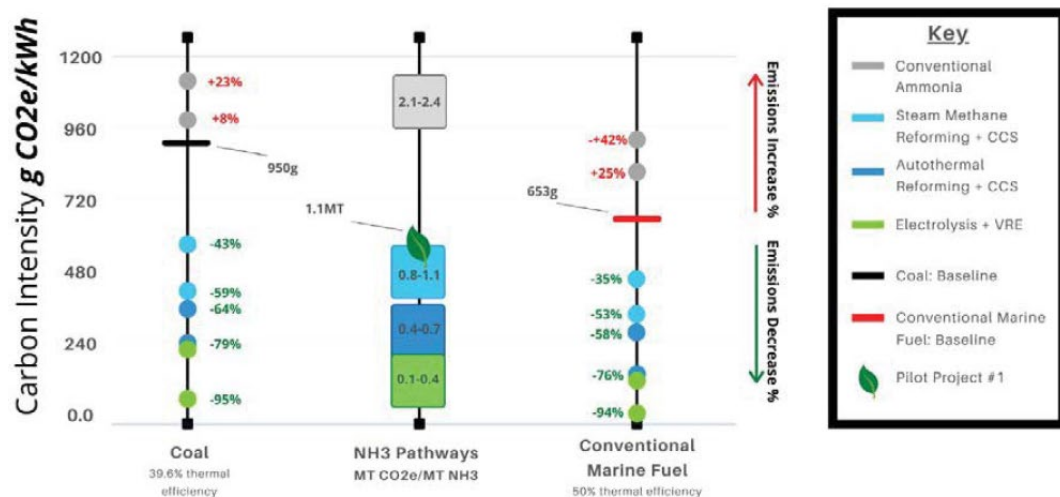


図 14.2.1 アンモニア製造時における温室効果ガス排出量

出典: Ammonia Energy Association, Low-Carbon Ammonia Certification – Discussion Paper, October 2021

## 14.2.2 グリーンアンモニア日産 60 トン製造時の温室効果ガス排出量

図 6.2.1～6.2.3 に示した通り、再生可能エネルギーの供給範囲が各検討ケースによって異なる。また、図 6.1.1 に示した通り、再生可能エネルギー由来の電力、海から取水した水、大気から空気分離によって製造する窒素を原料とするため、グリーンアンモニア製造プロセスにおいて基本的に二酸化炭素発生源は存在しない。そのため、水素・アンモニア製造に必要な電力すべてを再生可能エネルギーで賄う Case-C においては温室効果ガスは排出しないものとした。一方、Case-A と Case-B では、系統電源からの電力調達分について、間接排出 (Scope2) として二酸化炭素排出量を考慮する必要がある。アゼルバイジャンの公共電力の単位電力量あたりの二酸化炭素排出量を用いて、Case-A と Case-B における温室効果ガス排出量を算出した。

## 14.2.3 温室効果ガス排出削減量

各検討ケースにおけるアンモニア単位重量当たりの温室効果ガス排出量及び削減量の算出結果を表 14.2.3 にまとめた。

再生可能エネルギーの売電による削減効果を加味しない場合を、表 14.2.3 No.3 に示す。Case-C1,C2 では、水素・アンモニア製造に必要な電力すべてを再生可能エネルギーで賄うため、リファレンスケースに対して 100% 温室効果ガス排出削減とした。Case-A1, A10, A2, A20 は、系統電源からの調達電力量分を二酸化炭素排出量として算出した結果、20～35% 温室効果ガス排出削減する結果となった。但し、今回の検討は日産 60 トンという小規模なグリーンアンモニアを対象としているため効率が良くなく、電力消費が多い分 Scope2 の温室効果ガスの排出量が多くなっているが、規模が大きく効率が向上すれば、アンモニア製造 1 kg 当たりの温室効果ガスの排出量は低下する。また、系統電力の排出係数は電源構成によって異なるため、アゼルバイジャンにおいて、脱炭素化・再生可能エネルギー電源比率向上などによ

り、将来的に低下することも想定される。試算はあくまで現時点での数値であることに注意が必要である。

全ケースにおいて、水素・アンモニア製造に使い切れない余剰の再生可能エネルギー電力が生じる。また、Case-B では、発電した再生可能エネルギー電力を全量系統電源に売電する。これらの余剰分及び Case-B の全量を系統電源に売電し、その分系統電源の二酸化炭素量を削減するとした場合の算出結果を、表 14.2.3 No.5 に示す。全ケースにおいて、再生可能エネルギーの売電量が、系統電源からの電力調達量を上回るため、リファレンスケースに対して大幅な温室効果ガス排出削減効果が見込める結果となった。

本調査事業では、排出の分類なく排出削減量を算出したが、リファレンスケースの多くが直接排出(Scope1)に対して、グリーンアンモニア製造時はほぼ全量が間接排出(Scope2)であるため、今後制定される認証制度によっては、Scope の分類を考慮した評価が求められることも考えられる。

表 14.2.3 温室効果ガス排出量算出結果 (Scope1, 2, 3 総量)

[kg-CO2/kg-NH3]			Case						
No.			A1	C1	A10	A2	C2	A20	B
1	(A)	リファレンスケースにおける排出量	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
2	(B)	本事業における排出量	1.68	0.00	1.47	1.74	0.00	1.65	7.42
3	(B)-(A)	本事業による排出削減量	-0.57	-2.25	-0.78	-0.51	-2.25	-0.60	5.17
	(B)-(A) / (A)		-26%	-100%	-35%	-23%	-100%	-27%	230%
4	(C)	再エネ売電による排出削減量	-5.68	-7.82	-6.23	-3.95	-6.33	-4.20	-8.72
5	(B)-(A)+(C)	本事業による排出削減量	-6.25	-10.07	-7.01	-4.46	-8.58	-4.80	-3.55
	(B)-(A)+(C) / (A)		-278%	-447%	-312%	-198%	-382%	-213%	-158%

## Ⅱ. グリーンアンモニアの将来的な発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップ策定調査

### 15.0 グリーン水素・アンモニア導入のための現地火力発電の現状調査、将来の近隣国へのグリーンアンモニア輸出可能性の検討

#### 15.1 アゼルバイジャンにおける火力発電の現状、将来のアンモニア混焼に向けた課題

##### 15.1.1 アゼルバイジャンにおける火力発電の現状

過去15年にわたり、国内の天然ガス生産量の増加は、石油火力発電に代わり、今後予想される電力需要の増加を満たすための新たなガス火力発電能力の設置につながった。現在、アゼルバイジャンの電力の90%以上が柔軟性のある天然ガス発電となっており、ネットワークによるロスは2019年には10%未満に減少しているとされる。

石油ベースの発電から天然ガスへの大幅な切り替えは、2000年代初頭に始まった。以来、電力供給に占める石油の割合は急激に低下しており、現在では重油は非常用燃料としてのみ使用されている[16]。

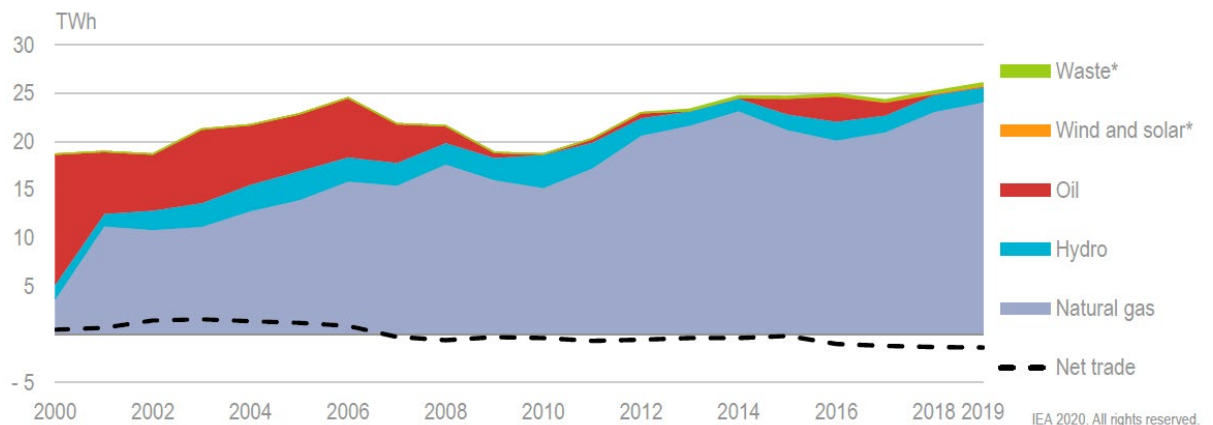


図 15.1.1 供給源別発電量（2000～2019 年）

出典: IEA (2021), Azerbaijan Energy Policy Review, All rights reserved.

アゼルバイジャンの発電能力は、2019 年末に 7.3GW であった。ガス火力発電が全体の約 83%を占め、水力発電が次ぐ。同国の発電能力は 2005 年から 2.4GW 増加し、このうち約 90%はガス火力が占める。Gobu 地区の 385MW のモジュール式ガス火力発電は 2022 年に試運転が予定されている[16]。アゼルバイジャンにおける火力発電所のほとんどがガスを燃料にしている。

表 15.1.1 に主要発電所を示す。

表 15.1.1 主要発電所

	火力 (MW)	水力 (MW)
主要設備	Azerbaijan (2,400)	Mingachevir (400)
	Janub (780)	Shamkir (380)
	Sumgayit (525)	Yenikend (150)
	Shimal 1/2 (800)	
	Sangachal (30)	

出典: Azerenerji Home Page より作成 <http://azerenerji.gov.az/index/page/13?lang=en>

### 15.1.2 将来のアンモニア混焼に向けた課題

ガス火力発電へのアンモニア混焼については、既設のガス火力発電は天然ガス原料が設計のベースとなっているため、当然のことながらアンモニア混合による原料性状や原料供給量の変化に対応する必要がある。また、アンモニア受入及び貯蔵施設や、排ガス中の NOx 濃度上昇に対応する脱硝設備の追加のための敷地確保、毒性への除害設備や悪臭対策も対応課題と考えられる。

アンモニアを発電燃料とする場合には天然ガス火力と同程度の燃焼温度を維持するために、天然ガスの流量に比べて多くのアンモニア燃料が必要となる。既存の設計条件によっては混焼率に制約が生じる場面も想定される。

天然ガスと比べ、アンモニアの燃焼速度は遅く、燃焼に必要な時間もかかることから、機器の大型化などが必要となる。機器の大型化は燃料供給側に加え、排ガスの脱硝装置の追加設置による大型化が課題となる。また、天然ガスとアンモニアの燃焼特性の違いから、混合率の急な変化は燃焼振動などの問題を生む可能性があるため、ガス混合器の制御で管理する必要がある。

石炭火力でのアンモニア混焼技術については、各所で実証試験が進んでおり、他の低炭素技術と比べても早期の実用化が期待される。ガス火力発電においても、今後アンモニア混焼・専焼用燃焼器の開発などが進み、アンモニアを燃料とすることで更なる CO2 排出量低減が期待される。

## 15.2 既存アンモニア/尿素の輸出先国・需要状況

アゼルバイジャンでは SOCAR が唯一のアンモニア生産者である。同国で生産されたアンモニアは全量、同社での尿素生産に向けられており、輸出されていない。

SOCAR のアンモニア/尿素プラントは 2019 年から運転を開始した。当初、年産 120～150 kt の尿素を国内向けに販売することを意図していたものの、国内で使用される肥料である硝酸アンモニウムの輸入代替とならなかった。このため、尿素は輸出

市場に向けられた。トルコ向けのトラック輸送か、あるいはジョージアの **Batumi** にある尿素ターミナルに向けて貨物輸送される。

## 15.3 将来のグリーンアンモニアの輸出可能性

### 15.3.1 潜在的なアンモニア需要に関する考察

グリーンアンモニアはまずは従来の肥料および産業用途で使用されると思われる。肥料用としては尿素や硝酸アンモニウムなどが挙げられる。産業用途としてはカプロラクタム（ナイロン原料）、アクリロニトリル、シアン化水素（メタクリル酸メチル（MMA）などの原料）の生産、火力発電所・ボイラーなどでの排ガスの脱硝などが挙げられる。これらの用途での使用にあたり、コスト面および GHG 排出規制/認証が確立されていないことが課題として挙げられる。

供給面では、民間セクターからプロジェクト開発に多くの関心が寄せられているが、プロジェクトの推進にあたり、政府がグリーンアンモニアプロジェクトの投資を呼び込むための法整備およびインセンティブを導入する必要性が大いにある。

需要面では、グリーンアンモニアに対してプレミアムを払う用意がある顧客からの関心も見られるが、プレミアムの水準がどの程度か分からないという課題もある。しかし、持続可能な開発目標の達成に向け、消費者がより環境に配慮するにつれ、今後の技術面および経済性の向上とあわせ、経時的に市場環境は改善に向かうと考えられる。

肥料や産業用途のような伝統的な市場では、従来のアンモニアと比べ、グリーンアンモニアの高いコストが使用のボトルネックとなり、誰がコストを負担するか決定することがより重要となる。その意味では明確な枠組みの整備が必要となる。補助金、カーボンプライス、炭素国境調整メカニズム（CBAM）の組合せが、コストの懸念を軽減するために必要であることは明白である。

不確実性が大きいことから市場の発展を正確に予測することは難しいが、グリーンアンモニアは 2030 年までに肥料市場で 3～5%、産業用途で 10～20% のシェアを獲得する可能性があるとの見方もある。中長期的には、燃料としてのアンモニアの需要の伸びが期待される。将来の GHG ネットゼロ達成に向け、発電部門での火力発電での混焼/専焼、輸送部門での船舶バンカー燃料、産業・高温プロセスでの熱源としての技術・商業面での開発が進むと見られる。

### 15.3.2 アンモニア輸送および輸出可能性に関する考察

アゼルバイジャンにおけるアンモニア価格は、アゼルバイジャンが自国産アンモニアを輸出していないため国際価格との比較が難しい。このため、アゼルバイジャン国内あるいは近隣諸国のアンモニアターミナルでの価格と想定される輸送費用から輸出可能性について検討することとなる。なお、ここでは調査時点で発生したウクライナ情勢について、その影響を見通すことは困難であるため、この点について考慮していない。

スムガイトは **Baku** 近くに位置し、カスピ海に面しているものの、カスピ海周辺にはアンモニア輸送できるアンモニアターミナルがないため、カスピ海を横切る輸送



は選択肢とならない。バージでカスピ海を横切り、ボルガ川を下り、バルト海まで輸送することも可能ではあろうが距離は長く、非常にコストがかかることが予想され、実践的ではない可能性が高い。

SOCAR はジョージアの Batumi 港から尿素を輸出しているが、同港にはアンモニア輸出ターミナルはない。黒海にアクセスできる最も近いアンモニア輸出ターミナルは、トルコまたはウクライナの Pivdenny にある。いずれの選択肢も約 2,000km の鉄道輸送が必要となる。

トルコはアンモニアの正味輸入国であるため、トルコを経由した輸出よりもむしろ、トルコ国内向けの供給となる可能性がある。他方、トルコではグリーンアンモニアに対してプレミアを望むかどうか疑問があり、西欧のようなグリーンアンモニア開発の中心地に市場を見出すことがより現実的であると思われる。となると、ウクライナの Pivdenny を中継地として西欧へと輸出することが考えられる。

Pivdenny 港におけるアンモニア FOB 価格は 2021 年に 600 ドル/トン近辺で取引されていたが、同港までの鉄道コストが非常に高く、その FOB 価格の 4 割近くもかかると想定されるため、アゼルバイジャンでの価格をネットバックで考えると生産マージンがかなり低い水準となることが予想される。

鉄道による近隣国へのアンモニア輸出も考えられるものの、南コーカサスや中央アジアでは販売用のアンモニア需要がそれほどなく、唯一の正味輸入国はカザフスタンと考えられる。しかしながら、カザフスタンではすでにロシアからアンモニア輸入しており、コスト面で厳しい競争となる

以上を総合すると、グリーンアンモニアのマーケットが中長期的に確立され、将来の輸出を考えた場合には、スムガイトにより近いアンモニア輸出ターミナルが存在することによって、鉄道輸送のコストを大幅に削減することができる。そうなれば、アゼルバイジャンでのアンモニア生産のマージンを押し上げる可能性がある。すなわち、新しいアンモニア輸出ターミナルの建設などの国内インフラ整備、あるいは近隣国との連携による輸出ターミナル整備を進めることで輸出可能性が高まると言える。また、再生可能エネルギーのコスト競争力が一段と高まることでグリーンアンモニアの経済性の向上も期待される。

## 16.0 グリーンアンモニアの発電用途/輸出及びインフラ整備に関するロードマップの検討

### 16.1 グリーン水素・アンモニアの導入検討

#### 16.1.1 欧州/日本におけるグリーン水素・アンモニア取組み

##### 16.1.1.1 欧州

低炭素水素・アンモニアの生産コストと従来の炭素由来の生産物との間のギャップを埋めるために、カーボンプライスを用いるだけでは十分ではないと考えられ、欧州の政策立案者は脱炭素全般、特に水素に持続的な支援を開始している。

たとえば、欧州委員会の **Fit for 55 Package** が挙げられる。EU は 2030 年までに温室効果ガスの排出量を 1990 年比で少なくとも 55%削減できるような適切な政策を行うことを提案している。水素については、2030 年までに輸送部門および重工業において 50%のグリーン水素を義務付けようとしている。これには、化学原料として、また最終エネルギー利用としてのすべての水素が含まれる。加えて、化石燃料税の引き上げと世界初の炭素国境調整メカニズム(CBAM)の導入が一体で行われる。

EU の民間セクターはこのインセンティブに対応し、積極的な取組を見せている。

- ドイツのユーティリティ会社 **RWM** と化学・産業ガス会社 **Linde** はドイツ政府による補助を受け、洋上風力電源からの電解装置の納入に関する契約を締結した。
- スイスのユーティリティ会社 **Axpo** は水力発電所の近隣にグリーン水素製造設備を建設する計画を持つ。また、ドイツのユーティリティ会社 **Eon** は、イタリアの電力会社 **Enel** およびスペインの電力会社 **Endesa** と提携し、重工業地域でグリーン水素・アンモニアの配送ネットワークを構築する計画を持つ。
- 伝統的なエネルギー会社である **BP**、**TotalEnergies**、**Repsol** など各々欧州でグリーン水素計画を推進している。

化学メーカーに目を向けても、グリーンアンモニアへの積極的な取組が見られる。

- ノルウェーの **Yara** は同国でアンモニアプラントを脱炭素化する計画をもつ。現在の化石燃料由来の水素を再生可能エネルギー由来の水素に転換することを目的とする実証プラントに出資する。**Yara** はグリーンアンモニアを 2023 年半ばから供給し、肥料・海洋燃料分野に向けることを目指す。
- スペインの **Grupo Fertiberia** はスウェーデンでグリーンアンモニア・肥料プロジェクトの開発に取り組む。同地域で生産されるグリーンアンモニアは低炭素肥料、産業製品、海上輸送などの使用が考えられる。

### 16.1.1.2 日本

日本においては、2020年に2050年カーボンニュートラルを宣言し、日本政府が策定した「グリーン成長戦略」の重点分野の1つに燃料アンモニアが選定されており、その利用拡大に向け、官民連携での取組を進めている。

燃料アンモニア市場の構築には供給と利用の双方によるサプライチェーンの構築が必要であり、需要者・供給者の民間企業と政府の連携が不可欠である。日本では、アンモニア混焼に向けた技術開発を世界に先駆けて開始している。海外市場への展開を視野に入れるためにも、製造面では大規模化・コスト削減などの開発・実証を行い、利用面では高混焼率・専焼化に向けた技術開発に取り組んでいる。

### 16.1.2 アゼルバイジャンにおけるグリーン水素・アンモニアの導入検討

肥料や産業用途のような伝統的な市場では、化石燃料由来のアンモニアと比べ、グリーンアンモニアの高い生産コストが導入のボトルネックとなるため、政府による補助金、カーボンプライス、炭素国境調整メカニズム（CBAM）の組合せが必要である。

また、グリーン水素・アンモニア生産を実現するための重要な政策は、同国における再生可能エネルギー部門、すなわち太陽光および風力発電の開発を加速することである。再生可能エネルギー部門でのコスト削減は大きなものとなり得る。

再生可能エネルギー部門に補助金を提供することは、アゼルバイジャンにより多くの有益な効果をもたらす。電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量の低減は、直ちに同国の脱炭素政策を下支えすることになる。また、グリーン水素・アンモニアのような新産業の創出と再生可能エネルギー開発は、脱炭素社会に向かうエネルギー転換期におけるアゼルバイジャンの経済発展を支え、さらには同国の就労機会・雇用の創出にも繋がる。

## 16.2 将来の発電用途/輸出を視野に入れた最適なロードマップ提案

アゼルバイジャンにおける2050年までのGHG排出量40%削減の実現に向け、国内産業部門や民生部門などからのGHG排出量削減に加え、再生可能エネルギーの利用拡大を図ることとなるが、同国の火力発電は国内の電力需要を安定的に満たすためにも、引き続き重要である。そして、将来においても重要な位置を占める発電部門、特に火力発電の脱炭素化/低炭素化を進めるには水素・アンモニアの利用が有力と考えられている。

将来の水素・アンモニア導入やその拡大を図るには、①供給および利用の安定性の確保、②サプライチェーンを通じたコスト削減、③エネルギートランジション期間における環境対策と制度設計、④国際連携による技術移転と標準化などの環境整備、などを配慮した取組が求められる。

将来の水素・アンモニアの導入と拡大を着実に実現するためにも、ロードマップの策定と開発の取組みが重要である。このため、供給と利用の両面からロードマップの一例として以下の通り提案する。なお、ここでは調査時点で発生したウクライ

ナ情勢について、その影響を見通すことは困難であるため、本調査報告においてはこの点について考慮していない。

### 16.2.1 供給

将来的な水素・アンモニアの火力発電への混焼さらには専焼、あるいは船舶燃料用途などでの利用拡大を見据えて、今後の水素・アンモニアの市場の形成とサプライチェーンの構築が必要となる。

アゼルバイジャンでは2030年までにGHG排出量35%削減を目標に掲げている。このグリーン成長の実現と連動する形で、まずは短期的（～2030年）には、小規模の設備導入から始めて、その商業運転の開始を目標とする。

本報告書で検討したように、まずは小規模のグリーン水素・アンモニア設備の導入を提案する。アゼルバイジャンには近年建設された既設アンモニア・尿素プラントがあり、以下の点からグリーン水素・アンモニア設備との親和性が非常に高い。

- 小規模グリーン水素・アンモニア設備を既設プラントの近隣に設置することで既設の貯蔵設備などの有効利用が可能である。設備の重複を避けることができるため、初期投資費用が軽減できる。
- 製品の用途・引取先は事業を考える上で重要である。つまり、グリーン水素・アンモニアは国内の消費が確立されていないと事業の障壁となる可能性があるが、アゼルバイジャンのアンモニア設備は尿素設備を併設しているため、グリーン水素・アンモニアが将来的に販売できるまでの立ち上がり段階において、既存の肥料用途の販売/流通ルートに乗せることができる。
- 既存のアンモニア・尿素生産設備の運転員が活用できる。まったく新しい事業を立ち上げる場合には、人材の確保・教育の面で多くの時間と費用が必要となることが多い。今回のグリーン水素・アンモニア設備では、立ち上げ段階で既存のアンモニア設備の人材/運転員が活用できるため、人材教育の期間と費用を減らすことが可能である。

以上のように、2030年に向けて低炭素・脱炭素を推進するアゼルバイジャンにおいて、国内のアセットを最大活用する本アプローチは極めて実践的なアプローチといえる。

また、生産されるグリーンアンモニアは肥料用途の他にも、小規模ではあるが、火力発電所やボイラーの排ガス脱硝用途などでアンモニアを使用しているユーザーにアンモニアを直接供給することも考えられる。

本調査後の次のフェーズとしては詳細事業性検討、基本設計（FEED等）を経て、そして事業者の最終意思決定（FID）の後に、EPCフェーズへと進むのが一般的なアプローチである。上記の所要フェーズおよび、各々の設計・建設期間を考慮すると、2030年までに商業運転の開始が一つの目安と考えられる。

アゼルバイジャンではアンモニア・尿素設備がすでに商業運転されているため、グリーンアンモニアから肥料（尿素）を生産した場合には、既存の流通インフラ・経路にて国内外への販売が行われることになる。

そして、小規模グリーン水素・アンモニアプラントの商業運転が開始し、定常運転が達成できた後、2030年以降に大規模生産設備へとスケールアップしてグリーンアンモニアの生産コスト低減を図ることが考えられる。

グリーン水素・アンモニアの生産コスト低減を図るためには、水電解槽およびアンモニア製造設備の装置コストのみならず、並行して以下のインフラ整備を進め、サプライチェーン全体でコスト削減を図る必要がある。

- 再生可能エネルギー（太陽光、風力）整備
- 送配電グリッド整備
- 水インフラ（海水淡水化）整備

グリーンアンモニアを大規模に生産し、国内に販売させるためには現存するインフラの大幅な拡充が必要になる。つまり、タンクローリー等の輸送車両による陸上輸送の強化、あるいはパイプライン輸送体制などの構築が必要となる。将来的なアンモニア燃料の大量輸送を可能とする、効率的なアンモニア国内輸送の構築が求められる。このために、サプライチェーン上で関連する産業・企業による連携や、規格・規制の整備などの制度設計が促進される必要がある。

国内輸送の面では、大規模な輸送インフラが確立されていない初期段階ではタンクトラックが主力である。将来的な大量輸送体制が整備された場合においても、最終目的地への柔軟な輸送手段として引き続き重要な位置付けとなる。このため、国内の陸上輸送インフラ・道路整備などが必要となる。

将来の発電利用などで需要量が増加し、大量の供給が継続して必要となる場合には、発電所等の需要側に向けたパイプライン導入が考えられる。アゼルバイジャンには天然ガスパイプラインがあり、これまで蓄積された実績があるため、今後のアンモニアパイプラインの敷設においてはこれらの知見が最大限活用されることが期待される。

また、鉄道輸送も有力な手段である。今後のアンモニアの大量輸送を想定すると、専用タンク車の他、トレーラー、内航船による積み替え輸送も可能なタンクコンテナも検討される必要がある。

中長期的に（2030年以降）、グリーンアンモニアのマーケットが国内外で確立された場合には、欧州・トルコ・中央アジアなど国外へ将来的にグリーンアンモニア輸出を考えることになる。前章で検討したように、アゼルバイジャンにはアンモニア輸出ターミナルがない。黒海にアクセスできる最も近いアンモニア輸出ターミナルは、トルコまたはウクライナの Pivdenny にある。いずれも約 2,000km の鉄道輸送が必要となる。

トルコはアンモニアの正味輸入国であることから、トルコ国内需要への供給となる可能性がある。また、西欧のようなグリーン水素・アンモニアの取組みが進む市場をターゲットにすることがより現実的であると思われる。しかしながら、現在の輸送インフラを前提に考えると、ウクライナの Pivdenny を中継地として西欧へと輸



出することが考えることになるが、輸送コストが非常に高いため、経済合理性の面で厳しい。

このことから、スムガイトにより近いアンモニア輸出ターミナルの整備、あるいは近隣国との連携による輸出ターミナル整備を行い、鉄道コストを大幅に削減することが望ましい。前述したようにアンモニアの供給のために整備すべき輸送インフラをまとめると以下ようになる。

- 道路インフラ整備
- アンモニアパイプライン整備
- 鉄道インフラ整備
- アンモニア輸出ターミナル整備

これら輸送インフラへの投資によって、国内供給そして輸出可能性が高まると考えられる。

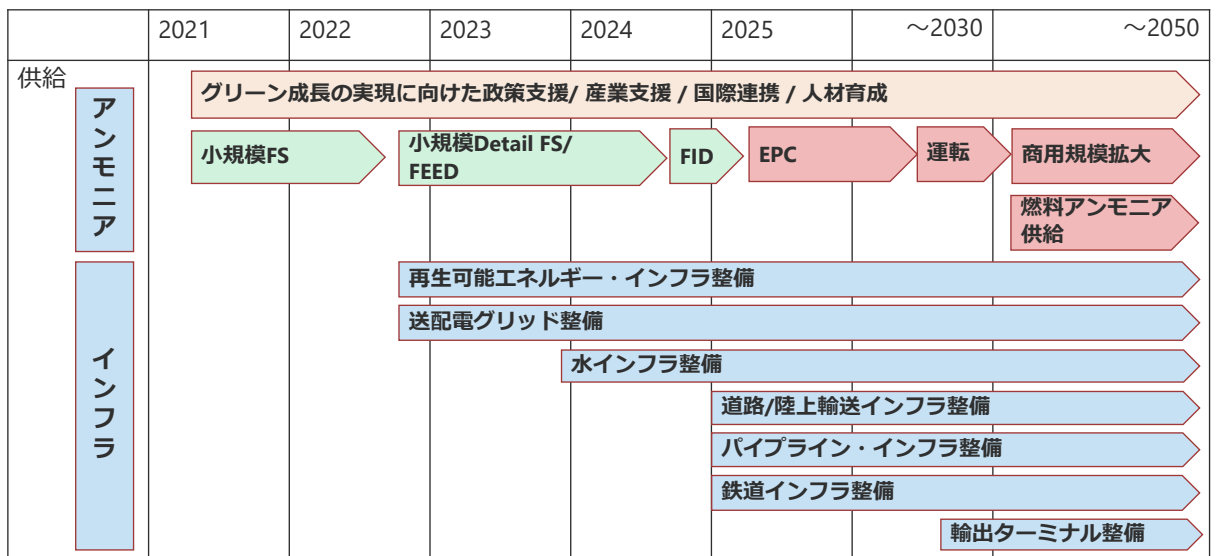


図 16.2.1 アゼルバイジャンにおけるグリーン水素・アンモニア ロードマップ（供給）

## 16.2.2 利用（肥料・発電・船舶等）

アンモニアの従来からの利用方法としては主に肥料用途が挙げられる。

現在、アゼルバイジャンの既設アンモニアプラントは全量を尿素生産に向けるように設計されている。同国では窒素肥料として硝酸アンモニウムが主流であり、今のところ尿素への代替がそれほど進んでいないが、硝酸アンモニウムは輸送および貯蔵の安全性の面での管理・注意が必要であり、将来的には尿素へとシフトが進む可能性が示唆されている。

グリーンアンモニア製造過程では副産物としてCO<sub>2</sub>を発生せず、既存のアンモニア製造と比べてCO<sub>2</sub>排出削減に繋がる。また、本調査で検討した小規模のグリーン水素・アンモニア設備は、既設アンモニア設備能力の5%に相当するに過ぎない。こ

のことから、生産されるグリーンアンモニアは、既設のアンモニア・尿素設備の運転に大きな影響を与えずに、既存の国内市場で吸収されると想定される。

もっとも、尿素については、尿素のもつ特性、すなわち肥料として使用した際にCO<sub>2</sub>を大気中に放出するため、CO<sub>2</sub>固定化の手段として適しているかどうかは今後の議論が必要となる。このため、中長期的にはグリーンアンモニア生産とあわせ、尿素を製造する際には他のCO<sub>2</sub>排出源からCO<sub>2</sub>を回収・利用することも考える必要がある。

中長期（2030年以降）のアゼルバイジャンの大規模グリーンアンモニア設備の生産能力については、アンモニアの最終用途とその必要量、および既設アンモニアプラントの規模との兼ね合いから最適な設備能力を決めることになる。

将来的な火力発電の脱炭素を実現するアンモニア専焼を目指し、ガス火力発電への混焼技術について、実機での混焼技術の検証が必要となる。そして長期的には既存のガス火力発電の置き換えによるアンモニア専焼の導入促進が想定される。GHG排出のまったくないアンモニア専焼の火力発電は世界の脱炭素化に大きく貢献する。

また、アンモニアの船舶用燃料への利用拡大も期待されている。世界海事機関(IMO)のGHG削減目標では、2050年までに国際海運のGHG排出量を50%以上削減し、今世紀中のなるべく早期のGHG排出量ゼロを目指している。この目標に合わせ、燃料アンモニアを直接燃焼させるアンモニア燃料船の商用化、2050年に向けて国際海運において長距離船におけるアンモニア燃料の一般的な利用を目指すことになる。

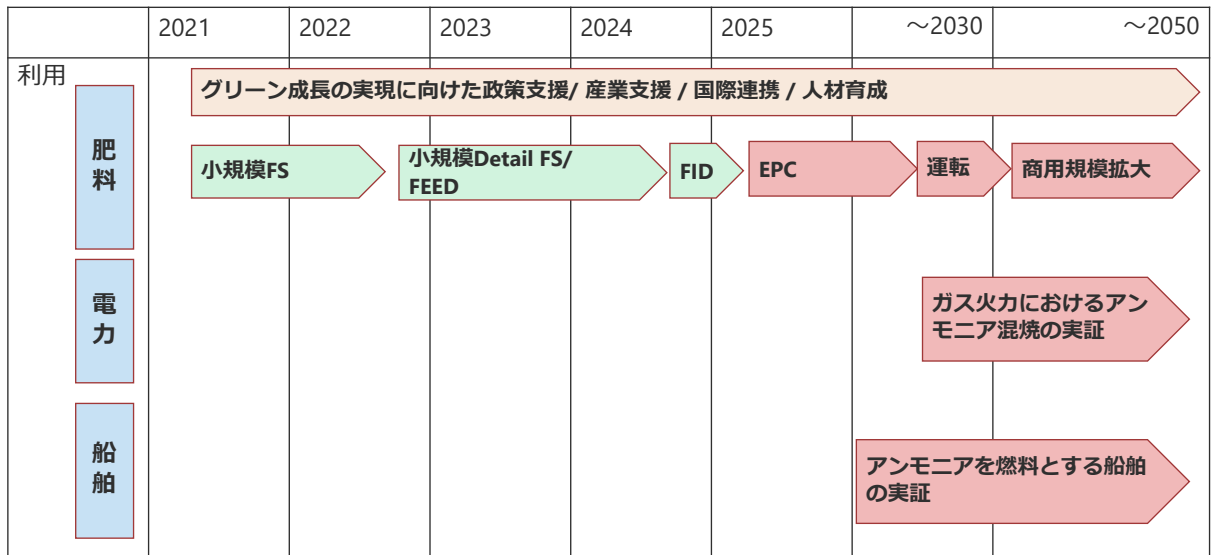


図 16.2.2 アゼルバイジャンにおけるグリーン水素・アンモニア ロードマップ（利用）

## 17.0 参考文献

- [1] UNFCCC, “Azerbaijan-High-level Segment Statement COP 26,” 11 11 2021. [Online]. Available: <https://unfccc.int/documents/310805>.
- [2] アゼルバイジャン大統領ホームページ, “Order of the President of the Republic of Azerbaijan on approval of "Azerbaijan 2030: National Priorities for Socio-Economic Development",” 2 2 2021. [Online]. Available: <https://president.az/en/articles/view/50474>.
- [3] “スムガイト化学工業団地ホームページ,” [Online]. Available: <https://scip.az/en/page/ustunlukler/vergi-ve-gomruk-guzestleri>.
- [4] “Deloitte, Azerbaijan Tax News, 2015,” [Online]. Available: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/az/Documents/tax/aze/Tax%20Update%20-%2024%20February.pdf>.
- [5] “アゼルバイジャン法務省 電子データベース,” [Online]. Available: <http://www.e-qanun.az/framework/47842>.
- [6] “AZERNEWS,” 24 11 2021. [Online]. Available: <https://www.azernews.az/business/186023.html>.
- [7] “bp ホームページ,” 22 2 2021. [Online]. Available: [https://www.bp.com/en\\_az/azerbaijan/home/news/press-releases/azerbaijan-to-cooperate-with-bp-on-decarbonization-of-its-energy.html](https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/news/press-releases/azerbaijan-to-cooperate-with-bp-on-decarbonization-of-its-energy.html).
- [8] “アゼルバイジャンエネルギー省ホームページ,” 20 5 2021. [Online]. Available: <https://minenergy.gov.az/en/xeberler-arxivi/azerbaycan-boyuk-britaniya-hokumetlerarasi-komissiyenin-4-cu-iclası-kecirilib>.
- [9] “アゼルバイジャンエネルギー省ホームページ,” 14 4 2021. [Online]. Available: <https://minenergy.gov.az/en/xeberler-arxivi/energetika-nazirliyi-beynelxalq-maliyye-korporasiyasi-ile-denizde-kulek-enerjisi-sahesinde-emekdasliga-dair-anlasma-memorandumu-imzalayib>.
- [10] Ammonia Energy Association , “Low-Carbon Ammonia Certification-Discussion Paper,” October 2021.
- [11] 原田宙幸, PEM 水電解による高圧縮水素エネルギー発生装置, 2008.
- [12] CSIRO, Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis, 2016.
- [13] IEA (2019), The Future of Hydrogen, All rights reserved.
- [14] The Association for the Advancement of Cost Engineering, AACE International Recommended Practice No. 18R-97: Cost estimate classification system-As applied in engineering, procurement, and construction for the process industries, 2005.

- [15] 環境省/経済産業省, サプライチェーンを通じた温室効果ガス排出量算定に関する基本ガイドライン (ver.2.3) , 2017.
- [16] IEA (2021), Azerbaijan Energy Policy Review, All rights reserved.

### **Copyright notice**

Copyright © 2022 Argus Media group

All rights reserved.

All intellectual property rights in this publication, data and the information published herein (“Data”) are the exclusive property of Argus and/or its licensors and may only be used under licence from Argus. Without limiting the foregoing, by accessing this publication you agree that you will not copy or reproduce, store in a retrieval system, or transmit in any form or by any means, electronic or mechanical, create a derivative work or use all or any part of this publication or the Data (including, but not limited to, single prices or any other individual items of data) in any form or for any purpose whatsoever, except under valid licence from Argus.

The publication, including the Argus trademarks and logo/legal notices, may not be altered.

### **Trademark notice**

ARGUS, the ARGUS logo, ARGUS MEDIA, Argus [name of the edition], other ARGUS publication titles and ARGUS index names are trademarks of Argus Media Limited.

Visit [www.argusmedia.com/Ft/trademarks](http://www.argusmedia.com/Ft/trademarks) for more information.

### **Disclaimer**

The Data come from a variety of sources, some of which are third parties outside Argus’ control, and may not have been verified. All analysis and opinions, data, projections and forecasts provided may be based on assumptions that are not correct, being dependent upon fundamentals and other factors and events subject to change and uncertainty; future results or values could be materially different from any forecast or estimates contained in this publication. In addition, rounding errors, differing definitions and the use of multiple sources may have led to instances in which some data and information may appear to be inconsistent.

The Data is provided on an “as is” basis. Argus and its licensors make no warranties, express or implied, as to the accuracy, adequacy, timeliness, or completeness of the Data or fitness for any particular purpose. Argus and its licensors shall not be liable for any loss, claims or damage arising from any party’s reliance on the Data and disclaim any and all liability related to or arising out of use of the Data to the full extent permissible by law.

Reliance or use by any third party on the contents of any or all parts of this publication, the Data, any document or report shall be entirely at its own risk. No duty of care is owed by Argus to anyone who may access this publication. Argus disclaims all liability and accepts no responsibility in relation to anyone who seeks to rely upon or use the publication or any of the Data.

Argus does not represent or warrant that this publication is in all respects accurate or complete.

Argus makes no warranty or representation, express or implied, to any party with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of this publication or the Data, Argus does not warrant any results obtained or conclusions drawn from its use and assumes no liability with respect to any party's use of or damages resulting from such use of the Data, conclusions or recommendations disclosed in this publication.

Argus has no obligation to maintain or update this publication.

Argus does not offer or provide financial, tax or legal advice through this publication or otherwise.

#### **Exclusion of Liability**

Neither Argus, nor its partners, employees or agents (a) shall be liable to any third party for any decision made or action taken in reliance on this publication of the Data, or (b) accepts liability or responsibility for any loss or damage whatsoever as a consequence of this publication, the Data, any report, document or any part of it being relied upon by any third party, or being used for any other purpose, or containing any error or omission in the Data.

All warranties and representations of any kind, express or implied, including warranties of performance, merchantability and fitness for a particular purpose are excluded to the maximum extent permitted by law.



## 18.0 添付

18.1 ATTACHMENT-1: Argus Media 社報告書

18.2 ATTACHMENT-2: 野村総合研究所報告書

18.3 ATTACHMENT-3: Prove 社報告書

## Azerbaijan hydrogen and ammonia market study

March 2022 | Prepared for: JGC Corporation



illuminating the markets

Private and Confidential, licensed to: JGC Corporation  
Copyright © 2022 Argus Media group

## Disclaimer

Data and information contained in this Report come from a variety of sources, some of which are third parties outside Argus' control, and may not have been verified. While Argus seeks to use information and data from reliable sources and has developed this Report in accordance with its professional standards, the inherent difficulties in obtaining information on often opaque and commercially sensitive markets should be noted by the Client. All analysis and opinions, data, projections and forecasts provided may be based on assumptions that are not correct, being dependent upon fundamentals and other factors and events subject to change and uncertainty; future results or values could be materially different from any forecast or estimates contained in the Report. In addition, rounding errors, differing definitions and the use of multiple sources may have led to instances in which some data and information may appear to be inconsistent. Argus has endeavoured to resolve these apparent inconsistencies, but some may remain. Argus does not represent or warrant that the Report is in all respects accurate or complete and does not warrant any results obtained or conclusions drawn from its use. Argus has no obligation to maintain or update the Report.

### **Exclusion of Liability**

Neither Argus, nor its partners, employees or agents, shall be liable to the Client or any third party for any decision made or action taken in reliance on the information and data in this Report or for any indirect, consequential, special or similar losses or damages, or for loss of profits, loss of revenue, loss of opportunity, or loss of or damage to reputation, even if advised of the possibility of such loss and damages. All warranties and representations of any kind, express or implied, including warranties of performance, merchantability and fitness for a particular purpose are excluded to the maximum extent permitted by law. The Client's use of the Report is entirely at the Client's own risk. This Report does not offer or provide financial, tax or legal advice.

### **Weights, currencies and percentages**

Unless explicitly stated in the Report, all weights are given in metric tonnes and (all references to dollars are to US dollars. Currency conversions have been made either at current or relevant historical exchange rates, as required by the context. Numbers may have been rounded. This means that table totals may differ from the sum of individual figures, and percentages may sometimes appear not to total exactly 100pc.

# Contents

## Table of Contents

Executive Summary	5
Section 1: The ammonia market	7
Chapter 1.1: Ammonia market overview	7
1.1.1. Azerbaijan	7
1.1.2. Key markets in the vicinity of Azerbaijan	8
Chapter 1.2: Ammonia pricing analysis	11
1.2.1. Azerbaijan as a grey ammonia exporter	11
1.2.2. Green ammonia in Azerbaijan: The role of policy	12
Chapter 1.3: Potential disposition for green ammonia produced in Azerbaijan	13
1.3.1. Urea	13
1.3.2. Ammonium nitrate	14
Section 2: The hydrogen market	16
Chapter 2.1: Hydrogen market overview	16
2.1.1. Azerbaijan	16
2.1.2. Turkey	24
2.1.3. India	30
2.1.4. The European Union (EU)	31

## List of Figures

Figure 1-1 Azerbaijan ammonia balance	7
Figure 1-2 Turkey ammonia balance	8
Figure 1-3 Kazakhstan ammonia balance	9
Figure 1-4 Russia ammonia balance	10
Figure 1-5 Ammonia capacity, demand, and net trade in other selected countries in the vicinity of Azerbaijan, 2020	11
Figure 1-6 Estimation of achievable netbacks and margins to produce grey ammonia Azerbaijan for export via Pivdenny	12
Figure 2-1 Installed wind and solar capacity in Azerbaijan (2010 – 2018)	16
Figure 2-2 Comparison of the levelized cost of producing hydrogen (LCOH) (2020)	19
Figure 2-3 Azerbaijan's final consumption by sector (2019)	20
Figure 2-4 Methanol balances for Azerbaijan	21
Figure 2-5 Azerbaijan's natural gas exports (2015 to 2021)	22
Figure 2-6 Turkey's renewable capacity (2010 – 2020)	25
Figure 2-7 Turkey's wind and solar electricity prices	25
Figure 2-8 Imports of natural gas into Turkey (2013 – 2020)	27
Figure 2-9 Natural gas demand by sector	28
Figure 2-10 Cost of production of hydrogen from coal and electrolysis in Turkey (2021)	29

## List of Tables

Table 1-1 Estimated cost of urea production using green ammonia and carbon dioxide captured from industry/DAC as feedstock in Azerbaijan (nominal basis)	13
Table 1-2 Summary of cost estimates of ammonium nitrate (AN) production using green and grey ammonia as feedstock in Azerbaijan (nominal basis)	15
Table 2-1 Renewable energy potential in Azerbaijan	17
Table 2-2 Cost and emissions of CO <sub>2</sub> : A comparison	20
Table 2-3 Cost and emissions of CO <sub>2</sub> : A comparison (in Italy)	23



## Executive Summary

In the midst of the global drive towards the decarbonisation of the economy and the achievement of climate targets at the country level, low carbon hydrogen has taken centre stage. The molecule and its carrier form, ammonia, are considered to be the cornerstone of decarbonising hard to abate sectors of the economy, such as process industries, steel and the maritime sector, due to its enormous potential as a carbon-free energy source or chemical feedstock.

