

Position paper on fuel ammonia

Japan’s “Zero Emissions” thermal power will extend the life of coal and accelerate climate change

CONTENTS

Introduction-----	2
1. Current status of coal-fired power generation and fuel ammonia -----	2
(1) Current status of coal-fired power generation-----	2
(2) Current status of ammonia co-firing -----	4
(3) Status of CO ₂ emissions from the production and use of ammonia -----	4
(4) Status of co-firing and 100% firing with ammonia-----	5
2. A system to promote ammonia and keep coal power alive -----	6
(1) Background-----	6
(2) Background to METI advisory council discussions on fuel ammonia co-firing with coal-----	8
(3) Strengthening the regulatory framework -----	12
(a) Act on the Rational Use of Energy -----	13
(b) Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structures -----	13
(c) Japan Oil, Gas and Metals National Corporation Act (JOGMEC Act)-	14
(d) Electricity Business Act-----	14
(4) Capacity market: Maintaining coal and promoting co-firing with non-fossil energy-----	14
(a) Auction contract results-----	15
(b) Expanding the capacity market, promoting co-firing with hydrogen and ammonia in existing thermal power plants: Investment in new decarbonized power sources -----	15
(5) Ammonia utilization in NEDO and JOGMEC power generation projects	16
(6) METI budgets, funding and financing -----	18
3. Recommendations going forward -----	18
References -----	21

Introduction

The Japanese government's Green Transformation (GX) Implementation Council released its draft "Basic Policy for the Realization of GX" on December 22, 2022¹. As purported measures to achieve carbon neutrality, it includes the restart of nuclear power plants and extending their years of operation, the co-firing of hydrogen and ammonia in thermal (fossil fuel) power plants and carbon capture and storage (CCS), overemphasizes so-called "innovative technologies," and it deviates from the Sixth Strategic Energy Plan² that was adopted by Cabinet Decision in October 2021. With the deepening climate crisis and a narrowing window to achieve the 1.5°C target, there are fears that government policies like these will be ineffective as climate change countermeasures, and in fact, have the opposite effect by failing to direct funding to where investment is really needed, and delaying the necessary actions.

Kiko Network's position paper entitled "Hydrogen and ammonia co-firing in the power sector: Japan is choosing to expand fossil-fuel extraction and perpetuate coal and LNG"³ highlighted these issues by analyzing CO₂ emissions and production costs during the ammonia production stage. Ammonia does not emit CO₂ during combustion, but it does emit a large amount of CO₂ when it is being produced, so the CO₂ life cycle emission reduction benefits are minimal. In addition, ammonia poses many problems in terms of energy security and self-sufficiency because it means relying on overseas sources for raw materials such as natural gas and coal. On top of that, nuclear power, ammonia, and CCS come at high cost, and already they are not competitive with renewable energy in electricity generation. Despite all of this, the government decided to go ahead and pour a huge amount of public and private funds into the GX Basic Policy, and to lock in a framework to promote it.

In that context, this paper summarizes the background and details behind the government's promotion of ammonia, and recommends how Japan should change course going forward.

1. Current status of coal-fired power generation and fuel ammonia

(1) Current status of coal-fired power generation

As of January 2023, 169 generating units were operating at coal-fired power plants in Japan. In FY2021, coal power generated 282.6 billion KWh of electricity. This was equivalent to 32.7% of

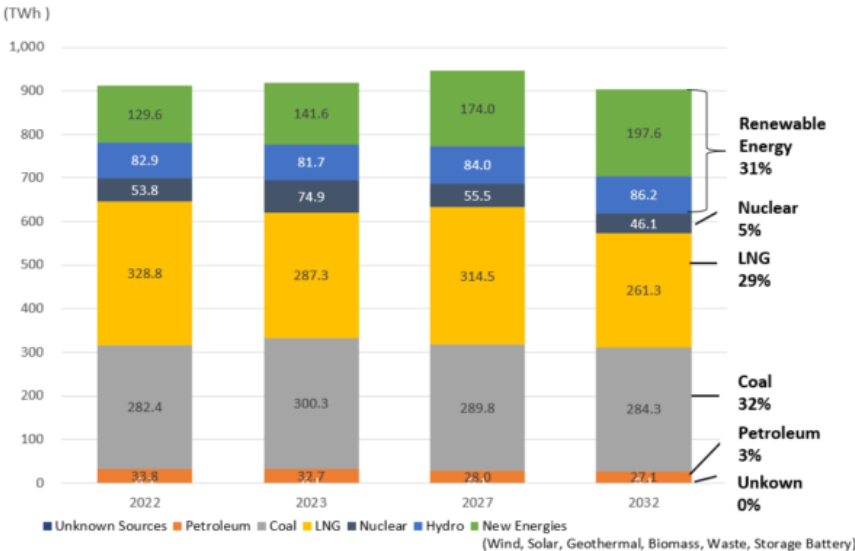
1 <https://public-comment.e-gov.go.jp/servlet/PcmFileDownload?seqNo=0000245694> (in Japanese).

2 https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/

3 https://www.kiconet.org/wp/wp-content/uploads/2022/01/position-paper-hydrogen-ammonia_english_revised220121.pdf

Japan’s total electrical power supply. Under the Sixth Strategic Energy Plan, the government projects coal at 19% of Japan’s electricity power supply mix in 2030, which is far from completely phasing out coal by 2030, something that is necessary to achieve the 1.5°C target. Moreover, the plan lacks effective measures to achieve this goal.

Figure 1. Forecast of the energy mix based on Aggregation of Electricity Supply Plans



Source: Created by Kiko Network from OCCTO’s Aggregation of Electricity Supply Plans for FY2023.

A summary of the 2023 electricity supply plan compiled by the Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO), shows coal’s share in 2021 at 32%, significantly exceeding the government’s projection (Figure 1). The Fifth Strategic Energy Plan (2018)⁴ states that Japan would undertake to “fade out” inefficient coal-fired power plants, and in July 2020 the Minister of Economy, Trade and Industry (METI) announced a policy of closing about 100 inefficient units at coal-fired power plants⁵. However, only three existing coal-fired power plants have been closed since 2020, namely Tokuyama Plant Central Power Station No. 5, Saijo Unit 1, and Nakoso Power Station No. 10, and it is clear that very few operators currently have any plans to close others.

Meanwhile, large coal power plants such as Taketoyo Thermal Power Station Unit 5 and Misumi Thermal Power Station Unit 2 started operation in 2022, while Saijo Thermal Power Station Unit 4, Kobe Thermal Power Station Unit 4, and Yokosuka Thermal Power Station Units 1 and 2 are scheduled to start full-scale operation in 2023 or later.

Thus, coal-fired power generation is still on the rise in Japan, and its carbon dioxide emissions

4 https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf

5 <https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2020/20200703001.html> (in Japanese).

are increasing as a result. There are a number of factors behind this situation. First, to date Japan's national energy policy has treated coal as an important baseload power source and has promoted its expansion based on claims that efficiency will be increased. Second, Japan has created a capacity market as part of its electricity system reforms and implemented policies to provide substantial financial support for power sources, including existing coal-fired power plants. Third, besides recognizing biomass co-firing in existing coal-fired power plants as a measure to reduce emissions under the Act on the Rational Use of Energy and other legislation, starting this year, Japan also recognizes and encourages co-firing with hydrogen and ammonia.

(2) Current status of ammonia co-firing

Japan's largest power producer, JERA, announced its "JERA Zero CO₂ Emissions 2050" initiative on October 13, 2020⁶. JERA's roadmap indicates that (1) all inefficient coal-fired power plants owned by JERA are to be closed by 2030 (only Hekinan Units 1 and 2 are below supercritical technology), (2) ammonia and hydrogen will be co-fired with fossil fuels in thermal power plants, and (3) the co-firing ratio of such fuels will be gradually increased. At present, however, ammonia co-firing has only been tested in a single location (Hekinan Thermal Power Station in Aichi Prefecture), and the co-firing rate at the start of trials in 2021 was only 0.02% of the fuel ratio. The Taketoyo Thermal Power Station (which has started operating) and Yokosuka Thermal Power Station (currently under construction) do not have ammonia co-firing equipment, and no trials have been conducted at any other coal-fired power plants. In other words, while JERA tries to present the image that it aims to reduce emissions, it is actually increasing emissions by building new facilities.

The government supports ammonia co-firing through its Green Innovation Fund and GX Strategy, etc. Because of that, besides JERA's Hekinan Thermal Power Station Unit 5, existing and new coal-fired thermal power plants continue to be maintained in anticipation of possible future regulatory and economic support for ammonia co-firing.

(3) Status of CO₂ emissions from the production and use of ammonia

Ammonia is a compound of hydrogen and nitrogen, with the chemical formula NH₃. Ammonia is being used worldwide today as an agricultural fertilizer. It is a flammable gas, highly toxic, and may cause allergies, asthma and breathing difficulties if inhaled, and can damage the central nervous system and lead to respiratory problems. It is designated as a deleterious substance, requiring stringent protocols for handling. Ammonia began to attract attention as a fuel after it was recog-

⁶ <https://www.jera.co.jp/en/corporate/about/zeroemission>

nized that it could be used as a hydrogen carrier, because the volume of hydrogen can be reduced through reactions with nitrogen in order to be transported. In order to use hydrogen as a fuel, another reaction is required to produce hydrogen from ammonia, but since this process also involves costs and consumes energy, the idea that ammonia itself could be used as a fuel has attracted interest.

Ammonia (NH₃) itself does not contain carbon (C), so it does not emit CO₂ when burned. However, to produce ammonia from hydrogen, a catalytic reaction at high temperatures and pressures, known as the Haber-Bosch process, is currently employed. This process requires a great deal of energy and generates a large amount of CO₂⁷. Even if hydrogen currently being produced by thermal power generation is instead produced by electrolysis of water using renewable energy, as long as the ammonia is produced by the Haber-Bosch process, large amounts of CO₂ will inevitably be emitted. Considering these processes to produce ammonia, “zero-emission thermal power” is not possible if ammonia is being used as a fuel to generate electricity⁸.

(4) Status of co-firing and 100% firing with ammonia

The government’s roadmap, as portrayed in the “Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050” (Green Growth Strategy)⁹ announced in June 2021, states that 20% ammonia co-firing in coal-fired power plants will be deployed by 2030, but hydrogen and ammonia will account for only 1% of Japan’s energy mix in 2030. In the long term (to the year 2050), the strategy is to boost the co-firing ratio (above 50%) by developing heat absorption technology, and to actively promote the development of 100% ammonia firing technology, aiming for commercialization by replacing existing thermal power plants.

While coal-fired power generation relies on burners for the combustion of solid fuel, the only reported successes in trials for 100% ammonia firing to date have been with gas turbines. One reputed advantage of ammonia is that it can use existing coal power infrastructure, but to achieve decarbonization with 100% ammonia firing in the future, the equipment itself would have to be replaced. Thus, the use of fuel ammonia has very little potential to reduce CO₂ emissions and cannot contribute at all to the substantial emission reductions that are needed by 2030. Besides its high costs, in terms of technology development and infrastructure, the idea of “zero-emission thermal power generation” is highly unrealistic.