This study explores Azerbaijan's place in facilitating the hydrogen economy both domestically and abroad. Given the country's renewable energy resources, namely wind and solar electricity, the nation in the South Caucasus region could potentially develop a novel green manufacturing industry. This would help the country decarbonise whilst potentially looking to export its green products elsewhere.

To examine the prospects for green hydrogen, which is produced via electrolysis using renewable electricity, or ammonia production produced in Azerbaijan, Argus first examined the current state of the hydrogen and ammonia markets in the country and its neighbours.

Azerbaijan's domestically produced grey ammonia, which is produced from natural gas, goes into the manufacturing of urea. The commodity is largely exported as the preferred fertilizer in the country is ammonium nitrate. Turkey, and Kazakhstan to a lesser extent, serve as the region's main ammonia importers. Russia, with the second largest ammonia production capacity in the world, dominates the traded ammonia market in the region.

Next, Argus investigated Azerbaijan's hypothetical competitiveness as a grey ammonia producer. The lack of easy access to an ammonia export terminal, the consequently high transportation costs and a competitive export market dominated by Russia disincentivise exports of grey ammonia. This analysis points to the challenges faced when looking to export green ammonia, which is typically more expensive to produce than its grey counterpart.

The higher renewable electricity costs and potentially lower utilization rates for electrolyzers puts the country at a cost disadvantage to countries like Saudi Arabia, Australia and Turkey. There is a role for Azerbaijan's policymakers to accelerate the development of the country's renewables sector. This would engender reductions in the cost of renewable electricity generation consequently improving the competitiveness of Azerbaijan's green ammonia output.

There is scope to produce green fertilizer-grade ammonium nitrate (FGAN) to be used domestically as a substitute for imported volumes of the commodity. However, the cost differential between the imports of FGAN and domestically-produced FGAN is significant. Subsidies would need to be provided either to the producer of the green FGAN or the consumer to facilitate its uptake at the expense of imports.

Argus also considered the potential disposition of green hydrogen in Azerbaijan and its neighbours. Azerbaijan's hydrogen demand comes from its refinery, ammonia production facility and methanol plant. However, economics precludes its use in these industries. Turkey has ambitions to initially blend hydrogen in its natural gas grid with industrial use occurring over the coming decades. Turkey's production costs of hydrogen either via gasification of coal or electrolysis are quite competitive. Hence, there might be prospects for growth in demand should policy support be provided.

A way of monetizing Azerbaijan's green hydrogen is via exports to Europe. It is possible to export hydrogen via a natural gas blend via the Southern Gas Corridor (TGC) system. This option is also one that Turkey can avail of given that the pipeline system passes through the country. It is likely that negotiations amongst stakeholders will be required to enable the exports of green hydrogen given that blend limits would exist given the capacity of the pipeline system and material used.

Development of a green hydrogen/ammonia facility in Azerbaijan would significantly require coordination between policymakers and market participants and sustained support. The positive externalities of increased security of supply and lower emissions have to be weighed against the costs that this would impose on the economy.

## Section 1: The ammonia market

### Chapter 1.1: Ammonia market overview

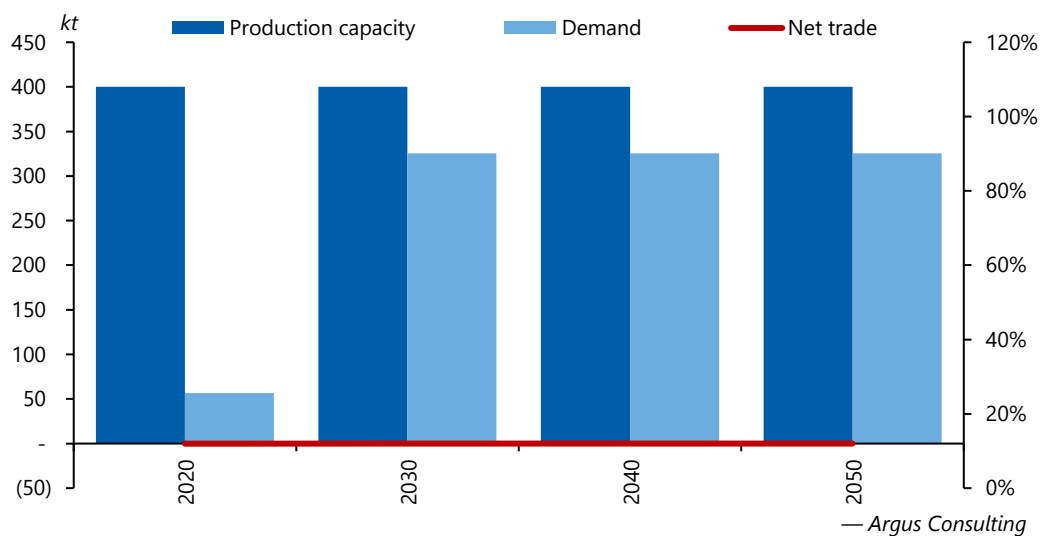
#### 1.1.1. Azerbaijan

##### 1.1.1.1. Market overview

Azerbaijan produces around 400,000 t/yr of ammonia, which is used to produce urea. This urea is typically exported as imported ammonium nitrate is the fertilizer of choice in the country. Prior to the construction of Azerbaijan's urea facility in 2019, there was practically no demand for ammonia in Azerbaijan.

The increase in ammonia demand over the outlook period is a function of expanding urea production capacity as Azerbaijan seeks to establish itself as a urea exporter (see Figure 1-1). The country trades very small volumes of ammonia given that domestic production is destined for urea production.

Figure 1-1 Azerbaijan ammonia balance



##### 1.1.1.2. Fertiliser consumption trends in Azerbaijan

Ammonium nitrate is Azerbaijan's favoured nitrogen fertiliser. It has had a long history in the country as it suits the country's climate and soil conditions. Azerbaijan relies on imports of ammonium nitrate as it is not produced domestically. These imports largely originate from Russia, as well as Georgia to a smaller extent.

While Azerbaijani urea is yet to find its way into the domestic market in as large quantities as ammonium nitrate, the situation might change in favour of urea in the near term. This might lead to growth in ammonia demand albeit indirect. There are growing safety concerns with ammonium nitrate given the explosive nature of the commodity. Several

countries have either tightened regulations on its use or banned the commodity. This has discouraged capacity expansions in the sector.

This is in contrast to planned urea capacity additions. Hence, from a security of supply perspective, the greater relative availability of urea to ammonium nitrate might encourage switching in Azerbaijan. This increased availability of urea would lower its relative price to ammonium nitrate further improving the incentive to switch.

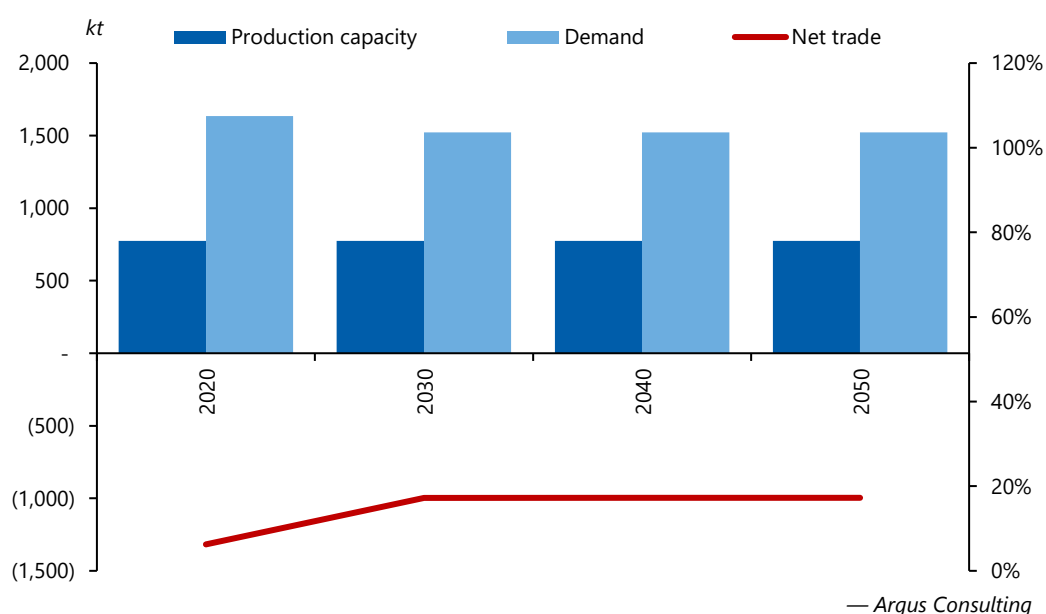
As a nitrogen fertilizer, the superiority of urea over ammonium nitrate is not straightforward to establish though. Whilst urea has a higher nitrogen content than ammonium nitrate, the loss of nitrogen on application relative to ammonium nitrate is higher. However, urea's higher nitrogen effectively lowers the cost of transporting fertiliser by nutrient content per shipment, the impact of which is especially pronounced when moving material over long distances.

### 1.1.2. Key markets in the vicinity of Azerbaijan

#### 1.1.2.1. Turkey

Turkey, which has an installed ammonia production capacity of 775,000 t/yr, is a net importer of ammonia. Its main supplier is Russia, followed by Algeria. About 55.0pc of Turkey's imported ammonia in 2020 originated from Russia, with Algeria contributing to 19.4 pc of Turkey's imports. Domestic producers use ammonia largely to produce ammonium nitrate and prilled urea. Merchant domestic ammonia capacity, of around 160,000 t/yr, caters mostly to domestic buyers.

Figure 1-2 Turkey ammonia balance



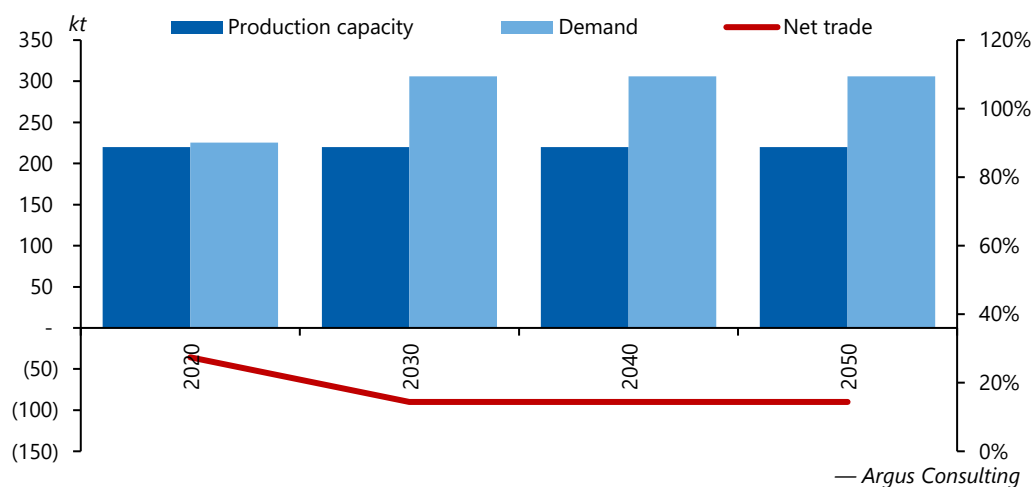
Urea production is the principal disposition avenue for ammonia in Turkey. Urea production-related ammonia consumption accounted for 18pc of Turkey's national ammonia consumption in 2020. With the tightened nitrate regulations on the back of

security concerns and no new upcoming urea and phosphate fertiliser capacity, there is limited potential for demand growth in the country. The country is expected to import around a million tons of ammonia per year over the outlook period (see Figure 1-2).

#### 1.1.2.2. Kazakhstan

Ammonia capacity in Kazakhstan totals 220,000 t/yr. Most of the ammonia produced in Kazakhstan is used to produce ammonium nitrate with merchant ammonia output of around 78,000 t/yr absorbed by domestic buyers. Ammonium nitrate production is where the bulk of ammonia (around 60pc of the total demand) in Kazakhstan ends up.

Figure 1-3 Kazakhstan ammonia balance



Monoammonium phosphate (MAP) is also an important contributor to the country's ammonia demand, and is expected to have its contribution to the country's ammonia demand double by 2024 on the back of capacity expansion. There is also a small amount of ammonium sulphate produced from the desulphurisation of coke oven gas. The increase in ammonia demand contributed by the expanded MAP capacity is expected to lead to a significant rise in ammonia demand from 2024 onwards. Thereafter, given the lack of downstream product capacity expansions, demand is slated to remain flat over the outlook period (see Figure 1-3).

Kazakhstan imported 36,000 t/yr of ammonia in 2020. Trade flows are completely dominated by imports with no exports. Russia is Kazakhstan's main overseas supplier of ammonia, accounting for 99.4pc of its imports in 2020. Net imports are expected to grow to around 90,000 t/yr from 2030 onwards.

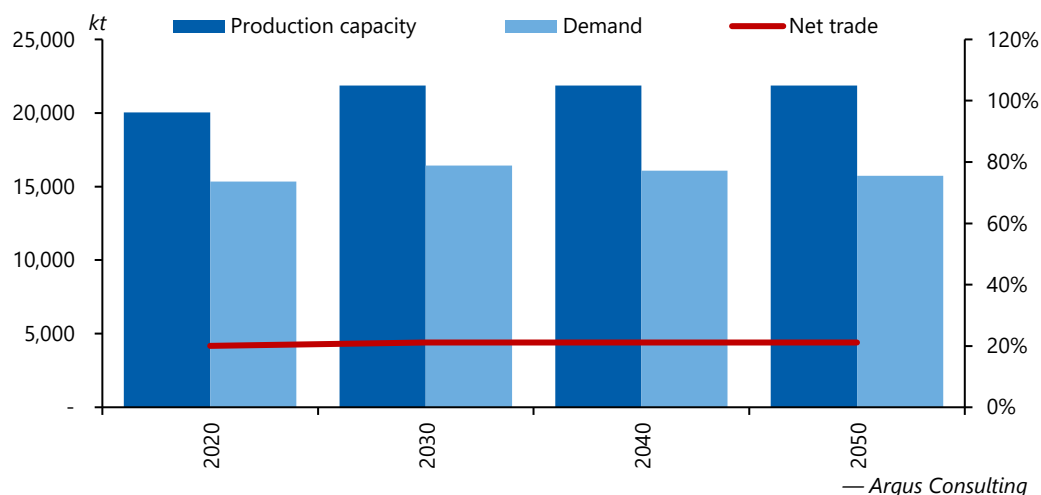
#### 1.1.2.3. Russia

With an ammonia production capacity of around 20,000 kt/yr in 2020, Russia is the second largest producer of ammonia in the world after China and is the world's largest exporter of the commodity.

Russia's ammonia capacity is expected to expand out to 2025. Russia's massive scale of ammonia production is enabled by the abundance of relatively cheap natural gas in the

country. This gives the country a significant competitive advantage in the merchant ammonia market. Around 30pc of the country's capacity caters to the merchant market. The expectation is that ammonia exports from the country will stay strong over the forecast horizon (see Figure 1-4).

Figure 1-4 Russia ammonia balance



Aside from the traded volume, ammonia is also used in the country to produce urea and ammonium nitrate. These two downstream products were responsible for the around 72pc of Russia's ammonia demand in 2020. Besides these downstream products, Russia also produces ammonium phosphate and sulphate fertilizers. Overall, ammonia demand is predicted to grow along with a significant expansion in Russia's urea capacity up to 2025. However, the demand trend is predicted to move downwards after 2025, as producers look to taper down the production of ammonium nitrate, due to increasing safety and security concerns surrounding the commodity.

The upcoming slight increase in Russian ammonia capacity in the next few years is mostly tied to the growth in downstream products' capacity, so it is not expected to lead to a significant increase in Russia's capability to export ammonia.

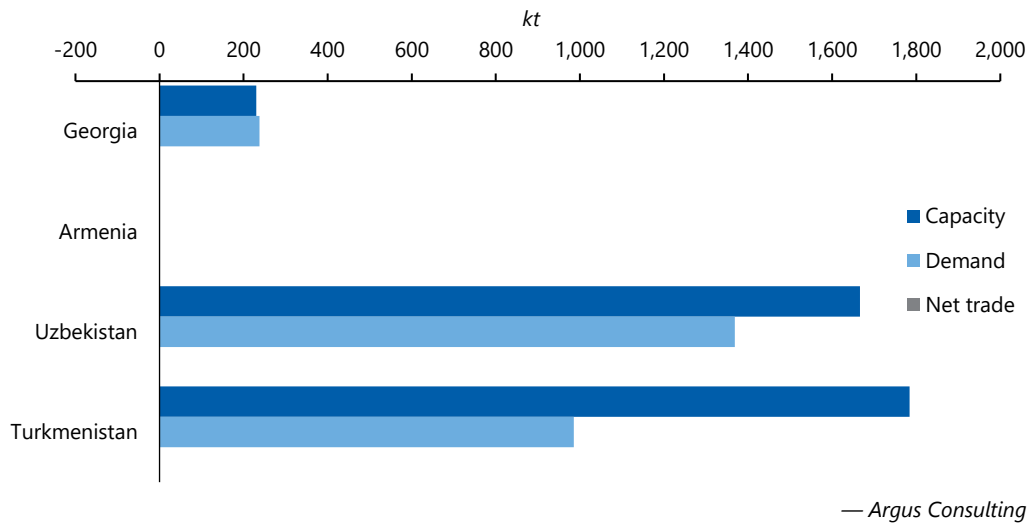
#### 1.1.2.4. Other markets in the vicinity of Azerbaijan

Georgia has an ammonia production capacity of 230,000 t/yr. Ammonia is produced in an integrated facility that also produces ammonium nitrate, ammonium sulphate, and sodium cyanide. Ammonia demand totalled 237,000 t/yr in 2020, which was used to produce fertiliser-grade ammonium nitrate (FGAN). Demand is forecast to be around 230,000 t/yr over the outlook period, driven by ammonium nitrate demand. Meanwhile, Armenia has neither ammonia production capacity nor demand for the commodity.

Across the Caspian Sea from Azerbaijan, Uzbekistan and Turkmenistan are home to a sizeable ammonia demand, totalling 1,368 kt/yr and 985.6 kt/yr respectively in 2020. However, domestic production capacity is sufficient to cover domestic demand (see Figure 1-5).



Figure 1-5 Ammonia capacity, demand, and net trade in other selected countries in the vicinity of Azerbaijan, 2020



A common theme between the abovementioned countries is the minimal involvement of these countries in ammonia trade. Thus, these countries are unlikely to become target markets for Azerbaijani ammonia.

## Chapter 1.2: Ammonia pricing analysis

### 1.2.1. Azerbaijan as a grey ammonia exporter

As a step to assessing the potential of Azerbaijan as an exporter of green ammonia, a hypothetical scenario in which Azerbaijan produces and exports grey ammonia globally was evaluated.

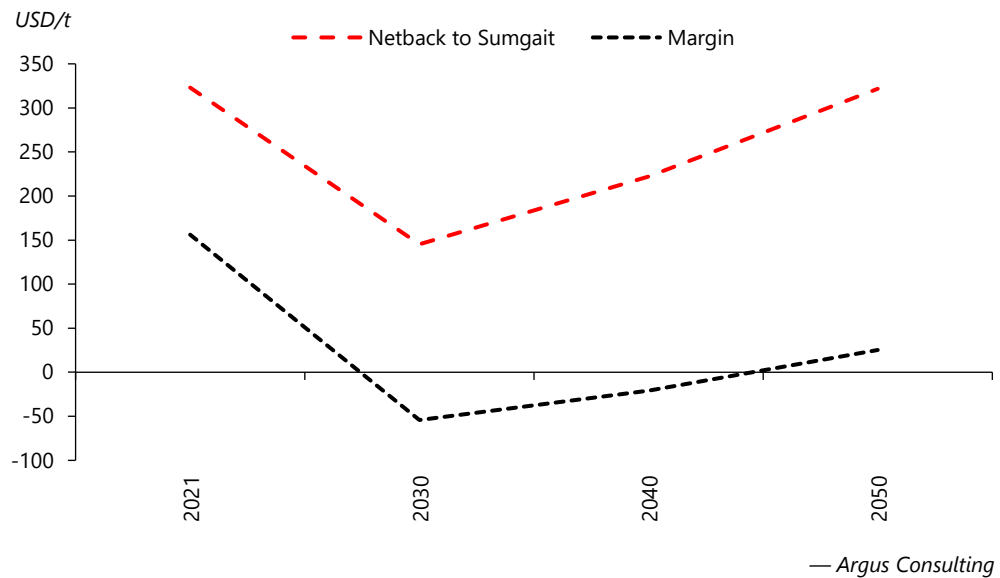
The development of such a scenario allows the estimation of the netbacks and margins that can be achieved. This allows the assessment of the competitiveness of Azerbaijan's grey ammonia exports relative to the competition. Ammonia production in a 400,000 t/yr plant in Sumgait was used as the basis for the estimates.

Several routes for transporting Azerbaijani ammonia towards international waters were considered. Given cost considerations and market access that each of the routes allowed for, the option to export via Pivdenny in the Ukraine, which is the nearest ammonia terminal from Sumgait, was selected.

Starting with the fob Black Sea price, a netback to Sumgait was calculated by subtracting the trucking, rail freight and terminal charges. Subsequently, the margin is estimated by subtracting the ammonia production cost from the calculated netback. Figure 1-6 depicts the achievable netback and margins over the outlook period.

Thus, exporting grey ammonia would be a challenge for a producer given the country's location, the ammonia demand profile of its neighbors and the presence of a large, competitive exporter in Russia.

Figure 1-6 Estimation of achievable netbacks and margins to produce grey ammonia Azerbaijan for export via Pivdenny



This analysis points to the challenge in evacuating green ammonia, which is typically a more expensive commodity to produce than grey ammonia, from Azerbaijan. The export of green ammonia would be required given that Azerbaijan does not consume the product as is.

### 1.2.2. Green ammonia in Azerbaijan: The role of policy

The renewable energy industry in Azerbaijan is starting to develop. In 2018, solar capacity constituted just 0.45pc of the republic's installed electricity generation capacity with wind's contribution coming in at 0.84pc.

Azerbaijan is however on the path to growing its renewable energy industry with the institution of a new energy law that is slated to make the process of developing renewable energy smoother. This becomes pertinent to the competitiveness of Azerbaijan as a producer of green hydrogen and ammonia; the cost of renewable electricity contributes significantly to the cost of producing green hydrogen.

Hence, for Azerbaijan to be competitive with other jurisdictions in the production of green hydrogen and green ammonia, a key policy to enable a green hydrogen/ammonia would be to accelerate the development of the renewables sector, i.e. solar PV and wind, in the country.

Cost reductions on the installation of renewables can be quite substantial as evidenced in countries such as India and China. It is the learning-by-doing pathway that engenders cost reductions aside from having a competitive market structure. This comes with accelerating the scale of development.

Providing subsidies to the renewables sector would have a multiplier effect for Azerbaijan as it would be beneficial at several levels.

Firstly, it would help the country's decarbonization efforts in that it would enable electricity production to have a lower emissions factor. Secondly, it would help human capital development. Lastly, it would boost the economy via the development of new businesses geared towards installation of renewables as well as novel industries such as green hydrogen and ammonia.

## Chapter 1.3: Potential disposition for green ammonia produced in Azerbaijan

Azerbaijan's involvement in global ammonia trade is insignificant. However, it is a net exporter of urea and a net importer of ammonium nitrate. The potential disposition for green ammonia in producing these two ammonia derivatives is assessed.

### 1.3.1. Urea

A purported benefit of using green ammonia for urea production would be to enable decarbonisation of the industry. Market participants are ramping up urea capacity as ammonium nitrate falls out of favour. Hence, a means of decarbonization would be necessary for the industry.

However, the use decarbonizing urea via the use of green ammonia is not straightforward. Urea production not only requires ammonia as feedstock, but also carbon dioxide, which is not co-produced when via the electrolysis production route. This is a departure from the grey ammonia production process wherein the CO<sub>2</sub> produced is used in urea production. Low carbon urea can only be labelled as such if the CO<sub>2</sub> used in the process is extracted directly from the atmosphere using direct air capture (DAC) technologies. This results in a high production cost given the immaturity of these technologies.

Else, if waste CO<sub>2</sub> streams are used, say from industry, the urea will unlikely be classified as low carbon. The urea molecule contains a carbonyl group that is readily hydrolysed into carbon dioxide, which is released as soon as urea fertiliser is applied. Therefore, CO<sub>2</sub> captured for urea production will eventually be released back to the atmosphere.

To illustrate this, the difference in the cost of urea production using CO<sub>2</sub> captured from industrial sources versus CO<sub>2</sub> obtained from direct air capture (DAC) was estimated. Table 1-1 illustrates the outcome of the analysis.

Table 1-1 Estimated cost of urea production using green ammonia and carbon dioxide captured from industry/DAC as feedstock in Azerbaijan (nominal basis)

Cost	Unit	2030	2040	2050
Direct air capture	USD/t	899.2	733.2	673.4
Carbon capture from industrial/power facilities	USD/t	521.4	539.6	600.2
Grey urea	USD/t	156.5	190.8	232.6

It can be seen the production of carbon-neutral urea using CO<sub>2</sub> from DAC comes at a significant price increment compared to carbon capture from existing industrial emitters. On the other hand, it is also evident that in the scenario in which DAC cost can be reduced by half every decade up to 2050, the difference between urea production cost based on the two presented CO<sub>2</sub> capture options can shrink significantly in two decades. Nevertheless, the cost of this low carbon urea is still significantly higher than grey urea.

The current high cost of green ammonia and carbon-neutral urea (as illustrated in the production cost analysis above), coupled with the concerns revolving urea's life cycle emissions, serves as major factors discouraging players in the fertiliser industry to consider it as a sound way to decarbonise the fertilisers industry.

### 1.3.2. Ammonium nitrate

The use of green ammonia to produce ammonium nitrate offers, in principle, a viable option for producing carbon-free nitrogen fertilisers. Nitrate fertilisers do not contain carbon and hence do not require carbon dioxide as a feedstock as in the case of urea.

However, due to tightening regulations on the use of fertiliser-grade ammonium nitrate (FGAN) in several countries on the back of safety and security concerns, there is a lack of willingness to invest in new ammonium nitrate capacity. Hence, developing a low carbon ammonium nitrate production facility in the face of reducing demand over the coming decades would not make for a good business case in several jurisdictions.

Meanwhile, explosive-grade ammonium nitrate (EGAN) has always existed as a stable pocket of ammonia demand, but it is less likely to be affected by regulations that may impact demand negatively, as ammonium nitrate is a well-established material for legally-used explosives in the mining and resource exploration industries, and there are already stringent controls in place.

Current markets for ammonia in the EGAN manufacturing industry within proximity of Azerbaijan exist in Kazakhstan, Russia, Turkey, and Europe, but replacing the producers' current ammonia supply with green ammonia from Azerbaijan may prove to be a challenge as most of these nitrate production sites are already integrated with an ammonia production unit.

Entry to this portion of the nitrates market may be enabled by the emergence of producers looking into the production of green ammonium nitrate or "green explosives" in the region – such a case has already taken place in other regions such as Australia. Government support in the form of funding and mandates/regulations is extremely crucial for this avenue to become viable.

Green ammonium nitrate production cost were estimated and compared against grey AN prices. Ammonium nitrate is produced through a two-step process with ammonia as the sole feedstock; ammonia is first oxidised to form nitric acid, which is further reacted with ammonia to form ammonium nitrate. The results of the analysis are depicted in Table 1-2.

Green ammonium nitrate is more expensive than its grey counterpart but lower in cost compared with low carbon urea. However, given the dwindling market for AN, it is unlikely that a business case can be made for fertilizer-grade AN.

Table 1-2 Summary of cost estimates of ammonium nitrate (AN) production using green and grey ammonia as feedstock in Azerbaijan (nominal basis)

Basis	Unit	2030	2040	2050
Green AN	USD/t	368.7	376.0	414.3
Grey AN	USD/t	135.6	165.3	201.4

Green ammonium nitrate is more expensive than its grey counterpart but lower in cost compared with low carbon urea. However, given the dwindling market for AN, it is unlikely that a business case can be made for an export-oriented fertilizer-grade AN facility.

However, Azerbaijan imports its AN requirement. For instance, in 2020, the country imported around 191,900t. Hence, there is a possibility of replacing imported AN with domestically produced green AN. The costs though would be significant as evidenced by the approximately USD200/t difference between green and grey AN in Azerbaijan.

The Azerbaijan government would have to significantly subsidise the consumption of green AN or its production. The upside would be security of supply, decarbonization of the domestic fertilizer industry and the support of the green economy.

## Section 2: The hydrogen market

### Chapter 2.1: Hydrogen market overview

#### 2.1.1. Azerbaijan

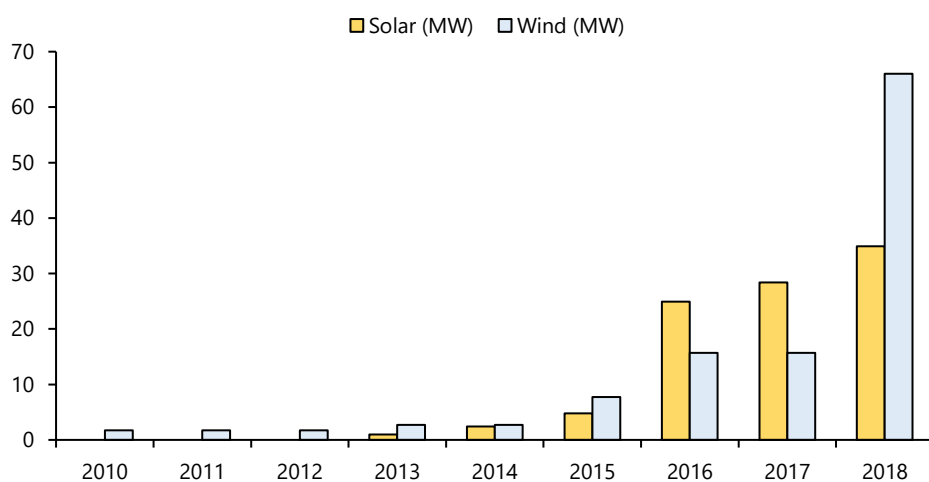
##### 2.1.1.1. Renewables

The ability to produce green hydrogen is contingent on the quality of the resource endowment of renewables in a particular jurisdiction. It is the quality of the renewable resource in Azerbaijan that has generated interest in the development of a green hydrogen production base in the Caucasus.

The untapped potential for renewable power in the country is sizable. According to the International Renewable Energy Agency (IRENA), Azerbaijan has an estimated solar power potential of 23GW. The country enjoys 2400 to 3200 hours of sunshine annually. Azerbaijan's global horizontal irradiation (GHI) is in the range of 3.44 to 4.80 kWh/m<sup>2</sup>/day. For comparison, in the case of Australia, this value ranges from 3.77 to 6.37 kWh/m<sup>2</sup>/day.

In terms of wind power, Azerbaijan's Caspian Sea coast is particularly suitable, with average wind speed around 7.8 m/s at a height of 100m. For the sake of comparison, wind speed in Chile based on data at a height of 100m is 8.0 m/s. Azerbaijan Ministry of Energy assesses the country's technical potential for wind power would be around 3GW. Of the two sources of renewables, wind would appear to be more competitive. This is borne out to come extent in terms of the relative size of the installed capacity of wind and solar in Azerbaijan as illustrated in Figure 2-1.

Figure 2-1 Installed wind and solar capacity in Azerbaijan (2010 – 2018)



— The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan



Despite the technical availability of the renewable resources as laid out in Table 2-1, the uptake of renewables has been slow. Figure 2-1 illustrates the rate of expansion of solar and wind generation capacity in the Republic of Azerbaijan. In 2018, solar capacity constituted 0.45pc of the Republic's installed electricity generation capacity with wind's contribution coming in at 0.84pc.

Table 2-1 Renewable energy potential in Azerbaijan

Renewable energy	Technical Potential (MW)
<b>Solar</b>	23,040
<b>Wind</b>	3,000
<b>Small hydro</b>	520
<b>Bio/waste</b>	380

Source: Ministry of Energy, Azerbaijan

A multitude of factors had slowed down the uptake of renewables in Azerbaijan. Among them was the lack of a renewable energy law that covered all key elements of a sound legal and regulatory framework for renewable energy, an efficient permitting process, policy support mechanisms to incentivize the uptake of renewables, the lack of a standard power purchase agreement (PPA) and a lack of funding.

The policy makers of Azerbaijan have taken cognisance of these shortcomings and looked to develop a way ahead. A presidential decree<sup>1</sup> was announced to accelerate reforms in Azerbaijan's energy sector. In addition, incentives are being proposed for investors in renewable energy source (RES) projects in Azerbaijan, including guaranteed offtake, guaranteed connection, priority in transmission, as well as distribution and long-term land leases.

Another factor that is slated to drive the development of renewable resources in Azerbaijan is the explicit target to decarbonise its electricity sector. The Ministry of Energy announced a target to increase the country's share of renewable power to 30pc by 2030. Recently announced projects, which have gotten larger in size than their predecessors and involves cooperation with international partners, indicate that the development of renewables in Azerbaijan is poised to accelerate.

#### 2.1.1.2. Demand for hydrogen

#### 2.1.1.3. Refining

The refining sector in Azerbaijan has been undergoing several major changes in the last few years. Refining operations have been consolidated to Azerbaijan's only refinery - the Heydar Aliyev Refinery with the decommissioning of the older Azerneftiyag refinery. To accommodate the closure of the old refinery, a major modernisation project started in 2016 and is underway at the Heydar refinery.

---

<sup>1</sup> Presidential Decree No. 1209 of 29 May 2019.

These new and revamped units necessitate the addition of a new hydrogen plant and a new pressure swing adsorption (PSA) unit to satisfy high-purity hydrogen demand, especially for the new diesel hydrotreater. A steam methane reformer is expected to produce around 65,600 t/yr of grey H<sub>2</sub> for use throughout the entire upgraded refinery. In theory, this is the hydrogen demand from the refining sector that can be met by low carbon hydrogen.

However, at present, there are no specific targets for decarbonization that have been announced for the refinery sector in the country. Neither is there any announcement of incentives to decarbonize the refinery industry in Azerbaijan.

Given this, it is unlikely that the refinery sector would be looking to decarbonize given that domestic and regional demand is what is served by the refinery. Even if the refinery were to decarbonize, it would be optimal to go down the carbon capture and sequestration route (CCS), given how integrated the refinery processes are.

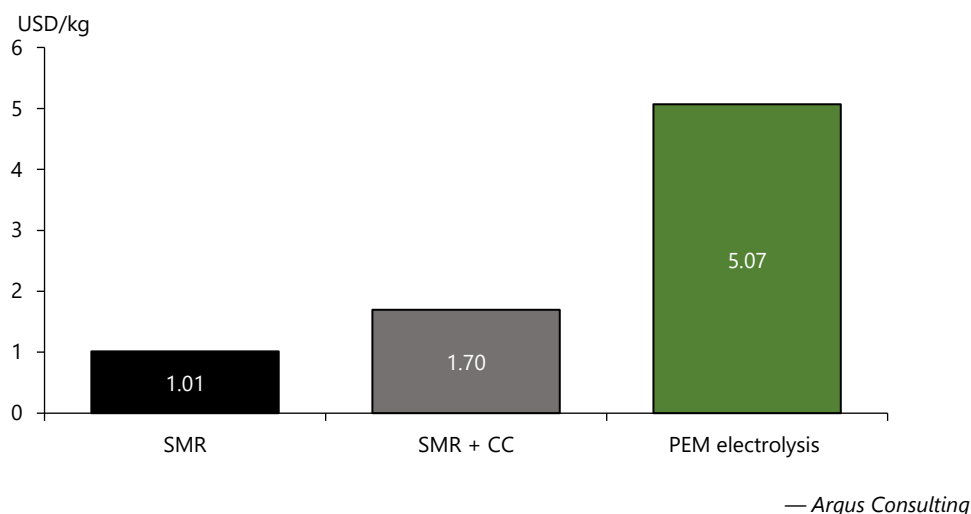
Figure 2-2 indicates that the cost of producing hydrogen at present via electrolysis is five times that of producing hydrogen via the SMR process. Hence, for the refinery, which has a demand of around 65,600t of H<sub>2</sub>/yr to switch over to green hydrogen, i.e. the hydrogen produced via electrolysis, would result in an additional cost of USD265.9mn/yr.

This isn't likely to be palatable to the refinery complex unless there are mandates to go down this route and/or incentives for the same. Going the carbon capture (CC) route<sup>2</sup> is more expensive than just going to SMR route; however, it entails a lower cost structure than the green hydrogen case. Furthermore, integration with the refinery will be seamless unlike in the case of the use of green hydrogen

---

<sup>2</sup> Kindly note that the costing has been done up until the carbon capture step. The characterization of sequestration is a function of geology and hence highly bespoke given the location of the facility.

Figure 2-2 Comparison of the levelized cost of producing hydrogen (LCOH) (2020)



#### 2.1.1.4. Ammonia

As discussed, there is no merchant ammonia demand in the country, as all domestic ammonia demand is a function of the country's urea manufacturing. In fact, before 2019, there was practically no demand for ammonia in Azerbaijan.

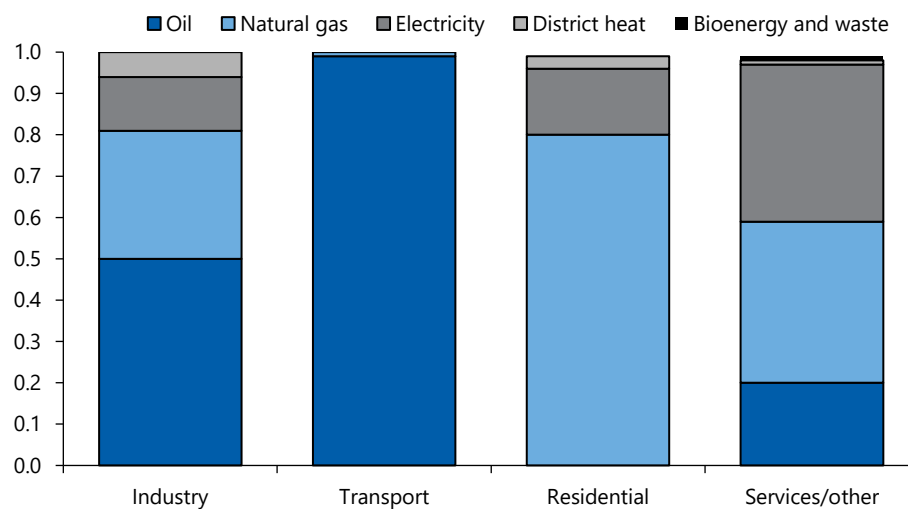
In the case of ammonia, the breakeven price of green hydrogen, i.e. the price at which an offtaker would be indifferent to green hydrogen relative to the grey hydrogen option, would be around USD1.0/kg H<sub>2</sub>. A few factors would be needed to get the costs of green hydrogen to that level, namely explicit costs of the electrolyzers and renewable electricity and the implicit costs of moving the ammonia industry to decarbonization. These would involve amongst other things search costs for buyers of green ammonia in jurisdictions that support the uptake of low carbon ammonia and retraining staff at the plant to maintain the electrolyser facility.

These cost declines of the electrolyzers might happen as electrolyser firms expand their facilities and achieve better economies of scale. While this is out of the hands of policymakers in Azerbaijan, the country's planners do have influence over the development of the renewables in the country. The new renewables law is a step in the right direction and as the capacity expands in this sector, as capacity to build and install these renewable facilities grown in Azerbaijan, the costs of renewables ought to follow a downwards trajectory.

#### 2.1.1.5. Town gas

The residential sector has traditionally been the largest energy consumer at the sectoral level. In 2019, the sector accounted for around one-third of Azerbaijan's total final energy consumption of 9.2 Mtoe. Natural gas dominates the residential sector meeting 80pc of the final energy demand, or 2.6 Mtoe, as illustrated in Figure 2-3.

Figure 2-3 Azerbaijan's final consumption by sector (2019)



— IEA Azerbaijan 2021 Energy Policy Review

Several jurisdictions the world over have been looking to use hydrogen blends with natural gas to decarbonize their town gas network. This might thus be a possibility for Azerbaijan.

To illustrate the costs and benefits of blending hydrogen in natural gas, it is assumed that hydrogen to the tune of 10pc by volume is blended into the natural gas pipelines.<sup>3</sup> Assuming that the natural gas tariff to the residential sector stays at the 2019 level of USD 1.3/mnBtu and the cost of producing hydrogen is USD 5.07/kg, the cost to consumers rises by USD 119.6mn/yr. The savings in CO<sub>2</sub> emissions is 148,850 t/yr (see Table 2-2). This gives a marginal abatement cost<sup>4</sup> (MAC) of USD 804/t CO<sub>2</sub>. When the price of hydrogen falls to USD 2/kg H<sub>2</sub> and the price of natural gas is at USD3/mnBtu, the MAC falls to USD 275/t CO<sub>2</sub>.

Table 2-2 Cost and emissions of CO<sub>2</sub>: A comparison

	Cost of fuel (mn USD/yr)	Carbon dioxide emissions (mn t CO <sub>2</sub> /yr)
<b>100pc natural gas</b>	124.6	5.13
<b>10pc hydrogen blend</b>	244.3	4.98
<b>Difference (10pc blend – 100pc)</b>	119.6	-0.14

It should be noted that there are technical constraints to the use of large volume blends of hydrogen in the pipelines. First, hydrogen can cause embrittlement of pipelines that are not appropriately designed for the molecule. Moreover, account of its small molecular

<sup>3</sup> This would result in a demand for hydrogen of 24,656t.

<sup>4</sup> The MAC is the cost of reducing a ton of CO<sub>2</sub>.

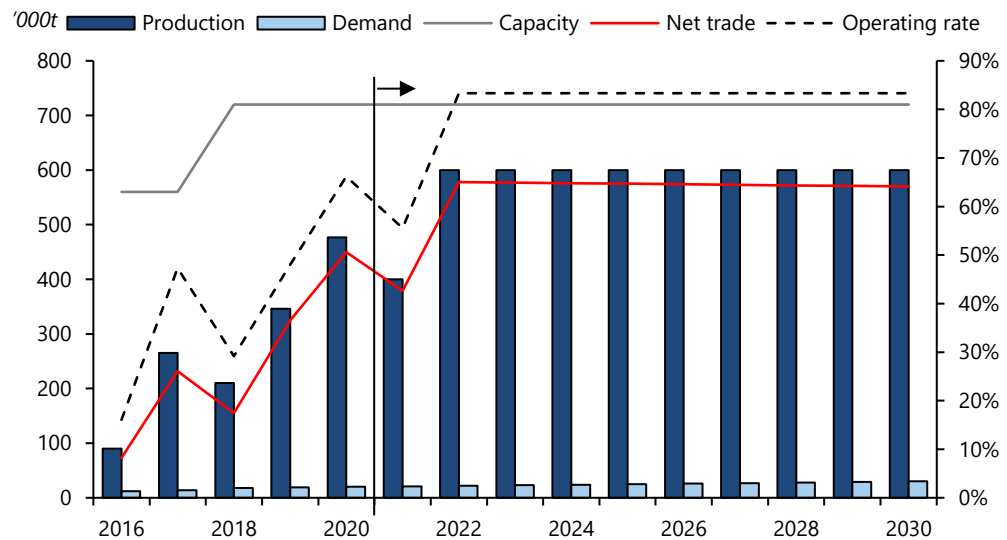
size, leakage becomes an issue at connections between pipes. In addition, transporting large volumes of hydrogen through pipelines might require a change of compressors. Lastly, alterations might need to be made to end-use equipment to accommodate the safe combustion of hydrogen.

Blending of hydrogen in Azerbaijan's town gas network offers an opportunity to decarbonize the sector, build demand for domestically produced natural gas, and free more natural gas for the export markets. However, it would come at a significant cost to consumers or the government, should subsidies be used as a means of incentivising blends of hydrogen in Azerbaijan's natural gas networks.

#### 2.1.1.6. Methanol

Azerbaijan has one methanol plant, which is almost 100pc export-oriented, given Azerbaijan's limited domestic demand. Methanol exports from this plant usually travel overland to European destinations or via the Caspian Sea to other ports. The methanol unit in Azerbaijan initially has a rated capacity of 560,000 t/yr but has never operated at full capacity due to feedstock supply issues. However, following a state takeover, feedstock supply to the facility improved by virtue of annual natural gas allocations, and the unit was expanded to 720,000 t/yr (see Figure 2-4).

Figure 2-4 Methanol balances for Azerbaijan



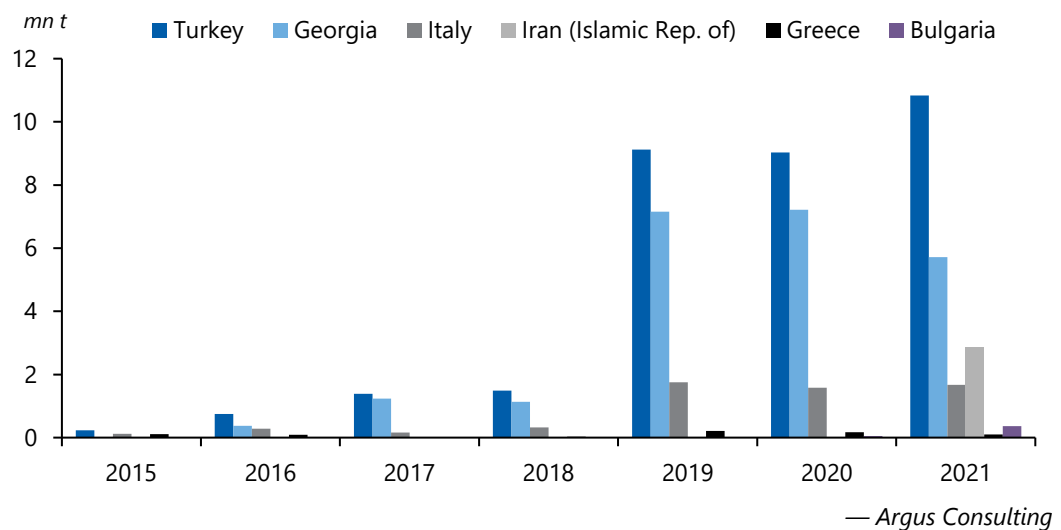
— Argus Consulting

In the context of the production of green methanol, it still looks unlikely that a producer would be incentivized to explore the green methanol market in the absence of mandates for its use or incentives in the target markets, as producing green methanol would require green hydrogen and carbon dioxide produced via direct air capture (DAC) as feedstock and would lead to a massive increase in the cost of production. As of now, there exist no mandates enforcing the use of green methanol in Azerbaijan neither do they exist in its trading partners like Turkey.

#### 2.1.1.7. Exports of hydrogen as a blend with natural gas

Azerbaijan exports a significant amount of natural gas to neighbouring countries. As per customs data, the republic exported around 21mn t/yr of natural gas in 2021. The bulk of the growth of Azerbaijan's natural gas production was driven by the second phase of development of the Shah Deniz natural gas and condensate field. Located offshore in the Caspian Sea, Shah Deniz began production from its first development phase in 2006 and from its second phase in mid-2018.

Figure 2-5 Azerbaijan's natural gas exports (2015 to 2021)<sup>5</sup>



The Southern Gas Corridor (SGC) dominates Azerbaijan's gas export infrastructure. It spans over 3,600km and comprises of four sections:

- the Shah Deniz 2 gas field,
- the South Caucasus Pipeline (SCP) from Sangachal terminal in Azerbaijan to Georgia,
- the Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) from Turkey's border with Georgia to its border with Greece, and
- the Trans-Adriatic Pipeline (TAP) from Greece's border with Turkey across Albania and under the Adriatic Sea to Puglia in Italy.

Azeri gas started flowing to Italy by the end of 2020 with the completion of the last leg of the pipeline (TAP). The TAP has the backing of the European Commission as part of efforts to curb Europe's dependence on Russian energy given that it controls around a third of natural gas supplies into the region. Now that the Southern Gas Corridor (SGC) is

<sup>5</sup> The figures for 2021 are annual numbers up until September 2021.



in operation reaching out to Italy, there is an opportunity for Azerbaijan's hydrogen to get to Western Europe via the blending of hydrogen with natural gas.

Specifically, in the case of Italy, the country's 2030 target is to satisfy 2pc of energy demand with hydrogen, which would help eliminate up to 8 mn t/yr of CO<sub>2</sub>. This translates into around 700,000t/yr of hydrogen demand. By 2050, the target is 20pc of energy demand. This poses a challenge as Italy would need around 75 GW extra renewable energy capacity to support the production of 700,000t of hydrogen in less than 10 years. Hence, imports of hydrogen would be most likely needed to ensure that the country meets its 2030 target.

To illustrate the costs and benefits of blending hydrogen in natural gas and exporting the blend to Italy, it is assumed that hydrogen to the tune of 10pc by volume is blended into the SGC natural gas pipeline.<sup>6</sup> As shown in Table 2-3, assuming the price of the natural gas sold to Italy is USD 3.8/mnBtu and the cost of producing hydrogen is USD5.07/kg, a yearly cost of fuel that is increased by USD 183mn/yr is compensated by up to 704,377 t/yr of savings, which gives a marginal abatement cost<sup>7</sup> (MAC) of USD 260.1/t CO<sub>2</sub>.

Table 2-3 Cost and emissions of CO<sub>2</sub>: A comparison (in Italy)

	Cost of fuel (mn USD/yr)	Carbon dioxide emissions (mn t CO <sub>2</sub> /yr)
<b>100pc natural gas</b>	1,731.5	24.3
<b>10pc hydrogen blend</b>	1,914.6	23.6
<b>Difference (10pc blend - 100pc)</b>	183.1	-0.7

As mentioned before, it should be noted that there are technical constraints to the use of large volume blends of hydrogen in the pipelines. Furthermore, Turkey or Georgia might want to evacuate their hydrogen to Europe via the pipeline. This would impact the amount of hydrogen that Azerbaijan would potentially be able to blend into the pipeline. This would require coordination amongst the countries.

#### 2.1.1.8. Other potential hydrogen disposition avenues

The potential to use hydrogen in the railway sector and in bunkers in Azerbaijan was investigated.

For the rail network, the high rate of network electrification means limited market for diesel locomotives to be retrofitted. The only non-electrified track is the South-heading line towards Iran. Diesel consumption in train locomotives is very small and has been stable at 6,000–8,000 t/yr. It should be noted that part of this demand is for shunting operations, which is not actively be considered for hydrogen replacement. This makes the

<sup>6</sup> This would result in a demand for hydrogen of 116,693t in Azerbaijan. This is significant tonnage of hydrogen disposition.

<sup>7</sup> The MAC is the cost of reducing a ton of CO<sub>2</sub>.

potential market even smaller. In addition to retrofitting diesel engines with hydrogen fuel-cells, additional costs would be incurred to install the refuelling stations along the railway line from Osmanli to Astara.

In the case of the domestic maritime sector, given the Azerbaijani fleet, it might be possible that the RO-RO vessels and the ferries operated to be fuelled by hydrogen. However, given the number of vessels, i.e. 13 ferries and 2 RO-RO craft, the magnitude of demand would be small. Given the need to further invest in refuelling infrastructure implies that Azerbaijan moving down this path in the near to medium term would be unlikely.

Given the relative cost of green hydrogen/ammonia to conventional bunker fuel, the falling demand for bunkers in Azerbaijan and technological uncertainty, it is likely that the development of a low carbon bunker hub in Azerbaijan will take time to develop. Government policy will be key to incentivizing the development of the industry along with ensuring that important steps towards adoption, such as supporting pilots of vessels and refuelling infrastructure, are taken.

### 2.1.2. Turkey<sup>8</sup>

#### 2.1.2.1. Renewables

Turkey has a strong track record in developing its renewable sector, which provides a strong basis for green hydrogen production. Driven by policies aimed at reducing import dependence, the sector saw a rapid expansion in terms of generation capacity. These policies include a feed-in-tariff system under the Renewable Energy Support Mechanism (YEKDEM) since 2011.

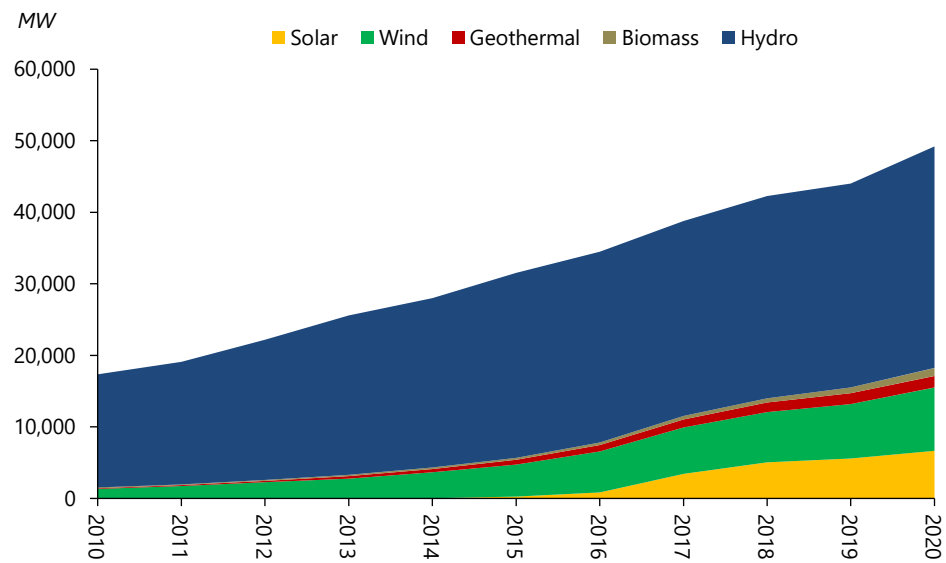
While hydropower takes up the largest share of the renewable portfolio, accounting for 30pc of total generation capacity, the growth in wind and solar power is much more remarkable (see Figure 2-6).

Over the last decade, wind capacity has increased by six-fold from 1.3 GW in 2010 to 8.8 GW in 2020, at an average annual growth rate of 21pc. Solar power has seen an even more impressive trajectory, from just 250MW to 6.6 GW in a matter of five years. Future estimates by the government are very optimistic, indicating that solar capacity could reach 38GW and wind capacity 48GW by 2030.

---

<sup>8</sup> It should be noted that Azerbaijan's neighbors, such as Armenia and Georgia did not have any hydrogen disposition potential as things stand and in the absence of government intervention, this would continue to be the case. Any green hydrogen/ammonia facilities built in these countries would be aimed at targeting the export markets rather than use domestically.

Figure 2-6 Turkey's renewable capacity (2010 – 2020)

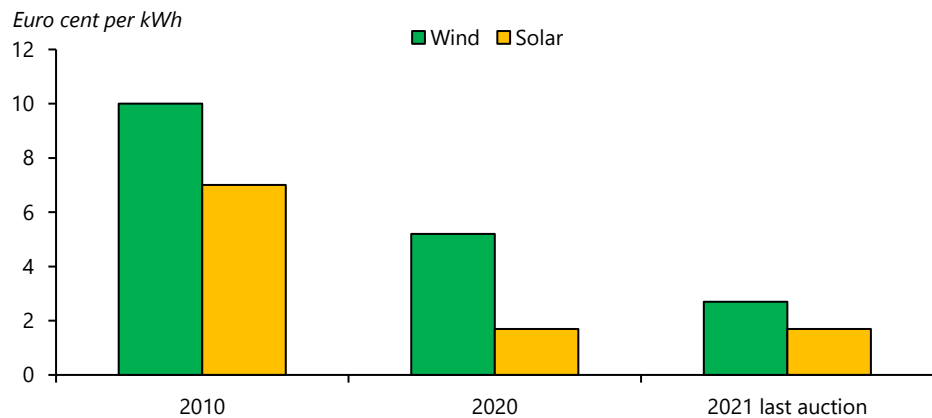


— Ministry of Energy and Natural Resources, Turkey

With increased capacity, wind and solar electricity costs have fallen significantly in Turkey. Every year the Ministry of Energy and Natural Resources (MERN) and the Renewable Energy Resource Areas (YEKA) announce auctions for wind and solar projects to promote market competition.

As depicted in Figure 2-7, compared to 2010, the cost of solar electricity has dropped from 7 Euro cents/kWh to 1.7 Euro cents/kWh whereas the cost of onshore wind has reduced by half from 10 Euro cents/kWh to 5.2 Euro cents/kWh. Notably, in the last auction for licensed solar energy capacity conducted in May 2021 by YEKDEM, the lowest bid was 1.7 Euro cents/kWh and the highest was 2.2 Euro cent/kWh. Similarly, the ceiling price for the most recent wind energy purchase auction in October 2021 was 2.7 Euro cent/kWh.

Figure 2-7 Turkey's wind and solar electricity prices



— Ministry of Energy and Natural Resources, Turkey

### 2.1.2.2. Demand for hydrogen

With regards to the overall climate change strategy, Turkey ratified the Paris Agreement in October 2021, and declared a target to reach Net Zero by 2053.

In early 2020, Turkey started looking at the role of hydrogen in its energy future with a view to produce a hydrogen strategy. From an energy policy's standpoint, hydrogen seems fitting to the country's overarching objectives. The Ministry of Energy and Natural Resources 2017 strategies rest on three pillars:

- i) improving energy supply security,
- ii) localisation, including increasing use of domestic energy resources, and
- iii) improving predictability in energy markets.

Hence, it sees hydrogen as a possible solution to utilize local resources and increase indigenous production.

While the finalised roadmap is yet to be published, a preliminary roadmap prepared by GAZBIR – The Natural Gas Distribution of Turkey, suggests four stages in the country's hydrogen development:

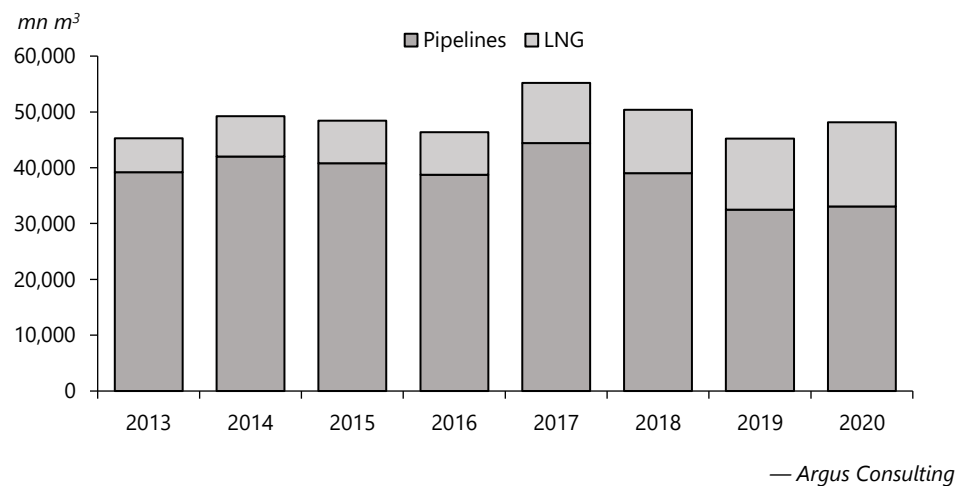
- **2021-2025**
  - Initial pilots, including innovation and demonstration projects, final testing of domestic appliances, and start of regulatory regime development;
- **2025-2030**
  - 10pc hydrogen blending into parts of the natural gas grid, development of the renewable and low carbon gas market, increasing industry incentives to produce hydrogen-ready appliances, and development of regulations for transport, storage, distribution and consumption of hydrogen;
- **2030-2040**
  - Up to 20pc regional hydrogen blending, an increase in hydrogen production, and connection of industrial clusters to hydrogen storage and production facilities by dedicated hydrogen pipelines;
- **2040-2050**
  - Widespread use of hydrogen in the industrial sector and residential buildings, distribution lines to be 100 pc hydrogen compatible, start of hydrogen export, and creation of sufficient hydrogen production and storage capacity.

The Ministry of Energy and Natural Resources (MERN) also announced four short-term targets for hydrogen, namely increasing the overall generation of renewable energy, decarbonising the heating sector, generating hydrogen from local coal, and incentivising the use of boron for the storage and conservation of hydrogen.

The Turkish hydrogen strategy sets priorities for hydrogen blending in its natural gas networks used for heating. Since April 2021, Turkey's Clean Energy Technology Centre has conducted tests to demonstrate the technical viability of blending 5pc, 10pc, 15pc and 20pc of hydrogen (by volume) with natural gas into the gas transmission system for households and industry consumption.

From an energy security standpoint, reducing import dependence on natural gas makes sense. The bulk of the country's natural gas demand is met by imports. The country imports 48,500 mn m<sup>3</sup>/yr of natural gas on average.

Figure 2-8 Imports of natural gas into Turkey (2013 – 2020)

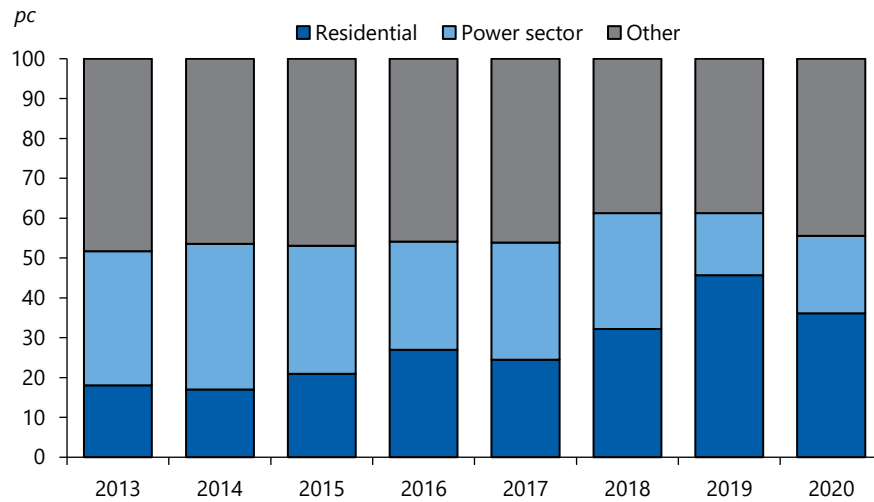


The residential sector's use of natural gas has been growing and now consumes the largest volumes of natural gas among other sectors. In 2020, the residential sector accounted for 36.2pc of demand (see Figure 2-9).

The country has an extensive distribution pipeline, with the transmission system and distribution system to wholesalers being monopolised. Having the whole system centrally managed by one company will probably ease the introduction of hydrogen to the network.

On the other hand, hydrogen has a lower energy content than natural gas on a volumetric basis; a 7pc blend of hydrogen by energy content would require the replacement of 21pc of natural gas with hydrogen by volume. This may add another layer of cost-related challenge in Turkey's attempt to reduce natural gas import dependence using hydrogen.

Figure 2-9 Natural gas demand by sector



— Ministry of Energy and Natural Resources, Turkey

The other target sector is transport. As a follow-up on the third hydrogen target, i.e. producing hydrogen from coal, MENR emphasised that the production of hydrogen from domestic coal via gasification would enable clean transport. This would however only be true were coal gasification be coupled with carbon capture and storage. It is unclear as to whether Turkey's policymakers consider the coal route to producing hydrogen in the absence of carbon capture and sequestration as being clean.

In addition, the country postulates the role of hydrogen in unlocking its vast deposits of boron. Turkey holds the world's largest reserves of boron, accounting for 72.8pc of known reserves worldwide. So far, developments have been focusing on sodium borohydride for transport applications, such as in electric vehicles and unmanned aircrafts. Turkey's National Boron Research Institute (BOREN) also developed and demonstrated a locally produced automobile prototype running on sodium borohydride fuel cells in 2020.

There is no demand for hydrogen from other sectors. For instance, hydrogen demand from the petrochemical sector in Turkey is non-existent. In the petrochemicals sector, only a naphtha cracker is operating in the country, while there is no methanol or ammonia being produced domestically.



Figure 2-10 Cost of production of hydrogen from coal and electrolysis in Turkey (2021)

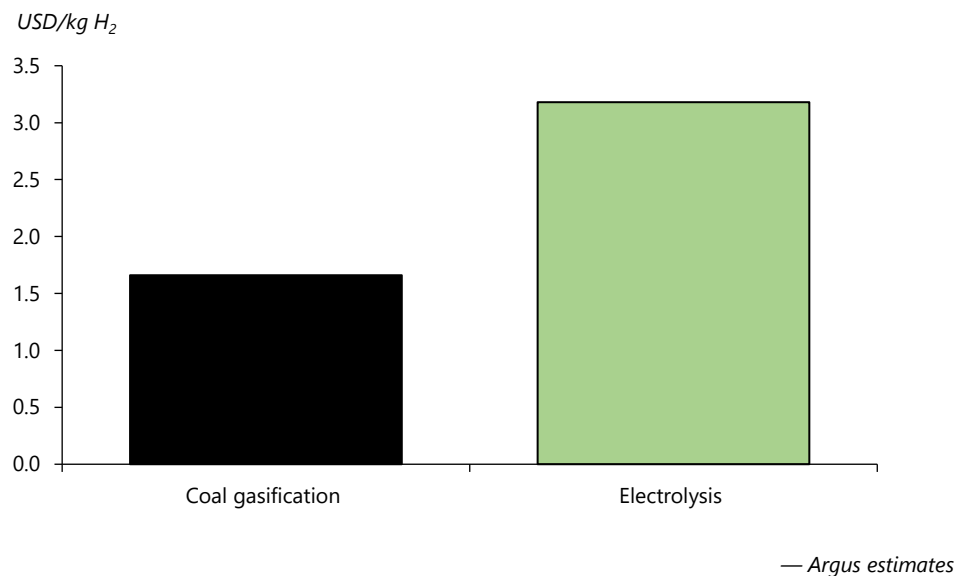


Figure 2-10 illustrates the cost producing hydrogen from coal and electrolysis in Turkey. In the case of electrolysis, it is assumed that hybrid wind and solar could help the electrolyser run at a utilization rate of 68pc. The price of electricity used is USD 25/kWh, which is in line with the auction prices illustrated in Figure 2-7. For coal gasification, the price of coal assumed is USD 67/t.

It is clear that the Turkey's cost of producing hydrogen are far lower than that of Azerbaijan given the discrepancy in the price of renewable electricity. Hence, Azerbaijan has to step up efforts to develop its renewables sector such that it is highly competitive. This will help bring down the costs of producing renewable electricity thus lowering the production costs of green hydrogen.

Energy security has been high on the agenda for Turkey's policymakers. For instance, Turkey is constructing 7,500 MW of new domestic coal power capacity by 2023 given the surfeit of coal in the country and is developing domestic natural gas production from the Sakarya field in the Black Sea. Natural gas is expected to be produced from 2023 onwards.

While hydrogen is a means of increasing energy security and decarbonizing the town gas sector, it fits a bigger economic strategy in terms of the country becoming an exporter of hydrogen. Its strategic location on the Southern Gas Corridor (SGC) could help it become an exporter of green hydrogen to Europe just as Azerbaijan is aiming to be. As of now, no export targets have been set. However, this decade will be crucial to Turkey developing its hydrogen industry to keep pace with the developments in Europe, which is its key target market.

Turkey has been identified as a potential supplier of green hydrogen by Germany, along with Norway, Australia and Chile.

### 2.1.3. India

Whilst prior to COP-26 India didn't have a net-zero deadline<sup>9</sup> in place, South Asia's largest economy had been looking to quickly grow its renewables capacity. India's renewables capacity target was increased to 220GW from 175GW by 2022 and also looks to achieve an installed capacity of 450GW of renewable energy by 2030. If India were to achieve this, the share of installed capacity of non-fossils in India's electricity mix would reach 65pc. In comparison, India's Paris agreement target is to reach 40pc non-fossils by 2030.

The same appears to be true for hydrogen, with the Indian government pushing state-run firms to start using hydrogen as a fuel, helping encourage investments by some of the country's top energy companies.

India's green hydrogen economy and policy roadmap was released in 2020. The following were the recommendations therein:

1. Creation of a National Hydrogen Policy and Roadmap by 2021, co-created by government and industry,
2. Creation of H2India Hydrogen Taskforce and Workgroups to meet roadmap milestones, implementation path,
3. Green Hydrogen Investment Fund of USD100mn to be deployed in next five years till 2025; larger USD 500mn Hydrogen Fund to be raised for 2025-2030,
4. National aspiration for a four percent hydrogen share in the national energy mix by 2030,
5. Inter-ministerial green hydrogen government cell to ensure adherence to globally harmonised standards.

Ex post the release of the roadmap, there has been considerable activity in the country to develop a hydrogen economy. Given these developments, it would appear that the Indian government views hydrogen as a key component in the country's energy transition strategy.

As it stands, India's hydrogen demand is around 6 mn t/yr, with the bulk consumed by refineries and fertilizer plants to produce ammonia. The government wants to double hydrogen consumption to 12mn t/yr by 2030, rising to 28mn t/yr by 2050, with refiners and fertilizer plants remaining the main consumers.

Given the pace at which renewables are growing in the country and the low costs of producing renewable electricity are very low, it is quite likely that domestically produced

---

<sup>9</sup> India is now looking at 2070 as the year by which the country will achieve its net zero target.

green hydrogen will be able to satisfy the country's demand going forward. Imports of low carbon hydrogen/ammonia, should they be necessitated, would be most economically procured from the Middle East. This is the trade flow that exists, for instance, in the case of grey ammonia and methanol. Azerbaijani green hydrogen/ammonia will be priced out of this market given its location.

#### 2.1.4. The European Union (EU)

The EU has one of the most robust and well-structured strategy laid out for the hydrogen economy. As per EU's Green Deal Policy, the share of hydrogen in Europe's energy mix is projected to grow from the current less than 2pc to 13-14pc by 2050. Owing to the projected target, the European Commission formulated three major response mechanisms namely, the hydrogen strategy, the integrated energy system strategy and the European clean hydrogen alliance. With a view to accelerate the development of clean hydrogen technologies and achieve a climate-neutral energy system by 2050.

Ergo, the transition toward a clean hydrogen economy has been proposed to be implemented over the course of three strategic phases between 2020 to 2050.

In the first phase, from 2020 up to 2024, the strategic objective is to install at least 6 GW of renewable hydrogen electrolyzers in the EU and the production of up to 1 mn t of renewable hydrogen, to decarbonise existing hydrogen production, e.g. in the chemical sector and facilitating take up of hydrogen consumption in new end-use applications such as other industrial processes and possibly in heavy-duty transport.

In the second phase, from 2025 to 2030, inclusion of hydrogen into an integrated energy system is proposed, with a strategic objective to install at least 40 GW electrolyser capacity.

In the third phase, from 2030 onwards and towards 2050 renewable hydrogen technologies are expected to reach maturity and be deployed at large scale such that possible collective deployment of 500GW electrolyser capacity may be achieved.

The key demand segments as highlighted by the EU are as industry feedstock (such as green steel manufacturing, ammonia & methanol synthesis and other basic chemicals manufacturing etc.), industrial energy (industrial heating or blending with natural gas networks), building heating and power generation.

Hydrogen blends with natural gas are slated to play a role in decarbonizing industrial heating, building heating and power generation in Europe. Hence as discussed in Section 2.1.1.7, there is an opportunity for Azerbaijan to get its natural gas-blended hydrogen to Western Europe via the Southern Gas Corridor (SGC). This would be a means of developing reasonable demand for Azerbaijani green hydrogen and hence kick-start the country's hydrogen economy.

### **Argus Singapore Office**

Argus Media  
50 Raffles Place  
10-01 Singapore Land Tower  
048623  
Singapore

Tel: +65 6496 9966

Email: [info@argusmedia.com](mailto:info@argusmedia.com)

Web: [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com)

Twitter: @argusmedia

Astana, Beijing, Dubai, Houston, London, Moscow, New York Riga, Rio de Janeiro, Singapore, Tokyo

illuminating the markets

Copyright © 2022 Argus Media group

Project Report

# Solar Power Development Opportunity in Azerbaijan

---

Nomura Research Institute Consulting and Solutions India Pvt. Ltd.

Investment Strategy Consulting Group

December, 2021



## 1. Azerbaijan Overview

### A. Economic Situation

### B. Energy Sector Overview

## 2. Solar Power Potential

## 3. Solar Power Investment Trends

## 4. Policy & Regulations

## 5. Solar Equipment specifications



## ① Azerbaijan Overview | Economic Situation

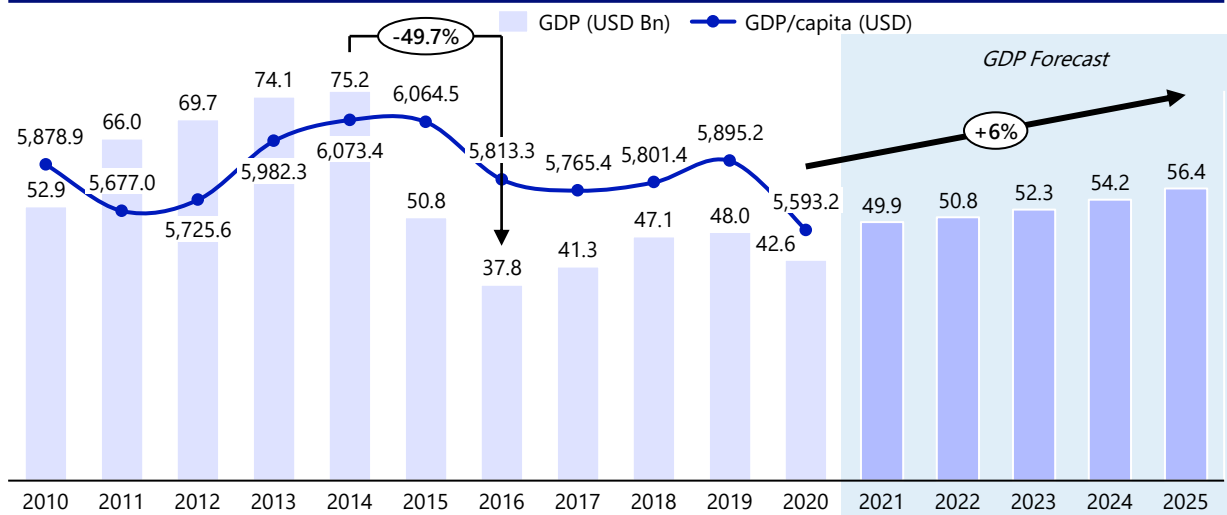
**Azerbaijan economy is dependent on oil & gas and declined by 50% between 2014-16 due to decline in global oil prices**

### Azerbaijan Statistics



GDP, GDP/capita (2020)	USD 42.6 (86 <sup>th</sup> largest)   USD 5,593 (73 <sup>rd</sup> rank)
HDI rank	0.754 (2018) – 87 <sup>th</sup> rank
Trade Balance	+USD 6bn (Export = USD 19.6bn, Import = USD 13.6bn)
Political system	Semi-presidential Republic
Ease of doing business rank	34 <sup>th</sup>
FDI	USD 4.7bn (2020)
Corruption Perception Index	129 <sup>th</sup> rank (high corruption in govt. & public sector)

### Azerbaijan GDP, GDP per capita



- Oil & Natural gas contribute 90% of exports and 30%+ of GDP
- The global oil price crash in 2014-15 led to decline in GDP
- In 2020, COVID-19 pandemic shrunk the GDP by reducing demand for oil and shrinking the tourism sector
- In 2020, Azerbaijan was also at war with Armenia
- Azerbaijan GDP is expected to grow at 6% CAGR from 2020 to 2025

## 1. Azerbaijan Overview

### A. Economic Situation

### B. Energy Sector Overview

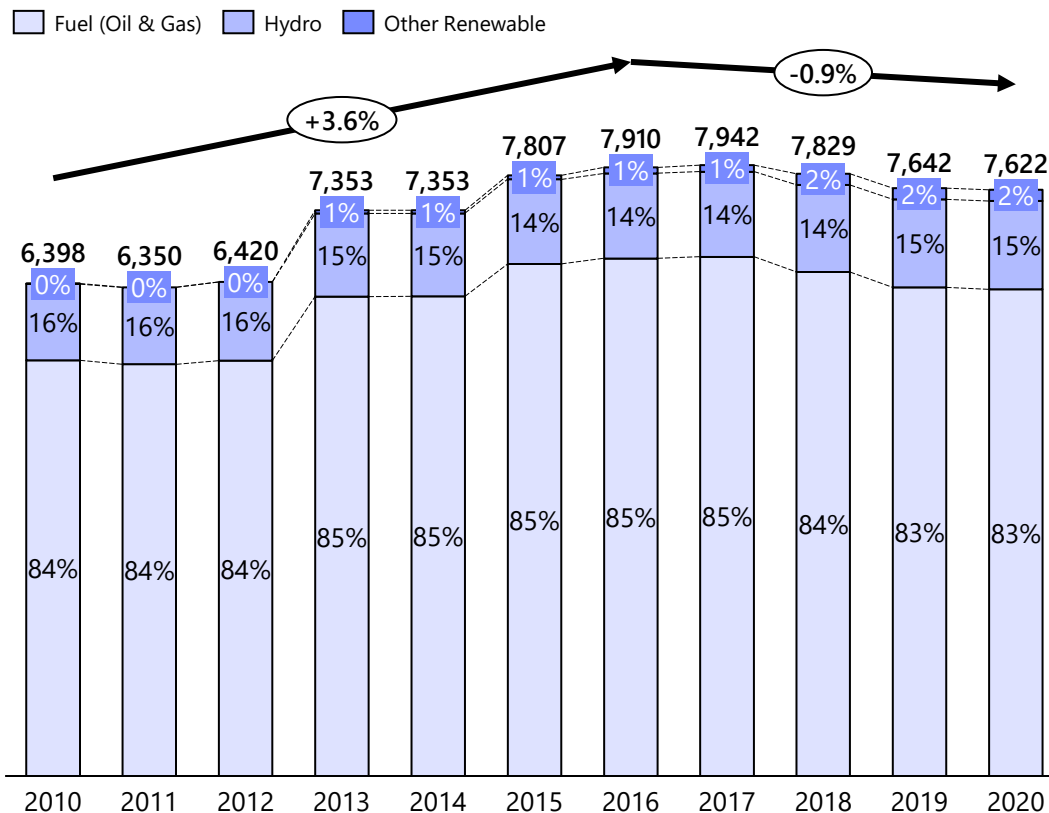
- 2. Solar Power Potential
- 3. Solar Power Investment Trends
- 4. Policy & Regulations
- 5. Solar Equipment specifications

## ① Azerbaijan Overview | Energy Sector Overview

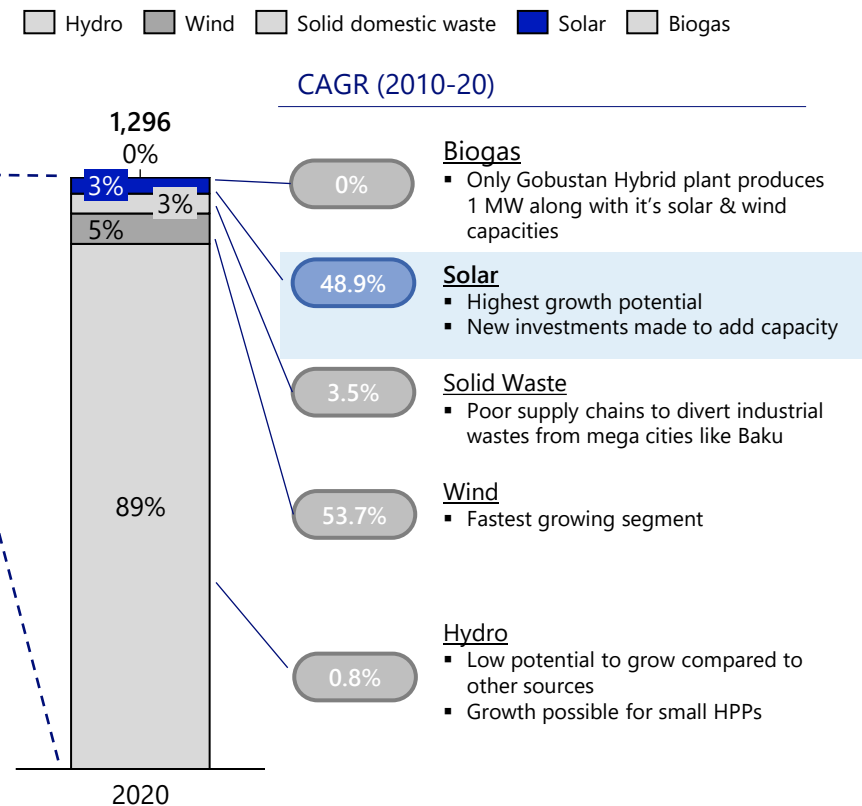
# Total installed capacity declined as the obsolete Shirvan TPP was shut down but oil & gas is ~85% of installed capacity | Solar has 0.5% of installed capacity

- Total capacity has declined since 2017 because the obsolete Shirvan Thermal Power Plant was shut down but oil & gas remains the dominant source and maintains a share of 83%-85% of total capacity since 2010
- Hydroelectric is the major renewable source started in 1960s but has limited growth potential and demand for only small HPPs. Hybrid solar-hydro power plants is an emerging opportunity in Azerbaijan. Recently started floating FPV project by ADB is a major stepping stone in the that direction.
- Amongst the renewable energy sources, solar energy is 2<sup>nd</sup> fastest growing and has the maximum potential of 23GW

### Installed Capacity (by source)



### Renewable Capacity (by source)

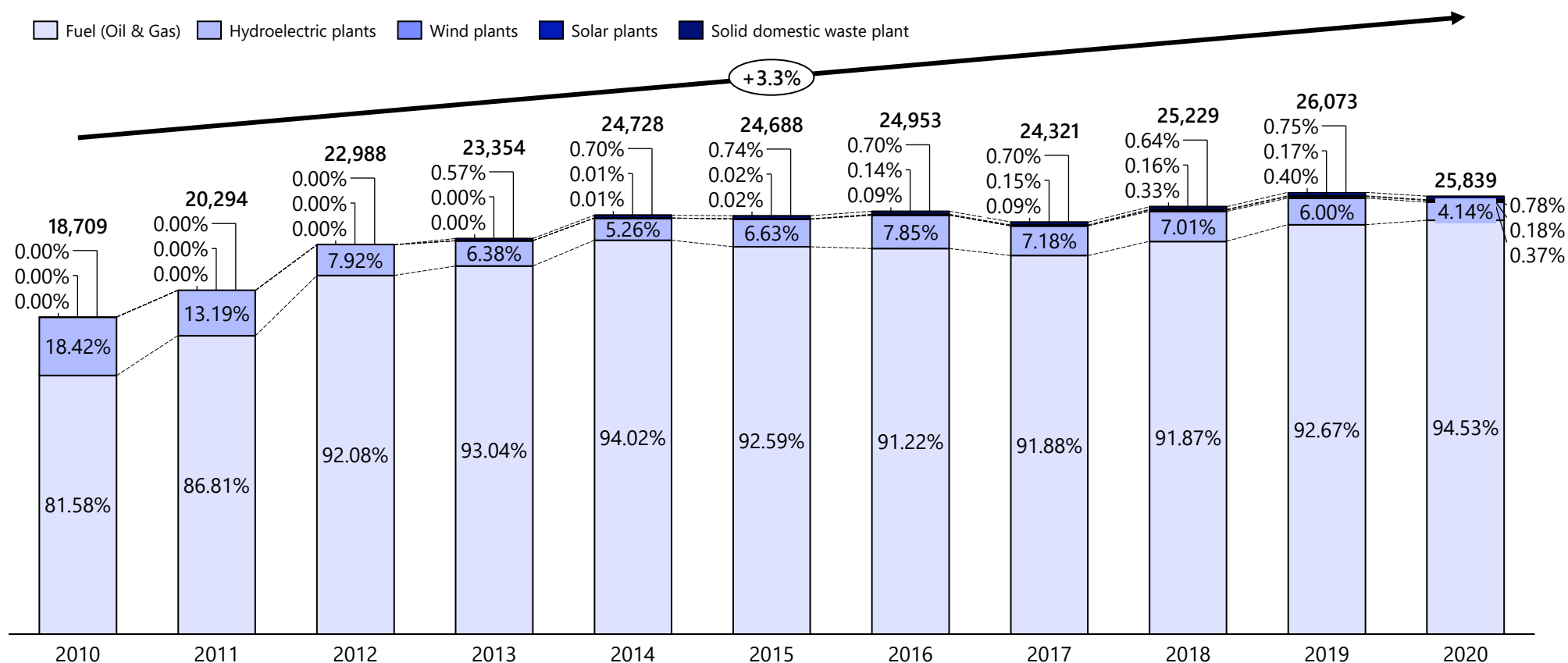


## ① Azerbaijan Overview | Energy Sector Overview

# Electricity output fluctuated but grew at 3.3% CAGR from 2010-20 | Share of electricity output from oil & gas increased from 82% in 2010 to 95% in 2020

- Overall electricity generation increased to meet the rising local electricity demand.
- Electricity output from oil & gas increased, with an increase in % share of total electricity generated (82% in 2010 → 95% in 2020)
- Due to seasonal variations in output, hydropower output declined with a drop in % share of total electricity generated (18% in 2010 → 4% in 2020)

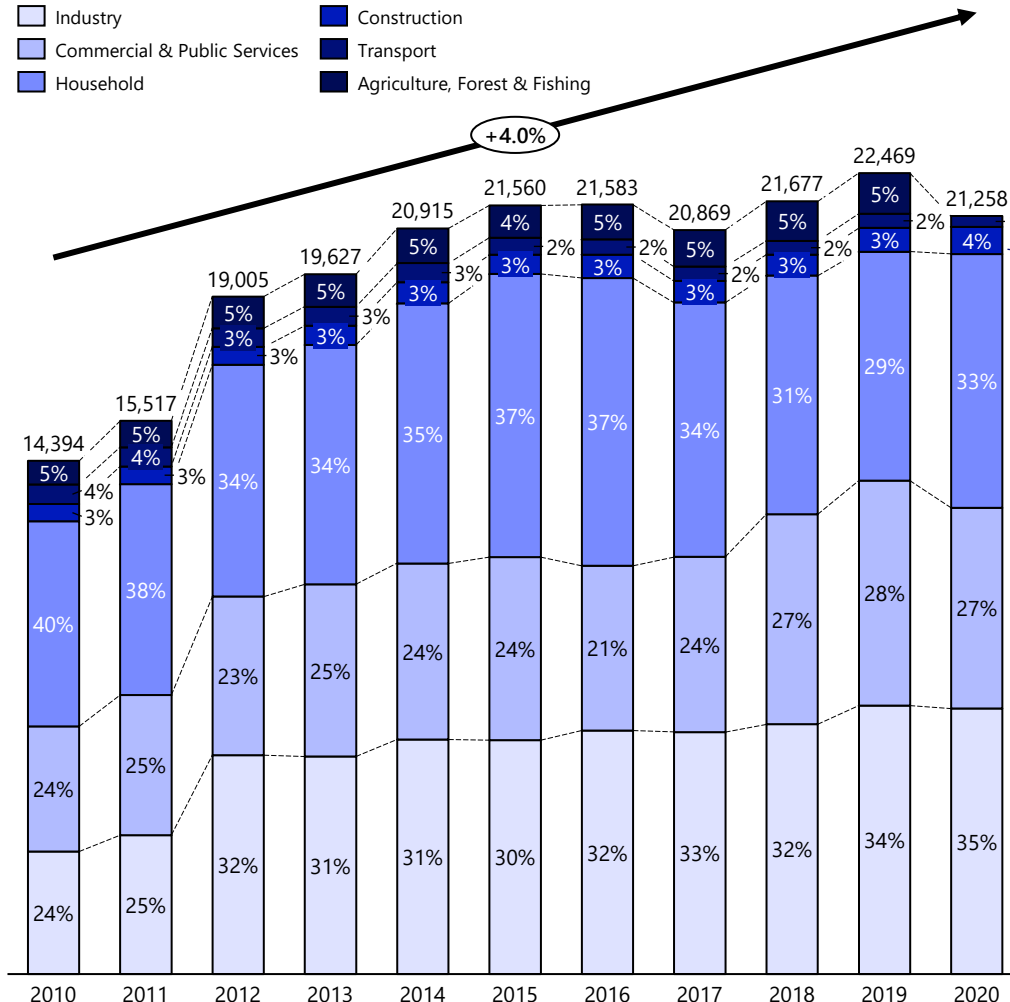
## Total Electricity Generated (GWh)