7 Ichimura Masaya, Journal of Japanese Scientists Vol 57, December 2022 (in Japanese).

8 Kiko Network, Position Paper “Hydrogen and ammonia co-firing in the power sector: Japan is choosing to expand fossil-fuel extraction and perpetuate coal and LNG” https://www.kikonet.org/wp/wp-content/uploads/2022/01/position-paper-hydrogen-ammonia_english_revised220121.pdf

9 Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050 <https://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/global_warming/ggs2050/index.html>

2. A system to promote ammonia and keep coal power alive

(1) Background

The moves toward co-firing ammonia with coal and 100% ammonia firing to generate electricity emerged after the administration of former prime minister Yoshihide Suga came into power (September 2020). The earliest indications came on October 13, 2020, when JERA announced its “JERA Zero CO₂ Emissions 2050” initiative, placing at its center the aim of co-firing ammonia with coal in thermal power generation and achieving 100% ammonia firing sometime in the future. Research and development on co-firing with fuel ammonia had been conducted under the Cabinet Office’s Strategic Innovation Promotion Program (SIP) from 2014 to 2018. The final report presented findings that ammonia, as a hydrogen carrier, can be used directly as fuel without being converted back to hydrogen, that a calorific ratio of 20% ammonia had been successfully co-fired with natural gas, and that nitrogen oxide generation had been suppressed. Discussions about fuel ammonia had proceeded based on those claims¹⁰.

On October 16, the Growth Strategy Council was established at the Prime Minister’s Office¹¹, and on October 26, then-Prime Minister Suga announced Japan’s goal of “net zero emissions by 2050.” The next day, the Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council was established within the Agency for Natural Resources and Energy. This council includes companies such as JERA and J-POWER that own coal-fired power plants, as well as manufacturers of thermal power plants, and trading companies. The deliberations were basically closed to the public, and an interim report was released on February 9, 2021. This interim report covered issues to be addressed in promoting fuel ammonia, including (1) domestic legislative arrangements for fuel ammonia use, (2) design of systems to control supply-side CO₂ emissions, (3) development of international standards for fuel ammonia use, (4) port and marine transport infrastructure, (5) financial support, (6) strengthening resource diplomacy and international cooperation, and (7) Green Innovation Fund programs. A basic policy for the Green Innovation Fund was adopted on March 12, 2021.

Deliberations regarding decarbonizing thermal power generation proceeded at METI, and on December 25, 2020 “the Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050”¹² was presented to the Growth Strategy Council, along with a roadmap for the use of fuel ammonia, which included starting 20% ammonia co-firing at coal-fired power plants by around 2030. Proposed reference values for the energy mix in 2050 were 50 to 60% for renewables, 10% for hydrogen and ammonia, and 30 to 40% for nuclear and decarbonized thermal power. Those numbers became the basis for nuclear and thermal power policies going forward.

10 Strategic Innovation Promotion Program (SIP), First Issues Review, Final Report, Section 3.4 “Energy Carriers,” pp 104-105 (in Japanese) <https://www8.cao.go.jp/cstp/gaiyo/sip/siphokoku-3.pdf> (in Japanese).

11 <https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/seicho/pdf/konkyo.pdf> (in Japanese).

12 <https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-1.pdf> (in Japanese).

In April 2021, the government announced a policy of “aiming to cut GHG emissions by 46% by FY2030 relative to 2013 (and striving for a higher goal of 50%),” and on June 18 that year, it a “Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050” based on METI’s Green Growth Strategy. The strategy mentions “maximizing the use of thermal power generation based on CO₂ capture” and “creating a fuel ammonia industry,” and also looks at demand in Asia.

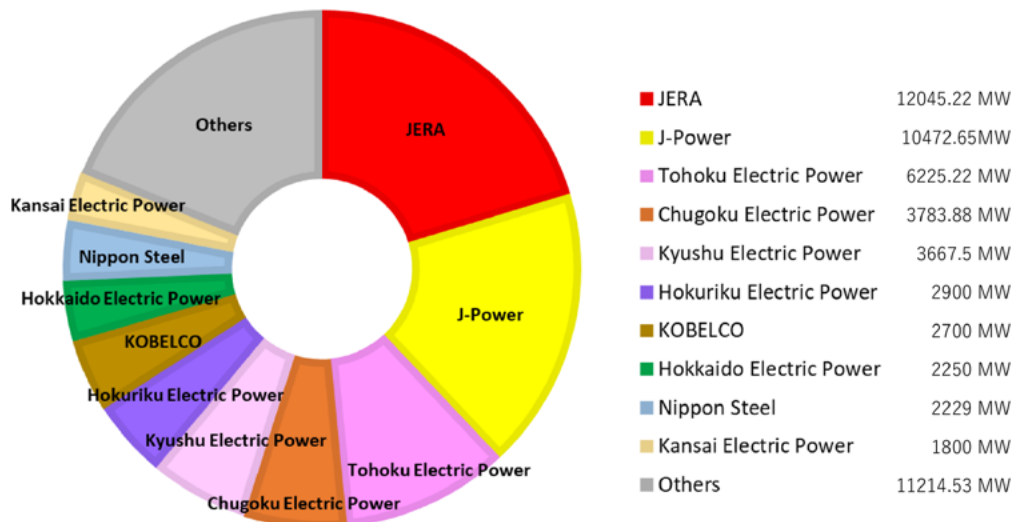
The government’s growth strategy treats ammonia as a decarbonized fuel, and ammonia co-firing in coal-fired power plants or 100% ammonia firing as decarbonized sources of electricity. Around the world, the transition to a decarbonized economy to achieve carbon neutrality by 2050, and linking this transition to economic growth, has been proposed as a sort of Green New Deal. A coal-phase out is a key part of such policies. The problem with Japan, however, is that it is putting ammonia co-firing and 100% firing at the center of its “Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050” policies, even though they do not contribute to decarbonization. In fact, they have the opposite effect. By using regulatory and economic support to extend the life of coal-fired power generation, the government ends up internally compromising its own policies. In fact, after “the Green Strategy” was announced, the domestic regulatory system for fuel ammonia (Act on the Rational Use of Energy, Sophisticated Methods of Energy Supply Structures) was portrayed as if the each of the issues raised in the Interim Report of the Public-Private Council could be resolved, and a framework was created to promote more than 150 trillion yen of GX investment aimed at large-scale decarbonization and to guide an international deployment strategy. These issues will be discussed further below.

Table 1. Government moves related to ammonia co-firing in coal-fired power plants

Oct 13, 2020	JERA announces “JERA Zero CO ₂ Emissions 2050”
Oct 26, 2020	Prime Minister Yoshihide Suga’s “Net zero by 2050” declaration
Oct 27, 2020	Agency for Natural Resources and Energy’s “Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council”
Dec 25, 2020	METI’s “Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050”
Feb 09, 2021	“Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council - Interim Report”
Feb 26, 2021	J-POWER “BLUE MISSION 2050” announced
Mar 12, 2021	Basic policy for Green Innovation Fund programs announced *The Green Innovation Fund of 2 trillion yen was established in the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) as part of the third supplementary budget for FY2020.
Apr 22, 2021	Government announces target of cutting GHG emissions by 46% by FY2030 relative to 2013 (and striving for a higher goal of 50%)
Jun 18, 2021	Government announces "the Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050"
Oct 22, 2021	Cabinet Decision: Sixth Strategic Energy Plan
Nov 2, 2021	World Leaders Summit at COP26 *Prime Minister Kishida: “Japan will develop leading projects worth 100 million USD to transform fossil-fuel-fired thermal power into zero-emission thermal power such as ammonia and hydrogen.”

Feb 1, 2022	METI Industrial Science, Technology and Environment Bureau: GX League Basic Concept announced
Mar 1, 2022	Cabinet Decision to adopt amendments to Act on the Rational Use of Energy; Sophisticated Methods of Energy Supply Structures; JOGMEC Act. Then submitted to Diet
May 13, 2022	Amendments enacted: Act on the Rational Use of Energy; Sophisticated Methods of Energy Supply Structures; JOGMEC Act; Electricity Business Act
May 19, 2022	Agency for Natural Resources and Energy: Interim Report on "Clean Energy Strategy"
Jun 10, 2022	GX League 2022 kickoff
Jul 27, 2022	Cabinet Secretariat: First GX Implementation Council
Dec 6, 2022	Prime Minister Kishida policy speech
Dec 16, 2022	Joint meetings start for GX Promotion Sub-Committee and Sub-Committee on Next-Generation Energy Supply and Demand Structure Aiming for Carbon Neutrality by 2050
Dec 22, 2022	5th GX Implementation Council: *"Basic Policy toward the Realization of GX" announced

Figure 2. Percentage of installed capacity of coal-fired power plants, by company



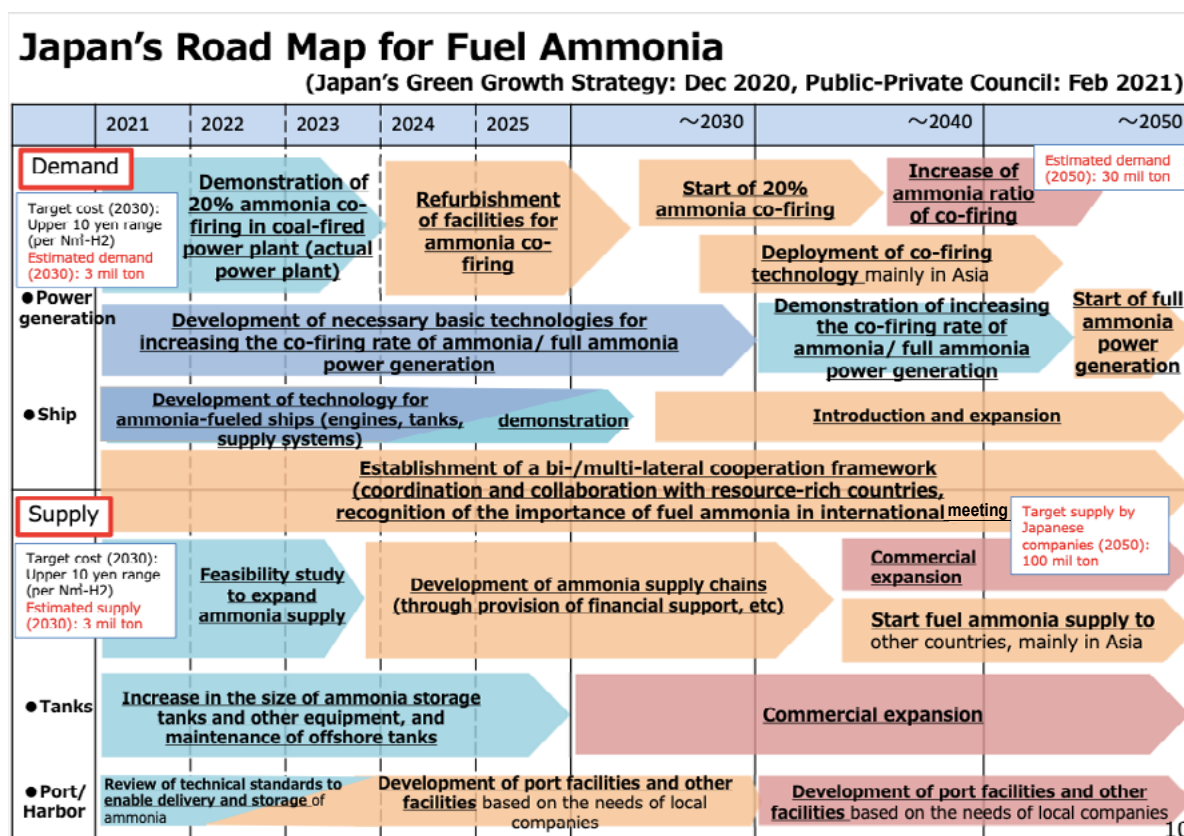
Source: Japan Beyond Coal, as of January 2023.