## ① Azerbaijan Overview | Energy Sector Overview

From 2010-20, electricity consumption increased at 4% CAGR due to increased use in industrial sector, residential use

### Electricity consumption by sector (GWh)



### CAGR (2010-20)

#### Agriculture Forestry, Fishing

- Supported by the government funding, agriculture sector grew resulting in increased electricity use

#### Transport

- Electricity use declined due to the reduced use of rail transport for freight and passenger transport

#### Residential

- 2<sup>nd</sup> largest segment
- Growth due increased per capita electricity consumption
- Despite the pandemic, electricity consumption increased from 2019 – 2020 as citizens moved indoors

#### Commercial

- 3<sup>rd</sup> fastest growing segment; electricity consumption grew in line with the growth in services sector
- Growth declined in 2020 due to the decline in sector like tourism

#### Industry

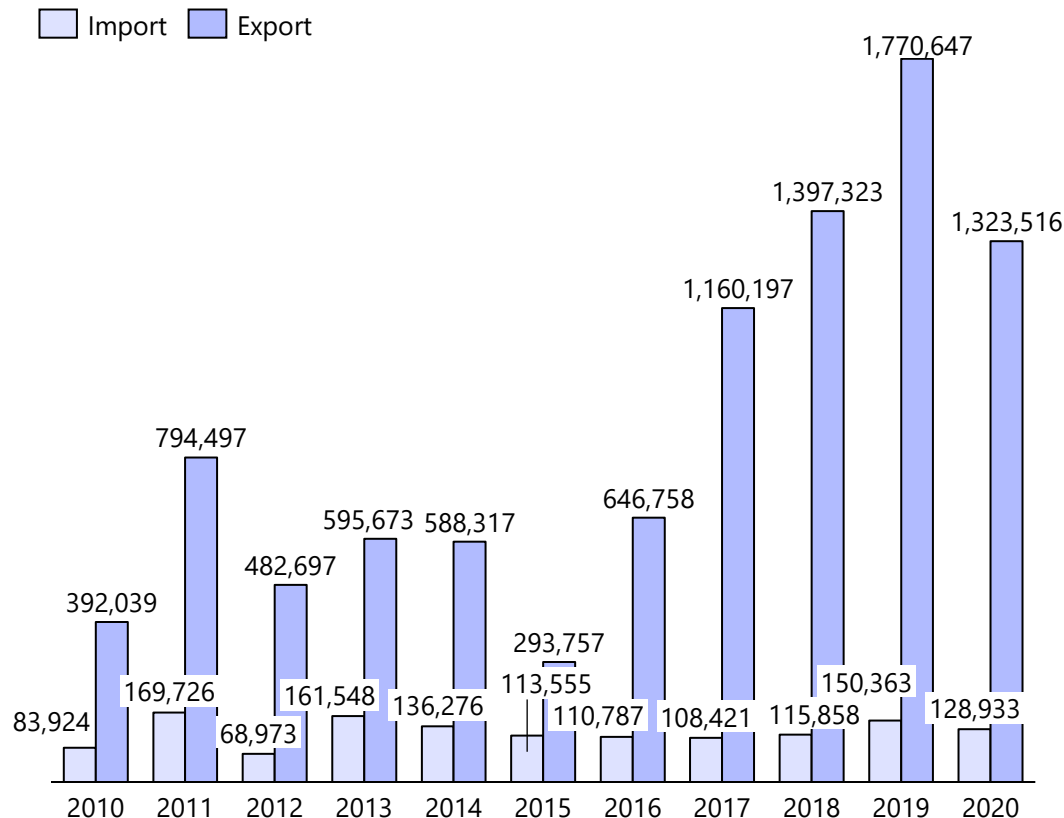
- Largest segment and the fastest growing user segment
- Growth in energy intensive industries such as oil & gas, metals & mining, steel, cements, chemicals

## ① Azerbaijan Overview | Energy Sector Overview

# Azerbaijan is a net exporter of electricity, exporting to neighbouring countries like Georgia, Turkey using the AGT Power Bridge line

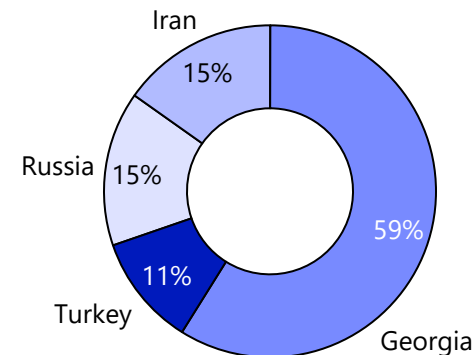
- Azerbaijan's electricity trade is dependent on Georgia. Change in [Georgian govt. strategy to reduce import can affect Azerbaijan's exports](#)
- Since 2016, Azerbaijan exports increased due of increased exports to Georgia and renewal of exports to Turkey via the Azerbaijan-Georgia-Turkey (AGT) Power Bridge line

### Electricity Trade (MWh)



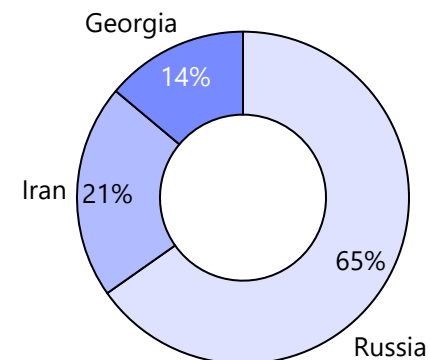
Source: UNComtrade

### Exporting Countries & Share (2020)



- In 2020, [Azerbaijan was Georgia's largest supplier](#) (45% of total electricity import)
- Exports increased in 2016 due to [renewal of exports to Turkey](#)
- In 2017, exports increased as exports to Georgia grew from 68MWh → 891 MWh

### Importing Countries & Share (2020)



- Azerbaijan import is 10%-20% of export and is the 53<sup>rd</sup> largest electricity importer
- Electricity is imported as part of the CIS [emergency mutual assistance agreement](#)



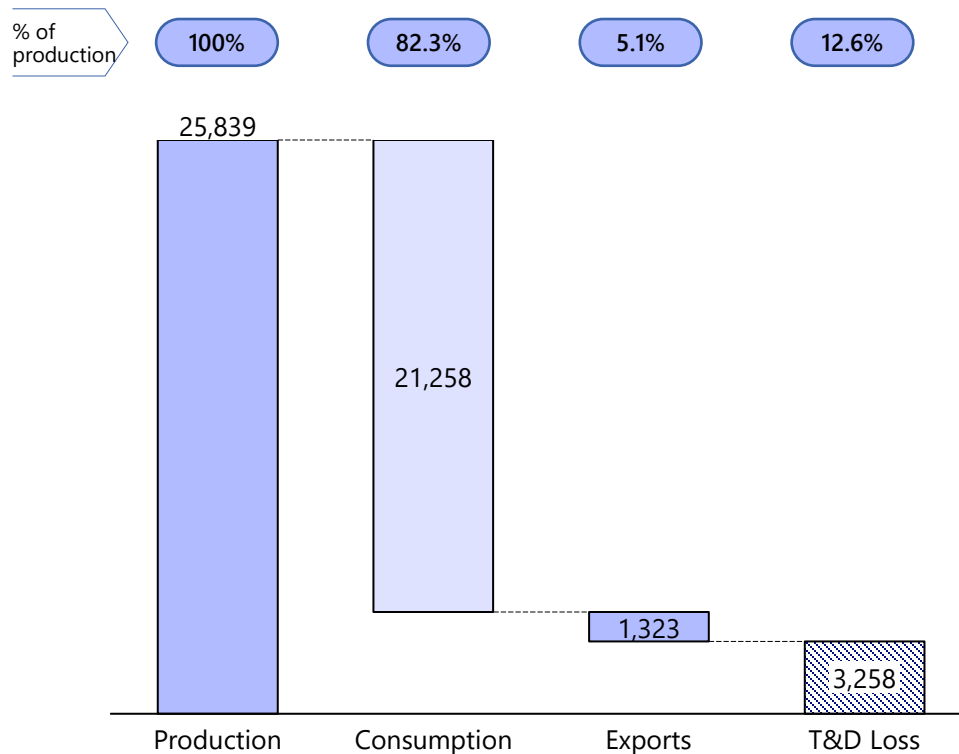
## ① Azerbaijan Overview | Energy Sector Overview

T&D losses are high compared to global average of 6%-7% but since 2010, losses declined due to modernization of the east-west transmission network

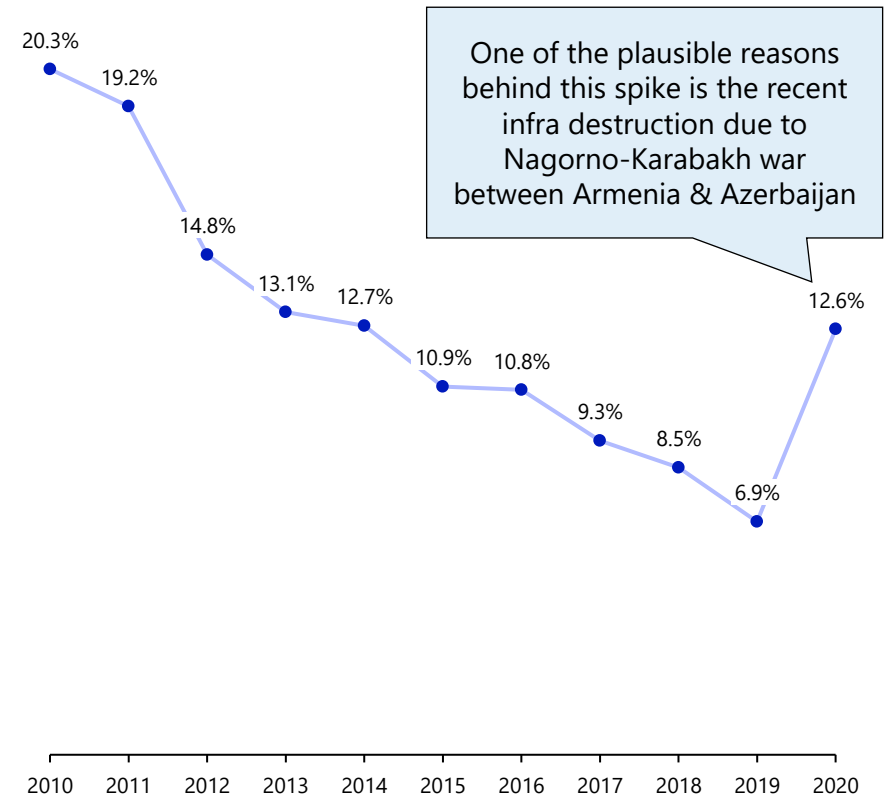
- >80% of production is used for domestic consumption
- Transmission loss in Azerbaijan has reduced from the 20.3% in 2010 to 7% in 2019, due to modernization and strengthening of the west-east transmission network

### Electricity Flow [Production → Consumption](in GWh)

For 2020



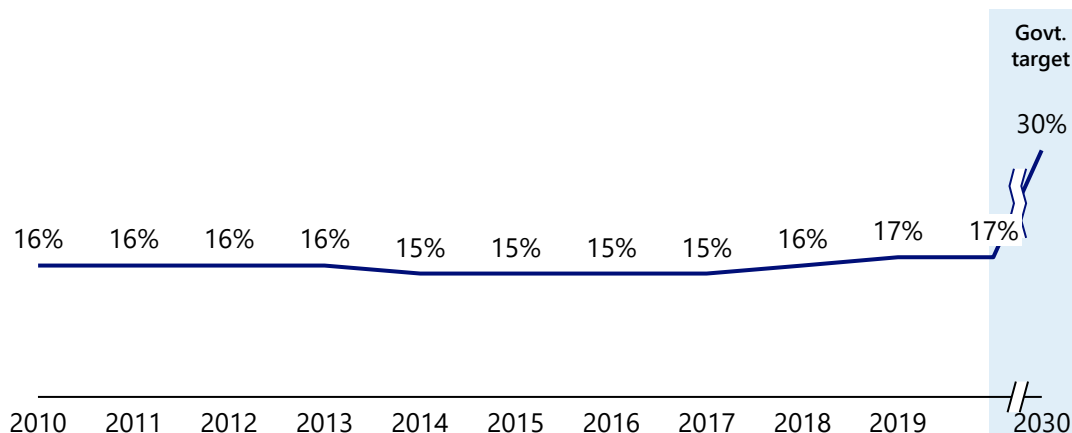
### T&D Losses



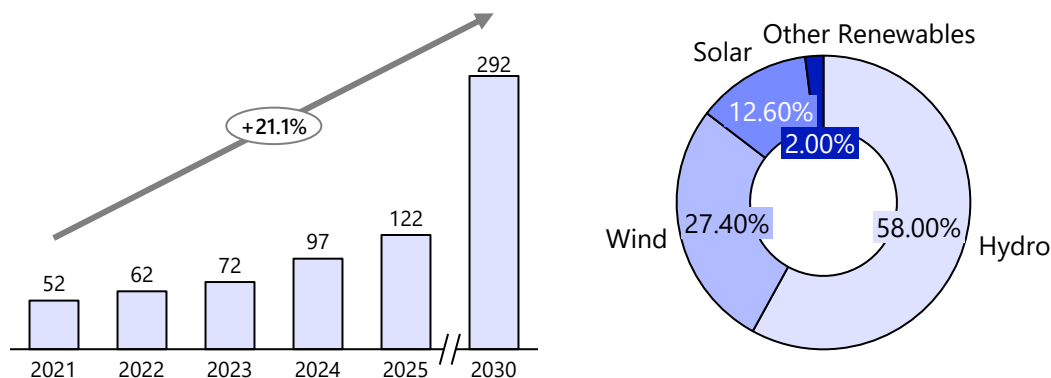
## ① Azerbaijan Overview | Energy Sector Overview

# Azerbaijan government has targeted to increase the share of renewable energy from 17% to 30% in 2030

% share of RE and future target



Forecasted Solar Capacity (MW) & Breakdown of 2030 RE share, source wise



- Azerbaijan government has drafted a renewable electricity law and aims for [renewable energy to provide 30% of electricity generating capacity by 2030](#). The Grid Code for the same is already drafted and should be out by next year.
- The Ministry of Energy, with European Bank for Reconstruction and Development, is developing [renewable energy auctions for 1000 MW to attract private investment](#)
- Asian Development Bank (ADB) is [financing the design and construction of the first floating solar PV \(FPV\) plant](#). The 100-kW pilot plant will be installed on Lake Boyukshor, close to Baku.

Energy Source	Installed Capacity (MW)	Potential Capacity (MW)
Solar Energy	35	23,000
Bioenergy	45	380
Onshore Wind	66	3000
Off-shore Wind	0	157,000

1. Azerbaijan Overview

**2. Solar Power Potential**

3. Solar Power Investment Trends

4. Policy & Regulations

5. Solar Equipment specifications

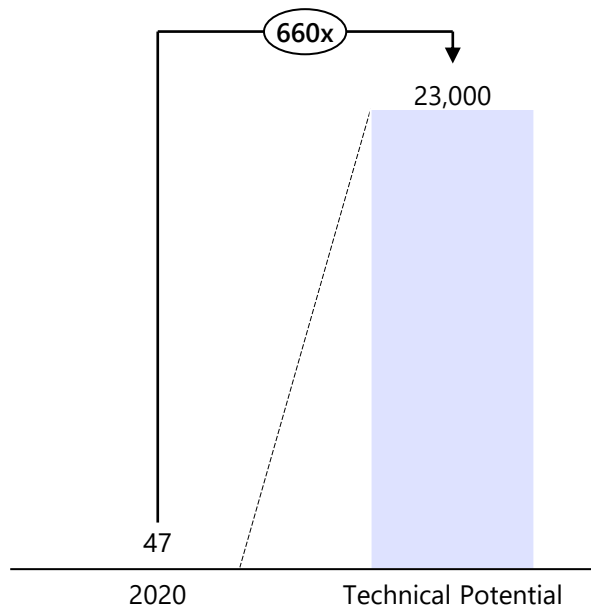
## ② Solar Power Potential

Azerbaijan has a solar power potential of 23,000 MW due to the high sunshine hours, high solar intensity and low seasonal variation

- Due to geographical location, Azerbaijan has a high solar potential → high annual sunshine hours (2400-3200 hrs), high solar intensity (1,500-2,000 kWh/m<sup>2</sup>) and low PV output variation across seasons
- Amongst all the renewable energy sources in Azerbaijan, solar power has the maximum potential (23,000 MW) 【Off-shore wind has 157GW potential but has no installed capacity as on date】

### Total Solar Potential (MW)

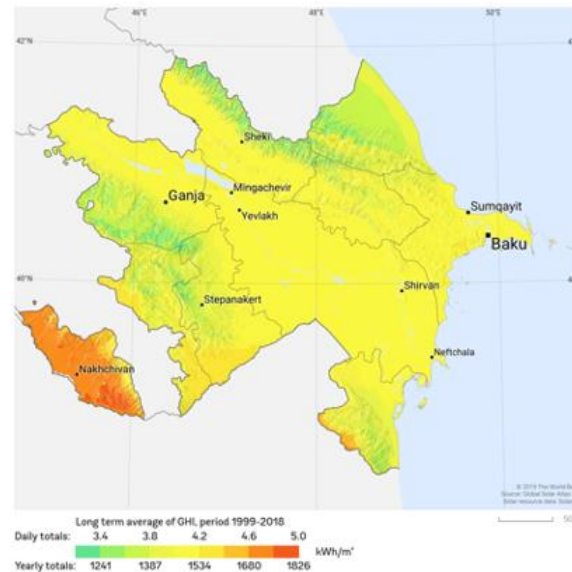
- Azerbaijan's Ministry of Energy estimates the solar potential at 23,000 GW
- Azerbaijan gets 2210 to 2700 hours which is comparable to sunny, tropical countries



Source: SolarGIS, IRENA RRA Azerbaijan

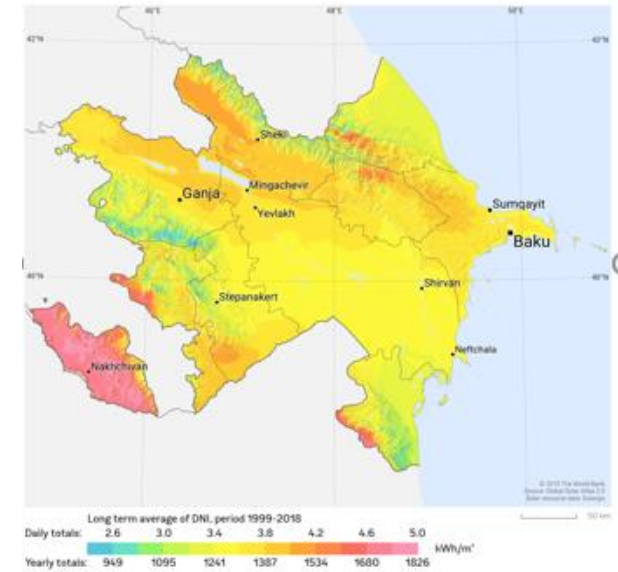
### Global Horizontal Irradiation

- GHI is the total radiation received by a horizontal surface
- Higher GHI means higher PV output
- GHI = 1387-1534 kWh/m<sup>2</sup> for most of the territory



### Direct Normal Irradiation

- DNI is the direct radiation received from the direction of the sun
- DNI = 1095 to 1534 kWh/m<sup>2</sup>, most of the territory has 1387 kWh/m<sup>2</sup>

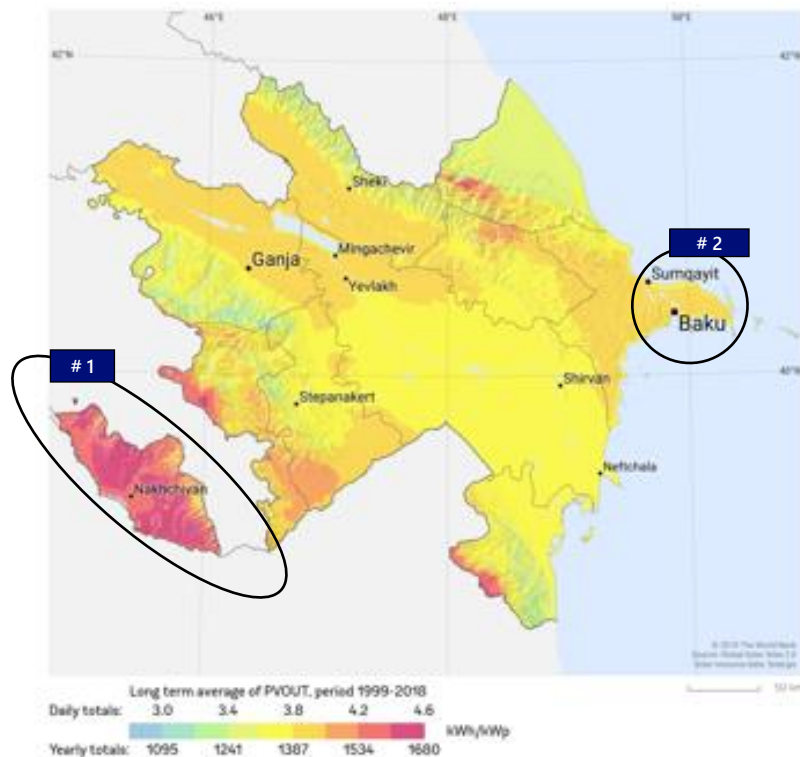


## ② Solar Power Potential

Although solar potential exists across the country, only a select zones like Nakhchivan, Absheron Peninsula are more suitable for setting up solar PP

- To develop the solar power industry, the government has identified 8 zones (wind + solar) with total capacity of 750 MW (The bifurcation between solar & wind has not been announced yet.)
- Preliminary assessments on ownership and designation of lands, potential environmental impacts and existing infrastructure have been conducted in these areas by the government

### PV Power Potential



Zone	Location	Solar Potential	Development
1	Nakhchivan	High	<p>【Region】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Landlocked region; Autonomous region of Azerbaijan</li> <li>▪ Highest solar potential in Azerbaijan</li> </ul> <p>【Solar Development】 - existing solar PP</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nakhchivan Plant (Babek)</li> </ul>
2	Absheron Peninsula	Medium	<p>【Region】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hilly terrain</li> <li>▪ Baku (capital city) is located here</li> </ul> <p>【Solar Development】 - existing solar PP</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sumqayıt solar plant</li> <li>• Pirallahy Power Plant</li> <li>• Masdar solar plant (in-progress)</li> </ul>



## Potential Site Location | Option 1

## A potential 136 hectares of land in Absheron Peninsula Region, Baku





## Potential Site Location | Option 2

## A potential 272 hectares of land in Nakhchivan Autonomous Region



1. Azerbaijan Overview

2. Solar Power Potential

**3. Solar Power Investment Trends**

**Drivers and barriers to solar investment**

Existing and upcoming solar projects

4. Policy & Regulations

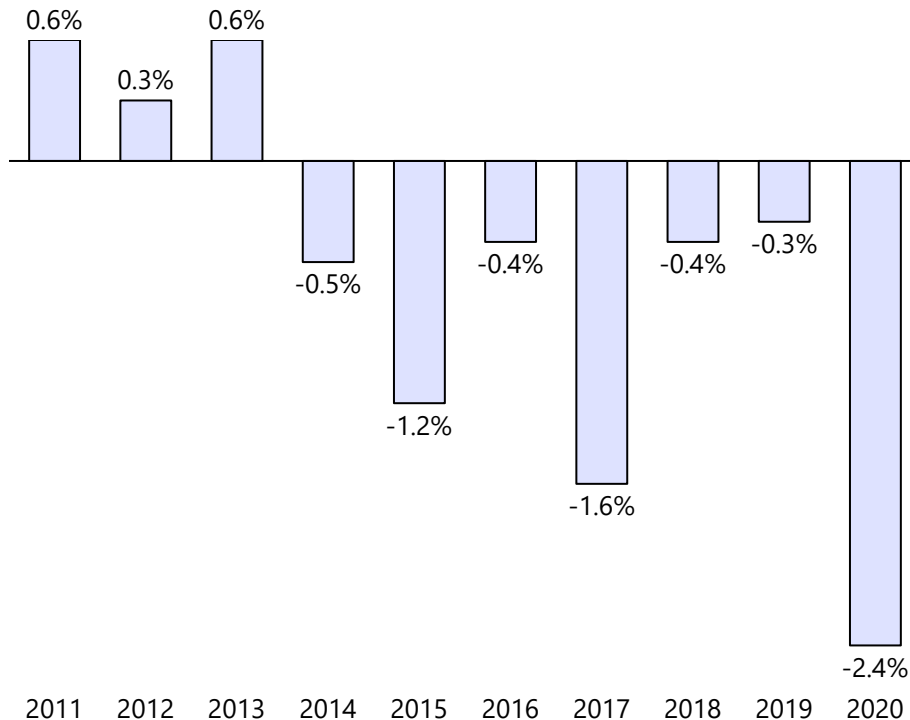
5. Solar Equipment specifications

### ③ Solar Power Investment Trends

Government has an increasing budget deficit which puts the impetus on foreign investment for solar industry but non-oil FDI had low growth since 2010

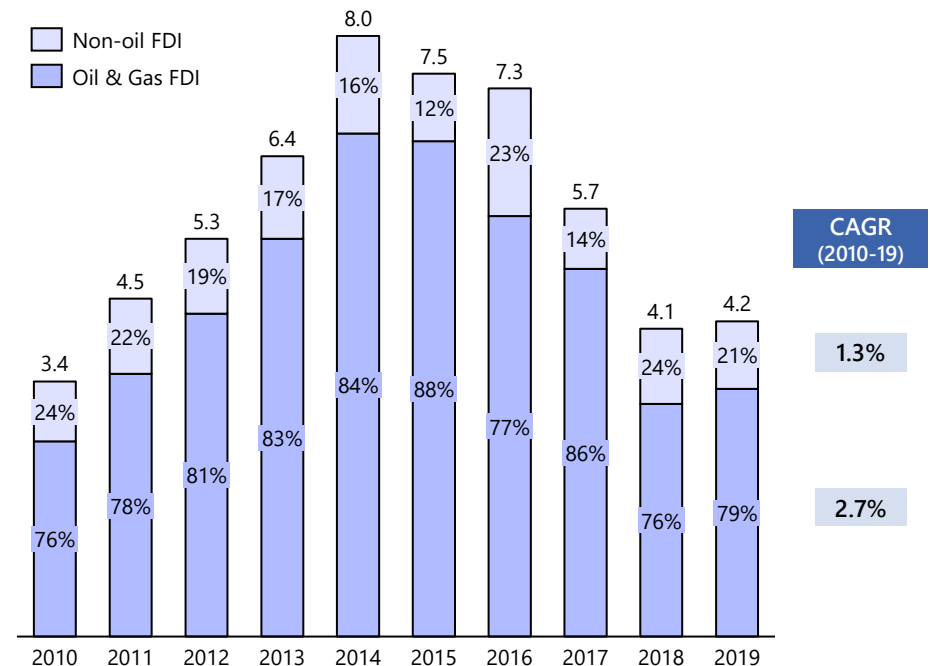
#### Fiscal Deficit/Surplus (% of GDP)

- Due to declining oil prices, Azerbaijan fiscal deficit worsened from -0.5% in 2014 to -2.4% in 2020
- Worsening fiscal deficit implies the government will have less ability to fund future projects



#### FDI in Azerbaijan (USD bn)

- Oil & Gas attracts maximum FDI (EU built Southern Gas Corridor)
- Government wants to ① Increase non-oil FDI to 4% of GDP ② Attract FDI to transport, tourism, ICT and agriculture
- In 2021, Azerbaijan had first foreign investments in utility-scale solar (Masdar) and wind projects (ACWA)



### ③ Solar Power Investment Trends

**Solar power has the highest potential (23 GW) and will help Azerbaijan reduce their dependence on oil & gas and meet their GHG emission targets**

Investment Drivers	Description
<b>① 【Economic Diversification】</b> Government wants to reduce dependence on Oil & Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Oil &amp; Gas sector contributes to 40% of GDP, &gt;80% of exports and &gt;75% of FDI</li> <li><a href="#">Exposure to external shocks</a>, such as the 2014 global crash in oil prices and COVID-19</li> </ul>
<b>② 【Climate Change Commitment】</b> Adhere to the Paris Agreement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Azerbaijan has committed to cut GHG emissions by 35% by 2030 under the Paris Agreement</li> </ul>
<b>③ 【Solar Power Potential】</b> Amongst the RE sources, solar has the highest potential (23 GW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Azerbaijan has a <a href="#">high solar potential</a> due to               <ul style="list-style-type: none"> <li>High annual sunshine hours (2400-3200 hrs)</li> <li>High solar intensity (1,500-2,000 kWh/m<sup>2</sup>)</li> <li>Low variation in PV output across seasons</li> </ul> </li> </ul>
<b>④ 【Financial Incentives】</b> Government incentives to RE sector	<ul style="list-style-type: none"> <li>Government is providing <a href="#">incentives</a> like -               <ul style="list-style-type: none"> <li>Custom duty exemption</li> <li>VAT exemption</li> <li>Property tax exemption</li> </ul> </li> <li>Government will exempt RE players from 50% of their income tax</li> </ul>

### ③ Solar Power Investment Trends

## Lack of market reform, fragmented procedural & regulatory structure and unstable geopolitical situation are the major deterrents to solar investment

Barriers to Investment	Description
① <b>【Geopolitical Risk】</b> War & politically unstable region	<ul style="list-style-type: none"> <li>Central Asian region is politically unstable</li> <li>Investment uncertainty in Azerbaijan is high because of Azerbaijan's border conflict with Armenia over the Nagorno-Karabakh region</li> </ul>
② <b>【Regulatory Framework】</b> Nascent regulatory framework	<ul style="list-style-type: none"> <li>Azerbaijan Energy Regulatory Agency, was <a href="#">recently established</a> (22 December 2017) and <a href="#">needs to be independent</a> i.e. neither government nor energy company can challenge its decisions except courts</li> <li><a href="#">Regulatory framework for RE is yet to be established</a> i.e. guaranteed tariffs, long-term leases, and index payments to foreign currency etc.</li> </ul>
③ <b>【Fragmented Procedural Structure】</b> No dedicated law for solar development	<ul style="list-style-type: none"> <li>The <a href="#">permitting procedure for renewable energy remains complex</a>, with a number of steps and fragmented division of responsibilities across Ministries and local administration</li> <li>Azerbaijan does not have a <a href="#">dedicated, comprehensive law</a> governing the various aspects of renewable energy development.</li> <li>Creates challenges for market entrants when understanding legal and regulatory requirements, resulting in delays in the development of new projects and increased perception of risk among investors</li> </ul>
④ <b>【Inefficient sector operations】</b> Subsidy-based, high T&D loss	<ul style="list-style-type: none"> <li>Power sector is vertically-integrated which implies a <a href="#">state monopoly</a> in generation, transmission and distribution and a <a href="#">lack of competition</a></li> <li>Despite its large generating potential, <a href="#">losses in the energy transmission system is high</a> and there are failures (In 2018, whole of Azerbaijan experienced a serious power outage for two days)</li> <li>The sector relies on <a href="#">government subsidies</a>, which is not an effective model</li> </ul>

# Agenda

1. Azerbaijan Overview

2. Solar Power Potential

## 3. Solar Power Investment Trends

Drivers and barriers to solar investment

Existing and upcoming solar projects

4. Policy & Regulations

5. Solar Equipment specifications



### ③ Solar Power Investment Trends

## Majority of the Solar Power Plants are owned & operated by SAARES

#	Project Name	Type of Plant	Location	Estd.	Capacity (MW)	Stakeholders
1	Karabakh Power Plant	Solar	Karabakh	TBD	240	British Petroleum
2	Masdar Solar Plant	Solar	Baku, Absheron	2022	230	Masdar UAE & Azerenerji
3	Nakhchivan Solar Power Plant	Solar	Babek district	2015	20	Nakhichevan State
4	Samukh Agro Residential Project	Solar	Samukh Region	2013	10	SAARES
5	Siyazan	Solar	Siyazan District	2018	4.5	SAARES
6	Pirallahy Power Plant	Solar	Pirallahy Island	2017	2.8	SAARES
7	Surakhany Solar Power Plant	Solar	Surakhany district	2014	2.8	SAARES
8	Sumgayit Solar Power Plant	Solar	Sumgayit district	-	2.8	SAARES
9	Sahil Power Plant	Solar	Baku	2018	2.8	SAARES
10	Gobustan Hybrid Power Plan	Hybrid	Qobustan, Baku	2011	1.8	SAARES
11	Yeni Yashma Wind Park	Hybrid	Khizi	2018	10	Berlin Wind (Reconstruction)
12	Absheron Hybrid Power Plan	Hybrid	Absheron	2018	10	-
13	Social Facilities	-	-	-	0.6	SAARES
14	Lake Boyukshor, Floating FPV	Solar - FPV	Baku	By 2023	0.1	ADB
15	Ecology Park	-	Baku	2010	0.02	SOCAR

### ③ Solar Power Investment Trends

Most of the Solar Power Plants are located towards Caspian Sea coastal regions, more specifically around the capital city Baku



Legend-

Numbers correspond to Plant names as per slide 22

The region remains largely untapped even though it has the highest solar potential

### ③ Solar Power Investment Trends

## Majority of the Large Hydro Power Plants are owned & operated by Azerenerji

#	Project Name	Type of Plant	Estd.	Capacity (MW)	Stakeholders
1	Mingachevir HPP	Large Hydro	1995	424	Azerenerji JSC state
2	Shamkir HPP	Large Hydro	1983	380	Azerenerji JSC state
3	Yenikend HPP	Large Hydro	2003	150	Azerenerji JSC state
4	Fuzuli HPP	Large Hydro	2012	25	Azerenerji JSC state
5	Taxtakorpü HPP	Large Hydro	2013	25	Azerenerji JSC state
6	Shamkirchay HPP	Large Hydro	2014	25	Azerenerji JSC state
7	Varvara HPP	Large Hydro	1957	18	Azerenerji JSC state
8	Araz HPP	Large Hydro	1971	22	Nakhichevan AR state
9	Arpachay-1 HPP	Large Hydro	2014	20.5	Nakhichevan AR state
10	Bilav HPP	Large Hydro	2010	20	Nakhichevan AR state

### ③ Solar Power Investment Trends

## Majority of the Small Hydro Power Plants are owned & operated by Azerenerji

#	Project Name	Type of Plant	Estd.	Capacity (MW)	Stakeholders
1	Göychay SHPP	Small Hydro	2015	3.1	Azerenerji JSC state
2	İsmayılı -1 SHPP	Small Hydro	2013	1.6	Azerenerji JSC state
3	İsmayılı -2 SHPP	Small Hydro	2016	1.6	Azerenerji JSC state
4	Balakən -1 SHPP	Small Hydro	2017	1.5	Azerenerji JSC state
5	Qusar-1 SHPP	Small Hydro	2012	1	Azerenerji JSC state
6	Vayxır HPP	Small Hydro	2006	5	Nakhichevan AR state
7	Arpachay – 2 SHPP	Small Hydro	2014	1.4	Nakhichevan AR state
8	Chichəkli SHPP	Small Hydro	1927	3	"İnterenerji" JSC Private
9	Mugan SHPP	Small Hydro	2004	4.05	Messenat Holding Private
10	Sheki SHPP	Small Hydro	1936	1.88	Şəki ASC, özəl SAARES State
11	Nugedi SHPP	Small Hydro	-	0.83	Private

### ③ Solar Power Investment Trends

## Wind & Bio-energy remains fairly split between a lot of stakeholders

#	Project Name	Type of Plant	Estd.	Capacity (MW)	Stakeholders
1	Yeni Yashma Wind Power Park	Wind Power	2018	50	Azerenerji JSC state
2	Yashma Bagları Wind Power Park	Wind Power	2019	3.6	Azerenerji JSC state
3	Şurabad Wind Power Park	Wind Power	2019	1.7	Azerenerji JSC state
4	Hokmali WPP	Wind Power	2011	8	Alten Group Private
5	Gobustan WPP (hybrid)	Wind Power	2011	2.7	SAARES State
6	Ecology Park	Wind Power	2010	0.04	SOCAR State
7	Gobustan bioqaz facility (hybrid)	Bio-energy	2011	1	SAARES State
8	Waste-to-Energy Plan	Bio-energy	2012	37	Temiz Sheher JSC State

### ③ Solar Power Investment Trends

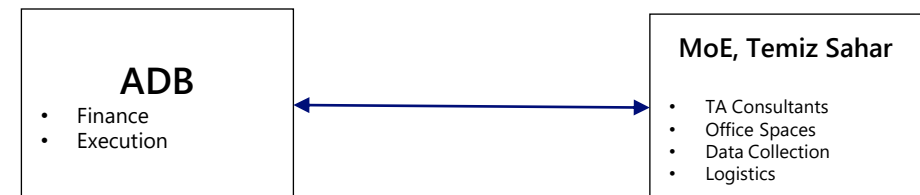
## Asian Development Bank's 100kW Floating Solar Power Plant near Baku

Project Name	Lake Boyukshor, Floating FPV Plant
Total Capacity	100 kW
Ownership	Asian Development Bank
Status	In Progress
Year of commissioning	Latest by 2023
Total Funding	USD 3 Million
Funding Partners	ADB (Clean Energy Fund)
Stakeholders	Ministry of Energy and OJSC Temiz Shahr (State owned Company)
Type of Plant	Floating Solar Photovoltaic
Location	Lake Boyukshor, Baku

### About the Project

- Recommend the optimum technical solution (module, floatation, anchoring, mooring and other FPV system technologies, electrical, electromechanical, auxiliary and protection, control and monitoring systems) size and configuration, including grid integration and, proposals for battery storage systems
- Develop the design criteria and conceptual design for the pilots and scaled-up FPV systems, including grid connection, and any relevant support facilities.
- The pilot project must also include a ground-mounted system with a complete meteorological station equipped with rotating shadow band pyranometer, air transmissivity sensor and pyrheliometer to enable performance and yield comparison with the pilot floating system.

### Project Structure





### ③ Solar Power Investment Trends

## Masdar has signed agreements to develop a utility-scale solar photovoltaic (PV) project in the Republic of Azerbaijan

Project Name	Masdar Solar Power Plant
Total Capacity	230 Mega Watts
Ownership	PPP (Masdar & Govt. of Azerbaijan)
Status	In Progress
Year of commissioning	2022
Total Funding	USD 200 Million
Funding Partners	Masdar
Stakeholders	Minister of Energy of the Republic of Azerbaijan, Azerenerji OJSC
Type of Plant	On Ground Utility scale Solar PV
Location	Alat Settlement, Baku

### About the Project

- The project entails developing, financing, constructing, and operating the 230 MW PV plant
- Masdar signed the implementation agreement for the project in January last year. The plant is expected to [start commercial operation in early 2023.](#)
- The solar power plant will produce about 500 million kWh of electricity annually, save 110 million cubic meters of natural gas, reduce carbon emissions by 200,000 tons, create new jobs and attract other investors to new projects.
- The power plant will be integrated into the energy system by [connecting to the "Janub" substation.](#)



### ③ Solar Power Investment Trends

## British Petroleum to set up Solar Power Plant in Karabakh

Project Name	BP Solar Power Plant
Total Capacity	240
Ownership	BP
Status	In-progress
Year of commissioning	TBD
Total Funding	Undisclosed
Funding Partners	British Petroleum
Stakeholders	British Petroleum, Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan, Azerenerji OJSC
Type of Plant	On Ground Utility scale Solar PV
Location	Zangilan and Jabrayil region in Karabakh

### About the Project

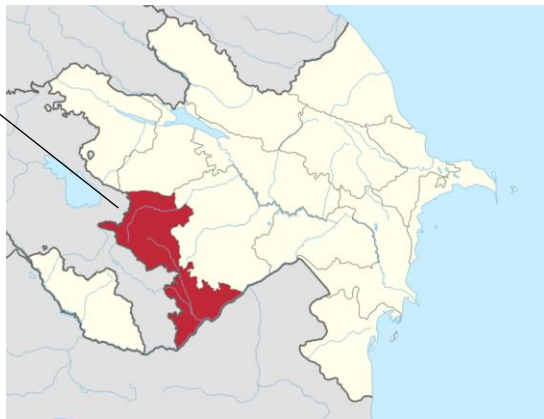
- The agreement covers the technical and commercial evaluation of the solar energy project, plant design, provision of financing and the adoption of the final investment decision.
- Azerbaijan is taking measures to develop renewable energy resources in its territories liberated from the Armenian occupation in 2020 and to turn Karabakh region into the “green energy zone”.
- On May 3, the president signed a decree on measures to create a ‘green energy’ zone in the country’s liberated territories. According to the decree, an amount of AZN 2,363,400 (\$1,391,040) shall be allocated from the Presidential Reserve Fund envisaged in the country's state budget for 2021 to the Ministry of Energy.



## Eight Green Energy Zones have been identified to boost Renewable Energy in the liberated areas of Eastern Zangezur & Karabakh

Type of RE	Region	Districts Identified
Wind Energy	Eastern Zangezur	Kalbajar,
		Lachin
Solar Energy		Gubadli
		Zangilan
		Jabrayil
	Upper Karabakh	Fuzuli

Exact sites are not public yet. Just the district names have been disclosed, one district may have more than one RE plant.



Eastern Zangezur Region

- President of Azerbaijan Ilham Aliyev has repeatedly stated, this region will become a model for the whole world as a '**green' energy zone**. "At the same time, the most advanced technologies, the most economically rational, energy-saving technologies and 'green' energy - water, wind, sun - should be applied," the head of state emphasized.
- Shahbazov, The Minister of Energy noted that, according to preliminary estimates, these territories have a potential of more than 4,000 megawatts of solar energy, up to 500 megawatts of wind energy.
- Moreover, taking into account that 25 percent of Azerbaijan's local water resources are formed in Karabakh, the prospects of using the rivers Tartar, Bazarchay, Hakari, and their tributaries for electricity generation are being considered.

# Agenda

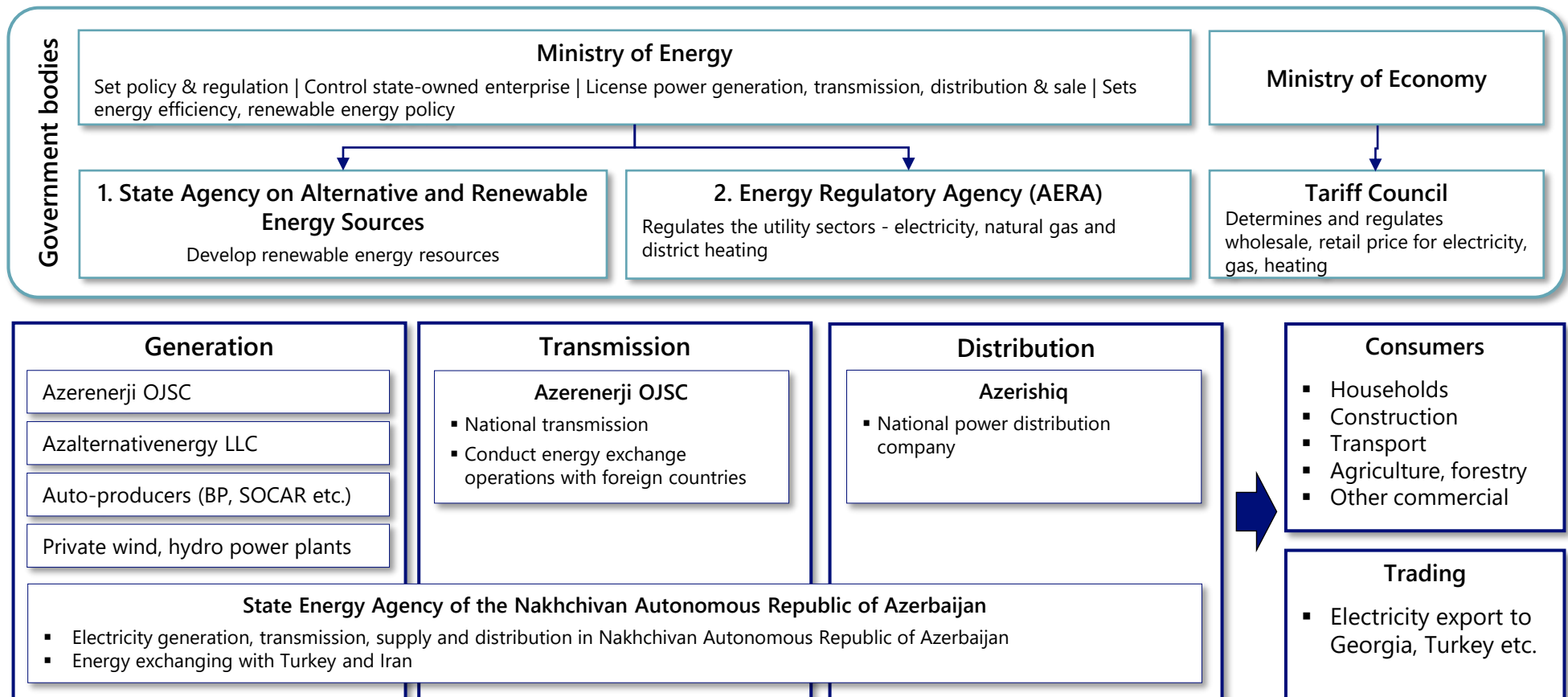
1. Azerbaijan Overview
2. Solar Power Potential
3. Solar Power Investment Trends
- 4. Policy & Regulations**
5. Solar Equipment specifications

#### ④ Policy & Regulations

## Energy sector is controlled by state-owned companies and have monopolistic structures in all part of the value chain

- Energy sector is controlled by the Ministry of Energy – 1. Agency for alternative energy 2. Energy regulator
- State-owned firms, Azerenerji and Azerishiq, have monopoly in generation, transmission & distribution sector

### Energy Regulatory Structure in Azerbaijan



#### ④ Policy & Regulations

## The power sector is also regulated by a number of laws & byelaws (mainly the Cabinet of Ministries Decrees)

Name of Law	Year	Description	Impact
The Law on Energy Resources Utilization	1996	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determines Legal, Social &amp; Economic Basis in field of energy resources</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Attempts to create a well regulated energy market</li> </ul>
The Law on Power Industry	1998	<ul style="list-style-type: none"> <li>Legal background for the generation, transmission, distribution and sale of electricity and heating.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Streamlining the flow of electricity from producers to consumers.</li> </ul>
The Law on Heat & Electric Power Plants	2000	<ul style="list-style-type: none"> <li>Framework for design, construction and operation of power plants incl. IPPs</li> <li>Guaranteed purchase of power from small PP</li> <li>Licensing industrial PP, defined process &amp; condition to connect &amp; access the grid</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentivize small scale HPP, WPP but no clear incentive for solar PP</li> </ul>
State Program on the Use of Alternative and Renewable Energy Sources	2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>Determine potential of alternative energy in electricity production</li> <li>Increase efficiency of national energy sources</li> <li>Decrease CO<sub>2</sub> emissions and create jobs in RE sector</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Supports RE development</li> </ul>
Customs and VAT exemption	2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Import of equipment, facilities, parts and tools used in the renewable energy industry and in achieving energy efficiency are exempt from customs duties and VAT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentivize import of equipment for RE power plants, make RE PP cost competitive</li> </ul>
Strategic Roadmap for the Development of Utilities	2016	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sets several specific strategic targets for efficient utility sector regulation and the production of fully diversified and environmentally clean electrical power.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Steps and vision to diversify from Azerbaijan's dependency on Oil &amp; Gas industry.</li> </ul>
Acceleration of Reforms in the Energy Sector of the Republic of Azerbaijan	2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proposes various reforms, such as the promotion of renewable energy and private sector investment in renewables,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gradual opening of the electricity market to competition.</li> </ul>



#### ④ Policy & Regulations

## Azerbaijan has increasingly started taking steps after the 2016 Strategic Road Map Policy to adequately incentivize players in RE sector

Type of Incentive	Description	Benefits
① Financial Incentives	Custom Duty exemption	▶ Varies from 0-15% depending upon the type of goods
	VAT Exemption	▶ Exemption from VAT for technical equipment & facilities for 7 years 18% - Standard VAT
	Property Tax exemption	▶ 1% of Average Annual Book Value
	Land Tax exemption	▶ Varies from \$0.059 to \$ 11.76 per 100 m <sup>2</sup> depending on city/region
	Exemption from 50% of their Income Tax	▶ 20% Corporate Tax Rate
② Non- Financial Incentives	Special Permits	▶ Special permits will be required for power plants with capacity of > 150 kW, and for hydropower plants and biogas power plants with a capacity > 500 kW
	Long Term Purchase Power Agreements	▶ Azerbaijan started auctions which has reduced prices for solar PV and wind <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ In December 2020, the MoE and Azerenerji signed a 20-year PPA for a 240-MW wind farm with Saudi Arabia's ACWA Power</li> <li>▪ In March 2021 for a 230-MW solar power project with Abu Dhabi's Masdar.</li> </ul>

#### ④ Policy & Regulations

The process of granting permits to renewable energy projects is fragmented and spans across multiple government ministries

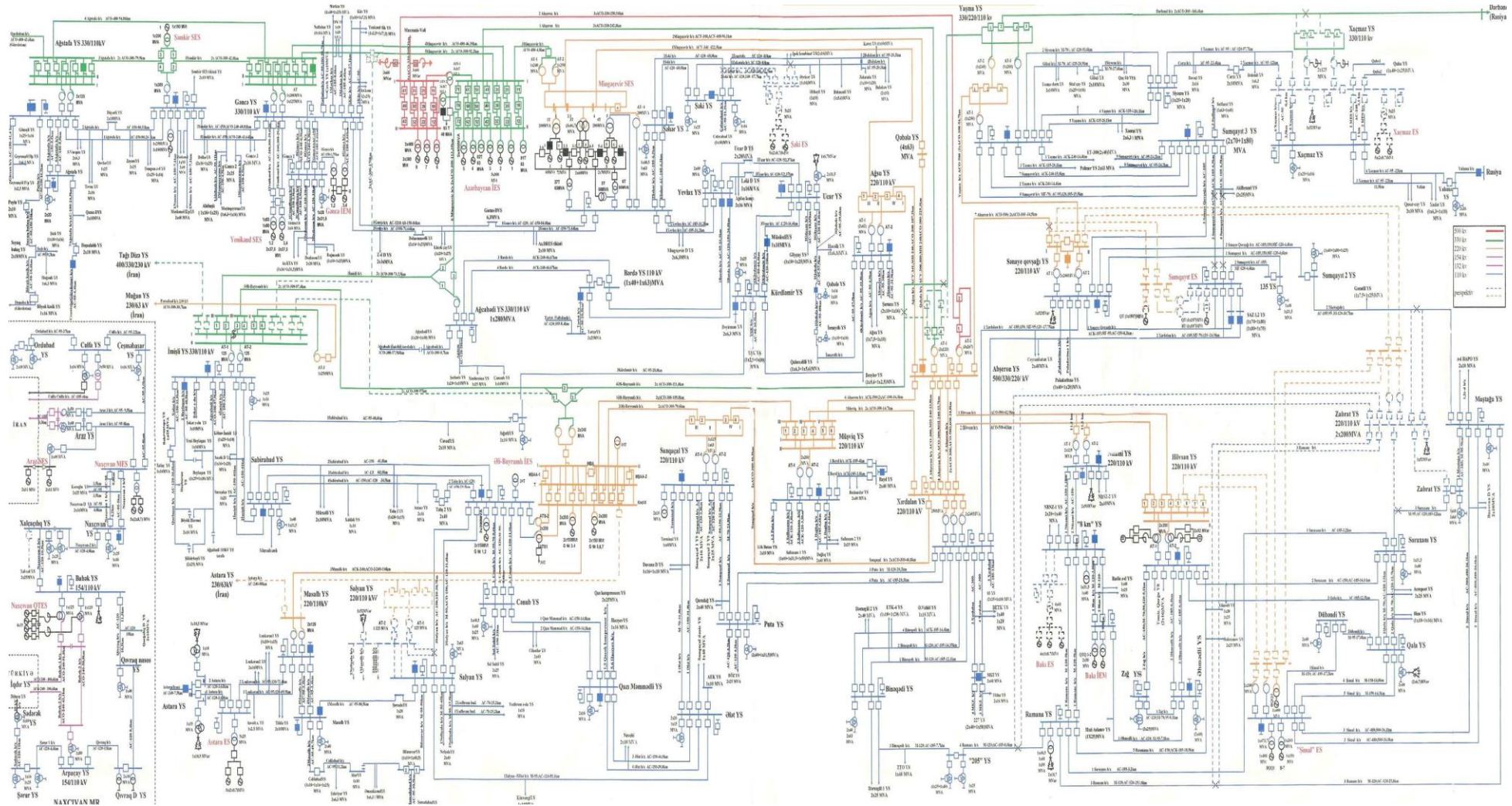
	Government Ministries					Azerenerji / Azerishiq
	Local Authority	Ministry of Ecology & Natural Resources	Ministry of Health	Ministry of Emergency cases	Ministry of Energy	
1 Land use	Y ▪ Grid Line Location ▪ Land Usage	Y ▪ Environment Clearance ▪ Disposal of PV Cells (Hazardous)	X	Y ▪ Safety Protocols ▪ Extreme situations	Y ▪ First point of contact ▪ Announcement of Entry	X
2 PP Construction	X	Y ▪ Compliance of Construction with Environment standards	Y ▪ Employee Health ▪ Sanitary Conditions	Y ▪ Safety Mechanisms in Construction	Y ▪ Equipment Compliance	X
3 Electricity production	X	X	X	X	Y ▪ Electricity Generation Permit	Y ▪ Sales & Purchase Agreement
4 Grid connection / Captive use*	X	X	X	X	X	Y ▪ Grid Connection Protocols**

\*No different regulations for captive power plants, all the same rules apply like a normal plant if it supplies excess energy to the grid.

\*\*Cases are dealt on one-on-one basis regarding regulations on connecting a plant to the grid -Survey teams collect data around major metric like capacity, mean generation, voltage, frequency etc.

## Transmission & Distribution Network

Azerenerji & Azerishiq are the sole agencies which control the T&D network of the entire country

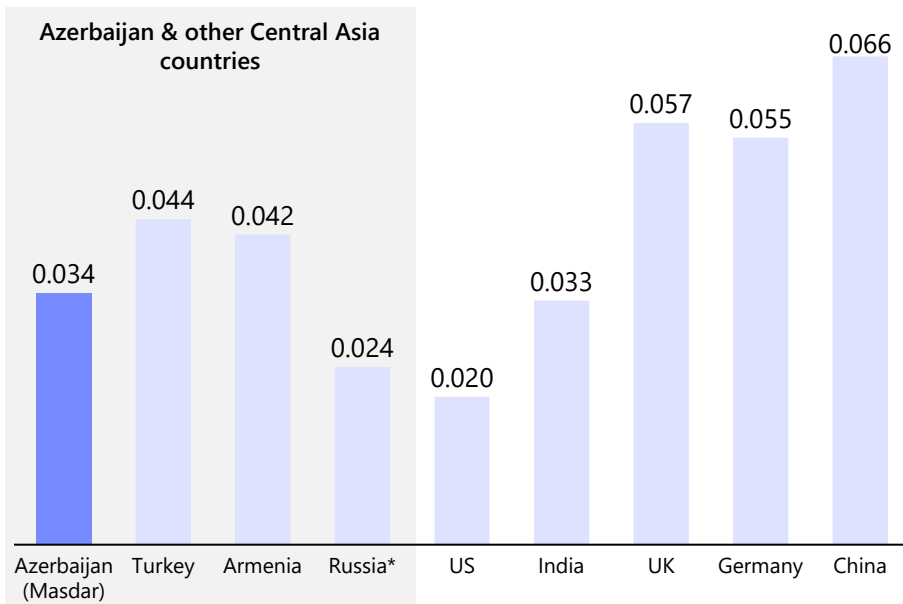


## ④ Policy & Regulations

# Power purchase rates in Azerbaijan is lower than the average rates in the region

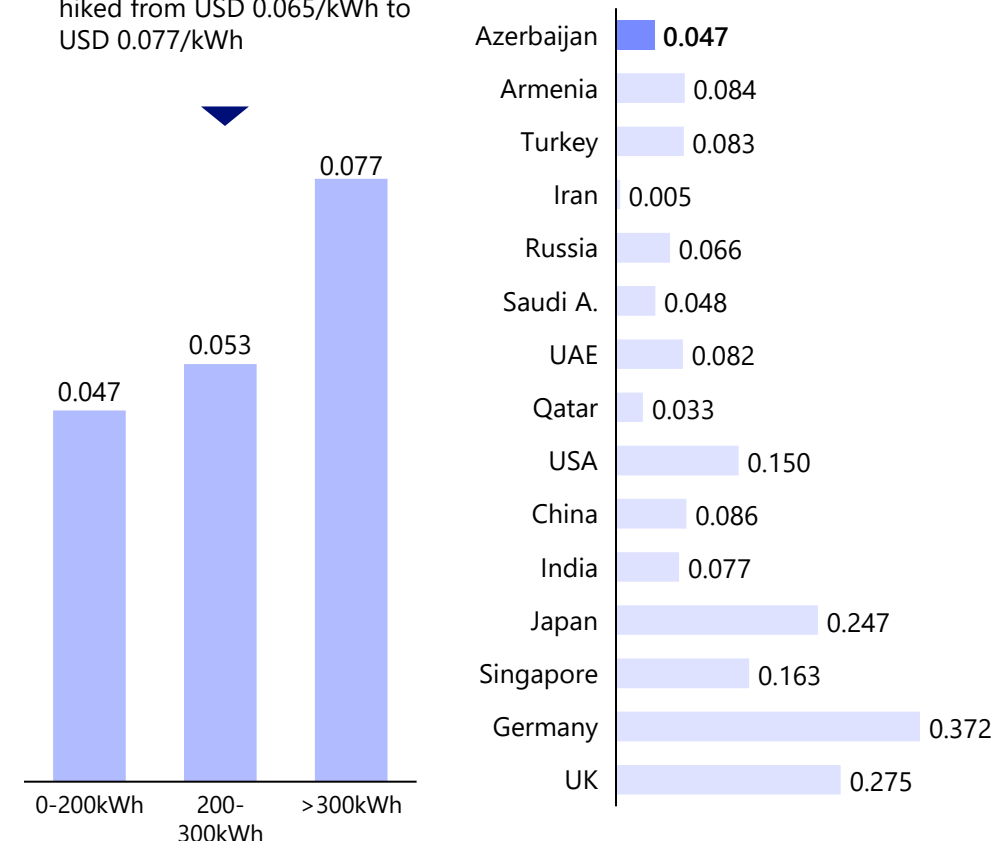
### Utility-scale solar PPA rates (USD/kWh)

- In Azerbaijan, [Masdar utility-scale solar PP](#) signed a long-term PPA with Azerenerji with a tariff @ \$0.034/kWh
- Armenia awarded [Fotowatio Renewable Venture \(FRV\) and FSL Solar](#) a 55MW solar project @ US\$0.0419/kWh
- Russia\* introduced [net metering scheme](#) for solar and other renewable energy generators not exceeding 15 kW
- Turkey published the [new fixed tariffs](#) (a fixed price for 10 years) + inflation indexed and linked to USD and EUR exchange rate
- Tariffs in both US and India have dropped but in India tariffs are [expected to rise by ~5%](#) due to increased taxes on cells, modules and inverters



### Azerbaijan Consumer Tariffs (in USD/kWh)

- In Oct 2021, consumer electricity tariffs was increased by 15-20%
- Tariff structure was changed from 2-tier → 3-tier. Rates for highest tier (>300kWh) was hiked from USD 0.065/kWh to USD 0.077/kWh
- Despite the increase in consumer tariffs in Azerbaijan, average consumer electricity tariff is less than countries in the region



# Agenda

1. Azerbaijan Overview
2. Solar Power Potential
3. Solar Power Investment Trends
4. Policy & Regulations






## 5. Solar Equipment specifications

List of prominent vendors

Equipment Specifications

## ⑤ Solar Equipment specifications

# Technical equipment is supplied to Azerbaijan by Chinese companies and German companies

Name	Country (HQ)	Estd.	Major Offerings	Revenue (USD mn)	Profit Margin (%)	Total Assets (USD mn)
 <b>LONGi Solar</b>	China (Shanghai)	2000	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Monofacial</li> <li>▪ Bi-facial Solar Panels</li> </ul>	USD 8,361	23.9 %	USD 13,425
 <b>Topray Solar</b>	China (Shenzhen)	2002	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ On Grid &amp; off-Grid Modules</li> <li>▪ Solar Glass</li> <li>▪ Raw Materials</li> <li>▪ EPC Services</li> </ul>	USD 1,360	28.2 %	USD 6,515
 <b>Jingsun New Energy &amp; Technology</b>	China (Hefei)	2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Solar Panel</li> <li>▪ Inverter</li> <li>▪ Charge Controller</li> <li>▪ Batteries</li> </ul>	-	-	-
 <b>Jolywood (Taizhou) Solar Technology</b>	China (Suzhou Shi)	2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bi-facial Module</li> <li>▪ Black Module</li> <li>▪ Flexible Module</li> </ul>	USD 780	17.6 %	USD 1,488
 <b>Axitec</b>	Germany (Böblingen)	2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Solar Modules</li> <li>▪ Batteries</li> <li>▪ EV Charger</li> </ul>	USD 24.9	-	-

\* 2018 Revenue Figure

Source : Expert Interview, Company Websites and Annual Filings

Copyright (C) Nomura Research Institute, Ltd. All rights reserved.



# Agenda

1. Azerbaijan Overview
2. Solar Power Potential
3. Solar Power Investment Trends
4. Policy & Regulations

## 5. Solar Equipment specifications

List of prominent vendors

Equipment Specifications

## ⑤ Solar Equipment specifications

### Solar Power Plant Equipment List (1/4)

#	Component Name	Sub-Component	Specifications	Certification/Protection Ratings	Safety Ratings	Environmental Testing
1	Solar Module	① Module Type	Mono Crystalline / Multi Crystalline	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 61215 - Design qualification and type approval for crystalline silicon PV modules</li> <li>IEC 61701 Salt Mist corrosion testing of PV modules</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 61730 part 2 PV module safety qualification - requirement for testing</li> <li>IEC 62759 -1 PV module - Transportation testing</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 61730 part 1 PV module safety qualification - requirement for construction</li> <li>IEC 62716 PV modules - Ammonia corrosion testing</li> </ul>
		② Capacity	15 - 20% (Capacity factor)	IEC 61853 PV module performance testing and energy rating	-	-
		③ Any Specific Brand	Azguntex or equivalent	-	-	-
		④ Warranty	93% of rated power for 13 years	IEC 62804 PV Modules - Test methods for the detection of potential degradation part 1	-	-
2	Module Mounting Structure (On Ground & FPV)	① Material	Galvanised steel / anodised Aluminium	<ul style="list-style-type: none"> <li>Azeri law 392 IVQ ISO 1461 Hot tip galvanized coating</li> </ul>	-	-
		② Tilt Angle	30 degree	-	-	-
		③ Foundation (RCC/PCC)	RCC (wind speed - 225 Km/h)	AzDTN 2.3-1 standard	-	-
		④ Fixing Type	Ground mounted		-	-
3	Combiner Box	① Combiner Box	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 60529 Junction boxes and solar panel terminal boxes</li> <li>IEC 60364 -5-53 Surge protective device for junction box</li> </ul>	-	-
		② Material	GFRP	-	-	-
		③ Cable Gland	M 40	-	-	-
		④ Hardware	Screw terminal fuse holder, push in terminal block, Load breaker with internal handle	-	-	-

## ⑤ Solar Equipment specifications

# Solar Power Plant Equipment List (2/4)

#	Component Name	Sub-Component	Specifications	Certification/Protection Ratings	Safety Ratings	Environmental Testing
4	Inverter	① Inverter Frame	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 62109 -2 Particular requirements for inverters</li> <li>IEC 62116 / UL 1741 Utility - interconnected PV inverters - test procedure of Islanding Prevention measures</li> <li>IEC 61727 PV systems - characteristics of the utility interface</li> <li>IEC 61683 PV systems Power conditioners procedure for measuring efficiency</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 62109 -1 General requirement and safety of power converters</li> <li>IEC 61000 - 2,3,5 EMI &amp;</li> <li>EMC testing for PV inverters</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 60068 - 2(1,2,14,27,30&amp;64) Environmental testing of PV system - Power conditioners and Inverters               <ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 60068 -2-1 Test A: Cold</li> <li>IEC 60068 -2-2 Test B: Dry heat</li> <li>IEC 60068-2-14 Test N: change in temperature</li> <li>IEC 60068-2-27 test Ea: Shock</li> <li>IEC 60068-2-30 test Db: Damp heat, cyclic</li> <li>IEC 60068-2-64 test Fh: Vibration broad band random and guidance</li> </ul> </li> <li>IP 65 for outdoor mounting. IP 54 for indoor mounting</li> </ul>
		② MPPT	Dual	<ul style="list-style-type: none"> <li>BS EN 50530 Overall efficiency of grid-connected PV inverters (MPPT)</li> </ul>	-	-
		③ Power Factor	> 0.9		-	-
		④ Harmonic Distortions	< 3%	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEEE 519</li> </ul>	-	-
		⑤ Voltage Band	200 - 240 V AC	-	-	-
		⑥ Any Specific Brand	ABB or equivalent	-	-	-

## ⑤ Solar Equipment specifications

## Solar Power Plant Equipment List (3/4)

#	Component Name	Sub-Component	Specifications	Certification/Protection Ratings	Safety Ratings	Environmental Testing
5	Cables	① Cable Type	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 60227, 60502, 69947 - General test and measuring method for PVC insulated cables</li> <li>BS EN 50618 Electric cables for Photovoltaic systems (for DC cables)</li> </ul>	-	-
		② Type	▪ XLPE PV cable	-	-	-
		③ Material	▪ Tinned Copper	-	-	-
		④ Max Voltage	▪ 1.2Kv AC	-	-	-
		⑤ Colour	▪ Black	-	-	-
		⑥ Temperature	▪ - 40 deg. C - 90 deg. C	-	-	-
6	Accessories	① Fuses		IEC 60269 -6 Low voltage fuses. Supplementary requirements for fuse links for the protection of solar PV energy systems	IEC 60947 (Part 1,2 &3), EN 50521 - General safety requirements for connectors, switches, circuit breakers (AC/DC)	
		② Cable Interconnection	MC4 branch connectors	-	-	-
		③ Installation Kits	Required	-	-	-
		④ Charge Controller	ABB make or equivalent	-	-	-
		⑤ Switches	ABB make or equivalent	-	-	-
		⑥ MCB	ABB make or equivalent	-	-	-
7	Lightning Facilities		IEC 62305 -4 Lightning Protection standard IEC 61643 -11 Low voltage surge protective devices	-	-	-

## ⑤ Solar Equipment specifications

### Solar Power Plant Equipment List (4/4)

#	Component Name	Sub-Component	Specifications	Certification/Protection Ratings	Safety Ratings	Environmental Testing
8	Grid Charger	(a) Type	MPPT	BS EN 50530 Overall efficiency of grid-connected PV inverters (MPPT)	-	-
		(b) Brand	Schneider	-	-	-
9	Solar Charge Controller	(a) Type	MPPT	BS EN 50530 Overall efficiency of grid-connected PV inverters (MPPT)	-	-
		(b) Hardware	Local & remote monitoring	-	-	-
		(c) Brand	Schneider	-	-	-
10	Solar Meter/ Net meter	(a) Microprocessor with display, min. 2 ports	IEC 62052 -11, 60687 & 62053 Metering equipment	-	-	-
11	Earthing	(a) Earthing Type	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 62561-1 For connection components</li> <li>IEC 62561-2 For conductors and earth electrodes</li> <li>IEC 62561 -7 For earthing enhancing compounds</li> </ul>	-	-
		(b) Earthing Conductor	Copper	-	-	-
		(c) Pits	Min 4 pits reqd. (400 x 400 mm)	-	-	-
		(d) Resistance	<5 ohm	-	-	-
		(e) Test Point	One test point per pit	-	-	-
12	ACDB (AC Distribution Board)	(a) ACDB (AC Distribution Board)	-	IEC 60529 Junction boxes and solar panel terminal boxes	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEC 60947 I, II, III General requirements and safety measurements for Switches/ connectors/ circuit breakers</li> </ul>	-
		(b) Cables & Conductors	Copper	IEC 60227, 60502, 69947 - General test and measuring method for PVC insulated cables	-	-
		(c) Insulators	XLPE	-	-	-
		(d) Circuit Breakers	ABB make MCCB	-	-	-

## ⑤ Solar Equipment specifications

# The solar-based monitoring system is comprised of a four-layer structure

### Overview of the Solar PV Monitoring System

1	<b>Application Layer</b>	To collect Electrical & Environmental Data such as Voltage, Current, Temperature, etc.
2	<b>Data Processing Layer</b>	For Processing data using various data processing modules like BeagleBone, Raspberry Pi and Arduino
3	<b>Network Layer</b>	Transmission of Data by using various transmission protocols like ZigBee, Wi-Fi, LoRa etc.
4	<b>Sensor</b>	Collect Electrical & Environmental Data such as Voltage, Current, Temperature, etc.

Type of Solar PV System	Electrical Parameters Observed
Large Scale	Array Output Voltage
	Array Output Current
	Grid Voltage
	Current to and from Grid Impedance
Small Scale	Panel Output Voltage
	Panel Output Current
	Inverter Output Voltage
	Inverter Output Current
	Load Output Voltage
	Load Output Current



The text is framed by two decorative swooshes. The top swoosh is a gradient bar transitioning from blue on the left to red on the right, arching over the text. The bottom swoosh is a solid blue bar, also arching under the text.

***Share the Next Values!***

**Feasibility Study on Infrastructure Development Project for  
Introduction of Green Hydrogen and Ammonia Linked to Realization  
of Green Growth in Azerbaijan**

## Table of Contents

Abbreviations.....	7
Map.....	8
Summary.....	9
1. Overview of Azerbaijan's electricity market.....	12
(1) Overview.....	12
(2) Power demand.....	13
① Trends in power consumption.....	13
② Trends in power generation.....	13
③ Electrical power plant capacity.....	15
④ Import and export of electricity.....	16
⑤ Electricity price.....	17
(3) Structure and Reform of the Power Sector.....	17
(4) Transmission and distribution.....	18
① Power collection system.....	18
② International interconnection.....	19
(5) Strategic Roadmap 2016.....	19
2. Renewable energy.....	21
(1) Overview.....	21
(2) Renewable Power Generation.....	21
(3) Potential of renewable energies.....	22
① Photovoltaic power generation.....	22
② Wind power generation.....	23
③ Hydroelectric power generation.....	25
④ Geothermal power generation.....	25
⑤ Biomass/waste generation.....	25
(4) Supervisory authority.....	26
(5) Policies and measures.....	26
(6) Renewable energy electric utility bill.....	26
(7) Preferential treatment for renewable energy.....	27
(8) Permit to establish renewable energy facilities.....	27
(9) Ongoing projects as of June 2021.....	27
3. Business Feasibility Study of wind farms.....	29

(1) Construction candidate sites.....	29
(2) Equipment selection and layout .....	31
① Selection of equipment manufacturer.....	31
② Equipment layout .....	32
(3) Evaluation of construction candidate sites .....	35
① Wind conditions .....	36
② Estimation of power generation .....	38
③ Expropriation of land .....	39
④ Construction work feasibility.....	40
⑤ Grid connectivity .....	41
⑥ Environmental impact.....	43
⑦ Expenses of the construction.....	45
(4) CAPEX/OPEX calculation.....	51
① CAPEX estimation.....	53
② OPEX estimation .....	56
(5) Verification of profitability.....	57
① Results of Profitability Estimation .....	57
② Verification of profitability improvement .....	59
(6) Summary of Project Results.....	62
① Evaluation of project results.....	62
② Summary of the project results .....	64
Appendix.....	65

## Figure number

Figure 1 Trends in Azerbaijan's Electricity Consumption, 2000-2019 .....	13
Figure 2 Transition of Azerbaijan's Generation Volume by Power Generation, 2000-2020 .....	14
Figure 3 Comparison of Power Source Composition with Neighboring Countries (2019) .....	14
Figure 4 Azerbaijan's Country Electricity Transactions 2000-2019.....	16
Figure 5 Structure of the Power Sector .....	18
Figure 6 Renewable Energy Capacity (MW) 2010-2019 in Azerbaijan .....	21
Figure 7 Percentage of Renewable Energy Generation in Azerbaijan 2019 .....	22
Figure 8 Photovoltaic Potential of Azerbaijan .....	23
Figure 9 Wind Power Potential in Azerbaijan.....	24
Figure 10 Map of Construction Candidate Sites .....	29
Figure 11 Comparison of Estimated Power Generation Volumes at Construction Candidate Sites .....	39
Figure 12 Corrosion of the existing wind power generation foundation in Site ① .....	41
Figure 13 Conceptual Diagram of Verification Structure for Improvement of Profitability.....	59
Figure 14 Assessment of Benefits to Purchasers.....	60
Figure 15 Formula for calculating the unit price of power generation .....	60
Figure 16 Comparison of NREL Estimation and Cost Estimation Results at the Survey Site....	61
Figure 17 Layout of Various Power Stations (November 5, 2019).....	67
Table 1 General Situation of Electricity in Azerbaijan (2019).....	12
Table 2 Facility Capacity by Generation Source (GW) .....	15
Table 3 Power Tariffs for Azerbaijan 2020 .....	17
Table 4 Transmission Network Capacity 2018 .....	18
Table 5 International Linkage with Neighboring Countries.....	19
Table 6 List of Wind Power Stations in Azerbaijan .....	25
Table 7 Confirmation of Prerequisites for Selection of Wind Power Construction Candidate Sites .....	29
Table 8 Details of Construction Candidate Sites.....	30
Table 9 Field Construction Performance of Wind Power Generator Manufacturers .....	32
Table 10 Responses from Wind Engine Manufacturers .....	32
Table 11 Classification of Equipment Layout Drawings Created in the Project.....	32
Table 12 Tentative layout .....	33
Table 13 Evaluation axes for construction candidate sites.....	35
Table 14 Results of Wind Conditions Survey for Each Site Candidate .....	37
Table 15 Definition of Conditions Used for Estimation of Generated Volume.....	38

Table 16 Result of Estimated Generation Volume for Each Construction Candidate Site .....	38
Table 17 Evaluation of land availability .....	39
Table 18 Evaluation of Construction Possibilities .....	40
Table 19 System Connectivity .....	41
Table 20 Evaluation Indicators for Environmental Impact .....	43
Table 21 Survey Results and Evaluation of Environmental Impact.....	44
Table 22 Estimated Initial Investment Cost Site ① [Unit: Japanese Yen] .....	45
Table 23 Estimated Initial Investment Cost Site ② [Unit: Japanese Yen] .....	46
Table 24 Estimated Initial Investment Cost Site ③ [Unit: Japanese Yen] .....	46
Table 25 Estimated Initial Investment Cost Site ④ [Unit: Japanese Yen] .....	47
Table 26 Result of Estimation of Operating Expenses (Annual Expenses) [Unit: Japanese Yen] .....	47
Table 27 Prerequisites for Estimating the Cost of Wind Generators.....	48
Table 28 Result of Estimated Cost of Wind Generator .....	49
Table 29 Breakdown of Civil Works Expenses [Unit: Japanese Yen].....	50
Table 30 Estimated Cost of Foundation Construction .....	50
Table 31 Estimated Cost of Electric Power Equipment Construction [Unit: Japanese Yen].....	51
Table 32 The number of wind power generators required for each site to estimate based on the results of electric power generation estimation.....	52
Table 33 CAPEX Candidate Site ① [34 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese Yen] .....	53
Table 34 CAPEX Candidate Site ① [45 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese Yen] .....	53
Table 35 CAPEX Candidate Site ② [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen] .....	54
Table 36 CAPEX Candidate Site ② [21 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese yen] .....	54
Table 37 CAPEX Candidate Site ③ [14 turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen] .....	54
Table 38 CAPEX Candidate Site ③ [19 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese Yen] .....	55
Table 39 CAPEX Candidate Site ④ [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen] .....	55
Table 40 CAPEX Candidate Site ④ [21 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese Yen] .....	55
Table 41 OPEX Candidate Site ① [34 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen].....	56
Table 42 OPEX Candidate Site ① [45 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese yen].....	56
Table 43 OPEX Candidate Site ② [16 Turbines (36 MW)] [Unit: JPY] .....	56
Table 44 OPEX Candidate Site ② [21 Turbines (48 MW)] [Unit: JPY] .....	56
Table 45 OPEX Candidate Site ③ [14 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen].....	57
Table 46 OPEX Candidate Site ③ [19 Turbines (48 MW)] [Unit: JPY] .....	57
Table 47 OPEX Candidate Site ④ [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen].....	57
Table 48 OPEX Candidate Site ④ [21 Turbines(48 MW)] [Unit: Japanese yen].....	57
Table 49 Estimated Profitability .....	58



Table 50 Estimation and Evaluation of Unit Price of Power Generation.....	60
Table 51 Evaluation Axis of Construction Candidate Sites (reproduced).....	62
Table 52 Evaluation Results of Construction Candidate Sites.....	63
Table 53 List of Azerbaijan Power Stations.....	65
Table 54 Estimated Electricity Generation Volume of Construction Candidate Site ① (Coastline) .....	68
Table 55 Estimated Electricity Generation Volume of Construction Candidate Site ① (Inland)	69
Table 56 Estimated Electricity Generation Volume of Construction Candidate Site ② .....	70
Table 57 Estimated Electricity Generation Volume of Candidate Site ③.....	71
Table 58 Results of Estimated Generation Volume of Construction Candidate Site ④.....	72
Table 59 Details of Estimated Result of Civil Engineering Work Expenses.....	73
Table 60 Detailed Results of Estimation of Foundation Construction Costs .....	75
Table 61 Detailed Results of Estimation of Electricity Equipment Construction Costs .....	76

## Abbreviations

Abbreviations	Meaning
ADB	Asian Development Ban
AERA	Azerbaijan Energy Regulatory Agency
AZN	Azerbaijan Manat
BOO	Build-own-operate
CAPEX	Capital Expenditure
CIC	Caspian Innovation Center
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
ECS	Energy Charter Secretariat
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
EUR	Euro
FPV	Floating Photovoltaic
GHI	Global Horizontal Irradiance
HPP	Hydroelectric power plant
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
MENR	Ministry of Ecology and Natural Resources
MoE	Ministry of Energy
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OPEX	Operating Expense
PPA	Power purchase agreements
RMU	Ring Main Unit
SAARES	State Agency on Alternative and Renewable Energy Sources
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOCAR	The State Oil Company of the Azerbaijan Republic
SSC	The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan
TPP	Thermal Power Plant
USD	United States Dollar
VAT	Value Added Tax

## Map



Eastern Azerbaijan and candidate project sites

(Map Source: <https://jp.depositphotos.com/vector-images/sumqayit.html>)

## Exchange rate

The following exchange rates are used in this report.

Currency	Japanese yen conversion	
1 AZN	66.9	Yen
1 USD	113.7	Yen
1 EUR	128.8	Yen

## Summary

Project Name	Feasibility Study on Infrastructure Development Project for Introduction of Green Hydrogen and Ammonia Linked to Realization of Green Growth in Azerbaijan
Location of the project	Vicinity of Sumqayit, Azerbaijan
Related organizations	The State Oil Company of the Azerbaijan Republic (SOCAR)
Project period	From November 2021 to February 2022
Project background	<p>The Republic of Azerbaijan ("Azerbaijan") is situated in an area surrounded by the Caucasus Mountains and the Caspian Sea that spans Asia and Europe. Wind and sunshine conditions are abundant in many places, especially along the western coast of the Caspian Sea.</p> <p>In the "National Priorities for Economic and Social Development towards 2030," the "Achieving a Clean Environment and Green Growth" project has been positioned as a national priority, and the entire country has established moves toward the utilization of green energy and the creation and establishment of related industries.</p> <p>In addition, the country has an existing ammonia plant for fertilizer and an internal transportation infrastructure. It has great potential for future green hydrogen ammonia projects.</p>
Purpose of the project	<p>This project will examine the feasibility of developing facilities and infrastructure for the production of green hydrogen and ammonia by solar and wind power generation utilizing Japan's technology and knowledge, and formulate a roadmap for the production of green ammonia in the future.</p> <p>This report examines the feasibility and profitability of building wind power plants as part of the renewable energy power generation infrastructure for use in the production of green hydrogen and ammonia.</p>
Implementation points	<p>(1) Research and identify the country's electricity market, systems and national strategies for renewable energy and wind power.</p> <p>(2) In relation to the construction of the wind power station, the wind conditions, the surrounding environment, equipment layout plans, etc. shall be drafted, and suitable sites for the construction of the power station shall be selected.</p> <p>(3) Calculate CAPEX/OPEX for wind power plant construction and verify profitability</p>

Study results	<p><b>(1) Electricity Market Overview and Systems</b></p> <p>The country relies on natural gas for power generation, with 92.5% of total electricity generation in 2020. Electricity from renewable energy, including hydropower, accounts for only 7.4% and is lower than in neighboring countries. The country aims to gradually increase its share of renewable energy to 30% of total power generation capacity by 2030.</p> <p>According to the country's survey, the economic potential for wind power generation is estimated at about 800 MW, scattered around the Absheron Peninsula.</p> <p><b>(2) Candidate site for construction of a wind farm</b></p> <p>Four construction candidate sites were selected for inspection and verification. The results are as follows.</p> <p>Site ①: Relatively poor wind conditions compared to other sites. It is located in the coastal area and requires corrosion countermeasures.</p> <p>Site ②: Despite good wind conditions, the site is under the jurisdiction of the Ministry of Defense, making it difficult to conduct construction work there.</p> <p>Site ③: The mountainous area adjacent to the ACWA Project is expected to have good wind conditions.</p> <p>Site ④: Easy to construct near a highway. Wind conditions are good.</p> <p>As a result, we recommend the construction candidate site ③ with the best wind conditions as the first priority candidate.</p> <p><b>(3) CAPEX/OPEX trial calculation and profitability verification</b></p> <p>CAPEX/OPEX calculations were performed on the condition that the average power transmission from the wind farm to the downstream plant was 36 MW/48 MW. As a result of the verification, the profitability of the potential construction site ③ was found to be the best.</p> <p><b>Construction Candidate Site ③</b></p> <p>[For power transmission with an average of 36 MW]</p> <p>14 wind turbines required</p> <p>Estimated annual power generation: 339,895 MWh/y</p>
---------------	--

	<p>CAPEX: 9,481 million yen</p> <p>OPEX: 949 million yen</p> <p>Unit price of power generation: 3,91 yen/kWh</p> <p>[For power transmission with an average of 48 MW]</p> <p>19 wind power generators required</p> <p>Estimated annual power generation: 461,286 MWh/y</p> <p>CAPEX: 12,868 million yen</p> <p>OPEX: 1,287 million yen</p> <p>Unit price of power generation: 3,91 yen/kWh</p> <p>In addition, the results of profitability estimation for construction candidate sites are described in Chapter 3 (5) "Results of Profitability Estimation."</p> <p>As a result of this study, it was confirmed that the candidate site ③ in the northern part of the Absheron Peninsula is a suitable location for the construction of a wind power plant.</p> <p>On the other hand, in terms of construction and operation costs, comparing the report to other projects, it can be concluded that there is still room for cost reduction, and further improvement of profitability relating to construction.</p>
--	--



## 1. Overview of Azerbaijan's electricity market

### (1) Overview

Azerbaijan's electricity supply is 26.1 TWh, and the country relies on natural gas to generate electricity. Electricity transmission and distribution are monopolized by state-owned enterprises and all wholesale and retail prices are set by government agencies.

In order to ensure the safety of electricity supply and to enable the expansion of electricity demand, it is necessary to attract private investment for the modernization and expansion of power generation capacity and transmission and distribution infrastructure. Reforms of the electric power system have been initiated.

For renewable energy, solar and wind potential is expected to be used to meet the country's energy policy targets. The country set a target of 30% renewable energy capacity by 2030, which is about twice as high as in June 2021.

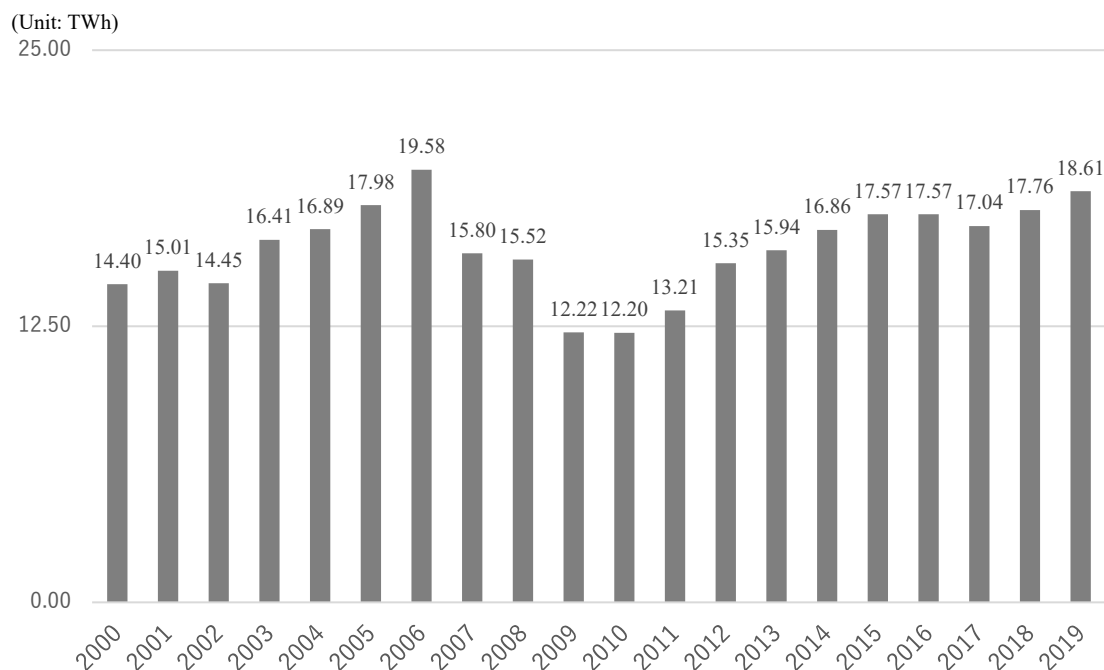
**Table 1 General Situation of Electricity in Azerbaijan (2019)**

Gross generation	26.1 TWh,
Power supply configuration	92.5% for natural gas, 6.0% for hydropower, 0.8% for bioenergy and waste, 0.4% for wind power, 0.2% for oil, and 0.2% for solar power
Net output	1.35 TWh (1.49 TWh exported, 0.14 TWh imported)
Installed capacity	7.64 GW
Power consumption	18.66 TWh

## (2) Power demand

### ① Trends in power consumption

In 2019, Azerbaijan's per capita electricity supply was approximately 2,500 kWh/year, about 30% lower than the world average of approximately 3,500 kWh/year. The country has not announced any planned forecast for electricity demand, but per capita electricity supply is expected to expand over the medium to long term.



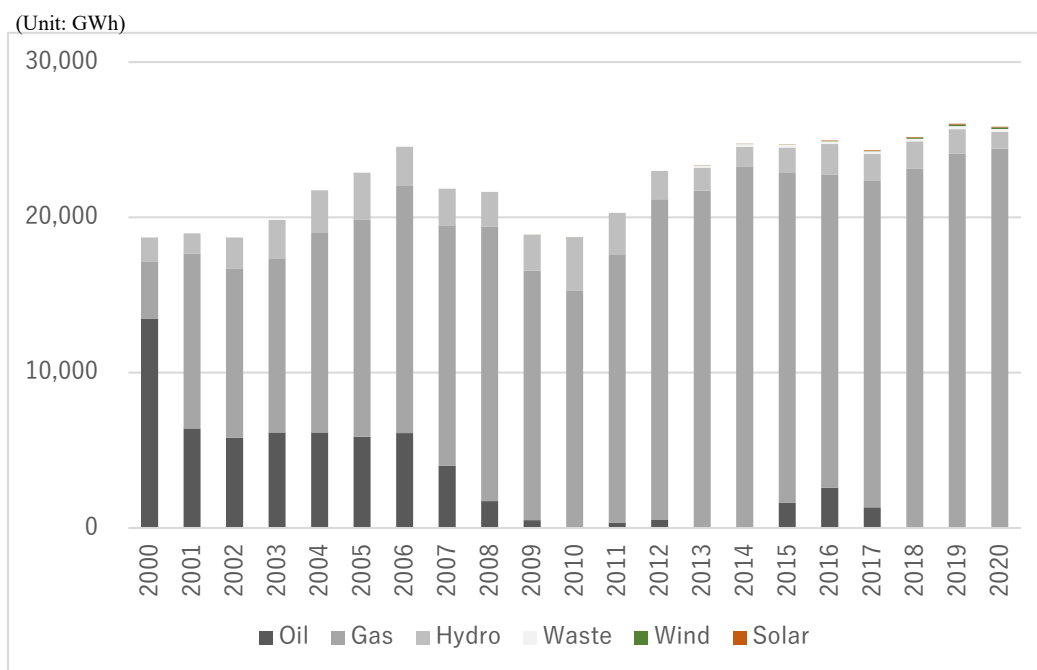
**Figure 1 Trends in Azerbaijan's Electricity Consumption, 2000-2019**

Source: IEA (2020), World Energy Balances 2020, [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics).