Please refer to map and data from Japan Beyond Coal for the capacity of each operator.

(2) Background to METI advisory council discussions on fuel ammonia co-firing with coal

The details of council discussions on plans for fuel ammonia co-firing with coal for electricity generation are almost identical to JERA's roadmap and presented in the Interim Report of the Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council as the government's own roadmap. As shown in the figure below, the plan is to start with 20% ammonia co-firing in the 2030s, expand the mix ratio in the 2040s, and start 100% ammonia firing by 2050.

Figure 3. Roadmap for the introduction and expansion of fuel ammonia



Source: Interim report of Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council

Various advisory councils were established under METI in response to the Interim Report of the Public-Private Council, after which specific programs were rolled out at a rapid pace at the direction of the Agency for Natural Resources and Energy (see Appendix 1: Structure of advisory bodies related to hydrogen and ammonia and Appendix 3: Schedule of ammonia-related meetings, written in Japanese). The timeline and discussions are listed as follows, with a focus on major developments and decisions.

Table 2. Timeline and decisions of government councils and committees after inauguration of Suga administration

Year	Month	Major decisions, etc.	Prime Minister's Office, etc.	Basic Policy Subcommittee	Subcommittee on Next-Generation Energy Supply and Demand Structure Aiming for Carbon Neutrality by 2050	Joint Thermal Power Working Group, Ammonia / Decarbonized Fuels Subcommittee
2020	Sep	Suga administration is inaugurated				Joint Coal Thermal Power Working Group

	Oct	2050 Carbon Neutral (CN) Declaration Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council		Basic Policy Subcommittee		
	Nov			Basic Policy Subcommittee		
	Dec	METI: Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050 (Green Growth Strategy)	(2050 reference values)	Basic Policy Subcommittee		
2021	Jan			Basic Policy Subcommittee		
	Feb	Interim Report of Public-Private Fuel Ammonia Promotion Council	(2050 reference values)	Basic Policy Subcommittee		
	Mar	Basic Policy for Green Innovation Fund programs		Basic Policy Subcommittee		
	Apr	2030 target raised (46-50% reduction from 2013, coal 19%)		Basic Policy Subcommittee		Coal-fired Thermal Power Working Group, Interim Report
	May	IEA2050 Net Zero Roadmap	(RITE Report)	Basic Policy Subcommittee		
	Jun	Prime Minister's Office: Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050		Basic Policy Subcommittee		
	Jul			Basic Policy Subcommittee		
	Aug			Basic Policy Subcommittee		
	Oct	Kishida administration is inaugurated				
	Nov	COP26 Glasgow Climate Pact				
	Dec	Prime Minister Kishida policy statement (clean energy, zero emissions, ammonia)			Joint Committee (1)	
2022	Jan		Clean Energy Strategy Expert Panel (1)		Joint Committee (2)	
	Feb				Joint Committee (3)	
	Mar				Joint Committee (4) (5)	Hydrogen and Ammonia Joint Subcommittee on Decarbonized Fuel Policies
	Apr				Joint Committee (6) (7)	

	May	Agency for Natural Resources and Energy: Clean Energy Strategy Interim Report	Clean Energy Strategy Expert Panel (2)		Joint Committee (8) draft Interim Report	
	Jun	Amendment of Act on the Rational Use of Energy, etc. G7 Elmau Summit		Basic Policy Subcommittee		
	Jul		GX Implementation Council (1)			
	Aug		GX Implementation Council (2)			
	Sep			Basic Policy Subcommittee		
	Oct		GX Implementation Council (3)			
	Nov	COP27	GX Implementation Council (4)		Joint Committee (9) (10)	
	Dec	Basic Policy for GX Implementation	GX Implementation Council (5)	Basic Policy Subcommittee	Joint Committee (11)	
2023	Jan					Joint Committee - Interim Report

A number of committees were established and engaged in discussions under the Advisory Committee on Natural Resources and Energy (Agency for Natural Resources and Energy), including the Basic Policy Subcommittee, the Energy Conservation and New Energy Subcommittee, and the Resources and Fuels Subcommittee, and they were further subdivided. It was an unprecedented number of committees and frequency of meetings. The members of the GX Implementation Council, which focused on the GX (Green Transformation), were almost entirely from related industries (see Appendix 2: Council/committee member list, written in Japanese). Almost no one from civil society organizations or any person who might challenge METI's proposals was included. It could be said that government and industry (the related sectors) have been working closely together, without involving civil society, to promote the provisional targets for 2050 as presented in the METI-led Green Growth Strategy.

As for ammonia, the Sixth Strategic Energy Plan, adopted by a Cabinet Decision in October 2021, states that "Japan will work to overcome technical issues so that they can function as major supply and regulating powers in the electric power system in 2050," and hydrogen and ammonia will account for about 10% of the energy mix. It also establishes a framework with the target of "aiming at 20% ammonia co-firing in coal-fired power generation by 2030, demonstration of co-firing/single fuel firing will be promoted."

Based on the premise of achieving carbon neutrality by 2050, the annual demand for hydrogen

in Japan is expected to be as much as 3 million tons by 2030, including 3 million tons of ammonia (approx. 500,000 tons hydrogen equivalent).

In December 2021, Prime Minister Fumio Kishida announced in his policy speech the promotion of clean energy and zero-emission ammonia co-firing in thermal power generation. A joint committee was established to include the Industrial Structure Council and subcommittees of the Advisory Committee for Natural Resources and Energy. This is where the GX (Green Transformation) roadmap was created, including a shift in Japan's nuclear energy policy, and over the course of a year the basic policy for the realization of GX was formulated. The Expert Panel on Clean Energy Strategy set up by the Prime Minister's Office in January 2022 morphed into the GX Implementation Council in July that year (note the word choice of "clean" rather than "green," which created a bridge toward the construction of new nuclear power plants). However, rather than being led by the Prime Minister's Office, it was just a stepping stone for the government to use METI's ammonia co-firing with coal and CCS policies. There was nothing to stop ammonia from permeating Japan's decarbonization policies for thermal power generation. In addition to positioning ammonia and CCS as decarbonization measures in the policy, also conspicuous was the shift in nuclear policy, which additionally positioned nuclear power as a decarbonized power source after the summer of 2022. Through this process, ammonia was included as part of the GX Basic Policy, and a plan was hatched for a total of 150 trillion yen in public and private funds for ammonia over the next decade, including a proposal to issue 2 billion yen in GX Transition Bonds (tentative name).

In this way, at the root of the government's basic policy of ammonia-coal co-firing being so strongly promoted we find JERA, Japan's largest coal-fired power plant operator and top CO₂ emitter, and its "Zero CO₂ Emissions 2050" initiative. Through complicity between METI and this business operator that has vested interests in coal, investments have flowed into ammonia technologies that will keep coal-fired power generation going, not contribute to emission reductions, and harness profits.

The GX Basic Policy also includes a section on carbon pricing. Carbon pricing in Japan has been significantly delayed for many years due to the electric power industry's long-standing blocking of its implementation.

(3) Strengthening the regulatory framework

In June 2022, the Act on the Rational Use of Energy, the Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structures, the Japan Energy and Metals National Corporation (JOGMEC) Act and other legislation were bundled together in the Bill of Partial Revision of the Act on Rationalizing Energy Use and Other Acts in Order to Establish Stable Energy Supply and Demand Structure (tentative translation). The bill was deliberated by Diet and passed. This was in response to what was stated in "the Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050" (June

2021): “The legal status of fuel ammonia is still unclear in relation to energy policy, as ammonia has never been envisioned for fuel use. While introducing and expanding the use of fuel ammonia, we will take measures to ensure that it is evaluated under the law through the realization of non-fossil values under the Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structures and deducted from energy input when calculating power generation efficiency under the Act on the Rational Use of Energy (Energy Conservation Act).”

Under the Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structures, nuclear power and renewable energy are referred to as “non-fossil energy,” and the share of non-fossil energy at electricity retailers is set at 44%. This amendment to the Act on the Rational Use of Energy, however, added the category of “non-fossil energy,” to include hydrogen and ammonia derived from fossil fuels, and stipulated that institutional and financial support are to be provided to promote them. Similar arrangements were made under the Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structures. The use of hydrogen and ammonia derived from nuclear power or fossil fuels will in effect prolong the life of existing coal-fired power plants rather than shift toward renewables.

Furthermore, documentation for the bill mentioned no details about hydrogen, focusing only on ammonia. In response to a question raised in Diet deliberations as to whether “gray” hydrogen or ammonia (derived from fossil sources) would be included, the government response was that “gray” will also be included for the foreseeable future. As mentioned above, the use of gray ammonia results in virtually no CO₂ emission reductions.

Meanwhile, the production, liquefaction and storage of hydrogen and ammonia have been added to the mandate of JOGMEC, creating the institutional arrangements for it to engage in these areas and promote hydrogen and ammonia projects.

(a) Act on the Rational Use of Energy

With the 2022 amendment, this Act’s scope of the “rationalization of energy use” (improvement of energy intensity) was expanded to cover not just fossil energy but all sources, including non-fossil energy. The government is treating hydrogen and ammonia as non-fossil sources of energy. In the benchmark for thermal power generation, the policy treats hydrogen and ammonia similarly to biomass, subtracting the amount used for co-firing. Thus, this system creates the illusion of higher efficiency and encourages ammonia co-firing as a transition energy. The result is a system that encourages ammonia co-firing as a transition from fossil to non-fossil energy. The name of the act was amended to “Basic Policy on the Rationalizing Use of Energy and Shifting to Non-fossil Energy” (Revised Act on Rationalizing Energy Use).

(b) Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structures

As with the Act on the Rational Use of Energy, hydrogen and ammonia are treated as non-fossil energy together with nuclear energy sources and being promoted as decarbonized fuels. Regarding

how hydrogen and ammonia are produced, the apparent approach for the foreseeable future is to avoid questioning whether or not they are fossil fuel derived. The Act on Sophisticated Methods of Energy Supply Structure even includes thermal power plants if they are equipped with CCS and encourages their use.

(c) Japan Oil, Gas and Metals National Corporation Act (JOGMEC Act)

With the 2022 amendment, the production and liquefaction of hydrogen and ammonia, as well as storage, were added to the scope of JOGMEC's investment and debt guarantee operations, as well as investment in and geological exploration for CCS projects. The act's name was changed to the Japan Oil, Gas and Metals National Corporation Act and the official name has been changed from "Japan Oil, Gas and Metals National Corporation" to "Japan Organization for Metals and Energy Security."