### ② Trends in power generation

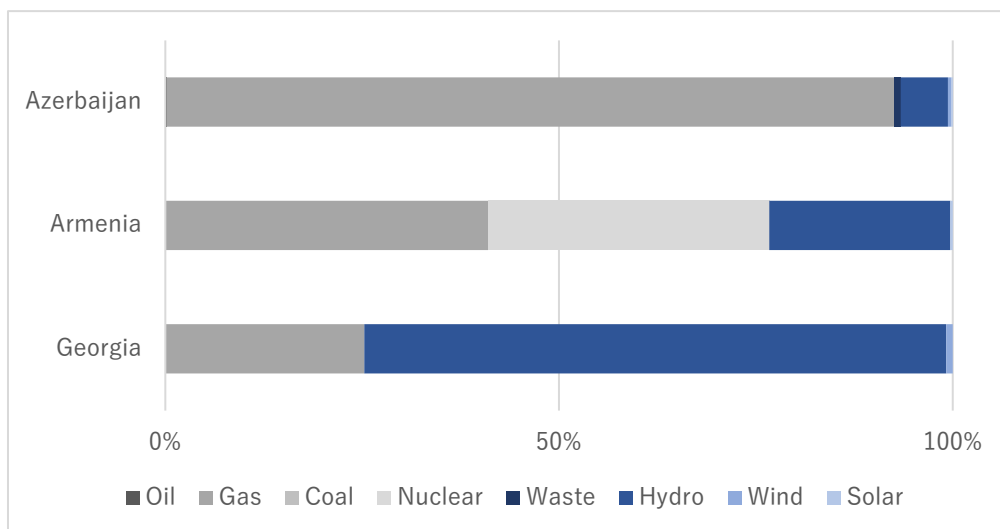
Total power generation in Azerbaijan reached 26.1 TWh in 2019, up 20% from 2008. Natural gas was the main source of power, accounting for 92% (10-year average of 88%) in 2019. Hydropower accounted for 6% (10-year average 9%), and other renewables (solar, wind, and waste) accounted for 1%.

The country began a major shift from oil-based power generation to natural gas in the early 2000s. Since then, the share of oil in electricity supply has fallen rapidly, and oil is now used only as an emergency fuel.



**Figure 2 Transition of Azerbaijan's Generation Volume by Power Generation, 2000-2020**

Source: IEA (2021a), World Energy Balances 2021 (database) [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics).



**Figure 3 Comparison of Power Source Composition with Neighboring Countries (2019)**

Source: IEA (2021a), World Energy Balances 2021 (database) [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics).

In Azerbaijan, 92.5% of electricity is generated using natural gas, while only 7.4% is generated using renewable energy. The share of electricity generated by renewable energy is low compared to neighboring countries, and the government plans to increase the share of electricity generated by renewable energy to 30% by 2030.

### ③ Electrical power plant capacity

Azerbaijan's power capacity at the end of 2019 was 7.6 GW. Gas-fired power plants account for about 83 %, followed by hydropower plants (HPPs) at 15 %. All large HPPs are connected to reservoirs, but none are equipped with pumped storage. Solar and wind capacity was 0.1 GW in 2019. Total capacity increased by 2.4 GW from 2005, which represents about 50% of total capacity in 2005. About 90 % of these capacity increases are gas-based.

**Table 2 Facility Capacity by Generation Source (GW)**

Energy source	2005	2010	2016	2017	2018	2019
Hydropower generation	0.97	1.00	1.11	1.11	1.13	1.14
Photovoltaic power generation	-	-	0.02	0.03	0.03	0.04
Wind power generation	-	0.00	0.02	0.02	0.07	0.07
Combustible fuel	4.29	5.50	6.77	6.79	6.60	6.40
Oil	-	-	0.01	0.01	0.03	0.03
Gas	4.29	5.50	6.76	6.78	6.56	6.36
Biomass and waste fuels	-	-	0.04	0.04	0.05	0.05
<b>Total power generation capacity (Unit:GW)</b>	<b>5.26</b>	<b>6.5</b>	<b>7.91</b>	<b>7.94</b>	<b>7.83</b>	<b>7.64</b>

Source: IEA (2021a), World Energy Balances 2021 (database) [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics).

The government has also begun to focus on solar PV and wind power, and MoE signed an agreement to purchase 240 MW of wind power in December 2020 and 230 MW of solar PV (PPA) in March 2021. The BOO (Build-Own-Operate) contract is based on a 20-year power purchase agreement. The Ministry is also preparing a 1 GW renewable power bid.

The state-owned Azerenergy owns about 85% of the country's generation capacity, including the 2,400 MW Azerbaijan Thermal Power Plant (TPP) and the 424 MW Mingachevir HPP in Mingachevir, a key site for power generation. In total, 92% of the total installed capacity belongs to the state-owned enterprises. Private sector companies, mainly private power producers at oil and gas facilities, had capacity of about 600 MW in 2019.

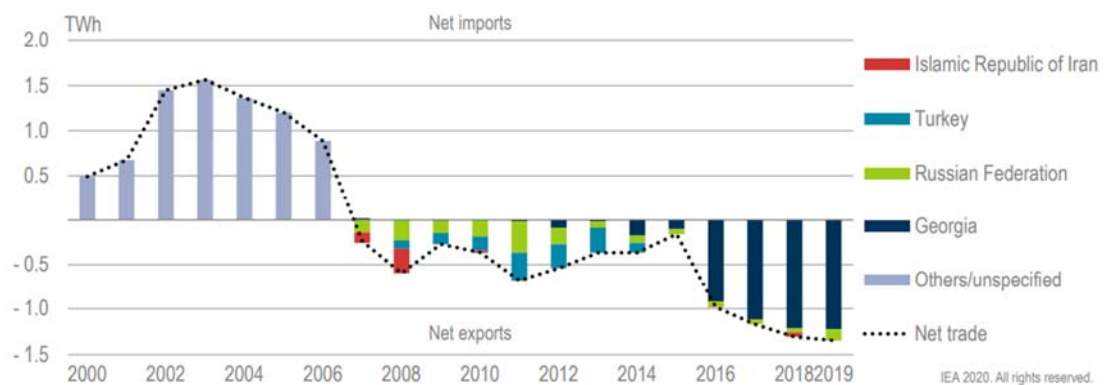
According to the Energy Charter Secretariat (ECS), Azerbaijan's unified energy system (excluding the Autonomous Republic of Nakhichevan) had a peak demand of about 3,700 MW in 2017. Accordingly, the installed capacity of the system, about 6,800 MW, far exceeds the domestic demand. This was partly due to the slowdown in economic growth caused by the fall in crude oil prices from 2014 to

2015. According to the SSC, the average reserve rate for electricity supply between 2011 and 2019 was 37.3%, ranging from a minimum of 34.6% (2017) to a maximum of 41.3% (2012).

#### ④ Import and export of electricity

Azerbaijan interconnects electricity with Georgia, Turkey, Russia, and Iran. Since 2007, Azerbaijan's gas production has increased sharply, becoming a net exporter of electricity.

Exports were 1.5 TWh and imports were 0.1 TWh in 2019, resulting in net exports of 1.4 TWh, or about 5% of total electricity generation. Azerbaijan became a net exporter in 2007, but since 2016 has seen a marked increase in export volumes due to the commissioning of the Azerbaijan-Georgia-Turkey Power Bridge line. Currently, it mainly exports electricity to Georgia.



**Figure 4 Azerbaijan's Country Electricity Transactions 2000-2019**

Source: IEA (2021a), World Energy Balances 2021 (database) [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics).

## ⑤ Electricity price

The Rate Council sets electricity rates for generators and consumers.

**Table 3 Power Tariffs for Azerbaijan 2020**

Service contents	Price	
	JPY/kWh, incl VAT	AZN/kWh, incl VAT
For Generators		
Hydroelectric power generation	3.345	0.05
Wind power generation	3.6795	0.055
Other and Renewable Energy	3.8133	0.057
[Retailer]		
Household use		
Power consumption, 300 kWh/month or less	4.683	0.07
Power consumption, 300 kWh/month or more	7.359	0.11
Non-residential use	6.021	0.09

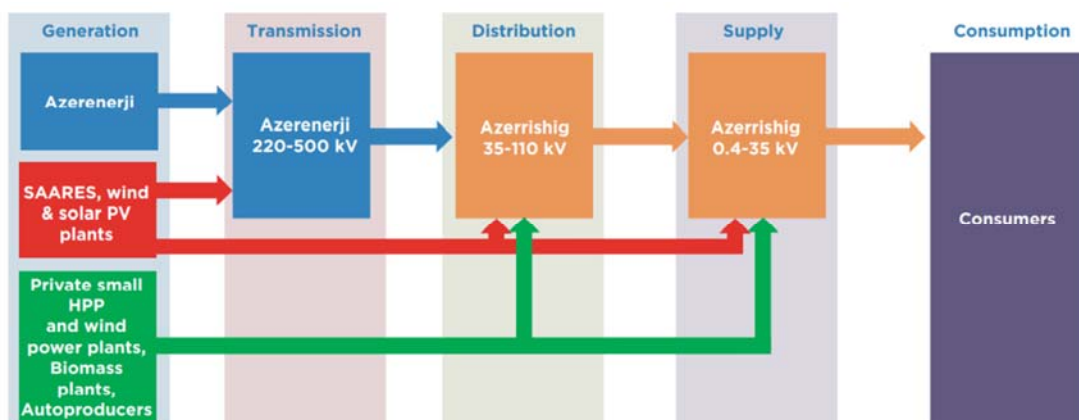
Source: Tariff Council (2020), Daxili tariff ə ri, <http://www.tariffcouncil.gov.az/?/az/content/70/>, Elektrik enerjisin ölk ə.

## (3) Structure and Reform of the Power Sector

Azerbaijan is in the early stages of liberalization of the power sector. State vertically integrated monopolies Azerenergy and Azerishiq continue to dominate the power sector, with the government setting wholesale and retail prices for electricity. Since May 2019, a new electricity market law promoting liberalization has been drafted and is pending approval as of June 2021.

Azerenergy owns and operates all power plants except small-scale renewable power plants and some industrial power plants. It also owns and operates power transmission systems. Azerishiq, on the other hand, owns a distribution network, distributes, supplies, and provides other customer services (connections, measurements, and billing) in its regional network of Aran, Baku, Canub, Garb, Markazi Aran, Shimal and Shimal Garb. In the Autonomous Republic of Nakhchivan, the transmission and distribution system is operated directly by the Nakhchivan Energy Agency. Azerishiq (formerly Bakielektrikshebeke, commonly known as Baku Electric Company) was established in 2015 when the government handed over Azerenergy's power distribution assets and functions to the new company as a first step in market reform.





**Figure 5 Structure of the Power Sector**

Note: SAARES's power plant has been transferred to Azeralternative LLC since SAARES was abolished in 2019.

Source: INOGATE Technical Secretariat (2016) as modified by IRENA. (2019)

#### **(4) Transmission and distribution**

##### **① Power collection system**

The total length of the high voltage network in Azerbaijan is approximately 7,800 km, consisting of 1,505 km for 220 kV, 31 km for 230 kV, 1542 km for 330 kV, and 477 km for 500 kV (Table 4). This network has 93 high-voltage substations.

Power distribution system voltages are typically 110 kV or less, but in some cases both transmission and distribution system operators operate at 110 kV levels. The total installed capacity of substations operated by distribution system operator Azerishiq exceeds 10,000 MVA.

**Table 4 Transmission Network Capacity 2018**

Voltage (kV)	Number of transmission lines	Length (km)	High-voltage substations	Capacity (MVA)
110	189	4,325	70	5,335
220	29	1,505	13	5,223
230	1	31	-	-
330	24	1,542	8	3,745
500	3	477	2	2,667

Source: AzerenergyCompany (2020), <http://azerenerji.gov.az/index/page/14>.

## ② International interconnection

Azerbaijan's electricity grid is interconnected with Georgia, Turkey, Russia, and Iran. Trans-border power connections are managed and measured by Azerenergy and managed by bilateral agreements.

**Table 5 International Linkage with Neighboring Countries**

Interconnected countries	Interconnecting Line	Operational Status
<b>Georgia</b>	Samukh-Gardabani line (500kV (700MW))	In operation
	Agstafa-Gardabani line (330kV)	In operation
	Second 330kV added to Agstafa-Gardabani line (330kV)	Scheduled to commence operations in 2022
<b>Turkey</b>	Igdir-Babek Line 1 (154kV)	In operation
	Igdir-Babek Line 2 (154kV)	In operation
	AdaliqSadarak line (34,5kV)	In operation
<b>Russia</b>	Yashma-Derbent line (330 kV)	In operation
	Yalama-Bilici line (110 kV)	Very little operation
	Absheron-Derbent airline (330kV)	Under development negotiations
<b>Iran</b>	Mugan line (330 kV)	In operation (started in 2016)
	Imishli line (230 kV)	In operation
	Astara-Astara line (110 kV)	In operation
	Araz-Araz line (132 kV)	In operation
	Julfa-Julfa line (132kV)	In operation
	Masalli line (220 kV)	Under construction

## (5) Strategic Roadmap 2016

The Azerbaijani government began economic reforms in 2014-2015 in response to the global fall in crude oil prices and the accompanying economic recession in Azerbaijan. As part of these reforms, the Azerbaijan government formulated plans for the electric power sector.

The strategic roadmap for utility development (electricity, heating, water, and gas) called for a gradual transition to a free-market model based on increased competition, unbundling, establishment of wholesale markets, and increased share of renewable energy. It also includes a development strategy through 2020, a long-term vision through 2025, and a vision beyond 2025.

In this roadmap, it was proposed that subsidies to end-users be eliminated and that electricity consumers be introduced to a tariff system in which the amount they are charged depends on the time of day they use the electricity. Quantitative targets for 2020 include: 1.9 GW of additional conventional power plants with reduced distribution losses; 420 MW of additional renewable energy plants; and increasing the efficiency of combined-cycle power plants from 47% to 50%.

In response to the roadmap recommendations, the Azerbaijan Energy Regulatory Agency (AERA) was established in December 2017. AERA belongs to MoE and is responsible for the electricity, natural gas and heat source sectors. Its functions include licensing, rate design, and submission of methodological proposals. Its precise role and responsibilities will be clarified by the law on the regulatory body, which is pending adoption.

In May 2019, the Azerbaijan Presidential Decree on Acceleration of Reform in the Energy Sector of the Republic of Azerbaijan was adopted to support the reform efforts. It broadly reaffirms the market reform proposal for 2016 and sets a timeline for preparing laws and regulations for the power sector.

According to the MoE, the goal of the government is to establish a transparent, competitive, and open electricity market and to give fair and equal access to it. Government subsidies and expenditures will be phased out and renewable energy will be used to diversify electricity supply and reduce dependence on natural gas.

The draft Electricity Act envisages phased market liberalization by 2025, based on international experience. The law establishes a legal framework that will allow independent power producers to enter the sector, acquire existing power plants, or build new ones, while ensuring energy sustainability and security through a phased separation of Azerenergy. Azerenergy plans to break up the power plants into individual companies in order to separate the power assets and functions from the transmission and privatize them. In addition, a plan to privatize the renewable power capacity (16 MW) of the Azernative LLC and a portion of the modular heat capacity has been formulated, and public-private partnerships are planned for the construction of gas-fired power generation facilities.

The MoE also said it would aim to double the share of renewables in total electricity generation to 30% by 2030. The ministry has identified eight potential sites for the construction of solar and wind power facilities (100-200 MW each) and plans to select project participants through a bidding process. The MoE has also signed a Memorandum of Understanding (MoU) with 11 companies, including BP (UK), Equinor (Norway), Total (France), Masdar (UAE), and ACWA Power (Saudi Arabia), to jointly undertake renewable energy projects. In January 2020, the MoE signed an implementation agreement

with ACWA Power for the construction, ownership and operation of a 240 MW wind farm, and an implementation agreement with Masdar for a 230 MW solar power plant; project agreements with ACWA Power and Masdar were signed in December 2020 and March 2021, respectively, including a 20-year PPA.

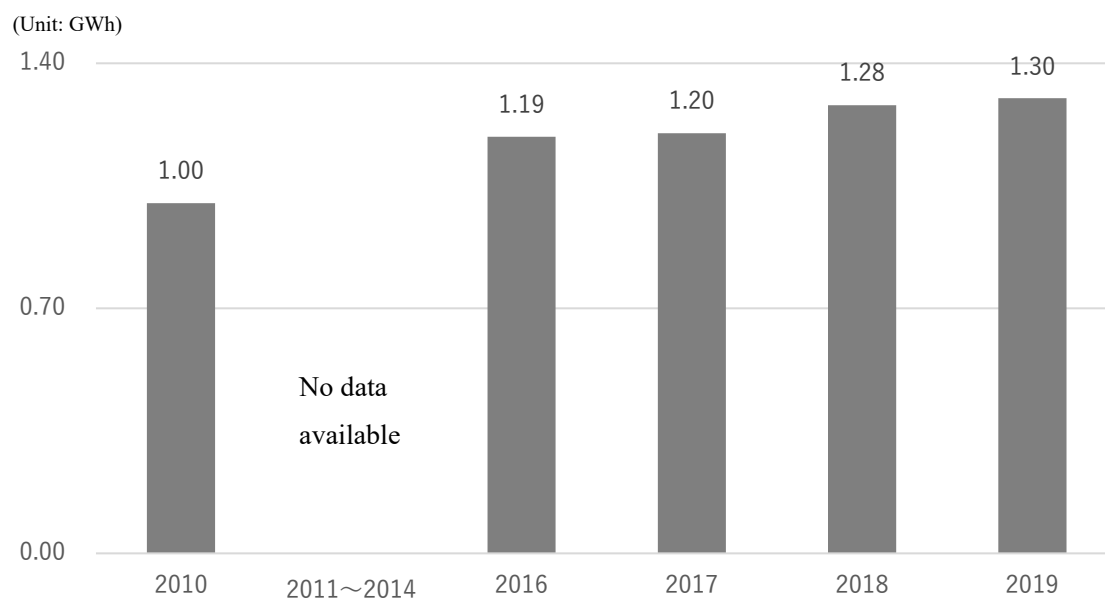
## 2. Renewable energy

### (1) Overview

Azerbaijan has superior renewable energy potential. Azerbaijan's energy policy focused on developing its abundant oil and gas resources from 2014 to 2015, despite its long sunshine hours and strong winds, as well as abundant resources such as hydropower, bioenergy, and geothermal energy. As of June 2021, the government had drafted legislation to promote renewable energy, with a target of 30% of power generation capacity from renewable energy by 2030. In early 2020, major contracts were signed for the construction of wind and solar PV facilities (detailed below).

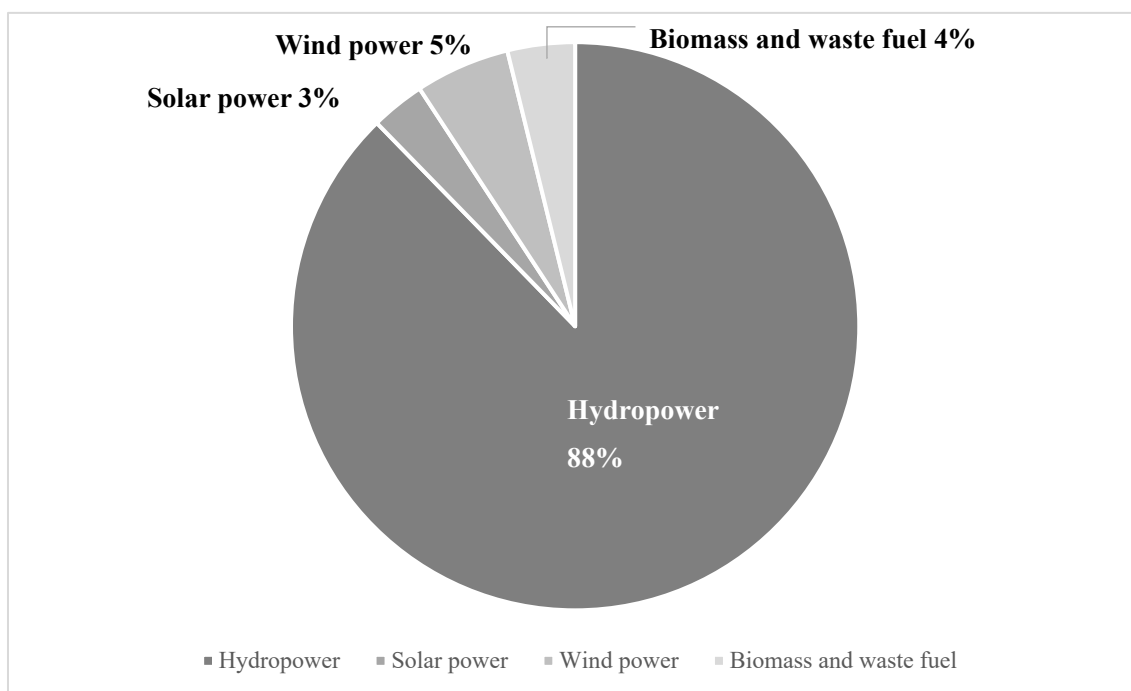
### (2) Renewable Power Generation

In 2019, Azerbaijan's total renewable power capacity was 1291 MW. Renewable energy accounted for 17% of the country's total installed capacity and 7% of its electricity generation. Azerbaijan's renewable electricity is primarily from hydropower (Figure 7).



**Figure 6 Renewable Energy Capacity (MW) 2010-2019 in Azerbaijan**

Source: IEA (2020a), World Energy Balances 2020 (database), [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics)



**Figure 7 Percentage of Renewable Energy Generation in Azerbaijan 2019**

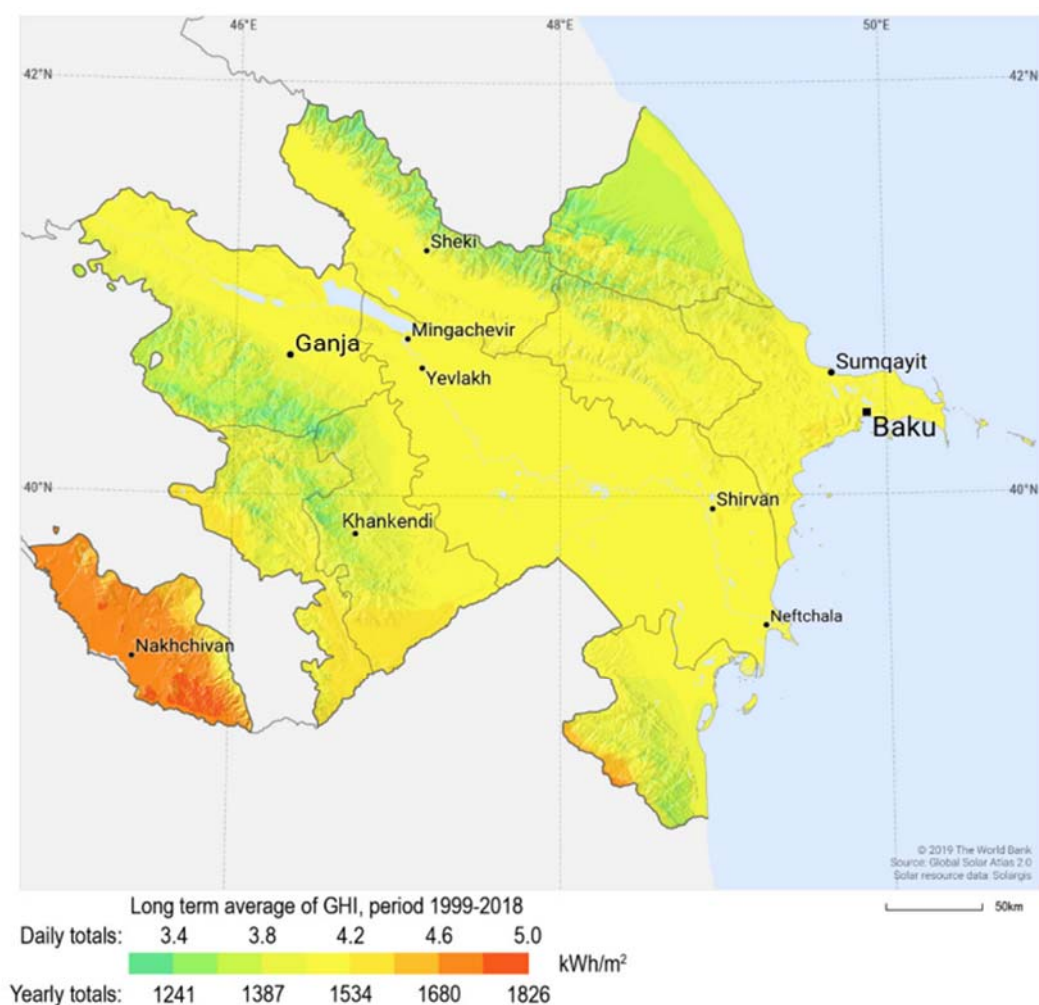
Source: IEA (2020a), World Energy Balances 2020 (database), [www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics)

### **(3) Potential of renewable energies**

A comprehensive plan on renewable energy resources in Azerbaijan has not been published. On the other hand, several studies since the late 1990s have noted the potential for developing untapped power sources, mainly solar and wind, as well as hydropower, biomass, and geothermal resources.

#### **① Photovoltaic power generation**

According to MoE, Azerbaijan has a technical potential for solar PV of about 23,000 MW. The country's annual sunshine hours are 2,400-3,200 hours and the annual solar heat is estimated to be 1,500 kWh/m<sup>2</sup>-2,000 kWh/m<sup>2</sup>. The richest resources are found in the central river basin and in the northern and northwestern regions.



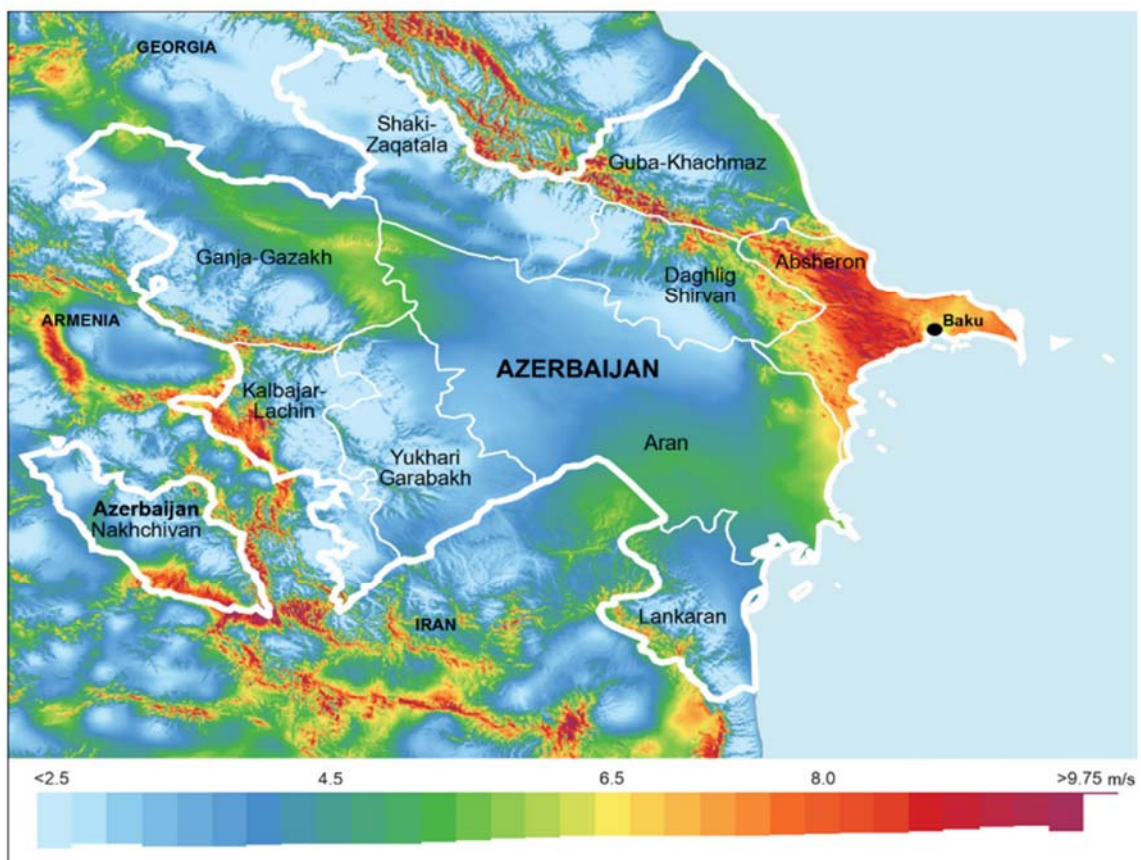
**Figure 8 Photovoltaic Potential of Azerbaijan**

Source: World Bank (2020a), Global Solar Atlas: Azerbaijan, <https://globalsolaratlas.info/download/azerbaijan>.

## ② Wind power generation

According to MoE, Azerbaijan has a technical wind potential of about 3,000 MW and an economic wind potential of about 800 MW. Looking at economic potential, about 2.4 TWh of electricity can be generated annually, saving about 500 million mcm of natural gas and avoiding 1 Mt of CO<sub>2</sub> emissions. The most abundant resource is located along the Caspian Sea, especially on the Absheron Peninsula, with average wind speeds of 6 m/sec, higher between January and April and between September and December.

As of October 2020, the MoE and regulators, together with the International Finance Corporation, have published a roadmap for offshore wind in Azerbaijan. Its purpose is to identify potentially rich wind energy areas, their economic potential, network connectivity, and possible environmental impacts on land and sea.



**Figure 9 Wind Power Potential in Azerbaijan**

Source: World Bank (2020a), Global Solar Atlas: Azerbaijan, <https://globalsolaratlas.info/download/azerbaijan>.



**Table 6 List of Wind Power Stations in Azerbaijan**

Name of power plant	Address	Total output	Operational Status	Employer	Turbine
Khizi	Absheron	1.7 MW	Operational	Caspian Technology	Vestas V52/850 x 2
Pirallahi-Chilov	Offshore	200 MW	Planned	Azeralternativenergy	Unknown
Pirallahi-Island	Offshore	200 MW	Planned	Azeralternativenergy	Unknown
Sitalcaj	Daglig-Shirvan	3 MW	Operational	PowerWind	PowerWind 56 x 3
Yashama#1	Absheron	0.5 MW	Planned	Caspian Technology	Vestas V39/500 x 2
Yashama#2	Absheron	50 MW	Planned	Caspian Technology	Fuhrländer FL 2500/90 x 20
Khizi	Absheron	240 MW	MOU Signed	ACWA Power	Envision 6.5MW

### ③ Hydroelectric power generation

Hydropower is currently Azerbaijan's major renewable energy source, but its potential is underutilized. Capacity can be increased by modernizing large-scale hydropower facilities, and small hydropower could be found in a number of small mountain streams in different parts of the country. According to the MoE, the technical potential of small hydropower is 520 MW, capable of generating 32 TWh per year. MoE will prepare a strategy to develop small hydro based on potential water resources, water scarcity, and national power generation needs.

### ④ Geothermal power generation

SAARES estimates Azerbaijan's geothermal potential as high as 800 MW. Early studies indicated that Azerbaijan has 11 geothermal zones with water temperatures ranging from 30°C to 100°C.

### ⑤ Biomass/waste generation

As agriculture, forestry, industry, and services grow, the MoE estimates their technical potential at 380 MW because of the increasing opportunities for heat and electricity generation from biomass and waste. For example, household and industrial solid waste of 2 Mt or more per year treated at a waste disposal site in Azerbaijan can be used to generate heat and electricity in Baku and other large industrial cities.

#### **(4) Supervisory authority**

MoE oversees renewable energy policies. Implementation of the policy was left to SAARES from 2009 to 2018, but the agency was abolished in 2018 and its function was transferred to MoE. In September 2020, President of Azerbaijan signed a decree establishing a national agency for renewable energy sources. The new agency reports to MoE.

#### **(5) Policies and measures**

Azerbaijan's energy supply depends on abundant oil and natural gas resources, and interest in renewable energy has increased since 2019. The government believes that the use of renewable energy for power generation can diversify sources of energy, divert natural gas from power generation to more profitable exports and petrochemical products, and contribute to the achievement of the Paris Agreement's climate change targets.

On the other hand, as of June 2021, Azerbaijan has not published any specific renewable energy strategies or action plans. In 2014, SAARES drafted a national strategy for the use of alternative and renewable energy from 2015 to 2020, but this document was not adopted. However, in 2016, the Strategic Roadmap for the Development of Utilities (Electricity, Heating, Water, and Gas) in Azerbaijan includes 420 MW of renewable power capacity (350 MW of wind, 50 MW of solar, and 20 MW of bioenergy) by 2020.

The government aims to provide 30% of domestic power generation capacity with renewable energy by 2030. In May 2020, the Cabinet approved the "Action Plan on Attracting Additional Investment in the Renewable Energy Sector."

#### **(6) Renewable energy electric utility bill**

As of October 2020, Azerbaijan has no regulatory framework for renewable energy, except for specific purchase fees for certain types of renewable electricity, and exemptions from taxes on companies that purchase renewable energy equipment or generate renewable energy.

In response to an instruction from the Ministerial Conference in March 2018, MoE drafted the "On Renewable Energy Sources in Electricity Production". This draft was presented to the President of Azerbaijan at the end of May 2020 and approved in July of the same year.

The proposed regulatory framework includes a competitive bidding process for renewable power projects and support mechanisms such as feed-in tariffs, net metering, and net billing.

## **(7) Preferential treatment for renewable energy**

The government is developing a system to promote the generation of electricity from renewable energy and the production of alternative energy. Companies and investors are exempt from tariffs and value-added tax on technical equipment for seven years. Fixed assets tax, land tax and income tax are also exempt.

For electricity sales in Azerbaijan, all electricity rates are determined by the Rate Council. The sale price for small hydro power is 3.4047 yen/kWh (0.05AZN, 1 yen = 0.01468 AZN), the sale price for wind power is 3.7456 yen/kWh (0.055AZN, 1 yen = 0.01468 AZN), and the sale price for other renewable energy is 3.8818 yen/kWh (maximum 0.057AZN, 1 yen = 0.01468 AZN). Large-scale hydroelectric power generation is not subject to the electricity sale system. Azerbaijan's wholesale electricity rate has been 0.057 AZN/kWh since 2016.

## **(8) Permit to establish renewable energy facilities**

Renewable energy facilities receive permission through a four-step process. First, local governments issue land use permits, second, the Ministry of Ecology and Natural Resources, the Ministry of Health, and the Ministry of Emergencies issue construction permits. Third, power generation is permitted by MoE, and fourth, connection is permitted by the network owner (transmission or distribution system operator).

## **(9) Ongoing projects as of June 2021**

In Azerbaijan, as an important development for the renewable energy sector, in January 2020, MoE signed an agreement with ACWA Power of Saudi Arabia to build, own and operate 240 MW of wind power, and Masdar of the United Arab Emirates to develop, build and operate 230 MW of solar PV, the country's first two independent power projects. The two companies were selected through a three-step process from seven companies that submitted their proposals. These projects are supported by a 20-year PPA, but the details are not made public. The MoE and the transmission company, Azerenergy, signed the main contract for the project, including the PPA, with ACWA Power in December 2020 and with Masdar in March 2021.

The MoE project, worth about 4.6 billion yen (US\$400 million, USD = 115.81 yen), is expected to generate 1.4 TWh of renewable energy annually, save 300 mcm or more of natural gas, reduce CO<sub>2</sub> emissions by 0.6 Mt or more, and create hundreds of jobs.

The wind farm will consist of 40 turbines 6 MW each, of which 17 (102 MW) will be built in

Pirakashkul in the Absheron region and 23 (138 MW) in the mountainous area of the Khizi region. In addition, 230 MW of solar PV will be installed in the Garadagh and Absheron regions. Commercial operation is expected to begin in 2022 (MoE, 2020; Masdar, 2020). The Khizi region already has a 50 MW Yeni Yashma wind farm that became operational in 2018.

MoE is also preparing to build an additional renewable power capacity of about 1,000 MW through a competitive bidding process. As of June 2021, it has defined and prioritized areas with high potential for renewable energy, assessing land ownership, existing infrastructure, and environmental issues. With the support of the European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), MoE is developing a tender system for renewable energy to attract more private investment in the renewable energy sector.

The MoE has invited the German consulting firm VPC to determine the optimal amount of new capacity to be connected to the power grid in order to increase the share of renewable energy in the country's total electricity production to 30% by 2030. According to the report, 1,500 MW will need to be installed if Azerbaijan is to reach its goal of 30% of electricity generation from renewable sources by 2030. VPC proposes that this be done in three phases: 440 MW in 2020-2022, 460 MW in 2023 VPC proposes to do this in three phases: 440 MW in 2020-2022, 460 MW in 2025, and 600 MW in 2026-2030.

The Asian Development Bank (ADB) will fund the design and construction of the country's first floating PV plant. The 100 kW pilot plant will be located in Lake Boyukshor near Baku. Because FPV is exposed to water, stricter standards are required than solar PV on land. However, it is faster to install FPV than solar PV on land and has the advantage that it has no land-use problems. In addition, the cooling effect of water allows higher energy yields. Azerbaijan has many reservoirs and could synergize FPV technologies with existing hydropower generation and related grid infrastructure.

### 3. Business Feasibility Study of wind farms

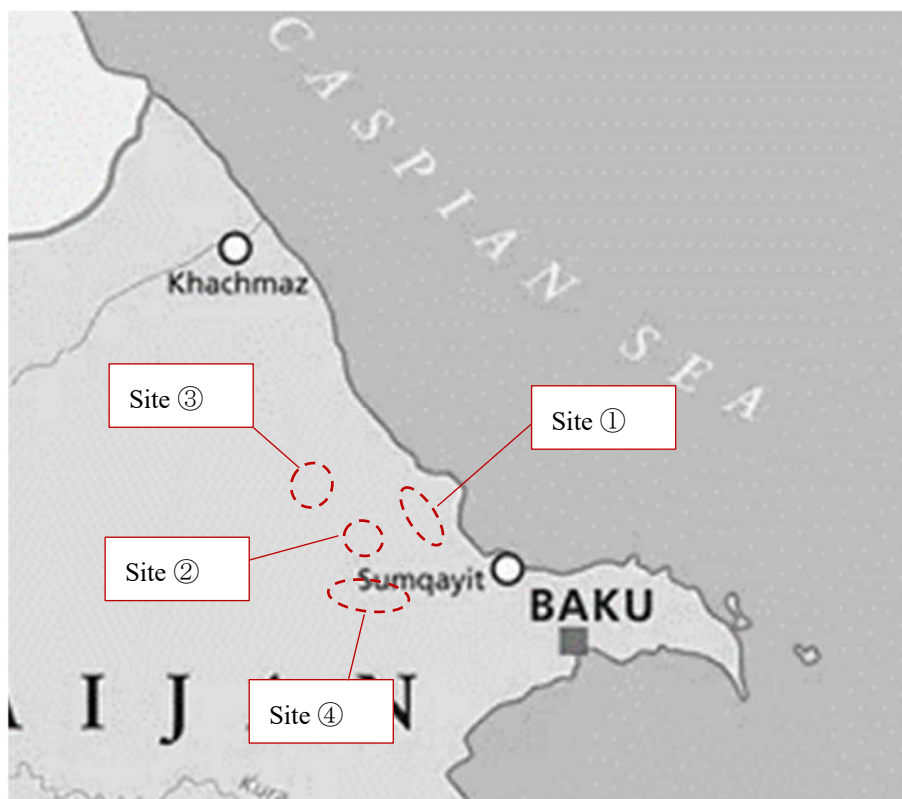
#### (1) Construction candidate sites

In this project, for the construction of a green hydrogen ammonia synthesis plant for SOCAR, the following conditions were applied to the selection of candidate sites for the construction of the wind farm.

**Table 7 Confirmation of Prerequisites for Selection of Wind Power Construction Candidate Sites**





Condition classification	General situation
Mandatory requirement	<ul style="list-style-type: none"><li>• Wind power stations installed on land</li><li>• 36 MW/48 MW transmission to downstream plant</li></ul>
Conformance requirements	<ul style="list-style-type: none"><li>• The northern part of the Absheron Peninsula is preferred due to its location in relation to the solar and electrolysis/synthesis plants</li></ul>

Based on the above conditions, the following four sites were selected as candidate sites.





**Figure 10 Map of Construction Candidate Sites**

**Table 8 Details of Construction Candidate Sites**

Construction candidate site ①			
Latitude	40°77'43"02 N	Longitude	49°48'92"88 E
Aerial view	<div></div> <div><div>Propose Area for WTGs</div><div><div>自治体境界線</div><div>高速道路</div><div>建設可能区域</div><div>他建築物占有区域</div><div>有料道路(建設中)</div></div><div><div>02.655.3</div><div>Kilometers</div></div><div></div></div>		
Construction candidate site ②			
Latitude	40°58'35"83 N	Longitude	49°40'91"22 E
Air Transportation Photograph	<div></div> <div><div>Propose Area for WTGs</div><div><div>建設制限区域</div></div><div><div>02.655.3</div><div>Kilometers</div></div><div></div></div>		



Construction candidate site ③			
Latitude	40° 43' 0.3648"N	Longitude	49° 9' 51.8754"E
Aerial view			
Construction candidate site ④			
Latitude	40°23'57.28"N	Longitude	49°27'11.07"E
Aerial view			

## (2) Equipment selection and layout

### ① Selection of equipment manufacturer

It was decided to select equipment, mainly 6MW turbines, by referring to power generation efficiency and projects under development by other companies in the region. We contacted the manufacturers of the equipment, and their responses are as follows.



**Table 9 Field Construction Performance of Wind Power Generator Manufacturers**

Manufacturer name	Past business performance
Vestas Wind Systems A/S	Construction of 2MW turbine has been completed
Gold Wind/Golden Wind Technology	No construction experience in Azerbaijan
Envision Energy/Loop Power	The ACWA project plans to construct a 6.5 MW turbine.
Nordex SE	No construction experience in Azerbaijan

**Table 10 Responses from Wind Engine Manufacturers**

Manufacturer name	Response status
European Company A	Internal review by the company for conclusion of NDA
European Company B	Proposal declined. Azerbaijan is not a strategic market for the company's business
Chinese Company C	Received tentative proposal
Chinese Company D	Received tentative proposal
Chinese Company E	Proposal declined. Because it is difficult to make an appropriate proposal in the absence of sufficient measured wind data.
European Company F	Internal adjustments are being made for the proposal

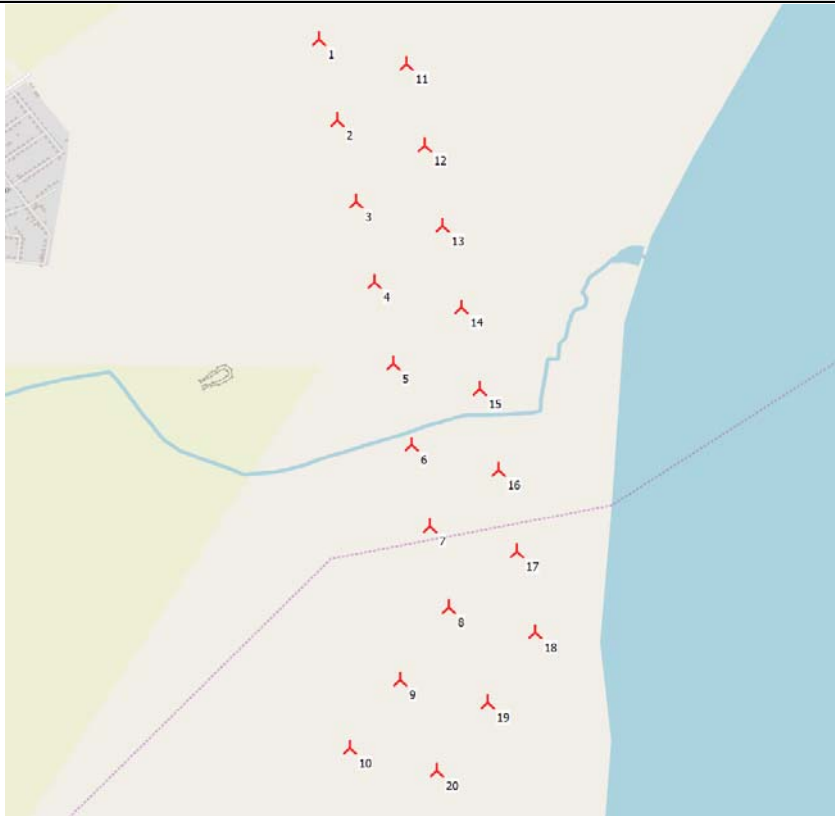
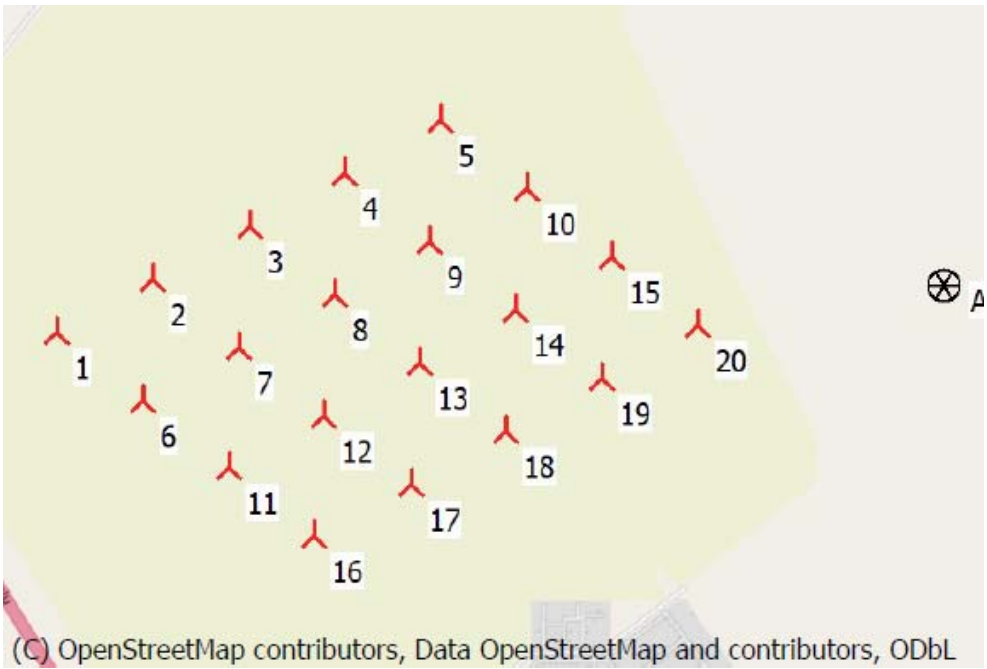
## ② Equipment layout

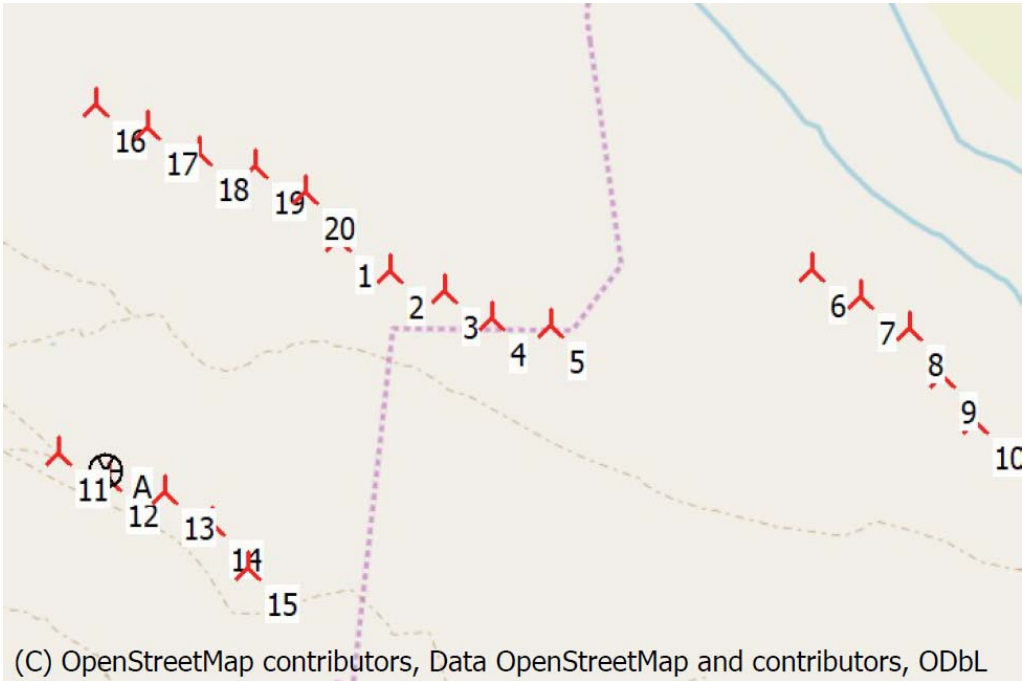
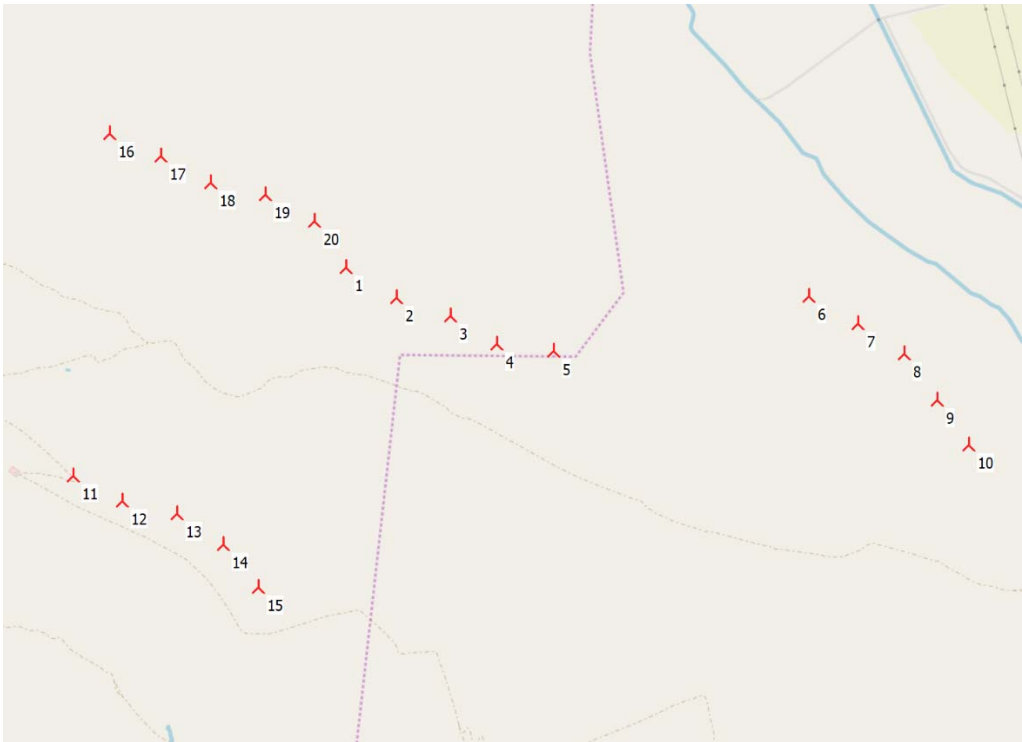
Wind turbine layout drawings were prepared for two conditions at the candidate construction site ①, one condition at the candidate construction site ②, one condition at the candidate construction site ③, and one condition at the candidate construction site ④.

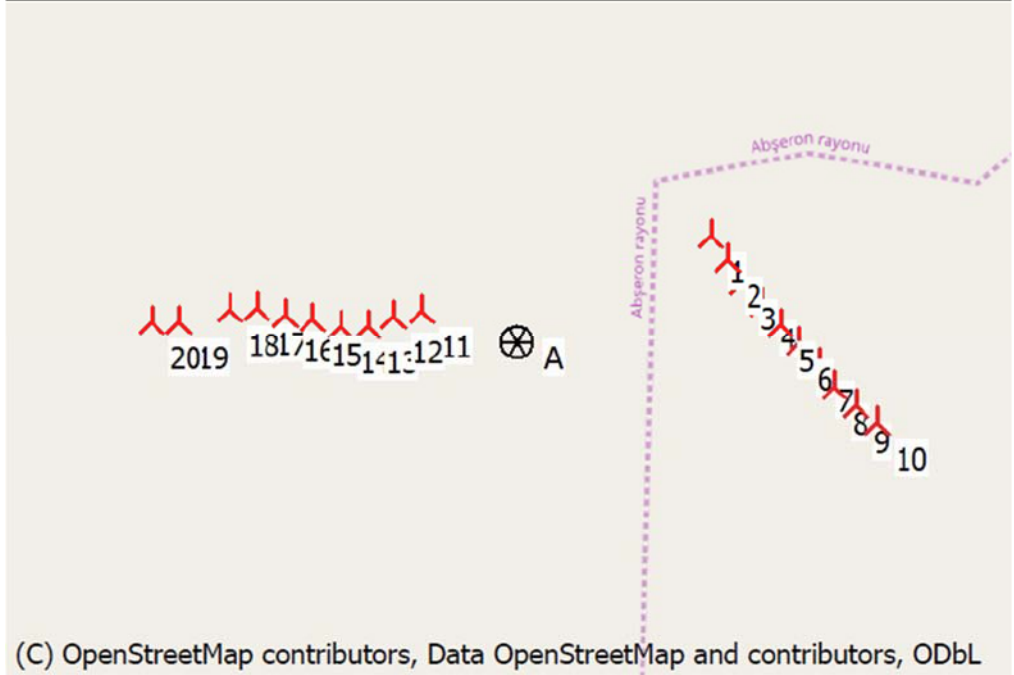
**Table 11 Classification of Equipment Layout Drawings Created in the Project**

Construction candidate site	Description of each layout
Construction candidate site ①	Designs that are arranged serially along the coastline
	Design to be positioned in four directions along the toll road on the inland side
Construction candidate site ②	Layout in a mountainous area with favorable wind conditions
Construction candidate site ③	Mountainous area with favorable wind conditions, adjacent to the proposed ACWA Project site
Construction candidate site ④	Design to locate in an inland area not far away from the national highway

Table 12 Tentative layout

Construction candidate site ① (coastline)	
Device Arrangement	
Construction candidate site ① (inland)	
Device Arrangement	 <p>(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL</p>

Construction candidate site ②	
Device Arrangement	 <p>(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL</p>
Construction candidate site ③	
Device Arrangement	

Construction candidate site ④	
Device Arrangement	

### (3) Evaluation of construction candidate sites

The evaluation was conducted using the following indices based on a total of five proposals: two types of construction candidate sites ① (coastline/inland), construction candidate site ②, construction candidate site ③, and construction candidate site ④.

**Table 13 Evaluation axes for construction candidate sites**

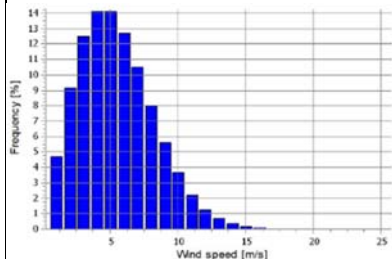
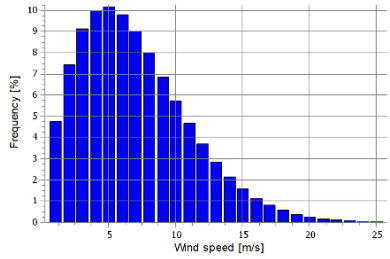
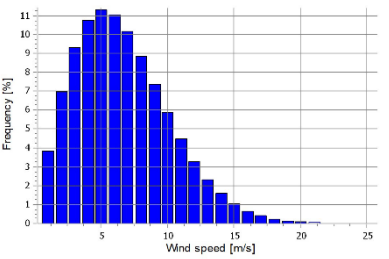
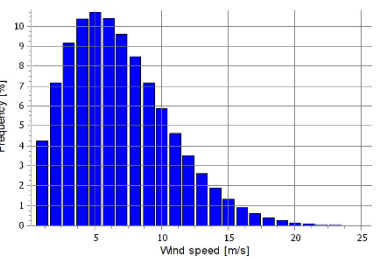
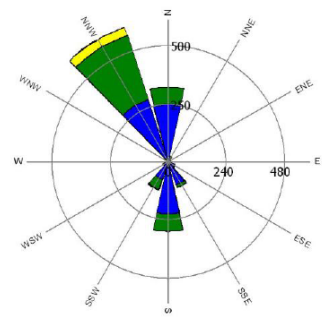
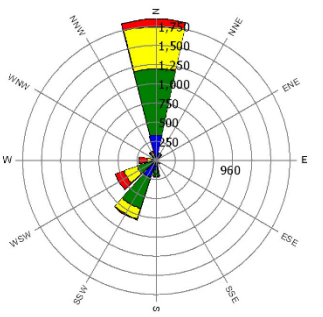
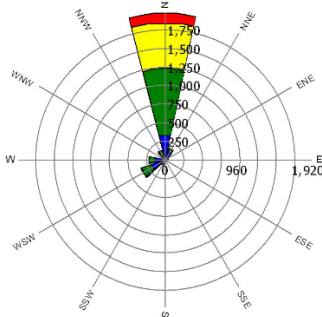
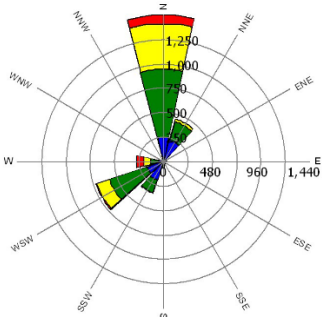
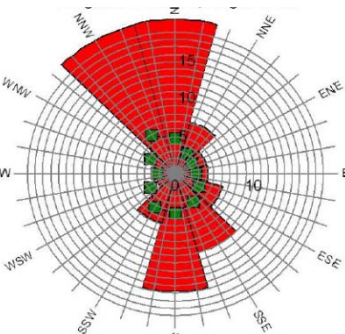
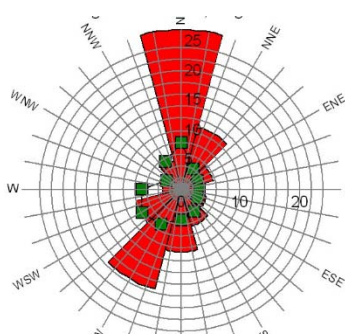
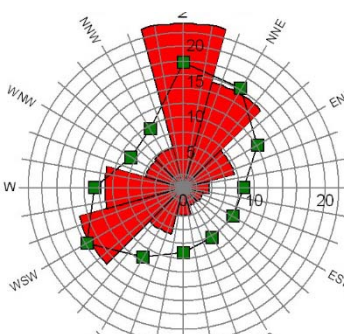
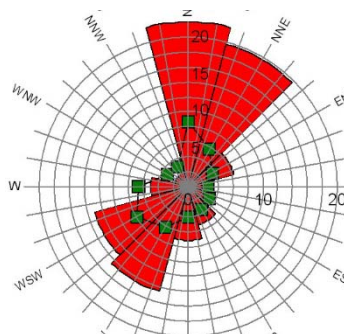
Evaluation items	Explanation of the evaluation axis
Wind conditions	Whether or not the site can be expected to produce a stable amount of wind power with high intensity
Estimation of power generation	Comparative evaluation of the site with the highest amount of power generation under the same power generation facility requirements
Expropriation of land	Comparative evaluation of the availability and simplicity of land expropriation for construction
Constructability	Ease of construction of wind power generators
Grid connectivity	Possibility of utilizing the power transmission and distribution facilities and substation facilities near the construction site

Environmental impact	Existence or non-existence of points of concern in the natural environment and surrounding environment (Whether or not additional costs should be incurred for countermeasures)
Expenses of the construction	Comparative evaluation in terms of CAPEX/OPEX

### ① Wind conditions

The wind conditions of the construction candidate sites ①, ②, ③ and ④ were investigated and compared and evaluated. In this project, the evaluation was based on the most high-resolution ECMWF wind condition data covering the region around Europe.

Table 14 Results of Wind Conditions Survey for Each Site Candidate

	Construction candidate site ①	Construction candidate site ②	Construction candidate site ③	Construction candidate site ④
Weibull distribution				
Azimuth distribution (kWh/m2/y)  (Explanatory  0 - <5 m/s 5 - <10 m/s 10 - <15 m/s 15 - <20 m/s 20 - <=40 m/s  Notes)				
Average wind speed (m/s)  (Explanatory — Frequency ■ Wind speed  Notes)				

## ② Estimation of power generation

The generation output was calculated assuming that 20 Vestas' wind turbines V162 6.0 MW were installed at each construction candidate site. Of the candidate sites for construction, the site with the highest power generation efficiency is the candidate site ③. The capacity factor is about 46.2%, and annual power generation is expected to be 539,514 MWh/y. On the other hand, for both candidate sites (1) (coastline and inland), the wake loss was higher and power generation was lower than initially expected.

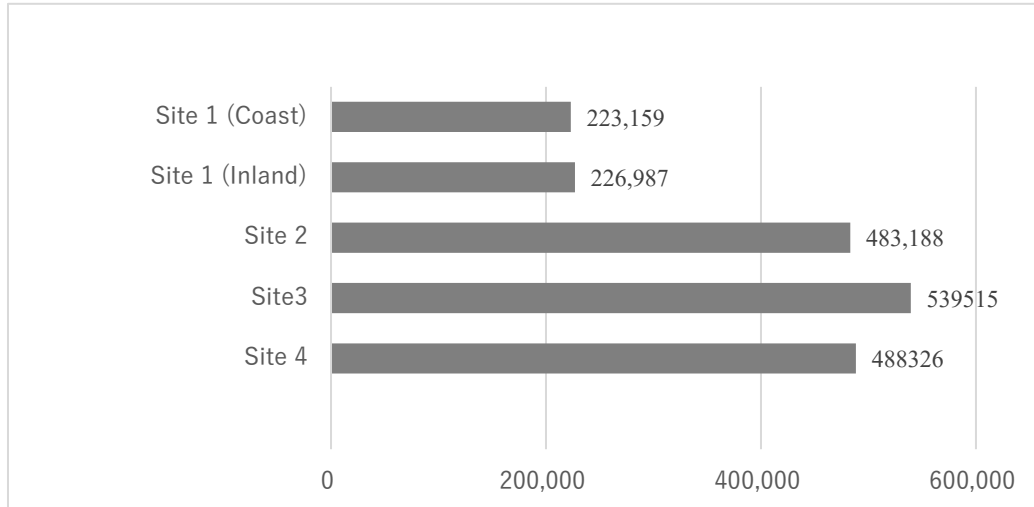
**Table 15 Definition of Conditions Used for Estimation of Generated Volume**

Item	Definitions
Data Source	Wind PRO
Design standards	IEC614000-1 ed.4(2019)
Design category	IA +
Hub height	119m
Rotor diameter	162m
Power generation	6,000 MW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	24 m/s

**Table 16 Result of Estimated Generation Volume for Each Construction Candidate Site**

Candidate site	Total power generated	Loss	Capacity factor	Average power generation (per turbine)	Facility operating time	Average wind speed
Site ① (coast)	223,159 MWh/y	23.1 %	19.1 %	10,042 MWh/y	1,674 h/y	5.7 m/s
Site ① (inland)	226,987 MWh/y	20.6 %	19.4 %	10,214 MWh/y	1,702 h/y	5.7 m/s
Site ②	483,187 MWh/y	1.8 %	41.3 %	21,743 MWh/y	3,624 h/y	8.3 m/s
Site ③	539,514 MWh/y	2.7 %	46.2 %	24,278 MWh/y	4,046 h/y	19.5 m/s
Site ④	488,326 MWh/y	1.3 %	41.8 %	21,975 MWh/y	3,662 h/y	8.2 m/s





**Figure 11 Comparison of Estimated Power Generation Volumes at Construction Candidate Sites**

### ③ Expropriation of land

The appropriateness and ease of appropriation of land for each potential construction site was investigated and evaluated as follows.

**Table 17 Evaluation of land availability**

Candidate site	Survey results
Site ① (coast)	It is a region that crosses the villages of Yeni Yashma and Shuraabad, Yeni Yashma Village was visited. According to the representative of the village, the area is vacant and can be used for wind power generation construction. According to the village, land rent is 65-80 AZN/ha per month.
Site ① (inland)	This is a region that crosses the villages of Yeni Yashma and Sitalchay, Yeni Yashma Village was visited. According to the representative of the village, the area is vacant and can be constructed for wind power generation. According to the village, land rent is 65-80 AZN/ha per month.
Site ②	It is a mountainous region in western Sumgait. The region is under the jurisdiction of the Ministry of Defense ([MoD]) and visited the Ministry to conduct interviews. The area has been designated as an Azerbaijan Air Force training airspace, and it is expected to be difficult to build a wind farm there.
Site ③	Near the ACWA Project's planned construction site. There are no buildings around, and they are far from nature reserves and military and aviation facilities. In view of the achievements of other projects, it can be assumed that wind power station can be constructed in this area.
Site ④	Land owned by local governments, with no buildings in the vicinity and away from nature reserves and military and aviation facilities. It can be assumed that wind power station can be constructed.

#### ④ Construction work feasibility

The feasibility and ease of construction of wind power stations at each construction candidate site was investigated and evaluated as follows.

**Table 18 Evaluation of Construction Possibilities**

Candidate site	Survey results
Site ① (coast)	<p>Located on the coastline, the main road is nearby. Traffic infrastructure is already in place, and it is estimated that the work road extension, which requires additional development for the delivery of equipment, is 11.1 km.</p> <p>There is a pipeline on the construction candidate site, which could be an obstacle to construction work.</p>
Site ① (inland)	<p>Located on the coastline, the main road opens nearby. Traffic infrastructure is already in place, and it is estimated that the work road extension, which requires additional development for the delivery of equipment, is 11.1 km.</p> <p>There is a pipeline on the construction candidate site, which could be an obstacle to construction work.</p> <p>In the past, the wind power generation project in the same area was stalled, and the basic construction of the turbine foundation remains. Although the number of years elapsed is unknown, corrosion is progressing, and it is assumed that corrosion measures are necessary for the foundation and generator installation.</p>
Site ②	<p>There is insufficient space for centralized construction of wind power generators in one place, such as in series or in square. Accordingly, it is planned to arrange five turbines in four rows, but it is assumed that additional man-hours will be required for construction. In addition, it is necessary to construct a working passage of 23.8 km for the delivery of the equipment.</p>
Site ③	<p>It is located in mountainous area. Sufficient space is required to allow alignment in series with the ridgeline. New construction routes are required, but it may be possible to use roads that are partially constructed with adjacent ACWA project.</p>
Site ④	<p>There is insufficient space to concentrate construction in one place in series or on all sides of the wind turbine. Accordingly, this is a plan to arrange 10 turbines in two locations. It is adjacent to the main road and has advantages in carrying in of materials and equipment and in the passage of construction vehicles.</p>



Figure 12 Corrosion of the existing wind power generation foundation in Site ①

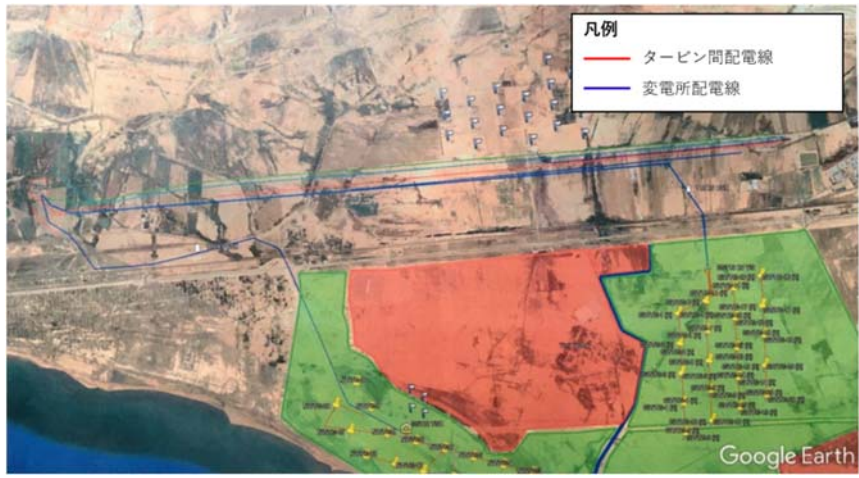

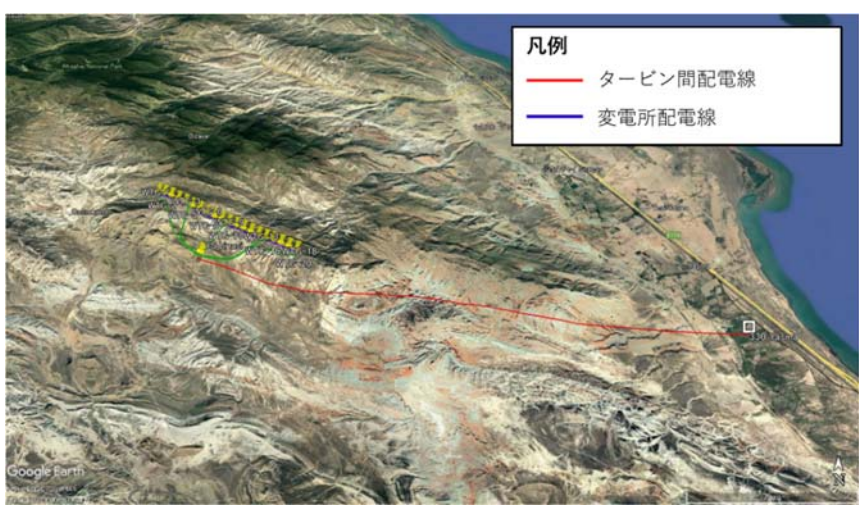
### ⑤ Grid connectivity

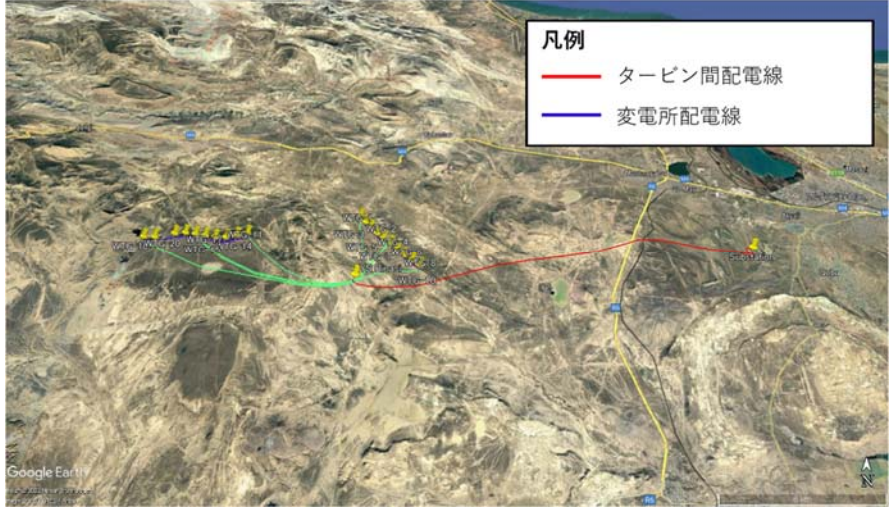
The possibility of accessing the substations from each construction candidate site and their distance and ease of access was investigated and evaluated as follows.

Table 19 System Connectivity

Candidate site	Survey results
Site ① (coast)	<p>Grid connection to Yeni Yashma substation. The distance to the substation is about 8.7 km.</p>



<p>Site ① (inland)</p>	<p>Grid connection to Yeni Yashma substation. The distance to the substation is approximately 12.7 km.</p> 
<p>Site ②</p>	<p>Grid connection to Yeni Yashma substation. The distance to the substation is about 10.6 km.</p> 
<p>Site ③</p>	<p>Grid connection to Yeni Yashma substation. The distance to the substation is more than 20 km.</p> 

Candidate site	Survey results
Site ④	<p>Grid connections to substations in the Qobu area are planned. The distance to the substation is less than 20 km.</p> 

## ⑥ Environmental impact

In constructing wind power generation, the following indicators were used to investigate and evaluate the environmental impact of each construction site candidate.

**Table 20 Evaluation Indicators for Environmental Impact**

Evaluation items	Explanation of evaluation axis
Noise pollution	Whether residential areas are located within the noise impact area of the wind turbine
Landscape impact	Whether or not the proposed construction site is subject to landscape protection
Animal and plant effects	Impacts of wind turbines, foundation construction, and construction of work paths on plant and animal ecosystems
Sunshine	Impact of wind power generation on sunlight disturbance. Whether or not there is any environment or business in the vicinity of the proposed construction site that will be affected by the sunshine environment, such as agricultural cultivated land or solar power plants

Based on observations from the plan drawings of each construction candidate site and on-site visits, the following evaluation was made.

**Table 21 Survey Results and Evaluation of Environmental Impact**

<b>Construction candidate site ① (coast)</b>	
<b>Evaluation items</b>	<b>Survey results</b>
Damage by noise pollution	There are residential areas in the vicinity, but it is possible to secure sufficient distance. It can be assumed that there will be no impact on the living environment.
Landscape impact	Laws and regulations relating to landscapes are not specifically identified.
Animal and plant effects	This is the route for migratory birds to arrive, so it is necessary to take measures.
Sunshine	There are residential areas in the vicinity. Sunlight effects may occur in the morning and evening.
<b>Construction candidate site ① (inland)</b>	
<b>Evaluation items</b>	<b>Survey results</b>
Damage by noise pollution	There are residential areas in the vicinity, but it is possible to secure sufficient distance. It can be assumed that there will be no impact on the living environment.
Landscape impact	Laws and regulations relating to landscapes are not specifically identified.
Animal and plant effects	This is the route for migratory birds to arrive, so it is necessary to take measures.
Sunshine	There are residential areas in the vicinity. Sunlight effects may occur in the morning and evening.
<b>Construction candidate site ②</b>	
<b>Evaluation items</b>	<b>Survey results</b>
Damage by noise pollution	None of the buildings in the vicinity have concerns about noise impact.
Landscape impact	It is under the jurisdiction of the Ministry of Defense and has restrictions on new construction.
Animal and plant effects	This is the route for migratory birds to arrive, so it is necessary to take measures.
Sunshine	There are no buildings in the vicinity that may be affected by sunshine.

<b>Construction candidate site ③</b>	
Evaluation items	Survey results
Damage by noise pollution	None of the surrounding buildings are concerned about noise impact.
Landscape impact	Laws and regulations concerning landscapes are not specifically identified.
Animal and plant effects	Concerns about migratory birds and other animals and plants have not been confirmed
Sunshine	There are no buildings in the vicinity that may be affected by sunshine.
<b>Construction candidate site ④</b>	
Evaluation items	Survey results
Damage by noise pollution	None of the surrounding buildings are concerned about noise impact.
Landscape impact	Laws and regulations concerning landscapes are not specifically identified.
Animal and plant effects	Concerns about migratory birds and other animals and plants have not been confirmed
Sunshine	There are no buildings in the vicinity that may be affected by sunshine.

## ⑦ Expenses of the construction

The cost was estimated as follows in cooperation with the field survey and each wind generator manufacturer. The following is an outline of estimation.

**Table 22 Estimated Initial Investment Cost Site ① [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	14,079,252,579	639,966,026	114,279,648
Set of wind power generators	22 turbines	12,265,302,400	557,513,745	99,556,026
Civil engineering work expenses	—	130,552,176	5,934,190	1,059,677
Foundation construction cost	—	39,371,386	1,789,608	319,573
Construction costs for electrical equipment	—	1,644,026,617	74,728,483	13,344,372

※ Exempt from import duties

※ VAT is not included in the above estimation.



**Table 23 Estimated Initial Investment Cost Site ② [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	14,590,554,772	663,207,035	118,429,828
Set of wind power generators	22 turbines	12,265,302,400	557,513,745	99,556,026
Civil engineering work expenses	—	325,603,049	14,800,139	2,642,882
Foundation construction cost	—	39,371,386	1,789,608	319,573
Construction costs for electrical equipment	—	1,960,277,937	89,103,543	15,911,347

※ Exempt from import duties

※ VAT is not included in the above estimation.

**Table 24 Estimated Initial Investment Cost Site ③ [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	14,899,285,151	677,240,234	118,429,828
Set of wind power generators	22 turbines	12,265,302,400	557,513,745	99,556,026
Civil engineering work expenses	—	205,484,430	9,340,201	1,059,677
Foundation construction cost	—	39,371,386	1,789,608	319,573
Construction costs for electrical equipment	—	2,389,126,935	108,596,679	13,344,372

※ Exempt from import duties

※ VAT is not included in the above estimation.

**Table 25 Estimated Initial Investment Cost Site ④ [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	14,910,007,087	677,727,595	118,429,828
Set of wind power generators	22 turbines	12,265,302,400	557,513,745	99,556,026
Civil engineering work expenses	—	272,254,212	12,375,191	1,059,677
Foundation construction cost	—	39,371,386	1,789,608	319,573
Construction costs for electrical equipment	—	2,333,079,089	106,049,049	13,344,372

※ Exempt from import duties

※ VAT is not included in the above estimation.

**Table 26 Result of Estimation of Operating Expenses (Annual Expenses) [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	1,408,154,837	64,007,038	11,844,846
Land rent*	22ha	587,829	26,720	4,771
O&M expenses	10%*	1,407,567,008	63,980,319	11,425,057

\*Rent is the cost in Sitalçay (flat)

※ O&M costs were not answered by each wind generator manufacturer. Accordingly, the estimation was made using approximately 10% of the annual initial investment held by the ACWA Project.

#### **i. Cost of procurement and construction of wind power generators and ancillary facilities**

Regarding the cost of procurement and construction of wind turbine generators and ancillary equipment, the following costs were calculated based on interviews with Chinese Company C, Chinese Company D, European Company F and European Company A. Although European Company F and European Company A have expressed positive intentions to bid for the project, no response was received by the deadline.

**Table 27 Prerequisites for Estimating the Cost of Wind Generators**

Item	Prerequisites
Place of construction	In Azerbaijan
Power generation by prime movers	5.6MW
Transport conditions	Construction Site Delivery
Other	The cost for construction, transportation, etc. shall be the approximate cost in light of the fact that the construction site is not determined.

This cost calculation shall include the following: Import procurement of wind power generation equipment is not included in the estimation result because import tariffs are exempted by the preferential tax system of the country.

#### **Equipment procurement and construction/transportation expenses**

- Complete set of wind power generators [Model GW165/5.6]

#### **Breakdown**

- Engine cooling system (Generator Cooling System)
- Nacelle
- Rotor System
- Blade Slator (Generator stator Blades)
- Hub with Tooth-belt drive pitch systems
- Yaw system
- Engine generators
- Power converter
- Pitch system
  
- Strut
- Anchor cage
- Transformer and RMU
- SCADA system
- Set of incidental equipment (elevators, aviation lights, fire extinguishing, etc.)
- Warranty and maintenance service 2 years

#### **▼ Construction cost**

- Set of construction work for wind power generators

Transportation costs

- Domestic shipments in China and delivery of construction sites

**Table 28 Result of Estimated Cost of Wind Generator [Unit: Japanese Yen]**

Item	Expenses (excluding taxes)
<b>Total expenses</b>	<b>12,265,302,400</b>
Complete and guaranteed wind power generator and incidental equipment (2 years)	8,172,102,400
(Reference: Conversion per turbine)	557,513,745
Construction cost	818,640,000
(Reference: Conversion per turbine)	(45,480,000)
Transportation cost	3,274,560,000
(Reference: Conversion per turbine)	181,920,000
(Reference: converted per 1 MW)	(99,556,026)

## ii. Cost of civil engineering construction

Based on interviews with local civil engineering companies, the following cost estimates were made.

Items of expenses for ▼ civil engineering construction

- Removal of topsoil and preparation of base layer
- Subbase Layer
- Road 1st layer
- Road 2nd layer

※Details of each expense are described in " Table 59 Details of Estimated Result of Civil Engineering Work Expenses" attached to the end of this report.

For the estimation of civil engineering construction costs, four types of cost estimates were made at the potential construction sites (1) - (4).

**Table 29 Breakdown of Civil Works Expenses [Unit: Japanese Yen]**

Item	Expenses (Excluding taxes)			
Target construction sites	Site ①	Site ②	Site ③	Site ④
<b>Total</b>	<b>130,552,176</b>	<b>325,603,049</b>	<b>205,484,430</b>	<b>272,254,212</b>
Topsoil removal and base layer preparation	30,970,300	77,685,230	48,746,135	64,585,630
Construction of roadbed layer	35,641,376	87,528,548	56,098,245	74,326,718
Construction of the first layer of the road for work	33,183,351	83,236,110	52,229,401	69,200,738
Construction of the second layer of the road for work	30,757,149	77,153,161	48,410,648	64,141,126

**iii. Cost of foundation work**

The following cost estimates were made based on interviews with the local construction companies.

The labor cost for the foundation work is included in each cost item.

▼ Items of expenses for foundation construction

- Foundation Construction
- Crane pads construction

※Details of each expense are described in the attached " Table 60 Detailed Results of Estimation of Foundation Construction Costs" at the end of this report.

▼ Estimated cost of foundation work

Estimated cost of installing 20 wind power generators (6.0 MW, VESTAS)

**Table 30 Estimated Cost of Foundation Construction [Unit: Japanese Yen]**

Item	Expenses (incl. taxes)
<b>Total</b>	<b>39,371,386</b>
Foundation construction cost	34,533,512
Crane foundation work cost	4,837,874

**iv. Cost of construction of electric power facilities**

The following cost estimates were made based on interviews with local companies. The costs for the installation and construction of wind turbine generators are included in the wind turbine generator cost estimation.

Items of expenses for ▼ electric power facility construction

- Professional services
- Equipment Procurement Costs (Materials)
- Labor costs (Labor works)

※Details of each cost are described in the attached “Table 61 Detailed Results of Estimation of Electricity Equipment Construction Costs” at the end of this report.

The cost of electrical installation work was estimated individually at each of the candidate construction sites (1) through (4).

**Table 31 Estimated Cost of Electric Power Equipment Construction [Unit: Japanese Yen]**

Item	Calculation conditions			
Target construction sites	Site ①	Site ②	Site ③	Site ④
<b>Total</b>	<b>1,644,026,617</b>	<b>1,960,277,937</b>	<b>2,389,126,935</b>	<b>2,333,079,089</b>
Facility design and management costs	39,226,500	39,226,500	39,226,500	39,226,500
Equipment procurement costs	1,275,994,725	1,528,995,645	1,872,075,048	1,827,239,159
Construction labor cost	328,805,392	392,055,792	477,825,387	466,613,430

#### **(4) CAPEX/OPEX calculation**

In this project, it is essential to be able to transmit 36 MW/48 MW to the downstream plant. Based on these conditions and the results of power generation calculations, the required number of wind turbine generators was estimated. In this calculation, a 5.6MW hub height (100m) made by Chinese company C is used. (See next page).

**Table 32 The number of wind power generators required for each site to estimate based on the results of electric power generation estimation**

	<b>Required output condition [A]</b>	<b>Capacity factor [B]</b>	<b>Required generation capacity [C = A/B]</b>	<b>Number of wind power generators required [D = C/5.6 MW]</b>	<b>Adjusted number of wind generators (rounding up to one decimal place)</b>
Site ① (coast)	36. MW	19.1%	188.5 MW	33.7 turbines	34 turbines
	48. MW	19.1%	251.3 MW	44.9 turbines	45 turbines
Site ① (inland)	36. MW	19.4%	185.6 MW	33.1 turbines	34 turbines
	48. MW	19.4%	247.4 MW	44.2 turbines	45 turbines
Site ②	36. MW	41.3%	87.2 MW	15.6 turbines	16 turbines
	48. MW	41.3%	116.2 MW	20.8 turbines	21 turbines
Site ③	36. MW	46.2%	77.9 MW	13.9 turbines	14 turbines
	48. MW	46.2%	103.9 MW	18.6 turbines	19 turbines
Site ④	36. MW	41.8%	86.1 MW	15.4 turbines	16 turbines
	48. MW	41.8%	114.8 MW	20.5 turbines	21 turbines

Based on the results of the above, CAPEX and OPEX calculations will be conducted for the four patterns of candidate construction sites (1) through (4).



## ① CAPEX estimation

Based on the conditions described in the previous section, a total of eight CAPEX calculations were made for four types of candidate sites (1) through (4), multiplying the required power generation by two patterns (36MW/48MW).

**Table 33 CAPEX Candidate Site ① [34 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	21,758,844,895	639,996,026	115,442,760
Set of wind power generators	34 turbines	18,955,467,345	557,513,745	100,569,285
Civil engineering work expenses	—	201,762,454	5,934,190	1,070,462
Foundation construction cost	—	60,846,687	1,789,608	322,835
Construction costs for electrical equipment	—	2,540,768,408	74,728,483	13,480,188

**Table 34 CAPEX Candidate Site ① [45 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	28,798,471,184	639,966,026	152,791,889
Set of wind power generators	45 turbines	25,088,118,545	557,513,745	133,106,407
Civil engineering work expenses	—	267,038,542	5,934,190	1,416,788
Foundation construction cost	—	80,532,380	1,789,608	427,269
Construction costs for electrical equipment	—	3,362,781,716	74,728,483	17,841,425

**Table 35 CAPEX Candidate Site ② [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	10,611,312,561	663,207,035	56,298,908
Set of wind power generators	16 turbines	8,920,219,927	557,513,745	47,326,722
Civil engineering work expenses	—	236,802,217	14,800,139	1,256,367
Foundation construction cost	—	28,633,735	1,789,608	151,918
Construction costs for electrical equipment	—	1,425,656,681	89,103,543	7,563,901

**Table 36 CAPEX Candidate Site ② [21 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	13,927,347,737	663,207,035	73,892,317
Set of wind power generators	21 turbines	11,707,788,655	557,513,745	62,116,323
Civil engineering work expenses	—	310,802,910	14,800,139	1,648,982
Foundation construction cost	—	37,581,777	1,789,608	199,392
Construction costs for electrical equipment	—	1,871,174,394	89,103,543	9,927,620

**Table 37 CAPEX Candidate Site ③ [14 turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	9,481,363,278	677,240,234	50,303,900
Set of wind power generators	14 turbines	7,805,192,436	557,513,745	41,410,882
Civil engineering work expenses	—	130,762,819	9,340,201	693,769
Foundation construction cost	—	25,054,518	1,789,608	132,928
Construction costs for electrical equipment	—	1,520,353,504	108,596,679	8,066,320

**Table 38 CAPEX Candidate Site ③ [19 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	12,867,564,448	677,240,234	68,269,578
Set of wind power generators	19 turbines	10,592,761,164	557,513,745	56,200,483
Civil engineering work expenses	—	177,463,826	9,340,201	941,544
Foundation construction cost	—	34,002,561	1,789,608	180,402
Construction costs for electrical equipment	—	2,063,336,898	108,596,679	10,947,149

**Table 39 CAPEX Candidate Site ④ [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	10,843,641,518	677,727,595	57,531,542
Set of wind power generators	16 turbines	8,920,219,927	557,513,745	47,326,722
Civil engineering work expenses	—	198,003,063	12,375,191	1,050,516
Foundation construction cost	—	28,633,735	1,789,608	151,918
Construction costs for electrical equipment	—	1,696,784,792	106,049,049	9,002,386

**Table 40 CAPEX Candidate Site ④ [21 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese Yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	14,232,279,492	677,727,595	75,510,150
Set of wind power generators	21 turbines	11,707,788,655	557,513,745	62,116,323
Civil engineering work expenses	—	259,879,021	12,375,191	1,378,803
Foundation construction cost	—	37,581,777	1,789,608	199,392
Construction costs for electrical equipment	—	2,227,030,039	106,049,049	11,815,632

## ② OPEX estimation

Based on the conditions described in the previous section, a total of eight OPEX calculations were made for four types of candidate sites (1) through (4), multiplying the required power generation by two patterns (36MW/48MW).