(d) Electricity Business Act

This Act was amended to establish a system requiring prior notification for the decommissioning of power plants, and in the name of securing power supply capacity, placed restrictions on early closures of inefficient coal-fired power plants.

(4) Capacity market: Maintaining coal and promoting co-firing with non-fossil energy

Meanwhile, the capacity market provides a strong incentive to maintain existing coal-fired power plants. The capacity market was established in 2020 with the aim of securing stable supply capacity into the future by charging electricity retailers a portion of the fixed costs of power generation facilities and adding charges to wheeling charges. In the past, electricity rates were paid based on the amount of electricity generated (measured in kilowatt-hours), but with the capacity market, separate from conventional electricity rates, power producers are also paid for supply capacity (measured in kilowatts). OCCTO conducts auctions to secure supply capacity four years ahead, and power generation companies that win in the bidding receive a fee based on their installed capacity.

The problem is that power sources under the renewable energy feed-in tariff (FIT) scheme are excluded from the auctions, so old power plants that have already been fully depreciated will have the advantage, which means that aged thermal (fossil fuel) and nuclear power plants could end up being kept operating long term.

(a) Auction contract results

Auctions were held for FY2024 in 2020 and for FY2025 in 2021, with the winning contracts at the upper limit price of 14,137 yen/kW in the first year, but area prices dropped sharply to 3,495 yen/kW and 5,324 yen/kW in 2021. The actual results were as follows.

Table 3. Contract results of previous capacity market auctions

	2020	2021
Total contracted capacity (nationwide)	167.69 GW (167,690,000 kW)	165.34 GW (165,340,000 kW)
Contract price	All areas 14,137 yen/kW	Hokkaido area 5,242 yen/kW Areas excluding Hokkaido and Kyushu 3,495 yen/kW Kyushu area: 5,242 yen/kW
Total contracted amount	1,598.7 billion yen	Approx. 514 billion yen
Bid ratio by method of power generation	Hydro 13.31 GW (7.9%) Pumped hydro 21.38 GW (12.8%) Coal, etc. 41.26 GW (24.6%) LNG 70.94 GW (42.3%) Petroleum and other 13.42 GW (8.0%) Nuclear 7.04 GW (4.2%) Other renewable energy 290 MW (0.2%)	Hydro 13.09 GW (7.6%) Pumped hydro 22.47 GW (13.1%) Coal, etc. 40.98 GW (23.9%) LNG 72.32 GW (42.2%) Petroleum and other 13.48 GW (7.9%) Nuclear 8.56 GW (5.0%) Other renewable energy 310 MW (0.2%)

* The total contracted amount is based on “transitional measures,” with a certain discount rate (42% in FY2024) set for the contracted amount to secure capacity of power sources built before the end of FY2010, reducing the amount paid.

About 80% of the total consists of nuclear and thermal power (hydro is at about 20%), and coal-fired thermal power accounts for about a quarter of the entire total. In effect, these measures provide economic support for existing thermal and nuclear power, and they function as incentives to keep them operating. They do not lead to the closure of coal or other existing power sources. The aim should have been to encourage investment in new power sources, but the system is by no means functioning this way. In fact, it is hindering the deployment of renewable energy, which is not even included in the system.

(b) Expanding the capacity market, promoting co-firing with hydrogen and ammonia in existing thermal power plants: Investment in new decarbonized power sources

In July 2022, the Eighth Interim Report (draft) was compiled by the Institutional Review Working Group of the Subcommittee on Basic Policy on Electricity and Gas. The report mentions a policy of adding a market to secure investment in power sources: “In the long term, the prospect

of a long-term return on investment is uncertain due to deregulation, and investment in power sources, which involves long construction times and large investments, is stagnating. Therefore, in order to ensure investment in power sources, it is necessary to introduce a mechanism to secure long-term fixed revenues for investments in new power sources.” These have come to be referred to as new “long-term decarbonized power supply.” As shown below, the power supply in question is coal- or LNG-fired power sources planned to be co-fired with gray hydrogen and ammonia. In retrofitting/upgrading existing coal-fired and natural gas-fired power plants for co-firing, capital costs for upgrades, operating expenses and business revenues for the co-firing will be funded over a period of 20 years. For the construction of new natural gas-fired thermal power plants, projects are eligible even if co-firing starts in ten years, and funding is generous, including new fixed costs.

This means that thermal power generation will continue over the long term, with electricity consumers footing the bill. This is indeed a means of helping to prolong the life of coal-fired power plants and to expand natural gas-fired power plants, using occasional “power supply shortages” during extreme weather events as a justification. Long-term decarbonized power auctions are scheduled to start in FY2023.

Scope of long-term decarbonized power auctions in capacity market (long-term decarbonized power supply) (YES indicates within scope)

- 1: New coal-fired power plant projects that include co-firing with ammonia or hydrogen NO
- 2: New LNG-fired power plant projects assuming co-firing with ammonia or hydrogen YES
- 3: Upgrade projects for existing coal-fired power plants to co-fire with ammonia or hydrogen YES
- 4: Upgrade projects for existing LNG thermal power plants to co-fire with ammonia or hydrogen YES

(5) Ammonia utilization in NEDO and JOGMEC power generation projects

The Japanese government and industry have prioritized hydrogen and ammonia as important options for decarbonized fuels and are engaged in development and demonstration trials under the GX label. However, large-scale production methods do not yet exist that could satisfy demand for hydrogen and ammonia, especially “green” hydrogen and ammonia at commercial scale. Meanwhile, challenges for the “Establishment of a fuel ammonia supply chain” being promoted by the government include reducing manufacturing costs and procuring supplies to meet growing demand.

NEDO plays a central role in the production of fuel ammonia and the establishment of supply chains, as well as development support for practical applications. New production methods are needed in order to realize low-cost, stable, mass production of fuel ammonia while limiting or completely avoiding CO₂ emissions. Trials and verification work are being conducted to develop

new catalysts that can produce ammonia at low temperatures and pressures, as well as practical applications of electrolytic synthesis methods to produce ammonia from water and nitrogen. Although several catalysts have already been successful in experiments, further improvements in the cost and stability of the catalysts themselves are needed for ammonia to be mass produced. Methods have been found to produce ammonia through electrosynthesis at room temperature and pressure, but further research is needed to determine the feasibility of continuous mass production.

NEDO is also supporting technical development for co-firing fuel ammonia with coal or 100% firing of fuel ammonia. At JERA's Hekinan Thermal Power Station in Hekinan City, Aichi Prefecture, co-firing with ammonia has been conducted on a small scale since FY2021, and a large-scale co-firing experiment (20% co-firing of ammonia at 1 million kilowatts output) is planned from FY2023. The co-firing rate is to be gradually increased in the future (from 20% to 50% to 100%), but the technology is still far from practical application for large-scale facilities.

Challenges remain in terms of fuel ammonia production and improving operability and durability for large commercial-scale generating facilities. Further technical development is needed to deal with the characteristics of ammonia, which generates nitrous oxide (N_2O), and burns at lower flame temperatures than coal.

The government plans to have co-firing with coal of 3 million tons of ammonia (approx. 500,000 tons hydrogen equivalent) in 2030 and 30 million tons (approx. 5 million tons hydrogen equivalent) in 2050 as a strategy to decarbonize thermal power generation. JOGMEC is working to establish supply chains, signing joint research agreements and cooperation agreements with trading companies, electric utilities, and foreign companies.

The JOGMEC Act entered into force in November 2022 with new areas added to its mandate, including support for the production and storage of hydrogen and ammonia, and providing risk money for CCS. Accordingly, JOGMEC is also setting the stage to expand the use of hydrogen and ammonia fuels. This includes publishing "GHG/CI Guideline (Version 1)" for calculating GHG emissions associated with the production of LNG, hydrogen and ammonia, as well as announcing the "JOGMEC Carbon Neutral Initiative", which includes support for investment and debt guarantees for the production and storage of decarbonized fuels (hydrogen, ammonia, synthetic fuels, etc.). However, in view of economic efficiency and stable hydrogen and ammonia supply, JOGMEC believes that for the foreseeable future, most hydrogen and ammonia used will be produced from fossil fuels but made carbon-free by processing the CO_2 using CCS, and this would be deemed "blue" hydrogen and ammonia. In addition, ammonia synthesized from hydrogen derived from natural gas and processed with CCS for CO_2 emitted in the process is being referred to as "clean fuel ammonia." It is crucial to note the difference in nuance between "clean" and "green."

Currently, only a limited amount of hydrogen is being produced using renewable energy. One could say that no ammonia is being produced using renewable energy. Thus, it is not possible to build a supply chain that can meet the large global demand for power generation even with existing production methods.

(6) METI budgets, funding and financing

The total amount designated as “decarbonization” funds within the METI budget is increasing every year, with an initial budget of 328.7 billion yen for “Realization of a decarbonized society” in FY2022 and 2,368.6 billion yen in that year’s second supplementary budget, and 851.5 billion yen in the initial draft budget for FY2023. As for ammonia-related budget items, the amount 300 billion yen was included in the FY2022 supplementary budget as a new budget item for Green Innovation Projects in FY2022, and 456.4 billion yen in FY2023. The FY2023 budget also generously included 8 billion yen for technology development project for the establishment of a competitive hydrogen supply chain, and 7.1 billion yen for fuel ammonia production and utilization technologies, etc.

In the FY2020 supplementary budget, a Green Innovation Fund of 2 trillion yen was secured, and the subsidies are being used as NEDO programs for various projects related to fuel ammonia.

Under the GX Basic Policy, in order to promote long-term and multi-year investment, the government will issue 20 trillion yen of GX Economic Transition Bonds (tentative name) backed by future financial resources gained from the introduction of carbon pricing, and they are to be issued within an amount approved by the Diet every fiscal year for 10 years starting next year.

The policy states that “In order to realize GX investment of more than 150 trillion yen over the next 10 years through public-private cooperation, the government needs to implement long-term, multi-year support measures and improve predictability for private enterprise. To this end, the government will establish GX Economic Transition Bonds (tentative name) and use them to provide bold support for upfront investment amounting to 20 trillion yen.”

3. Recommendations going forward

Will the international community accept Japan’s efforts to generate electricity by co-firing ammonia with coal or 100% ammonia firing as credible attempts at decarbonization?

The Glasgow Climate Pact agreed to at COP26 stated that “unabated coal-fired power generation will be phased down,” due to warnings and concerns about a rapid decline in the remaining carbon budget to align with the 1.5°C target. “Unabated” would signify coal-fired power plants that are not equipped with CCS to capture more than 90% of the CO₂ emitted¹³. The Carbis Bay G7 Summit communique of June 2021 states, “We will phase out new direct government support for international carbon-intensive fossil fuel energy as soon as possible, with limited exceptions consistent with an ambitious climate neutrality pathway, the Paris Agreement, 1.5°C goal and best available science.” Regarding domestic coal, it states, “We have committed to rapidly scale-up technologies and policies that further accelerate the transition away from unabated coal capacity.”

13 IPCC Sixth Assessment Report, Working Group III Report, footnote 54.

Furthermore, the 2022 G7 Summit communique states, “We acknowledge that a greenhouse gas neutral energy supply with strong reliance on energy efficiency and renewable energy is economically sensible, technically feasible, reliable and safe. To this end, we commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035. Recognizing that coal power generation is the single biggest cause of global temperature increase, we commit to prioritizing concrete and timely steps towards the goal of accelerating phase-out of domestic unabated coal power generation.” Japan made a commitment to these statements, and in its role as the Presidency of the G7 Hiroshima Summit in May 2023, Japan is called on to keep the momentum going.

However, Japan’s policy of investing vast sums of public funds for the purpose of co-firing with fuel ammonia and even 100% fuel ammonia firing does not really contribute to the Japanese economy. It is also contrary to the Paris Agreement and previous G7 commitments. The underlying strategy of ammonia co-firing in coal-fired power plants has been deeply embedded in the basic policies of the government since 2020, because the government has been promoting new plant construction under a consistent policy of promoting coal. Indeed, coal power plants are still being built today. In this context, JERA, Japan’s largest coal power generator and CO₂ emitter, made its “JERA Zero CO₂ Emissions 2050” declaration on October 13, 2020, and with METI and companies that have vested interests in coal, investment was directed toward ammonia technology. This all serves only to maintain coal power and has no real emission reduction benefit.

Policies that promote the use of ammonia are in conflict with climate action, and Japan as the G7 Presidency in 2023 has the responsibility to withdraw those policies. Publicity and advertising are being used to convey the message that decarbonization can be achieved by co-firing with hydrogen and ammonia, although co-firing with ammonia at thermal power plants will contribute almost zero to emission reductions. At COP27, there were voices of criticism about such deceptive and misleading claims about emission reductions¹⁴. Such criticism is likely to become even more vocal in the future.

The government states that it is aiming to commercialize 100% ammonia firing for electricity generation by 2050, but the prospects for achieving this are by no means clear, and the goal is not realistic. Meanwhile, nuclear and coal power are being presented as baseload power supply, and investment in renewable energy is being starved. With the GX Basic Policy being entrenched in legislation, financial support for gray hydrogen and ammonia co-firing being institutionalized through the issuance of GX Transition Bonds over the next 10 years, and carbon pricing being postponed, the GX Basic Policy threatens to create increasingly fierce headwinds against renewable energy. There are concerns that renewable energy may peak at only about 50-60% of Japan’s future energy mix. Much has already been written about the fact that instances of tight electricity supply and demand conditions recently experienced in Japan are transitory problems arising from isolated and infrequent events such as extreme weather and earthquakes, and that the response to these events can be handled on the demand side; that existing power plants generally have suffi-

14 https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/high-level_expert_group_n7b.pdf

cient installed capacity and there is no need to build new thermal power plants; and that there is sufficient potential for renewable energy to accelerate the shift from existing thermal power plants to renewable energy. Therefore, these points have not been covered in detail in this paper. Furthermore, ammonia, which relies on overseas production from fossil fuels, offers no solutions for the foreseeable future, from the perspective of a stable supply, rising fuel prices, and energy self-sufficiency. Even if enormous funding from the national budget is invested in infrastructure development to promote the use of fuel ammonia, it will be the consumers who bear the production, distribution and other costs, spurring a surge in electricity bills. We, the citizens, would be forced to continue bearing the social costs in terms of taxes and electricity bills.

The GX Basic Policy states that carbon pricing will be introduced after 2028, and provides no pathway for the introduction of cap-and-trade emission trading. Meanwhile, the EU is beginning to fine tune its framework for carbon pricing. Japan should be pouring its efforts into immediately introducing carbon pricing and a sensible cap-and-trade scheme for large emitting businesses.

References

Appendix 1. Structure of advisory bodies related to hydrogen and ammonia

Appendix 2. Council/committee member list

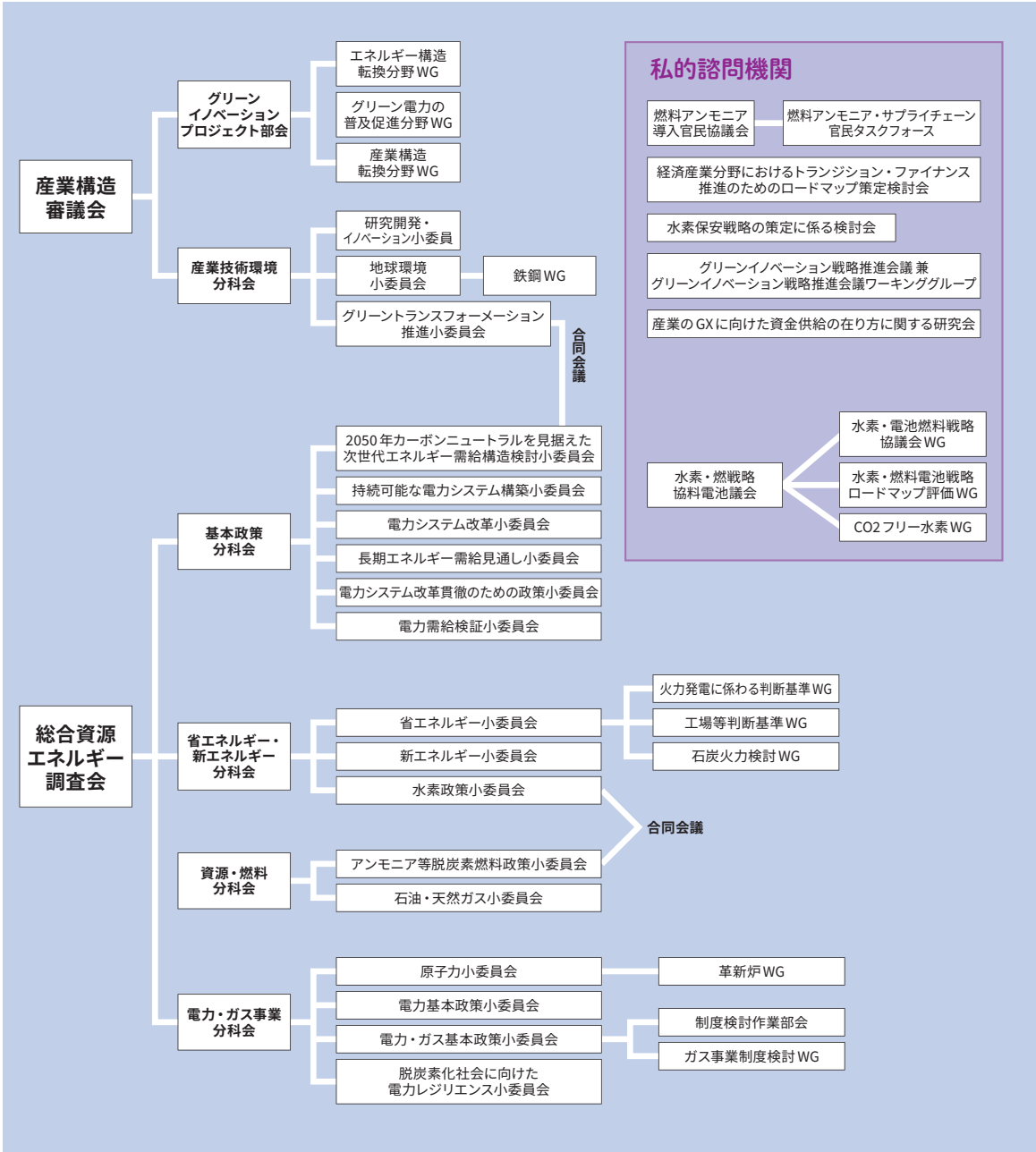
Appendix 3. Schedule of ammonia-related meetings

Appendix 1. Structure of advisory bodies related to hydrogen and ammonia

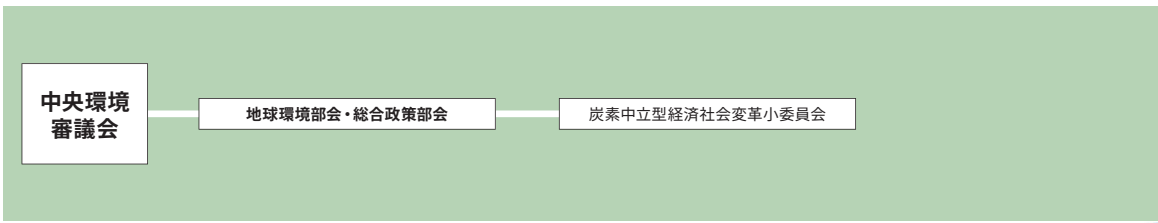
内閣官房



経済産業省諮問機関



環境省諮問機関



Appendix 2. Council/committee member list

GX 実行会議有識者

淡路 睦	株式会社千葉銀行 取締役常務執行役員
伊藤 元重	国立大学法人 東京大学 名誉教授
岡藤 裕治	三菱商事エナジーソリューションズ株代取
勝野 哲	中部電力株式会社 代表取締役会長
河野 康子	一般財団法人 日本消費者協会 理事
小林 健	日本商工会議所特別顧問、三菱商事株相談役
重竹 尚基	ボストンコンサルティンググループ Managing Director & Senior Partner
白石 隆	公立大学法人 熊本県立大学 理事長
杉森 務	ENEOS ホールディングス株式会社 代会長
竹内 純子	(特) 国際環境経済研究所理事・主席研究員
十倉 雅和	一般社団法人 日本経済団体連合会 会長
林 礼子	BofA 証券株式会社 取締役 副社長
芳野 友子	日本労働組合総連合会 会長

基本政策分科会委員

白石 隆	熊本県立大学 理事長
秋元 圭吾	地球環境産業技術研究機構グループリーダー
伊藤 麻美	日本電鍍工業(株) 代表取締役
遠藤 典子	慶應義塾大学 GI 特任教授
翁 百合	日本総合研究所 理事長
橘川 武郎	国際大学副学長・国際経営学研究科教授
工藤 禎子	(株) 三井住友銀行 取締役専務執行役員
河野 康子	(一財) 日本消費者協会 理事
澤田 純	日本電信電話株式会社 代表取締役会長
杉本 達治	福井県知事
隅 修三	東京海上日動火災保険(株) 相談役
高村 ゆかり	東京大学未来ビジョン研究センター教授
武田 洋子	(株) 三菱総合研究所研究理事
田辺 新一	早稲田大学理工学術院創造型工学部教授
寺澤 達也	(一財) 日本エネルギー経済研究所理事長
橋本 英二	日本製鉄 代表取締役社長
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所教授
水本 伸子	(株) IHI 顧問
村上 千里	日本消費生活A・C・相談員協会 理事
山内 弘隆	一橋大学名誉教授
山口 彰	(公財) 原子力安全研究協会 理事