**Table 41 OPEX Candidate Site ① [34 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	2,176,239,294	64,007,038	11,546,158
Rent on land	34 ha	908,463	26,720	4,820
O&M expenses	—	2,175,330,831	63,980,319	11,541,339

**Table 42 OPEX Candidate Site ① [45 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	2,880,316,713	84,706,553	15,281,680
Set of wind power generators	45 ha	1,202,378	26,720	6,379
O&M expenses	—	2,879,114,335	84,679,833	15,275,301

**Table 43 OPEX Candidate Site ② [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	1,061,298,223	66,331,139	13,619,994
Set of wind power generators	16 ha	427,512	26,720	5,486
O&M expenses	—	1,060,870,711	66,304,419	13,614,507

**Table 44 OPEX Candidate Site ② [21 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	1,392,953,918	40,979,449	12,130,307
Set of wind power generators	21 ha	561,110	26,720	4,886
O&M expenses	—	1,392,392,808	40,952,730	12,125,421

**Table 45 OPEX Candidate Site ③ [14 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	948,282,424	59,270,991	12,169,624
Set of wind power generators	14 ha	374,073	26,720	4,801
O&M expenses	—	947,908,351	59,244,272	12,164,824

**Table 46 OPEX Candidate Site ③ [19 Turbines (48 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	1,286,954,718	37,863,397	11,207,231
Set of wind power generators	19 ha	507,671	26,720	4,421
O&M expenses	—	1,286,447,048	37,836,678	11,202,810

**Table 47 OPEX Candidate Site ④ [16 Turbines (36 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	1,092,653,847	68,290,865	14,022,391
Set of wind power generators	16 ha	8,550,240	534,390	109,728
O&M expenses	—	1,084,103,607	67,756,475	13,912,663

**Table 48 OPEX Candidate Site ④ [21 Turbines(48 MW)] [Unit: Japanese yen]**

	Quantity	Total cost	Per turbine	Per MW
Total	—	1,423,447,093	41,876,307	12,395,852
Set of wind power generators	21	561,110	26,720	4,886
O&M expenses	—	1,422,885,984	41,849,588	12,390,965

## **(5) Verification of profitability**

### **① Results of Profitability Estimation**

Based on the results of the CAPEX/OPEX calculations in the previous section, the following conditions were used to estimate the profitability of the project. The electricity sales price for wind power generation is estimated at 3.675 yen/kWh ( $\approx 0.055$  AZN) as specified by the Azerbaijan Tariff Council. The construction period will be about three years, and the project will start earning electricity sales in the fourth year.

**Table 49 Estimated Profitability**

Construction candidate site	Annual power generation	CAPEX (Million yen)	OPEX (Million yen)	Project's payback period	Accumulated balance (million yen)					
					10th year	20th year	30th year	40th year	50th year	60th year
Candidate site ① 34 units (36 MW)	341,435 MWh	21,759	2,177	N/A	-28,205	-37,410	-46,615	-55,819	-65,024	-74,229
Candidate site ① 45 units (48 MW)	451,899 MWh	28,798	2,881	N/A	-37,330	-49,513	-61,696	-73,879	-86,062	-98,244
Candidate site ② 16 units (36 MW)	347,896 MWh	10,611	1,062	1952	-9,083	-6,898	-4,712	-2,527	-342	1,843
Candidate site ② 21 units (48 MW)	456,614 MWh	13,927	1,393	1952	-11,921	-9,053	-6,185	-3,317	-449	2,419
Candidate site ③ 14 units (36 MW)	339,895 MWh	9,481	949	35 years	-7,368	-4,346	-1,325	1,696	4,718	7,739
Candidate site ③ 19 (48 MW)	461,286 MWh	12,868	1,287	35 years	-9,999	-5,898	-1,798	2,302	6,403	10,503
Candidate site ④ 16 units (36 MW)	351,595 MWh	10,844	1,093	1983	-9,464	-7,456	-5,448	-3,440	-1,433	575
Candidate site ④ 21 units (48 MW)	461,469 MWh	14,232	1,424	55 years	-12,315	-9,573	-6,831	-4,089	-1,347	1,395

※ "Pre-construction costs (examination, documentation, etc.)," "Funding costs," and "Fixed assets tax and value-added tax on land and buildings" are not included in this expense.

In the case of the 36MW and 48MW candidate sites (1), the OPEX exceeds the annual electricity sales revenue in each condition (electricity sales revenue < maintenance cost expenditure), indicating that a loss will be incurred.

In the case of candidate sites (2) and (4), for both 36MW and 48MW, the electricity sales revenue exceeds the maintenance cost (OPEX), but the amount of revenue is small, and it will take about 50 years to recover the investment, which is not a realistic investment.

Candidate site (3) was the most profitable site for both 36MW and 48MW, but the payback period in both cases is over 30 years, and the construction and operation costs need to be reduced.

## ② Verification of profitability improvement

Based on the current trial calculation results, the possibility of improving profitability was verified based on the following model.

Improvement in profitability	Improvement of income	Expansion of sales for grid power supply	Expansion of power generation	Can the amount of electricity generated be increased?	Difficult because of dependence on natural resources
			Increasing unit price of electricity sold	Can an increase in the price of electricity sold be expected?	Difficult because the cost is fixed by the government
		Expanding sales by other means	Corporate PPA	Is it possible to sell electricity directly off the grid?	Point I Can be considered when purchase price > sale price is established.
			Sales of high value-added materials	Is it possible to convert sales to other high value-added products?	
	Improvement of expenditures	CAPEX	Turbine procurement cost	Is it possible to reduce the procurement price of turbines?	Point II
			Construction cost	Is it possible to reduce construction costs for EBOP & CBOP?	
			Logistics cost	Is it possible to reduce the transportation cost of turbines, etc.?	There is potential for cost reduction
		OPEX	Land rent	Is it possible to reduce land rental costs?	
			O & M	Is it possible to reduce O&M expenses?	

**Figure 13 Conceptual Diagram of Verification Structure for Improvement of Profitability**

In this conceptual diagram, the increase in the amount of electricity generated and the increase in the unit price of electricity sold, which are difficult to control as a project, are excluded from the verification. Among the remaining verification points, the verification of the possibility of off-grid power sales will be conducted for the improvement of income, and the verification of the possibility of cost reduction of the trial calculation results of the project will be conducted for the improvement of expenditure.

### Check point I. Improvement of income

The price of purchased electricity is 6.69 yen/kWh ( $\approx 0.01$  ANZ/kWh) for non-household and other uses. For a corporate PPA to be established, which is a direct contract with a private power producer



or a large-scale consumer, the buyer benefits from being able to procure electricity at 6.69 yen/kWh or lower. Therefore, it is hypothesized that the benefit requirement for on-site power generation or corporate PPA can be satisfied, and revenue improvement can be realized if the following conditions are met.

$$\text{Level at which benefits accrue to purchasers of electricity} < \text{Grid purchase price (6.69 yen/kWh)}$$

**Figure 14 Assessment of Benefits to Purchasers**

Based on the above evaluation, the unit cost of power generation [yen/kWh] at each construction site was estimated. This calculation assumes that the plant will operate for 25 years after construction.

$$\text{Power generation unit price (kWh/yen)} = \frac{\text{CAPEX} + \text{OPEX (25 years)}}{\text{Amount of electricity generated over 25 years (kWh)}}$$

**Figure 15 Formula for calculating the unit price of power generation**

**Table 50 Estimation and Evaluation of Unit Price of Power Generation**

Site	Conditions	CAPEX (Millions of Yen)	OPEX (25 years) (Millions of Yen)	Yen/kWh	Evaluation
Site ①	36MW	21,759	54,406	8.92	Since the unit price of electricity generated exceeds the grid price, the profit improvement hypothesis does not hold.
	48MW	28,799	72,008		
Site ②	36MW	10,611	26,532	4.27	Below the grid purchase, the modified improvement hypothesis is established
	48MW	13,927	34,824		

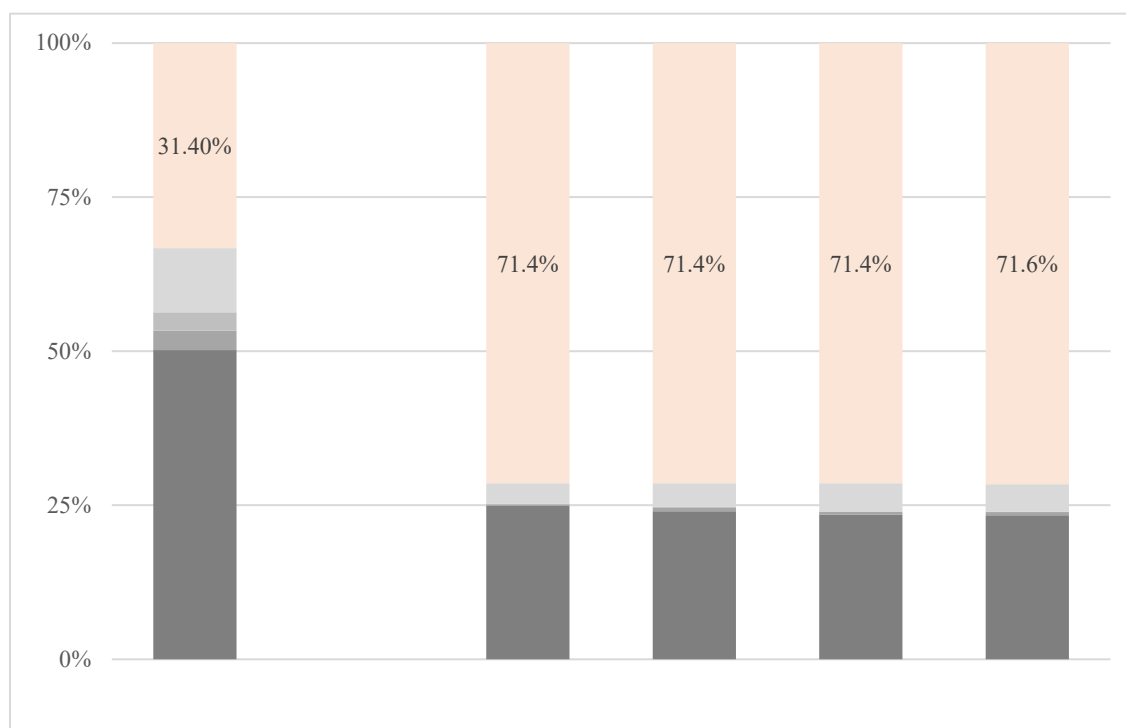
Site ③	36MW	9,481	23,707	3.91	As above
	48MW	12,868	32,174		
Site ④	36MW	10,844	27,316	4.34	As above
	48MW	14,232	35,586		

※ This estimate does not include transmission and distribution utilization fees.

As a result of the above verification, the unit price for power generation at Site ②, ③, and ④ is less than 6.69 yen/kWh, and the purchaser can enjoy the benefit of reducing the procurement price. In addition, it is possible to consider the possibility of electricity sales exceeding the fixed purchase price of 3.6795 yen/kWh set by the toll council. Therefore, it is considered feasible to improve profitability.

### Check point II. Expenditure improvement

In this section, we examine the possibility of reducing the cost of onshore wind power generation by comparing it with the breakdown of construction and operation costs published in the 2019 Cost of Wind Energy Review by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) in the United States.



**Figure 16 Comparison of NREL Estimation and Cost Estimation Results at the Survey Site**

Source: Component-level LCOE contribution for the 2019 land-based wind reference project

Operating for 25 years, 「2019 Cost of Wind Energy Review」 NREL 2019

※ Estimated O&M costs based on 25-year investment

Comparison in Figure 16 clearly shows that the NREL survey results differ in O&M costs. In this survey, O&M costs are estimated to be one-tenth of CAPEX costs for sites ①-④. Therefore, the possibility of reducing O&M costs among OPEX items can be confirmed for the reduction of expenditures.

## (6) Summary of Project Results

### ① Evaluation of project results

Based on the results of the research conducted up to the previous section, sites (1) - (4), for which the estimates were made, will be evaluated, and an assessment will be made regarding the wind farm construction sites.

**Table 51 Evaluation Axis of Construction Candidate Sites (reproduced)**

Evaluation items	Explanation of evaluation axis
Wind conditions	Whether a stable high air volume can be expected
Estimation of power generation	Comparative evaluation of sites with the highest power generation capacity under the same power generation facility requirements
Expropriation of land	Comparison and evaluation of the feasibility and convenience of acquiring land upon construction
Constructability	Ease of construction of wind motors
Grid connectivity	Availability of transmission and distribution facilities and substation facilities in the vicinity of the construction site
Environmental impact	Points of concern in the natural environment and surrounding environment (Necessity for additional costs to be incurred in countermeasures)
Expenses of the construction	Comparative evaluation in terms of CAPEX/OPEX

The evaluation shall be a relative evaluation of the four construction candidate sites, and the ratings shall be added in the order of the best results, 1>2>3>4. The site with the lowest total score is selected as the suitable site for the wind power plant construction candidate. If there are no superiority or inferiority between candidate sites, the score shall be the same.

**Table 52 Evaluation Results of Construction Candidate Sites**

Evaluation items	Survey results	Construction candidate site			
		①	②	③	④
Wind conditions	The wind speed of 5 m/s is the most frequent at each candidate site. ②In ③ and ④, even at wind speed of 10 m/s, the frequency exceeds 5%, but ① remains at 3.5%. Wind direction ②, ③, and ④ are stable in the north, while ① is distributed from the north to the north-northwest.	4	1	1	1
Estimation of power generation	The best result was obtained for the construction candidate site ③. Candidate construction site ① has about half the wind capacity of the other three sites.	4	3	1	2
Expropriation of land	Construction candidate site ② is located in the area under the control of the Air Force and is expected to be the most difficult to expropriate. Construction candidate sites ①, ③ and ④ assume that there are no facilities or buildings in the vicinity that will interfere with the construction of wind power, and that the land may be expropriated.	1	4※	1	1
Constructability	① is located along the highway, and is most convenient. ④ is similarly located along the highway, but far away. ②③ are in mountainous regions, but ③ is adjacent to the ACWA Project and may divert part of the access path.	1	4	3	2
Grid connectivity	①② and ③ are to be connected to Yasma substation and ④ to Qobu substation. The distance from each site to the substation is ① 8-12 km, ② about 10 km, ③ more than 20 km, and ④ less than 20 km.	1	3	4	2
Environmental impact	For ②, ③ and ④, there are no buildings in the vicinity, and there is little concern about noise and disturbance of sunshine. In ①, there is a residential area in the vicinity, and environmental considerations are required.	4	1	1	1
Expenses of the construction	Based on the construction plan incorporating the estimated generation amount, construction costs can be reduced, and the most profitable site is ③. Subsequently, profitability in ② and ③ is high, while ① is the least profitable.	4	2	1	3
Total score		19	18	12	12

As a result, construction candidate sites ③ and ④ were placed in line. ③When ④ is compared, we recommend a highly profitable construction candidate site ③ as the first candidate.

## ② Summary of the project results

In this study, four candidate sites for the construction of onshore wind power generation in Azerbaijan were investigated and their profitability was verified. As a result, it was found that the candidate site (3), located in a mountainous area in the northern part of the Absheron Peninsula, was the most profitable, and that issues related to construction, grid connection, and environmental impact were minor.

The cost of constructing a wind power plant at the candidate site (3) is 3.91 yen/kWh, which is lower than the cost of procuring electricity from the grid (6.69 yen/kWh), thus proving the benefits of constructing a private power plant.

On the other hand, based on the results of current surveys and calculations, even the most profitable construction candidate site (3) has an investment payback period of about 35 years, which is not a favorable profit model, and there is potential to reduce construction and operation costs by focusing on O&M costs. There is a possibility to reduce construction and operation costs by focusing on O&M expenses.

Table 53 List of Azerbaijan Power Stations

Enterprise Form	Company Name	Type of power generation	Total power generation capacity (MW)	Plant name	Power generation capacity (MW)
State-run	AZERENERGY	Thermal power	5406.9	Azerbaijan Thermal Power Plant	2400
				Şimal (North) Power Plant	809
				Cenub (South) Power Plant	780
				Sumqayıt Power Plant	525.3
				Sengeçal Power Plant	299.3
				Baku Thermal Power Plant	107
				Baku Power Plant	104.4
				Şahdağ Power Plant	104.4
				Astara power plant	87
				Şeki power plant	87
				Xaçmaz Power Plant	87
				Lerik Power Plant	16.5
		Hydropower	1062.982	Mingeçevir Hydroelectric Plant	424.6
				Şemkir Hydroelectric Plant	380
				Yenikend Hydroelectric Plant	150
				Füzuli Hydroelectric Plant	25
				Tartarus Hydroelectric Plant	25
				Şemkirçay Hydroelectric Plant	24.42
				Varvara Hydroelectric Plant	17
				Gülebird Small Hydroelectric Plant	8
				Göyçay Small Hydroelectric Plant	3.1
				İsmayılı-1 Small Hydroelectric Plant	1.581
				İsmayılı-2 Small Hydroelectric Plant	1.581
				Balaken-1 Small Hydroelectric Plant	1.44
				Gusar Small Hydroelectric Plant	0.96
				Masallı Small Hydroelectric Plant	0.3
	AZERİŞİG	Wind power	55.3	Yeni Yaşma Wind Power Plant	50
				Yaşma Bağları Wind Power Plant	3.6
				Şuraabad Wind Power Plant	1.7

Enterprise Form	Company Name	Type of power generation	Total power generation capacity (MW)	Plant name	Power generation capacity (MW)
State-run	NAKHICHEVAN AUTONOMOUS REPUBLIC Nakhichevan Autonomous Republic	Thermal power	147	Nakhichevan Power Plant	87
				Nakhichevan Thermal Power Plant	60
		Hydropower	70.4	Araz Hydroelectric Plant	22
				Bilev Hydroelectric Plant	22
				Arpaçay-1 Hydroelectric Plant	20.5
				Vayhır Small Hydroelectric Plant	4.5
				Arpaçay-2 Small Hydroelectric	1.4
		Solar power	32	Bebek Solar Power Plant	22
				Kengerli Solar Power Plant	5
				Serur Solar Power Plant	5
		Hybrid	1.1	Culfa Solar Power Plant	0.985
				Culfa Wind Power Plant	0.11
Private sector	INDEPENDENT POWER PLANTS Independent power plant	Thermal power	683.8	BP Azerbaijan	517.5
				ARDNŞ (SOCAR)	133.7
				Azersun Holding AŞİB	24
				Azersun Holding AKKIK	8.6
		Wind power	8.04	Hökmeli Plant [Alten Group]	8
				Ecology Park (ARDNŞ)(SOCAR)	0.04
		Bio	37	Balahanı BMTEZ	37
		Solar power	0.02	Ecology Park	0.02
		Hydropower	9.18	Muğan Small Hydroelectric Plant	4.05
				Çiçekli Small Hydroelectric Plant	3
				Şeki Small Hydroelectric Plant	1.3
				Nügedi Small Hydroelectric	0.83
	AZALTERNATİV ENERJİ	Solar power	10.048	Samux Solar Power Plant	2.803
				Sumqayıt Solar Power Plant	2.072
				Sahil Solar Power Plant	1.927
				Surahanı Solar Power Plant	1.559
				Pirallahı Solar Power Plant	1.1
				Facilities	0.587
		Hydropower	0.58	Şeki Small Hydroelectric Plant	0.58
		Hybrid	6.263	Gobustan Solar Power Plant	2.863
				Gobustan Wind Power Plant	2.7
				Gobustan Biogaz	0.7

**National total of 7530.613 MW**



## AZƏRBAYCANIN ENERGETİKA SİSTEMİ

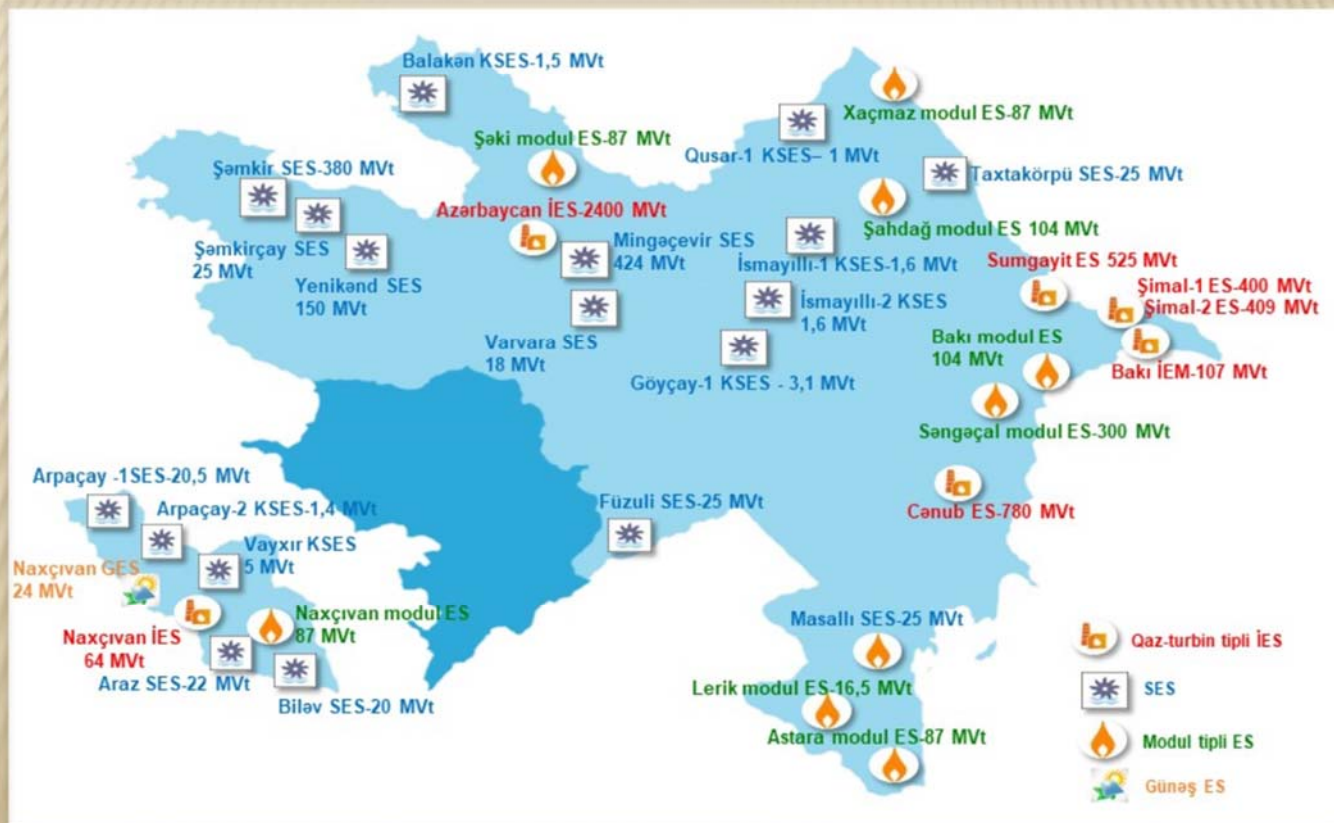


Figure 17 Layout of Various Power Stations (November 5, 2019)

Source: Ministry of Energy HP

**Table 54 Estimated Electricity Generation Volume of Construction Candidate Site ① (Coastline)**

No.	Turbine manufacturer	Model Number	Amount of power generated	Diameter	Hub height	Trial calculation results	Trial calculation results -10%	Wake Loss	Wind speed
1	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	13,667.2 MWh/y	12,300. MWh/y	9.8%	5.9 m/s
2	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	12,042. MWh/y	10,838. MWh/y	19.3%	5.8 m/s
3	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,499.2 MWh/y	10.1 MWh/y	22.3%	5.8 m/s
4	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,219.3 MWh/y	9,970. MWh/y	23.7%	5.8 m/s
5	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,078.1 MWh/y	9,824. MWh/y	24.3%	5.8 m/s
6	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,977.1 MWh/y	9,716. MWh/y	24.7%	5.8 m/s
7	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,915.5 MWh/y	9,650. MWh/y	25.0%	5.8 m/s
8	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,862. MWh/y	9,618. MWh/y	25.2%	5.8 m/s
9	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,772.6 MWh/y	9,650. MWh/y	25.4%	5.7 m/s
10	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,795.2 MWh/y	9,666. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
11	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,750.2 MWh/y	9,637. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
12	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,722.4 MWh/y	9,736. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
13	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,686.3 MWh/y	9,852. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
14	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,721.8 MWh/y	10,049. MWh/y	25.4%	5.7 m/s
15	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,739.8 MWh/y	10,349. MWh/y	25.3%	5.7 m/s
16	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,708.0 MWh/y	9,879. MWh/y	25.0%	5.7 m/s
17	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,817.5 MWh/y	9,776. MWh/y	24.5%	5.7 m/s
18	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,946.4 MWh/y	9,695. MWh/y	23.8%	5.7 m/s
19	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,165.2 MWh/y	9,675. MWh/y	21.9%	5.7 m/s
20	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	12,073.1 MWh/y	10,866. MWh/y	15.3%	5.7 m/s

**Table 55 Estimated Electricity Generation Volume of Construction Candidate Site ① (Inland)**

No.	Turbine manufacturer	Model Number	Amount of power generated	Diameter	Hub height	Trial calculation results	Trial calculation results -10%	Wake Loss	Wind speed
1	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	13,667.2 MWh/y	12,300. MWh/y	9.8%	5.9 m/s
2	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	12,042. MWh/y	10,838. MWh/y	19.3%	5.8 m/s
3	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,499.2 MWh/y	10.1 MWh/y	22.3%	5.8 m/s
4	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,219.3 MWh/y	9,970. MWh/y	23.7%	5.8 m/s
5	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,078.1 MWh/y	9,824. MWh/y	24.3%	5.8 m/s
6	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,977.1 MWh/y	9,716. MWh/y	24.7%	5.8 m/s
7	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,915.5 MWh/y	9,650. MWh/y	25.0%	5.8 m/s
8	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,862. MWh/y	9,618. MWh/y	25.2%	5.8 m/s
9	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,772.6 MWh/y	9,650. MWh/y	25.4%	5.7 m/s
10	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,795.2 MWh/y	9,666. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
11	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,750.2 MWh/y	9,637. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
12	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,722.4 MWh/y	9,736. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
13	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,686.3 MWh/y	9,852. MWh/y	25.5%	5.7 m/s
14	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,721.8 MWh/y	10,049. MWh/y	25.4%	5.7 m/s
15	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,739.8 MWh/y	10,349. MWh/y	25.3%	5.7 m/s
16	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,708. MWh/y	9,879. MWh/y	25.0%	5.7 m/s
17	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,817.5 MWh/y	9,776. MWh/y	24.5%	5.7 m/s
18	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,946.4 MWh/y	9,695. MWh/y	23.8%	5.7 m/s
19	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,165.2 MWh/y	9,675. MWh/y	21.9%	5.7 m/s
20	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	12,073.1 MWh/y	10,866. MWh/y	15.3%	5.7 m/s

**Table 56 Estimated Electricity Generation Volume of Construction Candidate Site ②**

No.	Turbine manufacturer	Model Number	Amount of power generated	Diameter	Hub height	Trial calculation results	Trial calculation results -10%	Wake Loss	Wind speed
1	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	13,649.6 MWh/y	12,285. MWh/y	3.9%	5.7 m/s
2	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	12,357.6 MWh/y	11,122. MWh/y	13.6%	5.7 m/s
3	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,837.4 MWh/y	10,654. MWh/y	17.4%	5.7 m/s
4	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,706. MWh/y	10,535. MWh/y	18.6%	5.7 m/s
5	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,766.4 MWh/y	10,590. MWh/y	18.1%	5.7 m/s
6	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,986.4 MWh/y	10,788. MWh/y	15.8%	5.7 m/s
7	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,707.1 MWh/y	9,636. MWh/y	25.1%	5.7 m/s
8	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,304.5 MWh/y	9,274. MWh/y	28.2%	5.7 m/s
9	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,338.6 MWh/y	9,305. MWh/y	27.8%	5.7 m/s
10	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,470.9 MWh/y	10,324. MWh/y	19.9%	5.7 m/s
11	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,966.9 MWh/y	9,870. MWh/y	22.8%	5.7 m/s
12	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,006.9 MWh/y	9,006. MWh/y	29.9%	5.7 m/s
13	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	98,843. MWh/y	8,896. MWh/y	31.0%	5.7 m/s
14	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,283.4 MWh/y	9,255. MWh/y	28.3%	5.7 m/s
15	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,928.1 MWh/y	10,735. MWh/y	16.2%	5.7 m/s
16	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,896.3 MWh/y	9,807. MWh/y	23.7%	5.7 m/s
17	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	10,918. MWh/y	9,826. MWh/y	22.8%	5.7 m/s
18	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,052.5 MWh/y	9,947. MWh/y	19.2%	5.7 m/s
19	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	13,355.4 MWh/y	10,414. MWh/y	63.0%	5.7 m/s
20	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	11,570.7 MWh/y	12,020. MWh/y	23.3%	5.7 m/s

**Table 57 Estimated Electricity Generation Volume of Candidate Site ③**

No.	Turbine manufacturer	Model Number	Amount of power generated	Diameter	Hub height	Trial calculation results	Trial calculation results -10%	Wake Loss	Wind speed
1	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	30,725.6 MWh/y	27,653. MWh/y	1.3%	17.4 m/s
2	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	28,452.2 MWh/y	25,607. MWh/y	2.0%	18.9 m/s
3	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	27,990.6 MWh/y	25,192. MWh/y	2.2%	19.5 m/s
4	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	28,213.7 MWh/y	25,392. MWh/y	2.7%	18.9 m/s
5	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	27,293.3 MWh/y	24,564. MWh/y	2.8%	19.4 m/s
6	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,936.8 MWh/y	24,243. MWh/y	2.9%	19.5 m/s
7	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	27,989.6 MWh/y	25,191. MWh/y	3.0%	18.7 m/s
8	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	28,331.9 MWh/y	25,499. MWh/y	2.9%	18.1 m/s
9	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,916.3 MWh/y	23,325. MWh/y	2.9%	19.8 m/s
10	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,633.9 MWh/y	23,070. MWh/y	2.9%	19.8 m/s
11	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,238.7 MWh/y	23,615. MWh/y	2.9%	19.4 m/s
12	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,976.9 MWh/y	23,379. MWh/y	3.0%	20. m/s
13	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,744.8 MWh/y	23,170. MWh/y	3.1%	20.4 m/s
14	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	27,190.2 MWh/y	24,471. MWh/y	2.9%	18.9 m/s
15	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,742.1 MWh/y	24,068. MWh/y	2.9%	19.3 m/s
16	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,303.9 MWh/y	23,674. MWh/y	2.9%	20.3 m/s
17	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,515.6 MWh/y	22,964. MWh/y	2.9%	20.9 m/s
18	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,913.8 MWh/y	23,322. MWh/y	2.7%	20.7 m/s
19	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,293.3 MWh/y	23,664. MWh/y	2.5%	20.2 m/s
20	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,111.4 MWh/y	23,500. MWh/y	2.0%	20.3 m/s

**Table 58 Results of Estimated Generation Volume of Construction Candidate Site ④**

No.	Turbine manufacturer	Model Number	Amount of power generated	Diameter	Hub height	Trial calculation results	Trial calculation results -10%	Wake Loss	Wind speed
1	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	22,922.7 MWh/y	20,630. MWh/y	1.1%	7.7 m/s
2	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	23,980.1 MWh/y	21,582. MWh/y	1.3%	8. m/s
3	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	24,387.9 MWh/y	21,949. MWh/y	1.3%	8.1 m/s
4	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	24,647.7 MWh/y	22,183. MWh/y	1.2%	8.2 m/s
5	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,374. MWh/y	22,837. MWh/y	1.1%	8.4 m/s
6	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,828.2 MWh/y	23,245. MWh/y	1.1%	8.5 m/s
7	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,877.7 MWh/y	23,290. MWh/y	1.1%	8.6 m/s
8	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	26,427.9 MWh/y	23,785. MWh/y	1.0%	8.8 m/s
9	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,739.9 MWh/y	23,166. MWh/y	0.8%	8.5 m/s
10	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	25,596.3 MWh/y	23,037. MWh/y	0.4%	8.4 m/s
11	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	23,616.9 MWh/y	21,255. MWh/y	2.8%	8.1 m/s
12	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	23,480.7 MWh/y	21,133. MWh/y	3.2%	8.1 m/s
13	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	24,078.9 MWh/y	21,671. MWh/y	2.1%	8.2 m/s
14	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	24,405.1 MWh/y	21,965. MWh/y	1.3%	8.2 m/s
15	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	24,242.7 MWh/y	21,818. MWh/y	1.2%	8.1 m/s
16	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	24,101. MWh/y	21,691. MWh/y	1.3%	8.1 m/s
17	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	23,795.4 MWh/y	21,416. MWh/y	1.7%	8. m/s
18	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	23,297.1 MWh/y	20,967. MWh/y	1.4%	7.8 m/s
19	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	22,978.1 MWh/y	20,680. MWh/y	1.3%	7.7 m/s
20	VESTAS	V162-6.0-6,000	6,000 kW	162 m	119 m	23,548.2 MWh/y	21,193. MWh/y	0.3%	7.8 m/s

**Table 59 Details of Estimated Result of Civil Engineering Work Expenses**

Description				Unit price	Currency	Quantity	Unit	AZN	JPY
<b>Construction cost/Road construction</b>								<b>1,951,452.56</b>	<b>130,552,176</b>
<b>Removal of topsoil and base layer/Removal of Topsoil &amp; Preparation of Base Layer</b>								<b>462,934.23</b>	<b>30,970,300</b>
		Excavation & Loading of Topsoil		1.20	AZN	30,969	m3	37,162.80	2,486,191
		Transportation of topsoil (30 cm)		3.04	AZN	30,969	m3	94,013.04	6,289,472
		Excavation of side drainage channel		1.20	AZN	22,200	m3	26,640.00	1,782,216
		Scattering of hydraulic binder		2.34	AZN	103,230	m2	242,000.61	16,189,841
		Mixing of hydraulic binder with base soil		0.14	AZN	103,230	m2	14,452.20	966,852
		Watering of soil & binder mixture in order to get optimum humidity		0.09	AZN	103,230	m2	8,848.29	591,951
		Grading of mixture		0.26	AZN	103,230	m2	26,544.86	1,775,851
		Compaction of mixture		0.13	AZN	103,230	m2	13,272.43	887,926
<b>Subbase layer creation/Subbase layer</b>								<b>532,756.00</b>	<b>35,641,376</b>
		Delivery of sieved ballast and gravel mixture		9.23	AZN	24,142.5	m3	222,835.28	14,907,680
		Grading of mixture		1.01	AZN	24,142.5	m3	24,487.39	1,638,206
		Scattering of hydraulic binder		2.34	AZN	96,570	m2	226,387.67	15,145,335
		Mixing of hydraulic binder with ballast and grave mixture		0.14	AZN	96,570	m2	13,519.80	904,475
		Watering of binder mixture in order to get optimum humidity		0.09	AZN	96,570	m2	8,277.43	553,760
		Grading of mixture		0.26	AZN	96,570	m2	24,832.29	1,661,280
		Compaction of mixture		0.13	AZN	96,570	m2	12,416.14	830,640
<b>First Road 1st layer for construction routes</b>								<b>496,014.21</b>	<b>33,183,351</b>
		Delivery of sieved ballast and gravel mixture		9.23	AZN	22,477.5	m3	207,467.33	13,879,564
		Grading of mixture		1.01	AZN	22,477.5	m3	22,798.61	1,525,227
		Scattering of hydraulic binder		2.34	AZN	89,910	m2	210,774.73	14,100,829
		Mixing of hydraulic binder with ballast and grave mixture		0.14	AZN	89,910	m2	12,587.40	842,097



		Watering of binder mixture in order to get optimum humidity	0.09	AZN	89,910	m2	7,706.57	515,570
		Grading of mixture	0.26	AZN	89,910	m2	23,119.71	1,546,709
		Compaction of mixture	0.13	AZN	89,910	m2	11,559.86	773,355
	<b>Second layer creation of construction route/Road 2nd layer</b>						<b>459,748.12</b>	<b>30,757,149</b>
		Delivery of sieved ballast and gravel mixture	9.23	AZN	20,812.5	m3	192,099.38	12,851,449
		Grading of mixture	1.01	AZN	20,812.5	m3	21,109.82	1,412,247
		Scattering of hydraulic binder	2.37	AZN	83,250	m2	197,302.50	13,199,537
		Mixing of hydraulic binder with ballast and grave mixture	0.12	AZN	83,250	m2	9,990.00	668,331
		Watering of binder mixture in order to get optimum humidity	0.09	AZN	83,250	m2	7,135.71	477,379
		Grading of mixture	0.26	AZN	83,250	m2	21,407.14	1,432,138
		Compaction of mixture	0.13	AZN	83,250	m2	10,703.57	716,069

**Table 60 Detailed Results of Estimation of Foundation Construction Costs**

Description				Unit price	Currency	Quantity	Unit	AZN	JPY
<b>Foundation work/CBOP</b>								<b>534,961</b>	<b>39,371,386</b>
	<b>Foundation construction cost</b>							<b>516,196</b>	<b>34,533,512</b>
		Foundation PIT Excavation	16	AZN	2,430	m3		38,880	2,601,072
		Backfill	13	AZN	1,449	m3		18,837	1,260,195
		Blinding concrete C16/20	165	AZN	63	m3		10,395	695,426
		Slab structural concrete C30/37	170	AZN	743	m3		126,310	8,450,139
		Pedestal concrete C50/60	180	AZN	19	m3		3,420	228,798
		Foundation slab formwork	550	AZN	26.39	m2		14,515	971,020
		Foundation pedestal formwork	550	AZN	11.69	m2		6,430	430,134
		Corrugated steel A500C	2.64	AZN	109,000	Kg		287,760	19,251,144
		Assembly and placement of anchor bolts cage	8,500	AZN	1	Project		8,500	568,650
		Quality control	150	AZN	1	Project		150	10,035
		Geotechnical inspection of foundation bottom	1,000	AZN	1	Project		1,000	66,900
	<b>Crane foundation construction cost/Crane pads construction</b>							<b>72,315</b>	<b>4,837,874</b>
		Granular base layer (15 cm)	239.10	AZN	30	m3		7,173	479,874
		Granular subbase layer (20 cm)	322	AZN	36	m3		11,592	775,505
		Cut Excavation	1,487.50	AZN	16	m3		23,800	1,592,220
		Embarkment	1,487.50	AZN	20	m3		29,750	1,990,275

※Excluding expenses related to land durability surveys and filling.

**Table 61 Detailed Results of Estimation of Electricity Equipment Construction Costs**

Description				Unit price	Currency	Quantity	Unit	USD	JPY
Electricity Equipment Construction/EBOP								534,961	35,788,891
	Equipment design and administrative costs/Professional services							516,196	34,533,512
		Project MGT & Control		65,000	USD	1	Project	65,000	7,390,500
		Basic engineering		40,000	USD	1	Project	40,000	4,548,000
		Detailed engineering		135,000	USD	1	Project	135,000	15,349,500
		Procurement		22,000	USD	1	Project	22,000	2,501,400
		Quality management		23,000	USD	1	Project	23,000	2,615,100
		Construction MGT & SPVR		35,000	USD	1	Project	35,000	3,979,500
		Commissioning & Operation		25,000	USD	1	Project	25,000	2,842,500
	Equipment Procurement/Materials							11,222,469	1,275,994,725
		Private distribution line materials for HVTL 110 kV		1,552,926	USD	1	Project	1,552,926	176,567,686
		Private distribution line materials for HVTL 35 kV		2,624,988	USD	1	Project	2,624,988	298,461,136
		Substation equipment & materials		7,044,555	USD	1	Project	7,044,555	800,965,904
	Construction labor cost/Labor works							2,891,868	328,805,392
		Civil engineering		1,525,400	USD	1	Project	1,525,400	173,437,980
		Foundation work		354,188	USD	1	Project	354,188	40,271,176
		Private distribution line construction		424,280	USD	1	Project	424,280	48,240,636
		Substation Construction		383,000	USD	1	Project	383,000	43,547,100
		Other work		130,000	USD	1	Project	130,000	14,781,000
		Temporary construction		20,000	USD	1	Project	20,000	2,274,000
		Field office management		40,000	USD	1	Project	40,000	4,548,000
		Vendor specialist		15,000	USD	1	Project	15,000	1,705,500

## 二次利用未承諾リスト

報告書の題名：アゼルバイジャン共和国における  
「グリーン成長の実現」と連動したグリーン水  
素・アンモニア導入に向けたインフラ整備事業  
可能性調査事業

委託事業名：質の高いエネルギーインフラの海  
外展開に向けた事業実施可能性調査事業

受注事業者名：日揮グローバル株式会社

頁	図表番号	タイトル
21	図3.1.1	アゼルバイジャンの国家排出削減目標
22	図3.1.2	アゼルバイジャンの温室効果ガス排出量
22	表3.1.1	アゼルバイジャンにおける温室効果ガス削減対 策の法的枠組み
25	表3.1.2	「クリーンな環境およびグリーン成長」に係る アゼルバイジャン政府作業部会
27	表3.2.1	代替エネルギー生産におけるIPC認定のための必 要最低投資額
36	図4.3.1	全天日射量（GHI）マップ
36	図4.3.2	直接日射量（DNI）マップ
37	図4.3.3	アゼルバイジャン共和国の風力発電ポテンシャ ル
40	表5.1.1	主な機関におけるCO2フリー水素の定義
41	図5.1.1	CertifHyにおけるGreen Hydrogenの定義
44	図5.2.3	アルカリ型水電解装置概要
45	図5.2.4	PEM型水電解装置概要
46	図5.2.5	アルカリ型水電解装置とPEM型水電解装置の比較

(様式 2)

48	表5. 2. 1	水電解装置コストの将来予測
48	図5. 2. 6	水電解装置のコスト予測
79	図7. 1	CIMC ENRIC社 Tube Skid
80	図8. 1. 1	全天日射量 (GHI) マップ
90	図9. 1. 1	川崎重工による「86,700m3型 LPG/アンモニア運搬船」の完成イメージ
91	図9. 1. 2	出光の四日市製油所に搬入されたアンモニアのISOタンクコンテナ
95	図10. 0. 2	Ustay社が建設したポリプロピレン (PP) プラント
95	図10. 0. 3	ViTO社が増設工事を行った石油貯蔵ターミナル
96	図10. 0. 4	PROKON社が建設したSOCAR社のアンモニア-尿素プラント
98	図11. 1. 1	太陽光パネル価格トレンド (2019年～2021年)
98	図11. 1. 2	10MW, 2hr 蓄電池据付けコスト (2020年&2030年)
99	図11. 1. 3	蓄電池の代表的な仕様
127	図14. 1. 3	サプライチェーン排出量におけるScope1, Scope2及びScope3のイメージ
128	図14. 2. 1	アンモニア製造時における温室効果ガス排出量
130	図15. 1. 1	供給源別発電量 (2000～2019年)
131	表15. 1. 1	主要発電所
140	[1]	Azerbaijan-High-level Segment Statement COP 26
140	[2]	アゼルバイジャン大統領ホームページ, “Order of the President of the Republic of Azerbaijan on approval of “Azerbaijan 2030: National Priorities for Socio-Economic Development”

(様式 2)

140	[3]	スムナイト化学工業団地ホームページ
140	[4]	Deloitte, Azerbaijan Tax News, 2015
140	[5]	アゼルバイジャン法務省 電子データベース
140	[6]	AZERNEWS
140	[7]	bpホームページ
140	[8]	アゼルバイジャンエネルギー省ホームページ
140	[9]	アゼルバイジャンエネルギー省ホームページ
140	[10]	Ammonia Energy Association, “Low-Carbon Ammonia Certification,” October 2021
140	[11]	原田宙幸, PEM水電解による高圧縮水素エネルギー発生装置, 2008
140	[12]	CSIRO, Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis, 2016.
140	[13]	IEA, “The Future of Hydrogen,” 2019.
140	[14]	The Association for the Advancement of Cost Engineering, AACE International Recommended Practice No. 18R-97: Cost estimate classification system-As applied in engineering, procurement, and construction for the process industries, 2005.
141	[15]	環境省/経済産業省, サプライチェーンを通じた温室効果ガス排出量算定に関する基本ガイドライン (ver. 2.3) , 2017.
141	[16]	IEA, Azerbaijan Energy Policy Review, 2021.