燃料アンモニア導入官民協議会委員

武田 孝治	株式会社 IHI 執行役員 / 資源・エネルギー・環境事業領域副事業領域長
奥田 久栄	株式会社 JERA 取締役 / 常務執行役員 / 経営企画本部長
笹津 浩司	電源開発株式会社 取締役常務執行役員
秋鹿 正敬	日揮ホールディングス株式会社 常務執行役員 / サステナビリティ協創部長
河野 晃	日本郵船株式会社 専務執行役員 / エネルギー輸送本部長
相良 明彦	丸紅株式会社 常務執行役員 / エネルギー・金属資源グループ CEO
中川 浩一	三菱重工業株式会社 執行役員 / エナジードメイン副ドメイン長 / 新エネルギー事業部長
羽場 広樹	三菱商事株式会社 執行役員 / 石油本部長
山下 ゆかり	一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 常務理事
村木 茂	一般社団法人グリーンアンモニアコンソーシアム 代表理事 東京ガス株式会社アドバイザー 南 亮 資源エネルギー庁 資源・燃料部長
西山 英将	資源エネルギー庁 資源・燃料部 政策課長
渡邊 雅士	資源エネルギー庁 資源・燃料部 政策課 石油・LNG 企画官
土屋 博史	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課長
和久田 肇	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 副理事長
西谷 毅	株式会社国際協力銀行 常務執行役員
寺村 英信	株式会社日本貿易保険 常務取締役

Appendix 3. Schedule of ammonia-related meetings

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会 新・国際資源戦略策定に向けた提言	一	2020年2月26日	気候変動への取組も強化する必要性に触れ、その方向性として、カーボンリサイクル等の国際展開、燃料アンモニアの利用拡大、気候変動問題に配慮した油ガス田等の開発促進を挙げた。
経産省＞研究会＞対外経済	インフラ海外展開懇談会	第1回	2020年4月24日	JERA 発表の中で石炭火力へのアンモニア混焼を提示。「低炭素石炭火力事業のスタンダード」として日本国内やアジアに展開することを示唆。
経産省＞研究会＞対外経済	「インフラ海外展開懇談会」の中間取りまとめ	中間整理	2020年5月21日	水素の活用、CCS・カーボンリサイクルの適用可能性、原子力の利用等にも言及。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第31回	2020年7月1日	コロナをふまえたエネルギー政策の方向性を議論。調整力としての石炭やLNGによる大規模電源の重要性の指摘、CCSや水素の利用に対する政府支援についての要望が出された。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	環境イノベーションに向けたファイナンスのあり方研究会	第4回	2020年7月2日	「革新的環境イノベーション戦略」において提示された革新的イノベーション分野への資金供給のあり方も含め、気候変動対策のための着実な移行やイノベーションに向けた取組に対して資金供給が促進されるための方策について議論。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議 兼 第1回グリーンイノベーション戦略推進会議ワーキンググループ	第1回	2020年7月7日	「革新的環境イノベーション戦略」が着実に実行され最大限の成果を生み出すことを目指し、2050年の技術確立を目指す全体構想の再整理を行う。
内閣府	経済財政運営と改革の基本方針 2020	一	2020年7月17日	「経済財政運営と改革の基本方針 2020～危機の克服、そして新しい未来へ～」を閣議決定。環境に関しては、「SDGsを中心とした環境・地球規模課題への貢献」として、水素等の脱炭素化の取組を推進するとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第41回	2020年7月31日	非効率石炭のフェードアウトに向けた検討の方向性について議論。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 合同 石炭火力検討ワーキンググループ	第1回	2020年8月7日	石炭火力検討ワーキンググループを設置。石炭火力一覧、非効率火力のフェードアウトを検討開始。
経産省＞審議会＞産業構造審議会	産業構造審議会総会	第27回	2020年9月9日	2021年度経済産業政策の重点項目を提示。重点項目のうちのグリーンでは、脱炭素に向けたエネルギー転換として、非効率石炭火力フェードアウト、再エネ主力電源化、原発再稼働・革新技術開発、グリーンファイナンスの促進、水素社会、CCUS・カーボンリサイクルの推進などを挙げた。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議	第2回	2020年10月13日	CCUS・カーボンリサイクル、水素/モビリティの各WGから中間報告。
内閣官房	成長戦略会議	第1回	2020年10月16日	成長戦略の推進を図るため、成長戦略会議を発足。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 合同 石炭火力検討ワーキンググループ	第4回	2020年10月16日	非効率石炭火力発電について、対象となる電源、目標の在り方などを議論。高効率化の取組みの評価も配慮事項を増やし、バイオマス燃料及び副生物の混焼やコージェネレーションによる熱利用に加え、アンモニア、水素混焼などの補正措置も議論。
首相官邸	第203回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説	一	2020年10月26日	2050年カーボンニュートラル宣言「我が国は、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを、ここに宣言いたします。」
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	燃料アンモニア官民協議会	第1回	2020年10月27日	アンモニア利用技術や、カーボンフリーアンモニア燃料の社会実装プラン等が示された。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
内閣官房	成長戦略会議	第2回	2020年11月6日	2050年カーボンニュートラルに向けたグリーン成長戦略を議論。イノベーションを図る分野として、(1)電化+電力のグリーン化、(2)水素、(3)カーボンリサイクルの3つに重点を置くべきとした。
内閣府	経済財政諮問会議	令和2年第16回	2020年11月9日	グリーン成長の実現に向けた方向性を議論。
経産省>研究会>エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議	第3回	2020年11月11日	2050年カーボンニュートラルに向けた重要分野を絞り込み。水素を重要分野のひとつに挙げる。
経産省>審議会>総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第33回	2020年11月17日	次期エネルギー基本計画で示す実質ゼロの道筋に向けた議論を開始。電力部門の脱炭素化技術としては、再エネ・原子力を確立した脱炭素技術として最大限活用しつつ、CCSといった次世代技術による火力発電、水素発電などの選択肢も追求すべきとした。
経産省>研究会>対外経済	インフラ海外展開懇談会 最終取りまとめ	最終とりまとめ	2020年11月20日	インフラ海外展開懇談会最終とりまとめ結果公表。支援先を限定しながら日本企業の石炭火力効率化、IGCC、バイオマス・アンモニア混焼等の新分野に積極的に取り組むとする。
経産省>研究会>エネルギー・環境	水素・燃料電池戦略協議会	第18回	2020年11月26日	水素戦略見直しの検討を開始。2050年社会実装に向け検討。
経産省>審議会>総合資源エネルギー調査会	新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第22回） 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第10回） 合同会議	合同会議	2020年12月7日	電力ネットワークの次世代化について議論。2030年度エネルギーミックスにおける再エネ導入量の水準を達成に向けたシナリ検討を進める。
経産省>審議会>産業構造審議会	産業技術環境分科会 地球環境小委員会 資源・エネルギーワーキンググループ	2020年度第1回	2020年12月7日	資源・エネルギー業種の低炭素社会実行計画について議論。電事連より電気事業業界の低炭素社会実行計画（2030年目標）が示された。火力発電所の新設等に当たり、プラント規模に応じて経済的に利用可能な最良の技術（BAT）を活用すること等に言及。
経産省>研究会>エネルギー・環境	燃料アンモニア導入官民協議会	第2回	2020年12月7日	燃料アンモニア導入に向けた視点（案）を公表。
内閣府	「国民の命と暮らしを守る安心と希望のための総合経済対策」閣議決定	—	2020年12月8日	カーボンニュートラルに向けた新技術開発の重点分野としては、①電化と電力のグリーン化（次世代蓄電池技術等）、②水素社会の実現（熱・電力分野等を脱炭素化するための水素大量供給・利用技術等）、③CO ₂ 固定・再利用（CO ₂ を素材の原料や燃料等としていかにカーボンリサイクルなど）等を挙げた。
首相官邸>政策会議	経協インフラ戦略会議	第49回	2020年12月10日	「インフラシステム海外展開戦略2025」を決定した。経済産業省と国土交通省が水素、蓄電池、カーボンリサイクル、洋上風力などの重点分野における具体的な目標年限とターゲット、規制・標準化などの制度整備、社会実装のための支援策をまとめる方針を記載。
経産省>審議会>総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第35回	2020年12月21日	2050年における各電源構成（案）として、再エネ約5～6割、原子力+火力（化石+CCUS）約3～4割、火力（水素・アンモニア）1割前後が示された。
経産省	2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略を策定	—	2020年12月25日	2050年参考値：再エネ50～560%、水素アンモニア10%、原子力・脱エミッション火力40～30%
経産省>審議会>総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第36回	2021年1月27日	2050年のシナリオ分析について提示され、「再エネ約5～6割、水素・アンモニア約1割、CCUS+化石火力と原子力で約3～4割」を2050年に達成するために課題の克服が必要だとして、これまでの議論を踏まえ、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）において分析をし、その結果を示すという方向性が示された。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	燃料アンモニア導入官民協議会中間取りまとめ	取りまとめ	2021年2月8日	燃料アンモニアの導入・拡大の課題、ロードマップ、具体的な取組とその環境整備などについて取りまとめ。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	水素・燃料電池戦略協議会	第20回	2021年2月9日	今後の検討項目として1.水素利用先の多様化・クリーン化、2.国際水素サプライチェーンの構築の加速化、3.水電解装置の更なるコスト低減・電力システムへの統合、革新的な水素製造技術への投資、4.資源外交・インフラ輸出等の一体的な推進の4点が示された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会	第14回	2021年2月19日	2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策の方向性の案を提示。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議	第5回	2021年2月22日	グリーンイノベーション基金事業の基本方針の骨子が示された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第37回	2021年2月24日	2030年エネルギー政策の議論開始。関係団体からヒアリング。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第38回	2021年3月11日	電力需給逼迫等を受けて、LNGの安定供給確保に取り組むことや水素・アンモニア合成燃料を新たな政策対象とする方針示す。
経産省	グリーンイノベーション基金事業の基方針策定	ー	2021年3月12日	「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」における14の実行計画分野を1.環境エネルギー普及促進（洋上風力、次世代型太陽光、原子力、地域の脱炭素化）、2.環境エネルギー構造転換（水素、アンモニア、カーボンリサイクル、資源循環）、3.産業/輸送・製造（自動車・蓄電池、半導体・情報通信など6産業）の3つグループに分け、それぞれの分野別ワーキンググループを設置。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 合同 石炭火力検討ワーキンググループ	第8回	2021年4月9日	中間とりまとめ（案）を公表。省エネ法による新たな規制の措置として、石炭単独のベンチマーク指標の新設、発電効率目標43%に引き上げ、アンモニア混焼・水素混焼への配慮措置を新設。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループ	第3回	2021年4月12日	火力発電と原子力発電のコスト検討の方向性や算定方法・諸元を提示。火力発電ではCCS付火力発電や、水素、アンモニアのコスト試算の考え方も提示。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会	第15回	2021年4月16日	2030年/2050年を見据えた石油・天然ガス政策の方向性（案）を公表。水素、燃料アンモニアの導入、CCS適地の確保の体制構築なども盛り込まれた。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会	第33回	2021年4月20日	今後のガス事業政策の方向性を示す。水素の直接利用、CCUS等の脱炭素化技術により、ガスのカーボンニュートラル化を目指すとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第41回	2021年4月22日	「2030年に向けたエネルギー政策の在り方」を資源エネルギー庁が提示。火力発電については、2030年に向けて安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことが基本とし、従来型の化石火力を混焼やCCUS等により脱炭素型電源に置き換えていくとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会	第32回	2021年4月23日	資源・燃料分科会報告書を公表。脱炭素燃料・技術によるイノベーションでは、バイオ燃料、水素、燃料アンモニア、合成燃料、合成メタン、CCS、カーボンリサイクルを挙げ、有望な技術ごとに、「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」で定めた工程表等の計画に沿って、イノベーションの実現に向けた技術開発・実証等を推進するとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第43回	2021年5月13日	RITEによる2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析の中間報告。2050年の電源構成を再エネ50～60%、原子力CCS火力30～40%、水素・アンモニア10%の場合や再エネ100%の場合などを前提に試算し、電力料金が2～4倍になると報告。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省	水素関連プロジェクトの研究開発・社会実装計画を策定	一	2021年5月18日	グリーンイノベーション基金を用いて実施予定の水素関連プロジェクトの内容をまとめた研究開発・社会実装計画を策定。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議	第6回	2021年5月21日	燃料アンモニア導入・拡大に向けた取組および水素政策の今後の方向性が示された。グリーンイノベーション基金（基本方針を3月に策定済）については、プロジェクトの精査を行いつつ、夏頃の事業スタートを目指すとしている。
内閣府	統合イノベーション戦略推進会議	第10回	2021年6月11日	統合イノベーション戦略をまとめ閣議決定。地球温暖化問題への対応として、再エネは最大限導入し、火力はCO ₂ 回収を前提とした利用を最大限追求。次世代型太陽電池、CCUS/カーボンリサイクル、水素等の革新的イノベーションを強力に推進するとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第45回	2021年7月13日	2030年度総発電量をこれまでの目標から1割減とする方針が示される。原発再稼働、水素・アンモニアの活用、火力の発電比率の引き下げ等を通じてGHG排出量を2013年14.08億t-CO ₂ から2030年7.6億t-CO ₂ にして46%削減とすることを目指すとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第46回	2021年7月21日	第6次エネルギー基本計画（素案）の概要が示された。これまで培ってきた脱炭素技術、新たな脱炭素に資するイノベーションにより国際的な競争力を高めることが重要とし、水素・アンモニア発電やCCUS/カーボンリサイクルによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電などのイノベーションを追求するとしている。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会	第48回	2021年8月4日	発電コスト検証結果およびシステム統合を統合反映したコストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の2021年8月4日東京大学生産技術研究所日本エネルギー経済研究所試算が示された。エネルギー基本計画の素案②では、①再生可能エネルギーにおける対応、②原子力における対応、③水素・アンモニア・CCS・カーボンリサイクルにおける対応が含まれており、イノベーション実現に向けた技術開発に取り組むとしている。
経産省＞審議会＞産業構造審議会	中央環境審議会地球環境部会 中長期の気候変動対策検討小委員会 産業構造審議会産業技術環境分科会 地球環境小委員会 地球温暖化対策検討ワーキンググループ 合同会合	第10回	2021年8月18日	パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（案）を提示。原子力を脱炭素電源として再エネと併置し、水素・アンモニア・CCS・カーボンリサイクルなどの技術開発やイノベーションの必要性を強調。
経産省＞審議会＞産業構造審議会	グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ	第5回	2021年8月24日	グリーンイノベーション基金事業の総額2兆円のうち、アンモニアの混焼関連の開発に上限456億円、アンモニアの革新的製造技術に同232億円を計上する方針案を提示。
内閣（経産省）	第6次エネルギー基本計画閣議決定	一	2021年10月22日	S+3Eの視点が重要とした上で、2030年に向けた政策対応のポイントにアンモニア混焼・専焼を入れ込み、石炭については「排出削減対策が講じられていない石炭火力発電への政府による新規の国際的な直接支援を2021年末までに終了。」anabatedを定義した。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議	第7回	2021年11月26日	経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップについて審議。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会	第13回	2021年12月3日	電源投資促進のための新制度導入を検討。新制度は既存の容量市場の入札とは別に、2050年カーボンニュートラルと安定供給の両立に資する新規投資に限り、電源種混合での入札を実施する。水素・アンモニア混焼なども対象とすることを検討。
首相官邸	第207回国会における岸田内閣総理大臣所信表明演説	一	2021年12月6日	クリーンエネルギー戦略の策定（火力発電のゼロエミッション化に向け、アンモニアや水素への燃料転換を進めるとした）。実現可能性のない原子力目標、合理性のないアンモニア混焼などを実現するための施策指示。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞産業構造審議会	産業技術環境分科会 地球環境小委員会 資源・エネルギーワーキンググループ	2021年度第1回	2021年12月6日	資源・エネルギー業者のカーボンニュートラル行動計画を報告。
経産省＞審議会＞産業構造審議会	産業技術環境分科会 地球環境小委員会 製紙・板硝子・セメント等ワーキンググループ	2021年度第1回	2021年12月15日	カーボンニュートラル行動計画について製紙・板硝子・セメント業界が初会合。板硝子協会からは、ガラス溶融工程における燃料の水素への転換や、CCS・CCUSの導入に向けた支援を政府に求める声が上がった。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第1回	2021年12月16日	グリーンエネルギー戦略策定に向け初の合同会合。エネルギーを起点とした産業のGX(グリーン・トランスフォーメーション)に関して、再エネ、水素、アンモニア、原子力、蓄電池、CCUなどへの投資を後押しするためのビジネス環境整備の方策を議論。グリーンイノベーション基金を活用して水電解装置の国際競争力強化や企業の開発力向上を進め、世界に先立って国際水素サプライチェーンの構築を行うとした。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会	第5回	2021年12月20日	電力、ガス、石油の各分野におけるロードマップを検討。電力では、再エネ・原子力等を用いた脱炭素化への取組を進めつつ、火力発電のゼロエミ化の促進が重要とされた。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会	第16回	2021年12月22日	2050年カーボンニュートラル実現とエネルギーの安定供給確保の両立に向けた検討課題について議論。CCSおよびLNGの位置づけ、水素・アンモニアをいかに競争力ある産業として成り立たせていくべきか、さらにアジアの脱炭素化への貢献に向けた検討課題も議題とされた。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会	第33回	2021年12月24日	新たなエネルギー基本計画を踏まえた資源・燃料政策の方向性について検討。資源・燃料政策の脱炭素化の方向性において、水素・アンモニアは発電や運輸部門の脱炭素化に不可欠なエネルギーであるとして、サプライチェーンの構築が必要と支援の継続を要求。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	グリーンイノベーション戦略推進会議ワーキンググループ	第5回	2021年12月24日	ネガティブエミッション技術(NETs)の位置づけを提示。2050年に向けて成長が期待される重点分野として水素・燃料アンモニアを明記。
内閣官房	「クリーンエネルギー戦略」に関する有識者懇談会	一	2022年1月18日	「クリーンエネルギー戦略」につき、グリーントランスフォーメーション(GX)を起点とした新たな産業(再エネ、アンモニア、水素、蓄電池など)についての議論を促した。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第61回	2022年1月21日	発電事業者の新規電源投資に対して容量市場の価格を長期固定化し、投資回収の予見性を確保するための制度の対象電源を、CO ₂ 排出防止対策がない火力以外のあらゆる発電所、蓄電池の新設・リプレースと定義し、水素・アンモニアの出自について当面は、初期需要創出のために「グレー」を許容するとの見解を示した。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会	第44回	2022年1月25日	火力は当面、安定供給を支える重要な役割を担うと見込まれるとして、2030年に向けてはアンモニア・水素混焼等による火力の脱炭素化を最大限促進するとした。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会	第6回	2022年1月27日	電力、ガス、石油の各分野におけるトランジション・ファイナンスに関するロードマップ案を検討。水素・アンモニア・バイオマスの混焼及び専焼、CCUSの活用といった技術の開発及び実証・実装を進めるとした。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会 石油・天然ガス小委員会	第17回	2022年2月2日	石油・天然ガス政策の方向性を議論。CCSによる削減分カーボン・クレジットの位置づけや国内市場創設に向けた検討を加速し、結果を「カーボン・クレジット・レポート」として公表するとした。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会	第7回	2022年2月7日	セメントと紙・パルプ分野のトランジション・ファイナンス、ロードマップを検討。エネルギー由来CO ₂ 削減では省エネ・高効率設備の導入等に加え、水素やアンモニアなどへの燃料転換を目指すとした。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第3回	2022年2月14日	エネルギーを起点とした産業のGXに関して、関係団体からのヒアリングを実施、企業が各社の取り組みを発表。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 長期ロードマップ検討会	第2回	2022年2月24日	CCS付き火力発電のコストについて電力中央研究所が試算を発表。天然ガス、石炭発電にCCSを付けた場合の発電コストについて議論。CCSの課題が提示された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会	第45回	2022年2月25日	電力需給・卸電力市場の動向と課題および、今後の小売政策・ガス政策・火力政策・電力ネットワーク政策など電力システムの主な課題を議論。
内閣（経産省）	「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律案」が閣議決定	—	2022年3月1日	第208回通常国会に提出。(1) エネルギーの使用の合理化等に関する法律(省エネ法)、(2) エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律(高度化法)、(3) 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法(JOGMEC法)
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第4回	2022年3月1日	各産業のグリーントランスフォーメーション(GX)に関する議論の中で、CCSの技術開発に加えて、国際ルール作りにも関与する必要性や、貯留の適地選定での海外協力の必要性などが指摘された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ	第19回	2022年3月7日	カーボンニュートラルの実現に向けたガス制度の整備について議論。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会	第8回	2022年3月11日	セメントと紙・パルプ分野のトランジション・ファイナンス、ロードマップを検討。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 長期ロードマップ検討会	第3回	2022年3月30日	海底下CCSに関する国際的な枠組みと国内法、主要国のCCS法規制、CCSの推進に関する法制度の在り方、CCS普及に向けた規制とインセンティブに関して、関係する事業者、弁護士事務所、研究機関より発表。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第5回	2022年3月23日	産業構造転換の方向性や政策要素についての協議および有識者からのヒアリングを実施。国際的なカーボンプライシングの重要性を指摘。排出削減コストに関するシナリオや、国際的なカーボンプライシングの重要性について共有された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会／資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第1回	2022年3月29日	第6次エネルギー基本計画で水素やアンモニアを燃料として位置付けたことを踏まえ、その利活用の拡大を検討。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第6回	2022年4月14日	クリーンエネルギー戦略の策定に向けた検討としてエネルギー安全保障の確保と脱炭素化に向けた取組について議論。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会／資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第2回	2022年4月18日	水素・アンモニアサプライチェーン投資促進・需要拡大策について関係団体からのヒアリングを実施。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 長期ロードマップ検討会	第4回	2022年4月20日	CCS 長期ロードマップ中間とりまとめ骨子（案）について検討
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 原子力小委員会 革新炉ワーキンググループ	第1回	2022年4月20日	再エネとの共存、水素社会への貢献といった原子力発電の新たな社会的価値を再定義し、炉型開発の道筋を示すべく、革新炉開発について議論。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会議	第7回	2022年4月22日	環境省より「炭素中立型の経済社会変革に向けて（中間整理）」が示された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会／資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第3回	2022年4月27日	水素・アンモニアの商用サプライチェーン構築の中間整理案を提示、支援対象や支援方法に関して議論
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 長期ロードマップ検討会	第5回	2022年5月11日	CCS 長期ロードマップの中間とりまとめを発表
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会議	第8回	2022年5月13日	クリーンエネルギー戦略の策定に向けた検討（中間整理）が示された。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会議	中間整理	2022年5月19日	【中間整理】ウクライナ危機・電力需給ひっ迫を踏まえた対応に、水素・アンモニアの大規模サプライチェーン構築を盛り込み、炭素中立型社会に向けた経済・社会、産業構造変革に、水素・アンモニア等の分野への大規模投資を引き出すとした。原子力最大限の活用。
内閣（経産省）	「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律案」が国会審議	—	2022年5月22日	エネルギー政策基本法案について衆議院で審議
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第65回	2022年5月25日	水素・アンモニア混焼と発電設備、バイオマス混焼と既設改修の扱いについては今後検討を続けるとともに、水素・アンモニアサプライチェーン構築のための投資やCCSなどに関する固定的な燃料調達契約の費用についても今後検討するとした。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 長期ロードマップ検討会	中間整理	2022年5月27日	【中間とりまとめ】2050年時点の年間CO ₂ 貯留量の目安を1.2億～2.4億トンと想定し、2030年までのCCS事業開始に向け、①事業実施のための国内法整備に向けた検討、②コスト低減に向けた取組、③事業への政府支援の在り方の検討、④事業に対する国民理解の増進、⑤海外CCS事業の推進に取り組むとした。

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 工場等判断基準ワーキンググループ	2022年度 第1回	2022年6月8日	2023年4月1日に施行される改正省エネ法に基づき需要サイドにおける電化・水素化等のエネルギー転換を促進するとし、①エネルギー定義の見直しについて、②エネルギーの使用の合理化に関する措置について、③非化石エネルギーへの転換に関する措置について、④電気の需要の最適化に関する措置について検討が行われた。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第67回	2022年6月22日	新規電源投資の長期間固定収入を確保する新たな制度の対象電源に、アンモニア・水素混焼を前提としたLNG火力の新規案件、既設の石炭・LNG火力を水素・アンモニア混焼にするための改修案件を含め検討。
内閣官房	GX 実行会議	第1回	2022年7月27日	GX（グリーントランスフォーメーション）を実行するべく、必要な施策を検討
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	資源・燃料分科会	第35回	2022年7月28日	クリーンエネルギー戦略の個別政策として、①CCS、②水素・燃料アンモニア、③鉱物資源、④高度化法告示について協議
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	水素保安戦略の策定に係る検討会	第1回	2022年8月5日	水素を取り巻く状況と水素保安をめぐる内外環境の変化と課題について議論
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	燃料アンモニア導入官民協議会	第5回	2022年7月7日	燃料アンモニア導入に向けた大規模サプライチェーンの投資額・供給コストの規模感が示された。
内閣官房	GX 実行会議	第2回	2022年8月24日	日本のエネルギーの安定供給の再構築、危機克服とGX推進について議論。原発・
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会 / 資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第4回	2022年8月26日	水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度、効率的な水素・アンモニア供給インフラの整備について議論
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 事業・国内法検討ワーキンググループ	第1回	2022年9月1日	CCS 長期ロードマップ検討会の振り返りと国内法整備の主な論点を整理。CCS 事業に関する法的枠組み、EOR（石油増進回収）・EGR（ガス増進回収）の法的枠組み、CO ₂ の法的性質について議論 *環境と調和したCCS 事業のあり方に関する検討会（環境省）との合同会議
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 事業コスト・実施スキルム検討ワーキンググループ	第1回	2022年9月2日	世界のCCS プロジェクトの失敗要因に政策の不透明性を理由とする事業見通し難、資金不足が多いことを踏まえ、①CCS 事業への参入促進、②CCUS ハブ&クラスターの創出と輸送網の整備、③CCS 事業の持続可能性の確保について議論
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	産業のGXに向けた資金供給の在り方に関する研究会	第2回	2022年9月15日	GXの資金調達に関して議論
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 事業コスト・実施スキルム検討ワーキンググループ	第2回	2022年10月3日	CCSのコスト分析や目標設定について協議
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第70回	2022年10月3日	予備電源や長期脱炭素電源オークションについて協議。長期脱炭素電源オークションについて、新設・リプレースのLNGにアンモニア・水素・CCS・バイオマスなどの専焼化を求めるタイミングとして運転開始から10年後とする案や、グレーアンモニア・水素のブルーやグリーンへの転換の道筋を脱炭素化ロードマップの中で示すことを求める案などが示された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会 / 資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第5回	2022年10月7日	水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度と供給インフラ整備について議論。供給インフラの整備についても、拠点整備に必要な支援や拠点形成において支援対象とする設備について検討
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 事業・国内法検討ワーキンググループ	第2回	2022年10月7日	今後のWGでの議論の進め方、CCS 事業に関する法的枠組み、EOR（石油増進回収）・EGR（ガス増進回収）の法的性質について議論

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 工場等判断基準ワーキンググループ	2022年度第2回	2022年10月18日	非化石エネルギーの定義及び非化石エネルギーへの転換に関する措置、電気の需要の最適化に関する措置について議論。改正省エネ法における非化石エネルギーの定義が示された。
中央環境審議会	地球環境部会・総合政策部会 炭素中立型経済社会変革小委員会	第8回	2022年10月20日	GXに向けた有識者からヒアリング
内閣官房	GX実行会議	第3回	2022年10月26日	カーボンプライシングの基本構想案を検討。後10年間に官民合わせ150兆円が必要と試算する脱炭素分野への投資については、エネルギーの脱炭素化に60兆円超、産業の脱炭素化に50兆円、家庭の脱炭素化に30兆円、炭素固定化技術の開発に10兆円を充てる案が示された。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS事業コスト・実施スキルム検討ワーキンググループ	第3回	2022年10月31日	CCSバリューチェーンコストの試算を報告。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第71回	2022年10月31日	容量市場の特別オークションに位置づけられ2023年度に導入するとされている長期脱炭素電源オークションについて議論された。アンモニア・水素混焼については燃料ベースでそれぞれ14%と7%を混焼率として求めることや、アンモニア・水素混焼設備を専焼化するためにスクラップ&ビルドで建て替える場合の制度適用期間の特例が示された。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS事業・国内法検討ワーキンググループ	第3回	2022年11月8日	CCSの貯留事業の事業権や保安・賠償責任について議論
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会	第55回	2022年11月8日	脱炭素化された火力や揚水・蓄電池による調整力確保に関しても方向性が示された。
経産省＞審議会＞産業構造審議会	グリーンイノベーションプロジェクト部会	第8回	2022年11月10日	プロジェクトのモニタリング状況についての報告と、グリーンイノベーション基金事業の今後の進め方について議論
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第9回	2022年11月14日	クリーンエネルギー戦略中間整理を踏まえたGXの実行推進に向け議論
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会／資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第6回	2022年11月16日	水素・アンモニア燃料の値差支援枠組みを検討。クリーン燃料アンモニア協会からクリーン燃料アンモニアの定義についての見解が示された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 工場等判断基準ワーキンググループ	2022年度第3回	2022年11月22日	改正省エネ法に基づく非化石エネルギーの定義・算定方法を議論。水素・アンモニアは、その由来が非化石化化石かに応じて、非化石エネルギーへの転換に関する評価に差を設ける案が示された。
研究会＞エネルギー・環境	CCS事業コスト・実施スキルム検討ワーキンググループ	第4回	2022年11月22日	CCUS事業に対する国民理解促進、事業の意義と課題、政府支援のあり方について協議。CCS長期ロードマップ最終取りまとめ公表予定が示された。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会／基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合	第10回	2022年11月24日	GXを実現するための政策イニシアティブの具体化について議論

分類	委員会／重要な動向	回	開催日	概要
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会	第 56 回	2022 年 11 月 24 日	長期脱炭素電源オークションを通じて LNG 火力を支援する方向が示された。長期脱炭素電源オークションについては欧米の脱石炭方針にただ従うのではなくアンモニア混焼したものは石炭火力も含めるべきといった意見も出た。
内閣官房	GX 実行会議	第 4 回	2022 年 11 月 29 日	GX を実現するための政策イニシアティブの具体化について検討。成長志向型カーボンプライシング構想、今後 10 年を見据えたロードマップの具体化についても議論。
経産省＞研究会＞エネルギー・環境	CCS 事業・国内法検討ワーキンググループ	第 4 回	2022 年 12 月 2 日	CCS の民間事業者の参入と長期の資金調達を目的として、財団抵当権制度の整備を検討することが示された。CO ₂ の輸出、貯留場所で漏洩した場合の責任（リスクの所在）、再利用事業者との取引上の注意などを議論。
経産省＞審議会＞産業構造審議会	グリーンイノベーションプロジェクト部会 エネルギー構造転換分野ワーキンググループ	第 12 回	2022 年 12 月 7 日	「燃料アンモニアサプライチェーンの構築」プロジェクトについて、資源エネ庁が支援の状況を報告した後、各事業者が取組状況を報告。
経済産業省	J-クレジット制度 運営委員会	第 28 回	2022 年 12 月 9 日	J-クレジットの創出ルールに水素・アンモニアの利用を追加し、再エネ由来の水素・アンモニア利用には「J-クレジット（再エネ）」を、副生水素や非再エネ由来の水素・アンモニアには「J-クレジット（省エネ）」を付与する案が示され、委員から了承された。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会 / 資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議	第 7 回	2022 年 12 月 13 日	水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度と、合同会議の中間整理案について議論。水素・アンモニアの大規模サプライチェーン構築に向けた支援制度のイメージとして、基準価格と参照価格の差額支援や、ファーストムーバーの支援期間を 15 年とすること、原則としてクリーンな水素・アンモニアが支援対象となること等が示された。
経産省＞審議会＞産業構造審議会／総合資源エネルギー調査会	産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会 / 基本政策分科会 2050 年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会議	第 11 回	2022 年 12 月 14 日	排出量取引（GX-ETS）と炭素に対する賦課金（GX サージ）等を検討。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会	第 57 回	2022 年 12 月 20 日	小売り電力事業の在り方、電力制度の再点検結果を踏まえた今後の電力政策の方向性、電力システムの検討課題について議論。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会	第 73 回	2022 年 12 月 21 日	ベースロード市場、需給調整市場、予備電源、容量市場、長期脱炭素電源オークション、非化石価値取引について議論。
内閣官房	GX 実行会議	第 5 回	2022 年 12 月 22 日	GX 実現に向けた基本方針（案）が示された。GX 実行会議における議論の成果を踏まえ、今後 10 年を見据えた取組の方針を取りまとめるものとする。
経産省＞審議会＞総合資源エネルギー調査会	省エネルギー・新エネルギー分科会 / 電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会	第 48 回	2022 年 12 月 27 日	GX 10 年実行会議での議論を踏まえて再エネの主力電源化に向けた取り組みを進めていくための、電力ネットワークに関する議論の中で調整力確保費用の考え方が示され、調整力としての長期脱炭素電源オークションの中に余剰再エネを活用した水素・アンモニアの国内製造、活用が含まれている。

Published by Kiko Network
May 2023 (revised Japanese) July 2023 (English)
Web: <https://www.kikonet.org>
Tel: 81-3-3263-9210
Fax: 81-03-3263-9463
Email: tokyo@kikonet.org